

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UM ESTUDO DE OPORTUNIDADE PARA O SETOR
SUCROALCOOLEIRO NA MATRIZ ENERGÉTICA**

Paulo Roberto Machado Fernandes Costa

ORIENTADOR: Prof.Dr. FERNANDO MONTEIRO DE FIGUEIREDO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: PPGE.DM – 325A/08

BRASÍLIA –DF: FEVEREIRO - 2008

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UM ESTUDO DE OPORTUNIDADE PARA O SETOR
SUCROALCOOLEIRO NA MATRIZ ENERGÉTICA**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.**

APROVADA POR:

**Prof. Fernando Monteiro de Figueiredo, Doutor (UNB)
(Orientador)**

**Prof., André Luiz de Carvalho Valente, Doutor (UNIFAC)
(Examinador Externo)**

**Prof. Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, Doutor, (UNB)
(Examinador Interno)**

BRASÍLIA/DF, 26 DE FEVEREIRO DE 2008

FICHA CATALOGRÁFICA

COSTA, PAULO ROBERTO MACHADO FERNANDES

Um Estudo de Oportunidade para o Setor Sucroalcooleiro na Matriz Energética [Distrito Federal] 2008

xiv, 163p, 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Biocombustível
3. Cogeração de energia

2. Biomassa da cana
4. Energia elétrica

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

COSTA, P. R. M. F. (2008). Um Estudo de Oportunidade para o Setor Sucroalcooleiro na Matriz Energética. Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Publicação PPGENE.DM - /08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xv, 160p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Paulo Roberto Machado Fernandes Costa.

TÍTULO: Um Estudo de Oportunidade para o Setor Sucroalcooleiro na Matriz Energética.

GRAU: Mestre

ANO: 2008

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Paulo Roberto Machado Fernandes Costa
SHCES 1311, BL J APT 308 – Cruzeiro Novo
70.658-320 Brasília – DF – Brasil.

DEDICATÓRIA

Ao meu abençoado filho, Raphael Morgental Costa,
À minha amada esposa, Luciane Costa,
Aos meus admiráveis pais, Maria e Antonio Domingos,
Às minhas queridas avós, Lucília e Lucila e
Ao meu avô Manoel Costa.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me conduzido a estes caminhos com saúde e retidão de intenção.

À minha esposa Luciane, por sua dedicação ao nosso filho amado e por ter estado sempre ao meu lado.

Aos meus pais, Antonio Domingos e Maria, por todos os sacrifícios realizados em prol da educação dos filhos, pelos conselhos e pelo exemplo de dedicação e unidade familiar.

À minha irmã, cunhado, avó, tias, tios, primos e demais parentes pelas inúmeras orações e freqüente presença.

Ao meu sogro e sogra, Paulo e Maria Clair, pela carinhosa acolhida e ajuda nos momentos importantes.

Ao amigo e Professor Fernando Monteiro de Figueiredo não apenas nesta dissertação, mas desde as primeiras aulas de eficiência energética esteve sempre à disposição para uma orientação clara, precisa e eficiente.

Aos amigos da Vitalux e da Shell Brasil pelos ensinamentos e apoio na fase inicial da minha carreira profissional.

Aos amigos do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior pela ajuda, interesse e ambiente de trabalho favorável ao desenvolvimento deste trabalho.

Este trabalho concretiza não só minha vontade, mas de todos os meus familiares e amigos.

RESUMO

UM ESTUDO DE OPORTUNIDADE PARA O SETOR SUCROALCOOLEIRO NA MATRIZ ENERGÉTICA

Autor: Paulo Roberto Machado Fernandes Costa

Orientador: Prof. Dr. Fernando Monteiro de Figueiredo

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Brasília, fevereiro de 2008.

Este trabalho apresenta uma análise dos produtos do Setor Sucroalcooleiro, com enfoque para o uso em veículos e em geração de energia elétrica. O objetivo principal do estudo é realizar uma análise das potencialidades da comercialização do excedente de energia elétrica, com base na expansão do Setor e no arcabouço regulatório do Setor Elétrico. São apresentados os ciclos de expansão da produção de cana-de-açúcar e a experiência internacional em programas de substituição de combustíveis fósseis para a criação de um mercado internacional. Em seguida destaca-se o processo de produção de etanol, dando ênfase à cogeração de energia e à tecnologia atualmente disponível capaz de incrementar o excedente energético. Por fim, são analisados os resultados dos leilões de energia nova já realizados, as externalidades positivas no uso desta fonte e a competitividade do preço da energia ofertada por estes empreendimentos.

ABSTRACT

This study presents an analysis of the products of the sugar -alcohol sector, with a focus on their use in vehicles and for electric power generation. The main objective of the study was to conduct an analysis of the potential trading of surplus electric power, based on the expansion of the sector and the electric power regulatory framework. Initially, we discuss the sugar cane production expansion cycles and examples of international fossil fuel substitution programs towards the creation of an international market. Subsequently, the ethanol production process is addressed, with an emphasis on the co-generation of energy and on the currently available technology capable of incrementing energy surpluses. Lastly, we discuss the results of the new energy auctions, the positive externalities regarding the use of this source of energy, and the price competition of the energy offered by these initiatives.

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO.....	1
2 - ANÁLISE DO SETOR SUCROALCOOLEIRO	4
2.1 - PRIMEIRO CICLO (1925 – 1974).....	4
2.1.1 - Década de 1920.....	5
2.1.2 - Década de 1930.....	5
2.1.3 - Década de 1940.....	6
2.1.4 - Década de 1950.....	6
2.1.5 - Década de 1960.....	7
2.1.6 - Década de 1970 (até 1974)	8
2.1.7 – Produção do primeiro ciclo	9
2.2 - SEGUNDO CICLO (1975 – 2002)	12
2.2.1 - Década de 1970.....	12
2.2.1.1 – 1975 (1ª fase do Proálcool)	13
2.2.1.2 – 1979 (2ª fase do Proálcool)	15
2.2.2 - Década de 1980.....	16
2.2.2.1 – 1987 (3ª fase do Proálcool)	18
2.2.3 - Década de 1990.....	20
2.2.4 - Década de 2000 (até 2003)	21
2.3 - TERCEIRO CICLO (2003 – 2007).....	21
2.4 - TRIBUTAÇÃO SOBRE OS COMBUSTÍVEIS	30
2.5 - INTRODUÇÃO DO GNV NA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL	32
2.6 - CONTROLE DE EMISSÕES DE GASES POLUENTES POR VEÍCULOS AUTOMOTORES	34
3 - INICIATIVAS INTERNACIONAIS SOBRE O USO DO ETANOL CARBURANTE	39
3.1 - CONFERÊNCIAS INTERNACIONAIS SOBRE O MEIO AMBIENTE E ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	39

3.2 - CONTINENTE AFRICANO	42
3.3 - CONTINENTE ASIÁTICO	43
3.4 - CARIBE E AMÉRICA DO SUL	46
3.5 - UNIÃO EUROPÉIA	48
3.6 - AMÉRICA DO NORTE	51
3.7 - COOPERAÇÃO PARA CONSOLIDAÇÃO DO MERCADO MUNDIAL DO ETANOL	53
4 - DESCRIÇÃO DO PROCESSO PRODUTIVO	59
4.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO	59
4.2 - CONSIDERAÇÕES SOBRE A CULTURA DA CANA -DE-AÇÚCAR	59
4.3 - PROCESSO DE PRODUÇÃO DO ETANOL	62
4.4 - COGERAÇÃO DE ENERGIA E CICLOS TÉRMICOS	64
4.4.1 – Ciclo Rankine	68
4.4.1.1 – Turbina à Vapor	69
4.4.1.2 – Caldeiras	71
4.4.2 – Ciclo Brayton com gaseificação de biomassa	74
4.4.2.1 – Turbina à gás	77
4.5 - TECNOLOGIA INSTALADA E TENDÊNCIAS EM COGERAÇÃO NAS USINAS BRASILEIRAS	78
5 - PRODUÇÃO DE ETANOL VIA BIOMASSA LIGNOCELULÓSICA	88
5.1 - PROCESSO DE PRODUÇÃO VIA BIOMASSA	89
5.1.1 – Processo de hidrólise enzimática	89
5.1.2 – Processo de hidrólise ácida	94
5.2 - PRODUÇÃO DE ETANOL VIA PALHA E BAGAÇO DE CANA -DE- AÇÚCAR.....	95
5.3 - CONSIDERAÇÕES DO DESENVOLVIMENTO DO PROCESSO DE HIDRÓLISE NO BRASIL	97
5.4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O PROCESSO	99

6 - COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE E MATRIZ ENERGÉTICA	101
6.1 - SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	101
6.1.1 – Agentes do setor	102
6.1.2 – Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	106
6.1.3 – Ambiente de Contratação Livre (ACL)	107
6.1.4 – Agentes de Geração	110
6.1.5 – Agentes de Comercialização	113
6.2 - REDE DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	114
6.2.1 – Procedimentos de Rede do Sistema Elétrico	114
6.2.2 – Tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição	115
6.3 - INSTRUMENTOS DE INCENTIVO A GERAÇÃO DE ENERGIA EXCEDENTE	121
6.3.1 – PROINFA	121
6.3.2 – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	126
6.3.3 – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)	129
6.4 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	132
6.4.1 – Reserva de capacidade	132
6.4.2 – Aspectos gerais dos leilões de energia elétrica	133
6.4.3 – Leilões de energia nova	135
6.5 - REPRESENTATIVIDADE DA COGERAÇÃO DA BIOMASSA DA CANA NA MATRIZ GERADORA NACIONAL	138
6.6 - COMPETITIVIDADE DA COGERAÇÃO DA BIOMASSA DA CANA EM RELAÇÃO ÀS DEMAIS FONTES INCENTIVADAS	144
6.7 - REPRESENTATIVIDADE DOS DERIVADOS DA CANA NA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL	148
7 - CONCLUSÕES	151
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Alíquotas de IPI para automóveis leves	22
Tabela 2.2 - Alíquotas da CIDE combustíveis	30
Tabela 2.3 - Tributação sobre os combustíveis	31
Tabela 2.4 - Contribuição tributária dos agentes da cadeia de comercialização dos combustíveis	32
Tabela 2.5 - Total de cilindros de GNV instalados e postos de distribuição de GNV no Brasil 1996 – 2006	33
Tabela 2.6 - Principais poluentes veiculares da atmosfera	36
Tabela 3.1 - Mercado norte-americano de Etanol 2002-2007	52
Tabela 3.2 - Produção de etanol por hectare e as necessidades correspondentes de terra (ha/tep)	53
Tabela 4.1 - Área colhida e produção da safra 2006/07 das principais culturas agrícolas brasileiras	59
Tabela 4.2 - Modelo Convencional de Cogeração	80
Tabela 4.3 - Alternativa I	81
Tabela 4.4 - Alternativa II	82
Tabela 4.5 - Alternativa III	83
Tabela 4.6 - Alternativa IV	84
Tabela 4.7 - Alternativa V	85
Tabela 4.8 - Alternativa VI	86
Tabela 4.9 - Resumo das opções tecnológicas avaliadas	87
Tabela 5.1 - Composição do bagaço e da palha da cana-de-açúcar	89
Tabela 6.1 - Contrato de unidades geradoras	117
Tabela 6.2 - Tarifas aplicadas aos contratos de uso do sistema elétrico	118
Tabela 6.3 - Geradores conectados aos sistemas de distribuição	120
Tabela 6.4 - Resultados gerais PROINFA Etapa I	125
Tabela 6.5 - Participação por Estado da fonte Biomassa no PROINFA	126
Tabela 6.6 - Linhas de financiamento de caldeiras	128
Tabela 6.7: Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto	131
Tabela 6.8 - Resumo da contratação de energia pelas distribuidoras	135
Tabela 6.9 - Leilões de energia nova do novo modelo do setor	138
Tabela 6.10 - Matriz de energia elétrica	139
Tabela 6.11 - Energia gerada por centrais elétricas autoprodutoras	140
Tabela 6.12 –VETEF - PROINFA	146

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Produção de Cana-de-açúcar Safras de 1939/40 – 1974/75	9
Figura 2.2 - Produção e Exportação de Açúcar de 1940–1974	11
Figura 2.3 - Produção do etanol anidro, hidratado e to tal de 1939–1975	12
Figura 2.4 - Participação dos veículos leves no mercado brasileiro de 1979 –2006.....	23
Figura 2.5 - Produção de etanol de 1975–2006.....	24
Figura 2.6 - Produção total e exportação de etanol de 1992–2006.....	25
Figura 2.7 - Produção e exportação de açúcar de 1975–2006.....	26
Figura 2.8 - Produção de Cana-de-açúcar Safras 19975/76 a 2006/07	27
Figura 4.1 - Ilustração do ciclo Brayton com cogeração	67
Figura 4.2 - Ilustração do ciclo combinado com cogeração Brayton - Rankine	68
Figura 4.3 - Turbina de contrapressão em um sistema de cogeração	70
Figura 4.4 - Turbina de condensação e extração em um sistema de cogeração	71
Figura 4.5 - Ilustração do ciclo BIG-GTCC.....	76
Figura 6.1 - Desembolso em cogeração de energia realizado pelo BNDES	129

LISTA DE SÍMBOLOS, MOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ANP	Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCD	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
CDPA	Comissão de Defesa da Produção do Açúcar
CENAL	Comissão Nacional do Álcool
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CIDE	Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico
CIMA	Conselho Interministerial do Açúcar e do Álcool
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CODEVASF	Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco
COFINS	Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social
COMECON	Conselho Econômico de Assistência Mútua
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CSPG	Concessionários de Serviço Público de Geração
CTC	Centro de Tecnologia Canavieira
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
DETRAN	Departamento de Trânsito
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETBE	Éter Étil Terc-Butílico
FAPESP	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo
FURNAS	Central Elétrica de Furnas S.A.
GEE	Gases Geradores do Efeito Estufa
GNV	Gás Natural Veicular
IAA	Instituto do Açúcar e Álcool
IAC	Instituto Agrônomo de Campinas
IBC	Iniciativa para a Bacia do Caribe
ICMS	Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas

IPI	Imposto sobre Produto Industrializado
LI	Licença Ambiental de Instalação
LP	Licença Prévia Ambiental
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBE	Éter Metil Terc-Butílico
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEP	Organização dos Produtores de Petróleo
PCI	Poder Calorífico Inferior
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A
PIB	Produto Interno Bruto
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PIS/PASEP	Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND	Programa Nacional de Desenvolvimento
PROÁLCOOL	Programa Nacional do Alcool
PROCONVE	Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCE	Redução Certificada de Emissão
RIDESA	Rede Interuniversitária de Desenvolvimento do Setor Sucroalcooleiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEP	Tonelada Equivalente de Petróleo
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
URE	Unidade de Redução de Emissão
VETEF	Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte

1 - INTRODUÇÃO

Desde o início da história do Brasil, a cana-de-açúcar se destacou como um dos mais importantes produtos agroindustriais brasileiros. A produção dessa matéria prima constituiu elemento essencial para o fortalecimento da economia nacional durante o Ciclo da Cana (Séculos XVI e XVII), promovendo o Brasil dentro do cenário internacional e gerando transformações nos campos político, econômico e social.

Nos dias atuais, a cana ainda exerce papel fundamental, não só com a consolidação do país como o maior produtor mundial de açúcar, mas com a introdução do setor sucroalcooleiro no campo de combustíveis e energia. Isso decorre das pressões de preços e perspectivas de esgotamento das fontes não-renováveis de combustíveis fósseis, assim como o de preocupações de natureza ambiental, relacionadas à emissão de substâncias que comprometem o meio ambiente.

As ações governamentais brasileiras dirigidas ao etanol combustível datam da década de 1930 com a introdução da mistura obrigatória de 5% na gasolina, período em que o país ainda importava todo o petróleo que consumia e mantinha uma forte dependência energética. Apesar da eficácia da medida, foi a partir dos anos 1970, com o lançamento do Proálcool, que o etanol incorporou-se de forma definitiva na matriz energética nacional.

Mesmo com a interrupção da trajetória virtuosa do etanol no início da década de 1990 em resposta à queda nos preços relativos do petróleo e aos problemas de natureza fiscal do governo, que eliminaram os subsídios e levaram a uma perda de espaço relativo para a gasolina, uma nova oportunidade foi garantida ao etanol combustível graças aos novos veículos bicompostíveis (*flex fuel*).

No mundo, o recente retorno aos aumentos no preço do petróleo, as perspectivas de esgotamento das reservas, os riscos geopolíticos decorrentes da dependência do petróleo de países politicamente instáveis e os compromissos mais sólidos com a questão ambiental desde a assinatura do Protocolo de Quioto fizeram renascer a atenção nas fontes alternativas de energia. O biodiesel e, principalmente, o etanol passaram a constar de forma definitiva da agenda dos governos e das políticas de praticamente todos os países.

No panorama que se abre para a consolidação mundial do etanol, dois aspectos centrais

devem ser considerados. O primeiro é a consolidação técnica e comercial do produto brasileiro. E o segundo é o desenvolvimento de novas tecnologias de produção com base na biomassa lignocelulósica.

Com representatividade crescente na matriz geradora de energia elétrica a cogeração via bagaço de cana tornou-se uma alternativa viável ao aumento da oferta interna de energia elétrica no país. O desenvolvimento de ciclos a vapor mais avançados, a redução do consumo de vapor de processo e o preço da energia elétrica têm influenciado investimentos no aumento da energia excedente e a modernização do parque gerador.

Nesse novo cenário, este trabalho propõe-se a discutir os desafios e perspectivas do setor sucroalcooleiro brasileiro na matriz energética nacional dando ênfase à expansão do setor devido ao crescimento do consumo de etanol em veículos e na participação da cogeração de energia no parque gerador nacional. O trabalho está assim subdividido:

O Capítulo 02 descreve uma breve análise do setor sucroalcooleiro em ciclos de expansão, dos primeiros testes do uso do etanol em motores até a última safra, com foco na oferta de etanol e açúcar. Outras variáveis relevantes à oferta de combustíveis e de energia também são analisadas, tais como as políticas setoriais, a frota de veículos à gasolina, à etanol e à gás natural veicular e o programa nacional de controle da poluição do ar por veículos automotores.

O capítulo 03 apresenta os debates internacionais sobre desenvolvimento sustentável e a necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa como forma de minimizar os impactos das mudanças climáticas, o programa de substituição de combustíveis fósseis em países selecionados e os esforços do setor estatal e privado para criação de um mercado internacional do etanol.

O Capítulo 04 descreve as características peculiares da produção de etanol, da fase agrícola à fase industrial, com vistas a caracterizar o nível tecnológico brasileiro do processo. São apresentadas as fases do processo em uma usina típica dada ênfase à cogeração de energia e os avanços tecnológicos que potencializam a comercialização do excedente de energia elétrica.

O capítulo 05 descreve o processo de produção de etanol via biomassa lignocelulósica em fase de análise experimental, com vistas nos ganhos de produtividade, nos desafios tecnológicos e nas oportunidades da biomassa de cana na produção adicional de etanol em concorrência ao processo de cogeração de energia.

O capítulo 06 analisa os contratos e os incentivos concedidos às centrais térmicas cogradoras na comercialização da energia de acordo com as regras estabelecidas no Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.

Ainda neste capítulo, são apresentados: o desempenho da contratação de energia desse tipo de fonte nos leilões de energia nova, os esforços mútuos da iniciativa pública e privada na introdução de novos empreendedores, a representatividade do setor sucroalcooleiro na matriz energética nacional e a competitividade do preço da energia ofertada por estes empreendimentos em detrimento as demais fontes de energia.

Por fim o capítulo 07 apresenta as conclusões deste trabalho.

2 - ANÁLISE DO SETOR SUCROALCOOLEIRO

A disponibilidade dos combustíveis derivados de biomassa tende a crescer, abrindo perspectivas para todos os países, inclusive para os países menos desenvolvidos.

A representatividade do etanol na matriz energética nacional, o histórico da produção no país e o crescente interesse internacional por este combustível, dão ao Brasil posição de destaque. Para o perfeito entendimento do contexto da matéria tratada neste trabalho é fundamental conhecer a história do setor Sucroalcooleiro no País.

Os fatos cronológicos foram divididos em 3 ciclos, com base nos marcos que incrementaram a produção do etanol. O primeiro ciclo consiste nos testes para utilização do etanol misturado à gasolina até a fase pré-inicial do programa governamental Proálcool. O segundo ciclo consiste nas 3 fases do Proálcool. E por fim, o terceiro ciclo consiste na fase após o lançamento dos veículos *flex fuel*, caracterizada como fase atual.

Em todos os ciclos são discutidas as variações da produção do etanol e açúcar, as variações do mercado externo de ambos os produtos e as iniciativas governamentais para regular o setor sucroalcooleiro e de combustíveis, com base em (RODRIGUES, 1975), (JANK, 1989), (SZMRECSANYI, MOREIRA, 1991), (SANTOS, 1993), (RAMOS, 2006).

Ainda constam: uma análise da tributação sobre os combustíveis, uma análise da participação do gás natural veicular na matriz energética brasileira e uma análise do programa nacional de controle de emissões de gases por veículos automotores.

2.1 - PRIMEIRO CICLO (1925 – 1974)

O primeiro ciclo abrange os testes iniciais para o uso do etanol em veículos automotores, os tratados comerciais internacionais do açúcar, a representatividade do etanol nas décadas de 1930 a 1970 e o cenário nacional que induziu o lançamento do Proálcool no ciclo seguinte.

Este ciclo foi marcado por forte intervenção estatal como forma de viabilizar o processo de desenvolvimento econômico. O Estado envolvia-se fortemente no setor de infra-estrutura, em particular no energético. Um reflexo de tal política no Brasil foi a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), em 1945; da Petróleo Brasileiro S.A.

(PETROBRAS), em 1953; a Central Elétrica de Furnas S.A. (Furnas), em 1957; e da Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (Eletrobrás), em 1962.

2.1.1 - Década de 1920

A relevância desta década está nos testes iniciais para utilização do etanol misturado à gasolina para fins carburantes realizados pelo Instituto Nacional de Tecnologia, a partir de 1925, no Brasil.

2.1.2 - Década de 1930

A intervenção estatal em âmbito nacional na agroindústria canavieira foi iniciada com a formação da Comissão de Defesa da Produção do Açúcar (CDPA), em 1931. A instituição teve como objetivo principal o equilíbrio entre produção e consumo internos de açúcar, ficando os excessos sob sua responsabilidade. Para isso, foram definidas quotas de produção para cada produtor de cana e de açúcar.

A CDPA teve curta duração, sendo substituída pelo Instituto do Açúcar e Alcool (IAA), em 1933, que tinha o mesmo objetivo de controlar a produção e administrar a exportação.

O uso veicular do etanol foi implantado com a obrigatoriedade de se adicionar 5% deste à gasolina importada consumida no Brasil, pelo Decreto nº 19.717, de 20 de fevereiro de 1931. A primeira extração de petróleo em território nacional se deu em 1939, na Bahia, sendo essas produções registradas a partir de 1940 (RAMOS, 2006).

De forma a incrementar a produção, em 1933, a primeira destilaria dedicada a produção do etanol anidro, utilizado na mistura com a gasolina, foi instalada no estado do Rio de Janeiro, com capacidade de 437 m³ por dia (JANK, 1989).

No âmbito internacional foi realizada a primeira regulamentação do mercado internacional do açúcar, entre os Estados Unidos da América e os demais países aliados, em 1934. O *Sugar Act* passou a especificar a participação dos produtores e as condições de abastecimento do mercado norte-americano, levando em consideração os diferentes tipos de açúcar e interesses envolvidos na cadeia produtiva. Além das quotas estipuladas

previamente para os produtores, o “mercado preferencial”, como ficou conhecido, tinha como mecanismo de segurança a possibilidade de aquisição e de oferta complementar de açúcar no mercado livre.

A criação do mercado preferencial não favoreceu o produto brasileiro sendo limitado à quota de 36 mil toneladas de açúcar no ano seguinte.

2.1.3 - Década de 1940

No início desta década, o país possuía 44 destilarias de etanol operantes, com capacidade diária de 638.000 m³. A expansão do número de destilarias entre 1933 e 1941 ocorreu principalmente devido aos incentivos financeiros e administrativos do IAA e em parte aos investimentos que o Instituto realizou de forma direta, através da implantação e operação das chamadas destilarias centrais de sua propriedade. A eficiência das unidades de produção de São Paulo era baixa e só haviam se tornado viáveis graças aos elevados preços do açúcar e do álcool fixados pelo Instituto durante a I Guerra mundial.

No período seguinte, de 1942 a 1946, o Brasil atingiu o percentual na mistura do etanol da gasolina de 42%. Isto ocorreu por duas razões, ambas seqüelas da II Guerra Mundial. A primeira foi decorrência das restrições às importações de petróleo e de gasolina. A segunda foi decorrência das restrições econômicas e logísticas para a exportação do açúcar. (RODRIGUES, 1975).

Nos moldes do mercado preferencial norte americano criado em 1934, a União Soviética cria seu mercado preferencial de açúcar com países aliados, o Conselho Econômico de Assistência Mútua (COMECON), em 1948 (RODRIGUES, 1975).

2.1.4 - Década de 1950

Nos primeiros anos da década de 50, São Paulo, zona tradicionalmente produtora de café, passa a ser a zona com maior representatividade na produção de cana-de-açúcar substituindo as Regiões Norte/Nordeste, mediante ao crescente mercado consumidor paulista (JANK, 1989).

Em 1951, a comunidade britânica institui um novo mercado preferencial, o *Commonwealth*

Sugar Agreement. Diante de um comércio internacional instituído entre mercados preferenciais e o mercado livre, os preços do açúcar sofriam freqüentes movimentos especulativos. Os preços pagos pelos Estados Unidos tinham maior nível médio (JANK, 1989).

Nas décadas de 1950 e 1960, o etanol carburante tornou-se menos lucrativo, tanto para o governo como para o empresariado do setor. O percentual da mistura do etanol na gasolina foi alterado inúmeras vezes, atingindo, no início da década de 1970, 2,9% em todo o país e 7% na cidade de São Paulo (JANK, 1989).

2.1.5 - Década de 1960

Os primeiros anos desta década foram marcados pela Revolução Cubana, o rompimento de relações entre Cuba e os Estados Unidos da América e a conseqüente exclusão das exportações de açúcar de Cuba para o mercado preferencial norte-americano. Tais eventos proporcionaram um possível acesso substancial a esse mercado protegido e de preços normalmente mais altos que o mercado internacional. Este foi o rompimento comercial entre o maior produtor e o maior consumidor de açúcar da época, em 1961 (RODRIGUES, 1975).

O IAA destinou a quota prioritariamente ao açúcar produzido nos estados do Nordeste, por ser a região mais pobre do país. Em meados da década de 60 a quota de exportação para o mercado preferencial norte americano era de 360 mil toneladas (RODRIGUES, 1975).

Um fator adicional foi a filiação de Cuba ao Bloco Socialista liderado pela União Soviética, país do qual Cuba se transformou no principal fornecedor de açúcar. A crescente demanda deste novo mercado preferencial, somada às dificuldades estruturais de Cuba em rapidamente ampliar a sua produção também abriu um novo espaço no mercado livre mundial.

As perspectivas de uma demanda crescente de açúcar tanto pelo mercado norte americano quanto pelo mercado livre, levaram o IAA a priorizar os mercados externos, criando em 1961 a sua Divisão de Exportação. Além das crescentes perspectivas de demanda, havia um pessimismo quanto ao abastecimento futuro mundial evidenciado por parte de organismos internacionais, que previam uma escassez generalizada de açúcar e, portanto,

um longo período de preços elevados no mercado livre mundial.

Em meados da década de 1960 foi lançado o Plano de Expansão da Indústria Açucareira com créditos subsidiados de longo prazo com o objetivo de ampliar a produção de açúcar e de cana-de-açúcar. Dentre outras medidas associadas ao plano de expansão, em 1965, foi criado um fundo para financiar a modernização técnico/produziva das fábricas. Este fundo foi denominado de Fundo Especial de Exportação (FEE) e era formado por uma taxa associada ao volume e ao preço de exportação do açúcar. O fundo teve maior eficácia a partir dos primeiros anos da década de 70 e se estendeu até 1977 (JANK, 1989).

Dentre 1961 e 1973 foram implementadas uma série de medidas destinadas a dotar o complexo canavieiro da capacidade para produzir, até o início da década de 70, o montante de 6 milhões de toneladas de açúcar, o dobro da produção de 1960 (JANK, 1989).

2.1.6 - Década de 1970 (até 1974)

No início da década de 70, o IAA, com vistas a desenvolver a agroindústria canavieira e as exportações brasileiras dos produtos da cana, estabeleceu três programas: Programa de Racionalização da Indústria Açucareira; Programa de Apoio à Indústria Açucareira; e o Programa de Melhoramento da Cana-de-açúcar. A partir deste período foi dada ênfase aos estudos de melhoramento de variedades, controle de pragas, aprimoramento das técnicas de cultivo e melhoramento das unidades de produção (SZMRECSANYI, MOREIRA, 1991).

Internacionalmente a produção e o consumo *per capita* de açúcar dos países da América do Sul, África e Europa estavam em crescimento, o consumo dos países da Ásia e Oceania que tiveram grande crescimento na década 60 estavam estabilizados e, por fim, o consumo dos países da América do Norte estava em retração nesta década (RAMOS, 2006).

A retração do mercado norte americano se deve à progressiva utilização de substitutos do açúcar de cana e de beterraba nos Estados Unidos. Entre eles destaca-se a ampliação do consumo *per capita* de HFCS (isoglucose de milho) naquele país, o qual passou de 0,59 kg/ano em 1972 para 21,47 kg/ano em 1980, principalmente a partir de 1973, em que a nova tecnologia de fabricação tornou os custos competitivos. Essa perspectiva mudou a iniciativa de buscar auto-suficiência no abastecimento de açúcar para a concorrência e

substituição do produto (RAMOS, 2006).

2.1.7 – Produção do primeiro ciclo

A figura 2.1 demonstra graficamente o aumento contínuo da produção de cana-de-açúcar, entre os anos de 1940 a 1974, com uma taxa de crescimento anual média de 5,37%. O crescimento ocorrido na década de 40 apoiou-se nos incentivos financeiros e administrativos do IAA para modernização do parque industrial. O crescimento da produção na década de 50 foi motivado pela perspectiva de ganhos crescentes na comercialização do açúcar no mercado preferencial e no mercado mundial livre. A ruptura dos acordos diplomáticos entre Estados Unidos e Cuba e a perspectiva de falta de açúcar no mercado internacional, motivaram a expansão da produção na década de 60 (RAMOS, 2006), (IBGE, 1980).

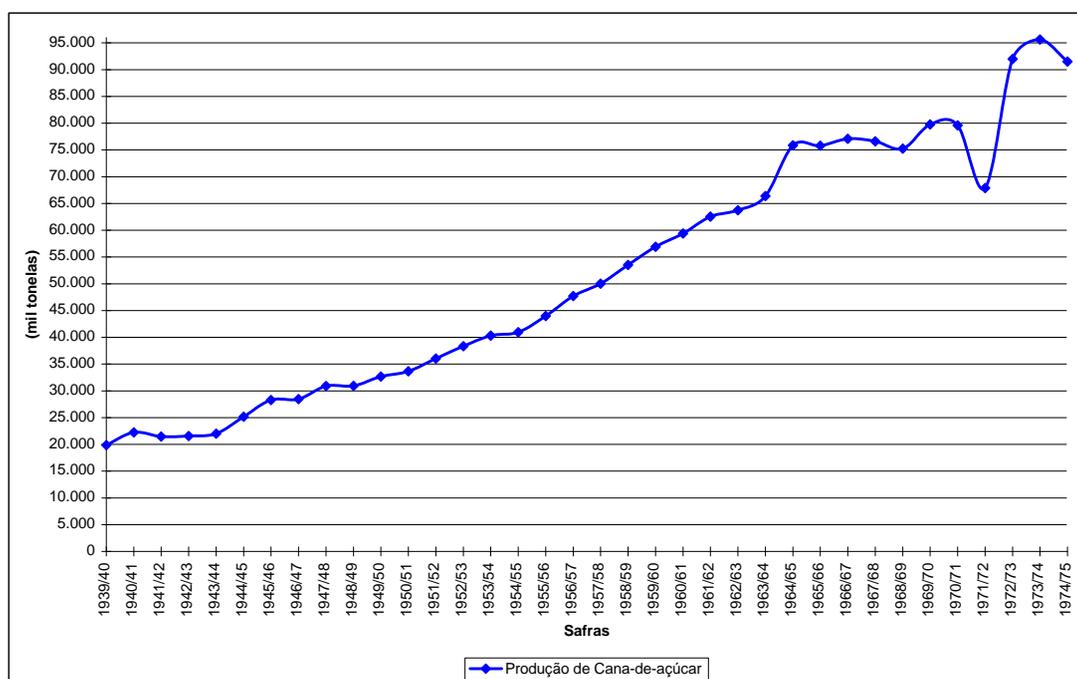


Figura 2.1 - Produção de Cana-de-açúcar Safras de 1939/40 – 1974/75

Como principais resultados do ciclo, pode-se citar, um crescimento na produção da cana igual a 4,5 vezes, saindo de 20 milhões de toneladas na safra 1939/40 para 91,5 milhões de toneladas na safra 1974/75, frente a um crescimento da área plantada de 4,3 vezes no mesmo período, de 0,476 milhões hectares para 2,05 milhões de hectares.

Diante destes resultados, houve um ganho de produtividade de 32%, de 35 toneladas de cana-de-açúcar por hectare para 46,5 toneladas de cana -de-açúcar por hectare.

O crescimento da produção de açúcar foi o principal incentivador do aumento da produção de cana-de-açúcar. Na safra 1939/40 foram produzidas 864 mil toneladas de açúcar frente à produção da safra 1974/75 de 6.720 mil toneladas, crescimento de 7,7 vezes (RAMOS, 2006), (IBGE, 1980).

A produção de açúcar alcançou marca superior a 1 milhão de toneladas na safra 1946/47, com um crescimento de 19% em relação a safra anterior. Na safra seguinte ocorreu um novo aumento significativo de 23%. O maior crescimento relativo entre safras ocorreu entre as safras de 1964/65 e 1965/66, com 28% de aumento (RAMOS, 2006).

Devido às condições favoráveis de mercado, a produção de açúcar teve um crescimento superior ao crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional nas décadas de 40 e 50. Enquanto o crescimento médio anual do PIB na década de 40 foi de 5,9%, o crescimento médio anual da produção de açúcar foi de 6,7%. Na década de 50, o crescimento da produção de açúcar foi de 8,44% frente ao crescimento do PIB nacional de 7,38%. (RAMOS, 2006), (SZMRECSANYI, MOREIRA, 1991).

A figura 2.2 apresenta um gráfico com os valores de produção de açúcar de cada safra acumulados em seu ano base para fins de comparação com o período de exportação anual. Por exemplo, a produção de açúcar da safra 1940/41 foi acumulada no ano 1940 para que seja comparada com a quantidade exportada neste período (RAMOS, 2006), (IBGE, 1980).

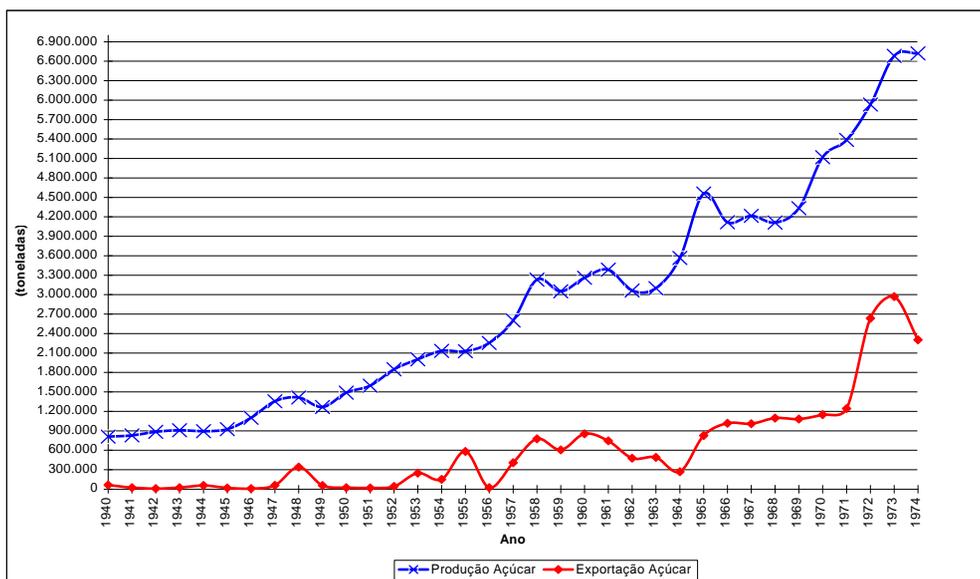


Figura 2.2 - Produção e Exportação de Açúcar de 1940–1974

Observa-se na figura 2.2, o aumento vertiginoso na produção de açúcar a partir de 1945 devido à atratividade dos preços internacionais do produto. Entre 1961 e 1971, o volume das exportações de açúcar no Brasil aumentou mais de 100%, contra um crescimento de 50% na produção e 38% no consumo interno. Apesar do aumento, não houve regularidade nas exportações do açúcar, apresentando grandes variações de um ano para outro (IBGE, 1980).

O etanol também teve sensível crescimento, cerca de 6,6 vezes, indo de 93,714 m³ em 1939 para 624.985 m³ em 1974. A produção do etanol anidro foi irregular em todo o ciclo de análise, demonstrando as freqüentes alterações no percentual da mistura com a gasolina, considerado como a válvula de escape mais importante para diminuir e/ou evitar o crescimento dos excedentes de açúcar. Já a produção do etanol hidratado, destinada ao setor industrial, dentre outros, fabricação de bebidas, alimentos, material de assepsia, teve maior regularidade.

A figura 2.3 apresenta a produção do etanol anidro, hidratado e a soma dos dois volumes no período de 1940 a 1975 (RAMOS, 2006), (IBGE, 1980).

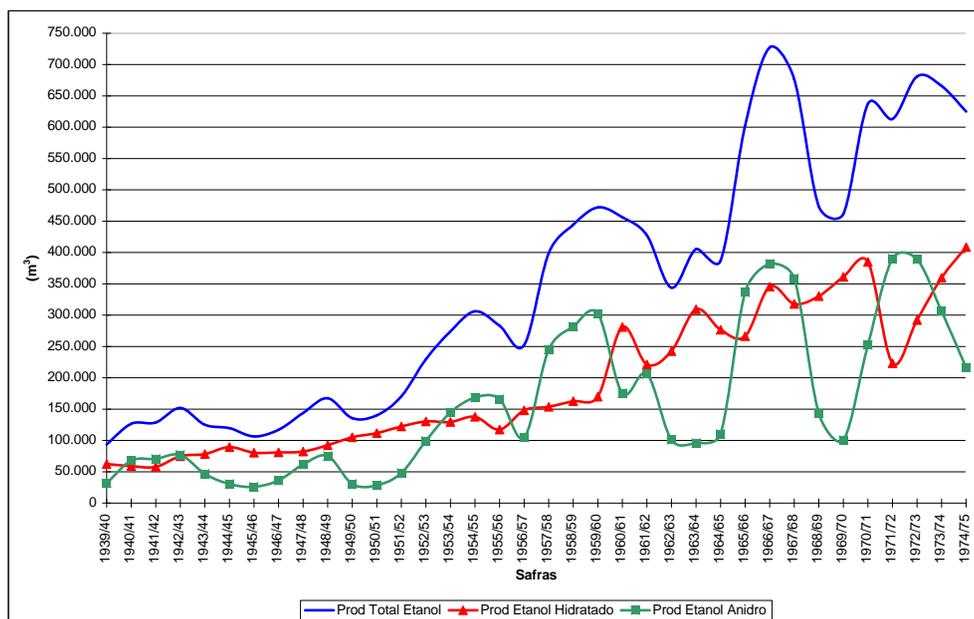


Figura 2.3 - Produção do etanol anidro, hidratado e total de 1939–1975

2.2 - SEGUNDO CICLO (1975 – 2002)

O segundo ciclo de análise consiste no detalhamento dos fatos ocorridos durante o programa governamental Proálcool, exaltando os fatos geradores, as medidas adotadas para o fomento da produção de etanol, o auge da produção, os momentos de escassez do produto e os momentos que antecederam o lançamento dos veículos *flex fuel*.

2.2.1 - Década de 1970

Em 1973, o combustível fóssil no Brasil foi responsável por 54,8 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep), o que implicou em 42,8% da composição relativa da matriz energética brasileira. Neste ano, a dependência externa do petróleo por parte do Brasil chegou a 76,9% (RODRIGUES. 1975).

O preço do petróleo ofertado pela Organização dos Produtores de Petróleo (OPEP) situava-se, em janeiro de 1973, em US \$ 2,59 o barril. Após a Guerra Árabe-Israelense, quando eclodiu o choque do petróleo, estes preços subiram para US \$10,95, em janeiro de 1974. Ou seja, em janeiro de 1974 o preço tornou-se 3,21 vezes maior que o do ano anterior. Deste modo, se em 1973 a importação do petróleo e dos seus derivados representavam respectivamente 9% e 11% do valor total das importações, em 1975 tais proporções se elevariam para, respectivamente, 22% e 23%. Tal patamar dos preços do petróleo e de seus

derivados seria mantido durante a maior parte da segunda metade da década de 70, ficando na faixa de US \$ 9,54 (agosto de 1975) a US \$ 14,85 (dezembro de 1978) (RODRIGUES, 1975).

Em meados dos anos 70, o governo brasileiro lançou o II Programa Nacional de Desenvolvimento (PND), que previa a implantação e expansão de uma série de setores produtivos de cunho energético-intensivo como a indústria de alumínio, siderurgia, papel e celulose, química e petroquímica. Desta feita, a questão do gargalo energético se situava como um dos problemas centrais a ser resolvido pelo governo neste período.

Diante deste cenário, o modelo energético brasileiro, após a segunda metade dos anos 70, foi dividido em dois blocos. De um lado, as políticas que visavam a produção de eletricidade, representadas pela construção de usinas hidroelétricas e nucleares. De outro lado, as políticas que objetivavam a auto-suficiência dos combustíveis líquidos, através do estímulo à exploração de petróleo, principalmente *offshore*, ao uso de biomassa, principalmente o etanol e a cana de açúcar.

2.2.1.1 – 1975 (1ª fase do Proálcool)

O declínio dos preços do açúcar no mercado internacional ocorreu no início de 1975, com o pico de preços em novembro de 1974. Isto se deu devido à inversão das previsões realizadas na década de 60 que indicavam a falta mundial de açúcar (RAMOS, 2006).

Outra mudança no mercado internacional do açúcar foi a alteração da participação da Comissão Econômica Européia no mercado livre mundial que em 1975 foi importadora com 238 mil toneladas e em 1976 e 1977 foi exportadora com 1,2 milhão de toneladas e 2,4 milhões de toneladas, respectivamente (RAMOS, 2006).

Diante deste cenário, o valor das exportações brasileiras de açúcar estava sujeito a declinar fortemente nos anos seguintes. Esta retração se deu exatamente quando os usineiros haviam ampliado suas unidades de produção e estimulado a ampliação dos canaviais de seus fornecedores. Assim, de um momento para o outro, os produtores viram -se face à uma capacidade ociosa significativa, estavam então, diante de uma ampla crise de superprodução. Esta certamente teria ocorrido, caso as crises internacionais do petróleo não tivessem ocorrido e a decisão do governo federal de promover um grande aumento na

produção do etanol não tivesse sido tomada (JANK, 1989).

Motivado pela crise do petróleo no final de 1973 que triplicou o preço do produto no ano seguinte trazendo um forte impacto sobre a balança comercial brasileira e pelo significativo capital ocioso dos produtores de cana e equipamentos com a redução dos preços internacionais do açúcar, o governo federal lançou o “Projeto Proálcool” no Decreto nº 76.593, de 14 de novembro de 1975, sob a gestão do presidente Geisel (RAMOS, 2006).

No plano institucional, o governo federal criou a Comissão Nacional do Álcool (CENAL), formada por representantes dos vários ministérios afins, somados à PETROBRAS, responsabilizada pela distribuição nacional do etanol. A comissão exaltou 5 objetivos básicos do Proálcool (RAMOS, 2006):

a) Economia de divisas mediante a redução na importação do petróleo para a produção da gasolina e de matérias-primas;

b) Redução das disparidades regionais de renda, mediante alargamento da produção para diferentes regiões do Brasil com baixo nível de ocupação produtiva. Neste item previa-se a produção de álcool de mandioca o que, de certo modo, democratizaria o Programa, visto que, esta raiz é produzida majoritariamente por pequenos produtores ;

c) Diminuição das disparidades individuais de renda, através da maior ocupação da mão-de-obra do setor agrícola, em uma atividade que supostamente pagaria salários mais elevados que a média do setor agrícola;

d) Crescimento da renda interna com uma ocupação mais intensiva da terra e da mão-de-obra até então vistas como ociosas; e

e) Expansão da indústria de bens de capital (tratores, máquinas agrícolas, fábricas produtoras e construtoras de destilarias, indústria química, etc) mediante a elevação da demanda do setor sucroalcooleiro.

Na primeira fase do Programa, iniciada em 1975, foi prevista a adição do etanol anidro à gasolina em 22%. O esforço foi dirigido, sobretudo, à mistura com gasolina, mesmo porque nesta fase inicial, a indústria automobilística ainda não tinha lançado o veículo

movido exclusivamente a etanol.

Como estímulo aos produtores, foram criadas novas linhas de créditos especiais para a instalação e ampliação de destilarias vinculadas às usinas de açúcar, as chamadas destilarias anexas. Foi ainda, promovida uma substancial elevação dos preços pagos aos produtores ao estabelecer uma taxa de conversão de 44 litros de etanol por saco de açúcar de 60 quilos. Esse incentivo foi adotado para estimular os produtores a canalizarem toda a matéria-prima disponível para a fabricação do etanol (JANK 1989).

Em resumo, os três principais mecanismos que o governo utilizou para incentivar a produção do etanol foram: a fixação de preços remuneradores, a concessão de empréstimos para investimentos em condições vantajosas e a garantia de mercado.

2.2.1.2 – 1979 (2ª fase do Proálcool)

Entre 1975 e 1979, 4 anos após a promulgação do Proálcool, o número de usinas de açúcar permaneceu praticamente estagnada, inclusive tendo uma leve queda, caindo de 206 unidades para 203 unidades (RODRIGUES. 1975). Apesar disto, o Conselho Nacional do Álcool aprovou 166 projetos de construção de destilarias, a ampla maioria produzindo etanol a partir da cana-de-açúcar. Apenas 3 projetos de construção, neste período, referiam-se à destilação de etanol a partir da mandioca. O uso desta raiz viabilizaria a construção de destilarias menores e auto-suficientes do ponto de vista energético. Contudo, nestes aspectos, o Proálcool não passou das intenções (JANK 1989).

Em 1979, sob os efeitos da Guerra Irã-Iraque e da ampliação dos gastos dos países árabes com sua modernização e compra de novos armamentos, os países exportadores de petróleo, agrupados na OPEP, resolveram aplicar um novo patamar nos preços do petróleo. O preço do produto, até então situado em US \$ 14,00 o barril, subiu para a faixa dos US \$ 30,00 (SANTOS, 1993). Diante disto o governo federal lançou um novo programa de produção de etanol, que ficaria conhecido como “fase 2 do Proálcool”. A fase 2 se diferencia da fase 1 pela ênfase dada à produção do etanol hidratado ao invés do etanol anidro da fase anterior.

A produção de etanol cresceu de 600 mil m³ da safra de 1976-77 para 3,4 milhões de m³ da safra 1979-80 (SANTOS, 1993).

2.2.2 - Década de 1980

Nos primeiros dez anos de existência do Proálcool, a produção brasileira de etanol aumentou a uma taxa média de 35% ao ano, sem que o setor deixasse de produzir açúcar em volume para atender o mercado interno e externo. A taxa de crescimento da produção de etanol foi bem superior à taxa de crescimento do PIB brasileiro na década de 80, que foi de 8,72% (SANTOS, 1993).

No mercado internacional de açúcar, a partir de 1981, a Comissão Econômica Européia confirma a transição iniciada no meado da década de 70 tornando -se o segundo maior exportador líquido de açúcar centrifugado, precedida apenas de Cuba. Isto devido à forte influência da Política Agrícola Comum, a qual subsidiava a produção de açúcar via beterraba dos países membros, desde o fim da década de 50 (SANTOS, 1993).

Na safra 1980/81 foram colhidas 155,9 milhões de toneladas de cana em 2,92 milhões de hectares em todo o país. Na safra de 1985/86 a quantidade de cana colhida cresceu para 239,1 milhões de toneladas, cerca de 53% a mais que a safra 1980/81 e a área de plantio foi expandida para 3,95 milhões de hectares, cerca de 35% a mais que a safra 1980/81 (UNICA, 2006).

A segunda fase do Proálcool apresentou como peculiaridade a implantação das destilarias autônomas. Ou seja, unidades industriais que passariam a se dedicar ao cultivo da cana -de-açúcar exclusivamente visando à produção de etanol.

Na metade dos anos 80, já havia sido instalada, cerca de 357 destilarias (anexas e autônomas), espalhadas em todo território brasileiro. Entre 1980 e 1987 o Brasil produziu 64 milhões de m³ de etanol anidro e hidratado (SANTOS, 1993).

O primeiro carro movido exclusivamente a etanol foi o modelo FIAT 147. No primeiro ano de lançamento, em 1979, foram vendidos 3.114 veículos movidos exclusivamente a etanol (ANFAVEA, 2006). A venda destes veículos no Brasil passou a receber uma série de subsídios, incentivando a comercialização dos mesmos. Dentre eles destacavam-se (SANTOS, 1993):

a) Redução dos Impostos de Produtos Industrializados (IPI) para veículos movidos a

etanol, chegando à total isenção para os carros destinados a o serviço de táxis;

b) Redução da Taxa Rodoviária Única; e

c) Isenção de Imposto Sobre Circulação de Mercadoria e de Serviços (ICMS) .

Ao mesmo tempo, no lado do produtor, a taxa de conversão do açúcar em etanol foi mantida ainda mais favorável do que na fase anterior, passando a 38 litros por saco de açúcar de 60 quilos.

Além dos incentivos supracitados, o público consumidor era estimulado por u ma forte propaganda governamental, a qual tinha como lema “este pode usar que não vai faltar”, alusão à crise do petróleo e ao fato do etanol ser renovável e totalmente produzido no Brasil.

Diante dos incentivos governamentais, a indústria automotiva passo u a colaborar de forma bastante ativa com o Proálcool. Nos anos de 1980 e 1981 a comercialização de veículos a etanol já chegava a quase 30% do total de veículos leves fabricados no Brasil. Este percentual cresceria para 84,4% em 1983 e 90% em 1984, atingindo seu auge em 1985, com a marca de 92,2%. Até o final de 1985 eram 2,4 milhões de veículos movidos exclusivamente a etanol no Brasil (ANFAVEA, 2006).

Apesar da rápida aceitação por parte dos consumidores, ainda existiam problemas de desenvolvimento tecnológico nos motores de explosão interna (motores ciclo Otto) movidos a etanol hidratado. Dentre eles destacavam-se (SANTOS, 1993):

a) problemas de aumento da taxa de compressão para a octanagem mais elevada do etanol;

b) calibragem do carburador;

c) acréscimo de um sistema de pré-aquecimento do combustível, para um ponto de vaporização a uma temperatura mais elevada;

d) corrosão das partes metálicas do motor;

e) partida a frio do motor.

A superação da maioria destes problemas se deu em um prazo aproximado de quatro anos (SANTOS, 1993).

A produção de etanol atingiu um pico de 11,9 milhões de m³ na safra de 1989-90, superando em 11% a meta inicial do governo de 10 milhões de m³ para o fim do período. Este elevado volume contribuiu para que o Brasil diminuísse o seu nível de dependência externa do petróleo. Em 1987 o percentual da dependência externa alcançava a marca de 47,2%, nível este sensivelmente inferior aos 72,9% que prevalecia há 5 anos antes, em 1982 (SEBRAE, 2005).

A redução da dependência externa do petróleo se deve à maior inserção do etanol na matriz energética do Brasil e, principalmente, à ampliação da produção doméstica de petróleo, ocasionada pela exploração intensiva das jazidas da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, e, ainda, pelas alterações na matriz energética do país com uma ampliação da importância da energia hidroelétrica.

Por outro lado, a capacidade de substituição do etanol limitou-se à gasolina e não aos demais sub-produtos do petróleo, dentre outros, o óleo diesel, o óleo combustível e o GLP. Uma das seqüelas deste último aspecto é que, dado a rigidez dos coeficientes técnicos do craqueamento do petróleo, a fabricação interna do conjunto dos derivados deste insumo energético levou à produção em excesso da gasolina no Brasil, que assim, teve de exportá-la a preços nem sempre compensadores (SEBRAE, 2005).

2.2.2.1 – 1987 (3ª fase do Proálcool)

A terceira fase do Proálcool tem origem nas políticas governamentais de combate à inflação. Isto levou à redução dos preços relativos de um conjunto de produtos, dentre os quais dos insumos energéticos e à revisão das políticas de fomento para o setor sucroalcooleiro, principalmente estendendo a este, as normas válidas para a agricultura brasileira desde o começo dos anos 80. Com isto, a rentabilidade média do setor sucroalcooleiro ficou baixa (SEBRAE, 2005).

A partir da segunda metade dos anos 80 um conjunto de fatores modificou-se trazendo

incertezas para a continuidade do Programa. Dentre outros aspectos, pode-se destacar três: em primeiro lugar, a brusca redução dos recursos públicos investidos na expansão do Proálcool; em segundo lugar, a evolução favorável dos preços do açúcar no mercado internacional e; em terceiro lugar, a queda dos preços do petróleo no mercado internacional (SEBRAE, 2005).

Entende-se como a terceira fase do Proálcool o período que se estende de 1987, ano em que o Governo Federal entrou com apenas 3% dos investimentos totais do Programa, até o lançamento dos veículos *flex fuel*.

Assim, o principal elemento característico desta fase foi a forte retração dos recursos públicos para financiar o Programa, associado às incertezas acerca da continuidade do mesmo. Os recursos públicos alocados ficaram em 1% do total do Programa em 1988 e praticamente nulo em 1989, ano em que culminou a crise do Proálcool (SEBRAE, 2005).

Esta situação desestimulou a expansão e a renovação dos canaviais. Em 1989, os produtores passaram a desviar a matéria-prima da produção de etanol para a fabricação do açúcar visando à exportação. Deste modo, no final de 1989 ocorreu uma redução considerável na oferta de etanol, proporcionando a formação de grandes filas nos postos de abastecimento em todas as cidades brasileiras (SEBRAE, 2005).

O auge da crise do fornecimento de etanol ocorreu quando o Brasil teve de importar metanol para abastecer a frota de veículos a etanol, produzindo o combustível formado por 60% de etanol hidratado, 34% de metanol e 6% de gasolina. Essa mistura obrigou o País a realizar importações de metanol no período entre 1989 a 1995, para o abastecimento do mercado ao longo da década de 90. Entre 1989 e 1995 foi importado um volume de 2,2 bilhões de litros de metanol (UNICA, 2006).

Em janeiro de 1989 o diferencial de preços entre a gasolina e o etanol hidratado dos anteriores 35% foi para 25%. Apesar de que este último nível ainda não reflita a defasagem dos custos de produção, já que os custos da gasolina eram inferiores ao do etanol, foi um grande indicativo aos consumidores de veículos novos a voltarem a optar pela compra de veículos a gasolina (SEBRAE, 2005).

Sendo assim, houve uma queda na demanda de carros a etanol e passou -se a converter veículos movidos a etanol para gasolina, apesar do alto custo de tal procedimento. Embora o interessante economicamente fosse vender o carro a etanol e comprar outro movido a gasolina, não havia demanda para os primeiros. Então, a conversão era a única saída para um menor prejuízo por parte dos possuidores de automóveis movidos a etanol (SEBRAE, 2005).

A área total de cana colhida no Brasil cresceu levemente entre as safras 1984/85 e 1995/96. A quantidade de cana colhida por safra ficou praticamente estagnada na faixa de 244 milhões de toneladas e 274 milhões de toneladas, respectivamente (UNICA, 2006).

Durante a década de 1980, o número de usinas permaneceu praticamente inalterado em 202 unidades em todo o País. No início dos anos 90, o número destas unidades atingiu a marca de 195 unidades (IBGE, 1986), (UNICA, 2006).

2.2.3 - Década de 1990

Em 1990, o Instituto de Açúcar e Alcool foi extinto, reduzindo o nível de regulação do setor. A desregulamentação dos preços e subsídios do etanol passou a ocorrer a partir de 1996, quando o governo federal deixou de controlar o preço do hidratado e da gasolina para o consumidor e se estendeu até 1999 quando foram extintos os subsídios do anidro e hidratado para todos os produtores (SEBRAE, 2005).

A desregulamentação do setor de abastecimento de combustíveis no Brasil iniciou -se na década de 90 e culminou com a abertura total do mercado em 1º de janeiro de 2002.

Diante da baixa credibilidade do Proálcool, a venda dos veículos novos na década de 1990 atingiu um teto de 27% do total de veículos vendidos em 1992 e um piso de 0,1% em 1997 e 1998 (ANFAVEA, 2006).

A produção de hidratado teve uma redução de 51%, saindo de 10,2 milhões de m³ na safra de 1990/91 para 4,9 milhões de m³ na safra de 2000/01 (MAPA, 2007).

Nesta década, a taxa de crescimento médio anual da produção de cana -de-açúcar foi de 2,5%, frente ao crescimento médio anual do PIB nacional de 2,85%. Assim, a safra

2000/01 foi 13,3% maior que a safra 1990/01, saindo de 224,8 milhões de toneladas de cana em 4.210 hectares para 254,9 milhões de toneladas em 4.967 hectares (UNICA, 2006).

A partir de agosto de 1997, são instituídos dois novos agentes no setor, a Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, posteriormente denominada Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis (ANP).

2.2.4 - Década de 2000 (até 2003)

Em 2000, foi constituído o Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool (CIMA), pela Lei nº 3.546, de 17 de julho de 2000, com o objetivo de deliberar sobre as políticas relacionadas com as atividades do setor sucroalcooleiro. O CIMA é presidido pelo Ministro de Estado da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, e é composto pelos titulares do Ministério de Minas e Energia, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e do Ministério da Fazenda (SEBRAE, 2005).

Por meio do CIMA, o governo federal passou a ditar o volume de etanol a ser adicionado à gasolina de acordo com a situação da oferta e demanda dentro da faixa de 20% a 25% com uma margem de tolerância de 1%.

Cabe ressaltar que o percentual de mistura de etanol na gasolina já foi alterado pelo Conselho treze vezes até o atual (31/12/2007) valor de 25%, promulgado pela Portaria MAPA nº 278 de 27 de junho de 2007.

2.3 - TERCEIRO CICLO (2003 – 2007)

O terceiro ciclo de análise apresenta as condições atuais de produção e consumo de etanol anidro e hidratado, tendo como marco o lançamento dos veículos *flex fuel*.

O desenvolvimento da tecnologia bicombustível permitiu um novo incentivo ao consumo de etanol hidratado baseado no livre arbítrio do condutor do veículo. A escolha do combustível a ser consumido deixa de ser realizada na fase de aquisição do veículo e passa a ser realizada a cada abastecimento no posto de revenda. O livre arbítrio do combustível a ser consumido tem como principais variáveis: o preço relativo dos combustíveis e o rendimento do motor.

O veículo *flex fuel* brasileiro foi lançado no início de 2003 a um custo de fabricação menor do que o seu ascendente norte-americano, uma vez que usa o mesmo sensor lambda no tubo de descarga, para avaliar a eficiência de combustão, que já é presente em todos os veículos que têm injeção eletrônica e, dispensa a sonda presente no tanque de combustível da versão norte-americana. Das emissões gasosas presentes no cano de descarga, o sistema de controle, dotado de um banco de dados, determina a quantidade de mistura de etanol e gasolina que está presente no tanque e qual a quantidade de combustível deve ir para a câmara de combustão (ANFAVEA, 2006).

De modo a fomentar a produção de veículos bicomcombustíveis, o governo federal manteve o incentivo dado aos veículos movidos exclusivamente a etanol, fixando valores inferiores do Imposto sobre Produto Industrializado (IPI) em comparação ao veículo de mesma cilindrada à gasolina. A tabela 2.1 apresenta as alíquotas de IPI que compõem o preço do automóvel (ANFAVEA, 2006).

Tabela 2.1 - Alíquotas de IPI para automóveis leves

Veículo	Alíquota IPI
Automóvel 1.0 qualquer combustível	7%
Automóvel acima 1.0 até 2.0 álcool ou <i>flex fuel</i>	11%
Automóvel acima 1.0 até 2.0 gasolina	13%
Automóvel acima 2.0 álcool ou <i>flex fuel</i>	18%
Automóvel acima 2.0 gasolina	25%

A resposta a estes incentivos foi um crescimento acelerado da participação dos veículos *flex fuel* no mercado nacional ao longo destes 4 anos. A figura 2.4 apresenta a participação dos veículos *flex fuel*, à gasolina e a etanol, desde 1979. A representatividade dos veículos a etanol foi bem expressiva nos dez primeiros anos de seu lançamento, correspondentes à 2ª fase do Proálcool. A partir de 1995, a representatividade dos veículos a etanol não passou de 5%, chegando a 0,1% em 2006, 1.863 veículos (ANFAVEA, 2006).

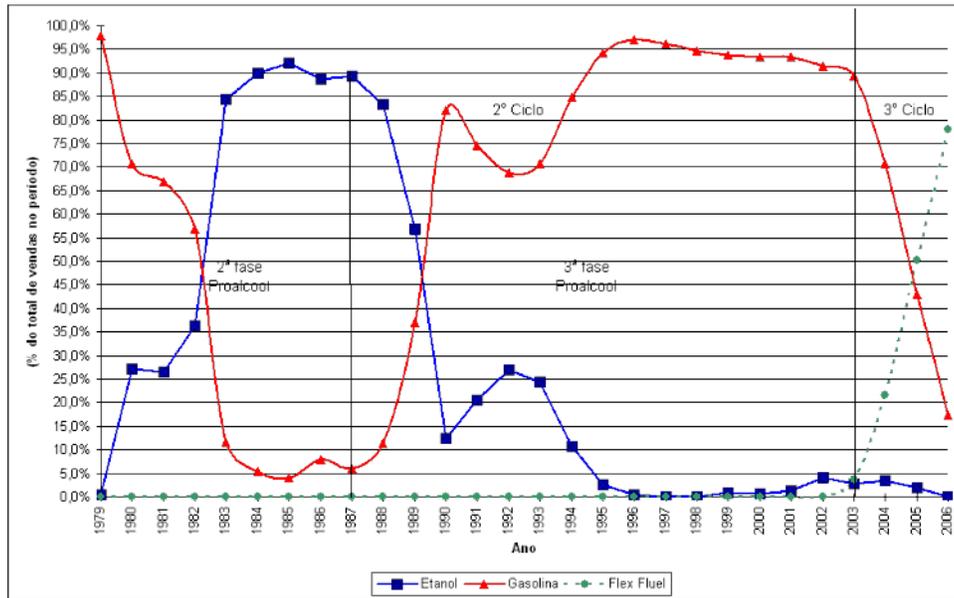


Figura 2.4 - Participação dos veículos leves no mercado brasileiro de 1979–2006

A representatividade dos veículos *flex fuel* no mercado brasileiro tem alcançado valores expressivos a cada ano, de maneira a superar os veículos à gasolina já no terceiro ano de fabricação. De 2003 a 2006 foram comercializados 2.618.994 veículos bicompostíveis, cerca de 41,8% dos automóveis e comerciais leves. No último ano, 2006, a representatividade foi de 78,1% do mercado, o que correspondeu à venda anual de 1,43 milhões de unidades (ANFAVEA, 2006).

A inserção de veículos bicompostíveis ocasionou um aumento sensível na produção de etanol. A figura 2.5 apresenta a produção de etanol do segundo e terceiro ciclos (SANTOS, 1993), (MAPA, 2007).

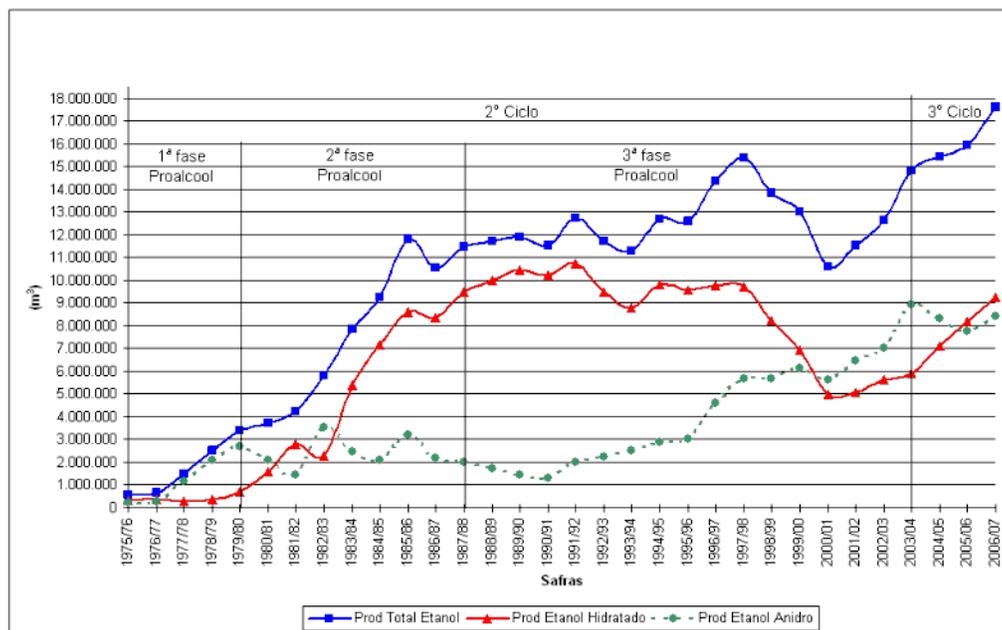


Figura 2.5 - Produção de etanol de 1975–2006

De acordo com a figura 2.5, a produção de etanol obteve um significativo crescimento após o lançamento do Proálcool, alcançando valores superiores a um milhão de m³ na safra 1977/78. Como a primeira fase do Programa se concentrou na mistura do anidro à gasolina, a produção de hidratado só veio a ter crescimento a partir do lançamento dos veículos à etanol em 1979. Com o aumento da frota destes veículos, o volume de hidratado superou o de anidro na safra de 1983/84 e se manteve até a safra de 1999/00, apesar do declínio já ter ocorrido há duas safras anteriores.

Um grande indicativo da representatividade dos veículos *flex fuel* no consumo e produção de etanol foi a ascensão da produção de hidratado a uma taxa de crescimento superior, após o ano de lançamento destes veículos.

Além do aumento do consumo interno, a exportação de etanol também colaborou para o incremento da produção. Somente em 2006, foram exportados 3,43 milhões de m³, tendo como principal destino os Estados Unidos da América com o volume de 1,76 milhões de m³, cerca de 51,5% da exportação nacional de etanol, seguido da Holanda 0,346 milhões de m³ e Japão 0,225 milhões de m³ (MAPA, 2007).

A figura 2.6 apresenta as exportações de etanol no período de 1992 a 2006.

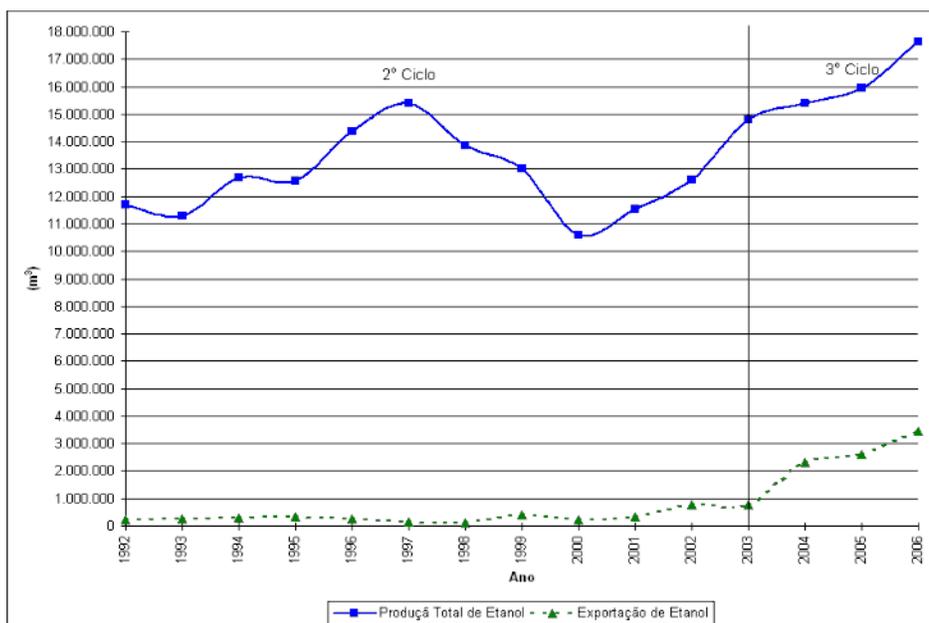


Figura 2.6 - Produção total e exportação de etanol de 1992–2006

O aumento das exportações de etanol ocorreu somente a partir de 2002, alcançando volume superior a um milhão de m³, em 2004. Em 2006, a exportação representou 19% da produção de etanol e teve um crescimento de 32,3 % em relação ao ano anterior .

A taxa de crescimento média anual das exportações no período de 2001 a 2006 foi de 74%. Este crescimento se deve, principalmente, à tendência mundial de testes e uso de biocombustíveis motivada por questões socioeconômicas, estratégicas, ambientais e climáticas, em detalhes no Capítulo 03 deste trabalho :

- a) Socioeconômica: pela instabilidade do aumento do preço do petróleo e a necessidade da criação de novos empregos no setor rural;
- b) Estratégica: por questões de segurança energética ; e
- c) Meio ambiente e clima: para redução da poluição urbana, já que o etanol sendo utilizado em veículos de ciclo Otto, emite menos gases de efeito estufa que a gasolina e, ainda, no processo de produção da matéria prima, absorve gás carbônico pela fotossíntese.

Devido aos investimentos realizados no setor sucroalcooleiro, o aumento da produção de etanol não ocasionou redução na produção de açúcar. De 2003 a 2006, o crescimento na

produção e exportação de açúcar foi de 20% e 46%, respectivamente.

A figura 2.7 apresenta a produção e a exportação de açúcar de 1975 a 2006.

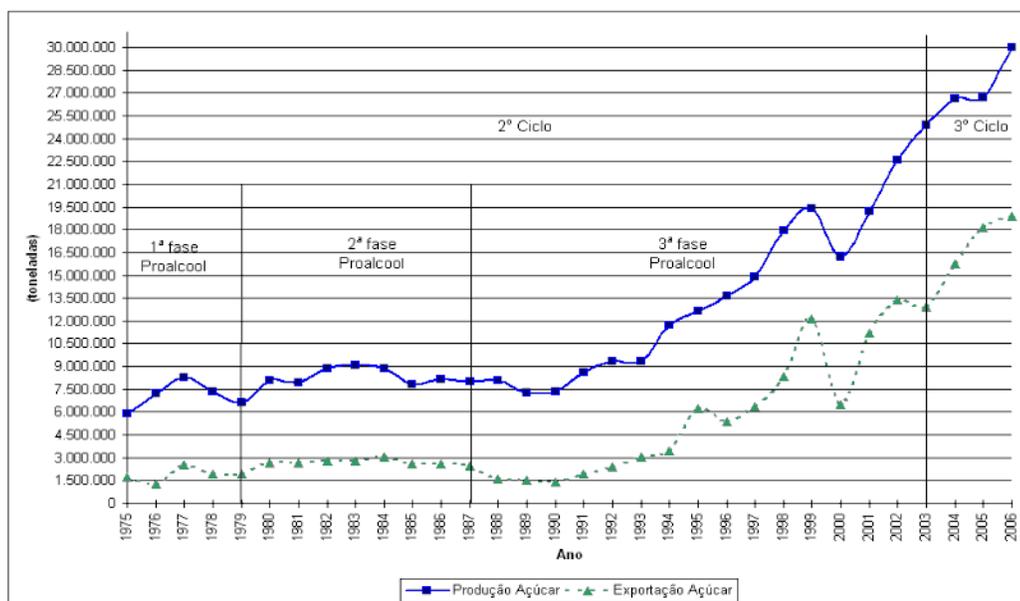


Figura 2.7 - Produção e exportação de açúcar de 1975–2006

Na primeira, segunda e parte da terceira fase do Proálcool o aumento da produção de etanol não ocasionou redução na produção de açúcar, mantendo-a estável durante o período de 1978 a 1993, com o valor médio de 8,2 milhões de toneladas.

Porém, com a crise do Programa em meados da década de 1990, o fechamento de usinas pouco competitivas e o aumento da atratividade das exportações, maior quantidade de matéria prima foi destinada à produção de açúcar, ocasionando a redução da produção de etanol e o aumento relevante na produção de açúcar.

O aumento da produção de açúcar e etanol foi sustentado pelo aumento da plantação de cana-de-açúcar e a expansão da área agrícola destinada ao plantio desta cultura. Das safras de 2002/03 a 2006/07, a produção de cana-de-açúcar teve um crescimento de 18,7%. Este valor torna-se ainda mais expressivo comparando-se a produção da safra de 2006/07 com a de 2000/01, crescimento de 66% (MAPA, 2007).

Outra fase de grande ascensão da produção de cana -de-açúcar ocorreu na segunda fase do

Proálcool, safras 1979/80 a 1987/88, correspondendo a um crescimento médio anual de 7,47%.

No período de desregulamentação do setor, que corresponde ao final da década de 1980 e toda década 1990, a produção teve retração nos primeiros seis anos e ascensão nos últimos seis. O gráfico 2.8 apresenta a variação da produção de cana-de-açúcar das safras de 1975/76 a safra de 2006/07 (SANTOS, 1993), (MAPA, 2007).

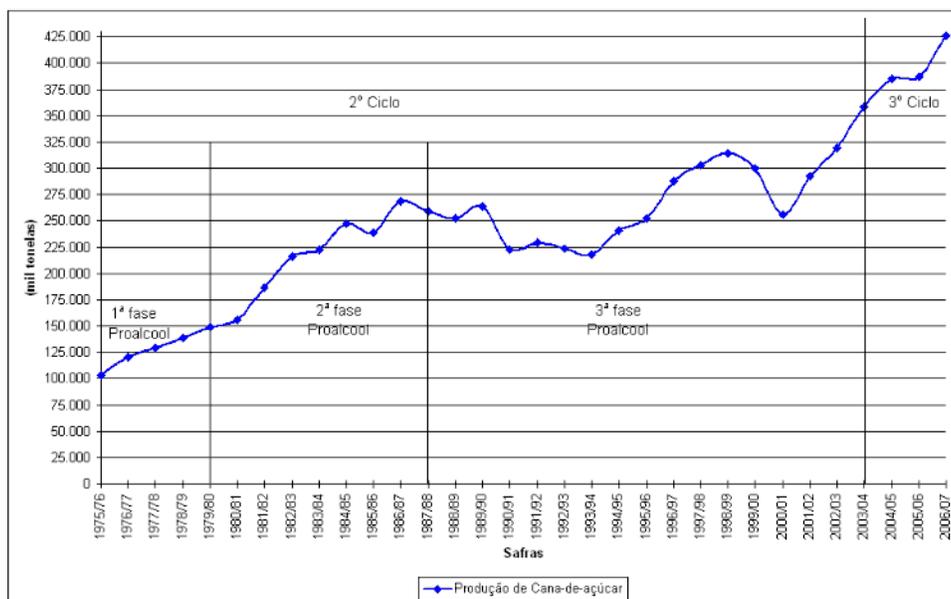


Figura 2.8 - Produção de Cana-de-açúcar Safras 1975/76 a 2006/07

Em paralelo ao crescimento da produção de cana-de-açúcar, houve o crescimento do rendimento médio, ou seja, na safra 1975/76, 50,8 toneladas de cana eram colhida em um hectare, já na safra 2006/07 este número avançou para 76,8 toneladas em um hectare colhido. Na região Centro Sul este rendimento é ainda maior 81,4 toneladas por hectare (CONAB, 2006).

O aumento do rendimento é consequência de investimentos na área de pesquisa e desenvolvimento. Os itens em destaque na evolução tecnológica da produção de cana-de-açúcar são: melhoramento genético; mecanização agrícola, gerenciamento agrícola; controle biológico de pragas e reciclagem de efluentes .

Existem quatro programas de melhoramento genético da cana (MACEDO, NOGUEIRA, 2005);

- a) Centro de Tecnologia Canavieira (CTC);
- b) Rede Interuniversitária de Desenvolvimento do Setor Sucro alcooleiro (RIDESA);
- c) Instituto Agronômico de Campinas (IAC); e
- d) Canavialis.

Cabe salientar que tanto o CTC como a Canavialis são empresas privadas operando totalmente com os recursos supridos por seus mantenedores, cerca de 100 usinas associadas a plantadores de cana no caso do CTC e a Votorantim no caso de Canavialis.

Há mais de 500 variedades comerciais de cana, produzidas principalmente pelo CTC e RIDESA, porém as vinte principais, ocupam 80% da área plantada com cana. As variedades atualmente mais utilizadas são a RB 72454 (13% de área) e SP 81-3250 (10%) (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

A colheita é a fase de cultivo da cana mais afetada pelo aumento da mecanização agrícola. O Decreto nº 2.661, de 08 de julho de 1998 e a Lei Estadual de São Paulo nº 11.241, de 19 de setembro de 2002, são os incentivadores da colheita mecanizada por inibirem a queima da palha por parte dos plantadores de cana-de-açúcar. Como meta para 2011, ambas as leis já prevêem uma redução em 50% das queimadas em áreas mecanizadas, ou seja, plantações em terrenos acima de cento e cinquenta hectares, com declividade igual ou inferior a 12%, em solos com estruturas que permitam a adoção de técnicas usuais de mecanização da atividade de corte de cana.

Em sentido oposto ao da colheita, o plantio mecanizado tem avançado mais lentamente e pode ser considerado ainda incipiente.

A introdução da informática para o gerenciamento e simulação das operações agrícolas foi um dos fatos mais impactantes na redução dos custos de produção da cana-de-açúcar no Brasil. Os programas e sistemas desenvolvidos garantem o abastecimento uniforme de cana para moagem na usina, considerando um dimensionamento adequado dos equipamentos (caminhões, colheitadeiras, carregadoras e tratores), uma avaliação do desempenho *on-line* e um controle de todas operações agrícolas (MACEDO, NOGUEIRA,

2005).

A reciclagem dos principais efluentes das usinas, a vinhaça e a torta de filtro, têm colaborado para o aumento do rendimento da cana-de-açúcar. Esta prática tem reduzido a necessidade do uso de fertilizantes químicos com impactos positivos nos custos de produção e meio ambiente, já que praticamente toda necessidade de nitrogênio e a maior parte da de fósforo são supridos (SEBRAE, 2005).

Além dos centros de excelência, há os agentes que financiam entidades interessadas em desenvolver a pesquisa e a produção de cana. Dentre os mais ativos se destacam, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), o Banco do Brasil, o Fundo de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP), os internacionais Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e Banco de Cooperação Internacional do Japão (JBIC) (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

O BNDES tem sido o maior agente financeiro do setor sucroalcooleiro com programas de financiamento de diversos elos da cadeia produtora de etanol, tais como: plantio da cana-de-açúcar; aquisição de máquinas e equipamentos; desenvolvimento tecnológico; infraestrutura para armazenagem. Os programas estão classificados em operações diretas e indiretas, cujas informações estão disponibilizadas em (BNDES, 2007):

a) operações diretas: financiamentos maiores que dez milhões de reais.

FINEM - financiamento para a realização de projetos de implantação, expansão e modernização.

b) operações indiretas: financiamentos menores que dez milhões de reais que envolvem o FINAME Agrícola e o BNDES AUTOMÁTICO.

FINAME Agrícola - financiamento para aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional.

O BNDES AUTOMÁTICO contempla os programas MODERFROTA, MODERMAQ, FUNTEC:

MODERFROTA - financiamento para a aquisição de tratores agrícolas e implementos associados e colheitadeiras;

MODERMAQ - financiamento à aquisição de bens de capital; e

FUNTEC - apoiar financeiramente projetos que objetivam estimular o desenvolvimento tecnológico e a inovação de interesse estratégico para o país.

Como fomento à produção de etanol, o Governo Federal instituiu um conjunto de medidas tributárias. A seguir, será explicitada a carga tributária que incide sobre a gasolina, o óleo diesel e o etanol.

2.4 - TRIBUTAÇÃO SOBRE OS COMBUSTÍVEIS

Com a aprovação da Emenda Constitucional nº 33, no dia 11 de dezembro de 2001, regulamentando a criação das Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico, foi editada a Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001, criando a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - CIDE sobre combustíveis.

A tributação incide na importação e na comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e etanol carburante, de maneira única no produtor sobre o volume comercializado. As alíquotas foram definidas para cada combustível em valores específicos, inicialmente pela Lei que a instituiu e alteradas pela Lei nº 10.636, 30 de dezembro de 2002, pelo Decreto nº 4.565, de 01 de janeiro de 2003 e por fim pelo Decreto nº 5.060, de 30 abril de 2004. A tabela 2.2 apresenta as alíquotas da CIDE combustíveis.

Tabela 2.2 - Alíquotas da CIDE combustíveis

Combustível	Lei nº 10.336/01	Lei nº 10.636/02	Decreto nº 4.565/03	Decreto nº 5.060/04
	(R\$ / litro)	(R\$ / litro)	(R\$ / litro)	(R\$ / litro)
Gasolina	0,5011	0,8600	0,5411	0,2800
Óleo Diesel	0,1578	0,3900	0,2180	0,0700
Etanol Carburante	0,0292	0,0372	0,0293	-----

Como fomento ao uso de biocombustíveis o Decreto nº 5.060, de 30 abril de 2004, atualmente em vigor, prevê alíquota zero ao etanol carburante anidro e hidratado.

Em adição à tributação dos combustíveis líquidos, o governo federal promulgou a Lei nº

10.865, de 30 de abril de 2004 e o Decreto nº 5.059, de 30 de abril de 2004, que juntos ao Decreto nº 4.524, de 17 de dezembro de 2002, compõem o regimento das contribuições sociais: a Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PIS/PASEP e a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS. Estes tributos incidem da seguinte forma sobre os combustíveis:

a) derivado de petróleo e biodiesel sobre o volume comercializado, de maneira monofásica no produtor; e

b) etanol carburante sobre o preço de faturamento, sendo acumulativo no produtor e revendedor.

Além dos tributos federais PIS/PASEP, COFINS e CIDE, ainda incide um imposto estadual, o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias – ICMS. Este incide sobre o preço de faturamento ao consumidor de combustíveis e consiste em duas parcelas: ICMS de refinaria ou ICMS de usina e o ICMS de substituição tributária, relativo às atividades de distribuição e revenda.

Com vistas a resumir os tributos arrecadados com a comercialização dos combustíveis; etanol, gasolina e diesel, foi elaborada a tabela 2.3. As alíquotas de ICMS diferem para cada Estado, por isto foi colocada uma faixa de variação da alíquota estadual para cada produto.

Tabela 2.3 - Tributação sobre os combustíveis

Combustível	Pis/Pasep	Cofins	CIDE	Pis/Pasep + Cofins + CIDE	ICMS
Gasolina	R\$ 0,04658 / Litro	R\$ 0,21502 / Litro	R\$ 0,28 / Litro	R\$ 0,5416 / Litro	20% a 31%
Óleo Diesel	R\$ 0,02636 / Litro	R\$ 0,12164 / Litro	R\$ 0,07 / Litro	R\$ 0,218 / Litro	12% a 17%
Etanol Carburante Anidro	0,65% no Produtor	3,0% no Produtor	-----	3,65% no Produtor	-----
Etanol Carburante Hidratado	0,65% no Produtor	3,0% no Produtor	-----	3,65% no Produtor	12% a 30%
	1,46% no Distribuidor	6,74% no Distribuidor	-----	8,2% no Distribuidor	

Os valores dos tributos PIS/PASEP, COFINS e CIDE incidem sobre o volume de gasolina e óleo diesel comercializado. No caso do etanol anidro e hidratado, os tributos PIS/PASEP e COFINS incidem na receita bruta decorrente da venda dos produtos .

Com vistas a resumir a contribuição tributária dos agentes da cadeia de comercialização dos combustíveis foi elaborada a tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Contribuição tributária dos agentes da cadeia de comercialização dos combustíveis

Contribuições		
Produção	Distribuição	Revenda
Refinarias Gasolina e Óleo Diesel PIS/PASEP e COFINS ICMS CIDE	-----	-----
Usina Etanol Carburante Hidratado PIS/PASEP e COFINS ICMS Etanol Carburante Anidro PIS/PASEP e COFINS	Etanol Carburante Hidratado PIS/PASEP e COFINS ICMS	-----

A arrecadação tributária dos derivados de petróleo ocorre na refinaria, enquanto a arrecadação tributária do etanol carburante ocorre na usina e na distribuidora.

Uma nova alternativa de combustível no suprimento de veículos leves foi o Gás Natural Veicular (GNV) em competição ao etanol carburante e à gasolina. A seguir será apresentada uma breve análise da introdução do GNV na matriz energética nacional.

2.5 - INTRODUÇÃO DO GNV NA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

O gás natural é o energético que vem apresentando as maiores taxas de crescimento na matriz energética nacional, tendo mais que dobrado a sua participação na oferta inteira de energia do Brasil nos últimos anos, passando de 3,7% (1998) para 9,5% (2006). A produção nacional de gás natural em 2006 quase não se alterou em relação a 2005, mas sua importação cresceu 8,8% (BEN, 2007).

O GNV passou a integrar a matriz energética nacional em 1988. O combustível se difundiu na frota de veículos leves, embora tenha sido idealizado para a frota de veículos pesados. Neste primeiro momento, o objetivo era buscar um substituto para o óleo diesel utilizado nos transportes rodoviários de carga e passageiros. Esta proposta encontrou significativos obstáculos econômicos vis a vis a pequena diferença do preço entre o óleo diesel e o GNV e a inexistência de infra-estrutura de distribuição do combustível, tornando a alternativa da

conversão da frota carente de atratividade econômica (IBP, 2006).

No que se refere à configuração da oferta, a autorização para comercialização do GNV em postos operados por distribuidoras de combustíveis ou terceiros ocorreu a partir de 1991 (FIRJAN, 2004).

Quanto à configuração da demanda, em 1992 foi autorizada a utilização de GNV em frotas de ônibus urbanos e interurbanos, em frotas cativas de empresas, em táxis e em veículos de cargas, representando um substancial mercado consumidor (FIRJAN, 2004).

Apenas a partir de 1997, ocorreu a liberalização do uso do GNV para veículos particulares, aumentando consideravelmente a demanda pelo produto e o número dos postos de distribuição no varejo (FIRJAN, 2004).

A Tabela 2.5 demonstra a evolução do número de cilindros de GNV instalados em automóveis no Brasil, que pode servir como uma aproximação da frota de estes veículos. A dificuldade em saber o número exato reflete o fato de que nem todos os proprietários informam ao DETRAN sua conversão e a coleta de informações junto às conversoras também não é totalmente confiável, visto que muitas delas não são homologadas pelo Órgão competente (IBP, 2006).

Tabela 2.5 - Total de cilindros de GNV instalados e postos de distribuição de GNV no Brasil 1996 – 2006

Ano	Número de Cilindros (Veículos)		Postos de Distribuição	
	Valor Anual	Valor Acumulado	Valor Anual	Valor Acumulado
1996	4.800	4.800	Inferior a 100	
1997	4.458	9.258		
1998	9.600	18.858		
1999	38.835	57.693		
2000	87.224	144.917	119	119
2001	147.954	292.871	162	281
2002	156.564	449.435	232	513
2003	194.072	643.507	210	723
2004	641.887	835.959	230	953
2005	216.336	1.052.295	239	1.192
2006	272.610	1.324.905	164	1.356

Diante das informações da tabela 2.5, verifica-se a eficácia das políticas Federais e Estaduais no incentivo ao crescimento da frota, estimada em 1,324 milhões de veículos em 2006. A este crescimento estão atribuídos dois fatores principais (FIRJAN, 2004):

a) As medidas de incentivo à liberação do uso do combustível para taxistas e veículos particulares que em ambos os casos obtêm descontos na cobrança do IPVA (atualmente, de 75% no Rio de Janeiro, e de 25% em São Paulo, por exemplo); e

b) A política executada pela PETROBRAS de oferecer um preço diferenciado para o mercado de GNV, fornecendo a este combustível uma expressiva competitividade de preço.

Apesar do crescimento da demanda, a disponibilidade da oferta de gás natural se encontra comprometida pelo fato da grande dependência pelo produto importado.

Em competição ao uso veicular, há o consumo de gás natural em usinas térmicas de geração de energia elétrica. Estas que em 2006 representaram 4% da oferta interna de energia elétrica do Brasil (BEN, 2007).

A concorrência entre os dois usos finais se torna evidente na potencialidade de uma redução na oferta de energia hidrelétrica que exija uma maior participação das térmicas. A utilização do gás veicular estaria sujeita a contingenciamentos, dada a flexibilidade para uso de outros combustíveis nos veículos.

Diante das limitações no suprimento de gás natural, uma ampliação forçada do uso do combustível significaria necessariamente um aumento da dependência energética, uma vez que a oferta doméstica seria insuficiente, implicando num nível maior de importações.

Do ponto de vista ambiental, o uso adequado deste combustível, se comparado com a gasolina, pode reduzir as emissões de carbono em 76% , de óxido de nitrogênio em 84% e de hidrocarbonetos pesados em 88% (IBAMA, 2004).

O item a seguir apresenta os principais resultados do programa de controle das emissões veiculares brasileiro focado no uso da gasolina e do etanol.

2.6 - CONTROLE DE EMISSÕES DE GASES POLUENTES POR VEÍCULOS AUTOMOTORES

Motivado pela necessidade de um programa nacional que controlasse as emissões

atmosféricas de origem veicular, o Governo Federal instituiu, em 1986, o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), pela Resolução nº 18, de 06 de maio de 1986, do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), e confirmado pela Lei nº 8.723 de 28 de outubro de 1993 (CONAMA, 1986).

O Programa, lançado durante a segunda fase do Proálcool, foi baseado na experiência internacional e impõe limites máximos de emissão. O atendimento a estes limites obrigou o segmento automotivo e o de petróleo a trabalharem, concomitantemente, no desenvolvimento de novas tecnologias veiculares e de especificações de combustíveis de acordo com os prazos acordados, que de certa forma, colaborou para o uso do etanol no País. As inovações tecnológicas empregadas nos veículos leves com motor do ciclo Otto foram as seguintes (CONAMA, 1986):

Fase I – de 1988 a 1991. Aprimoramento dos projetos dos modelos já em produção, à época, com a introdução das seguintes melhorias:

- a) Recirculação dos gases de escapamento para controle das emissões de NO_x ;
- b) Injeção ou sucção secundária de ar no coletor de exaustão para controle de CO e HC;
- c) Otimização do avanço da ignição; e
- d) Iniciação do controle da emissão evaporativa.

Fase II – de janeiro de 1992 a dezembro de 1996. Ocorreu o lançamento da injeção eletrônica ou carburadores assistidos eletronicamente e dos conversores catalíticos para redução de emissões.

Fase III – de janeiro de 1997 a janeiro de 2005. Emprego do conversor catalítico de três vias, para redução de CO, HC e NO_x de sistemas eletrônicos de injeção e ignição do combustível e de sonda de oxigênio no coletor de gás de escapamento para retroalimentação do controle da mistura ar-combustível.

A melhoria das especificações dos combustíveis objetiva o emprego de tecnologias avançadas de catalisadores e permite o funcionamento adequado dos sistemas de emissão.

A adoção da mistura do etanol à gasolina possibilitou, em outubro de 1991, a eliminação total dos aditivos à base de chumbo, permitindo a viabilização do uso dos catalisadores de três vias, empregados na Fase III das inovações tecnológicas dos motores do ciclo Otto.

A tabela 2.6 apresenta as principais características e efeitos dos principais poluentes da atmosfera de controle do Programa (IBAMA, MMA, 2006).

Tabela 2.6 - Principais poluentes veiculares da atmosfera

Poluentes	Características	Fontes Primárias	Efeitos gerais a saúde e ao Meio Ambiente
Partículas totais em Suspensão (PTS)	Partículas de material sólido ou líquido que ficam suspensas no ar, na forma de poeira, neblina e aerossol. Faixa de tamanho menor 50 µm.	Processos industriais, veículos motorizados (exaustão), poeira de rua, resspensão, queima de biomassa	Quanto menor o tamanho da partícula, maior o efeito a saúde. Causam efeitos significativos em pessoas com doenças pulmonar, asma e bronquite
Dióxido de Enxofre (SO ₂)	Gás incolor, com forte odor, que pode ser transformado em SO ₃ e que na presença de vapor de água, passa rapidamente a H ₂ SO ₄ .	Processos que utilizam queima de óleo combustível, refinaria de petróleo, veículos a diesel.	Desconforto na respiração e doenças respiratórias. Pessoas com asma, doenças crônicas de coração e pulmão são mais sensíveis ao SO ₂ . É um dos principais formadores da chuva ácida.
Óxido de Nitrogênio (NO) e Dióxido de Nitrogênio (NO ₂)	Gás marrom avermelhado com odor forte e muito irritante. Pode levar a formação a ácido nítrico, nitratos e compostos orgânicos tóxicos. O NO, sob a ação de luz solar se transforma em NO ₂ e tem papel importante na formação de oxidantes fotoquímicos como o ozônio (O ₃).	Processos de combustão envolvendo veículos automotores, processos industriais, usinas térmicas que utilizam óleo ou gás	Aumento da sensibilidade à asma e à bronquite, redução da resistência às infecções respiratórias. Além de prejuízos à saúde, o ozônio pode causar danos à vegetação
Hidrocarbonetos (HC)	São gases e vapores de produtos orgânicos voláteis	São resultantes da queima incompleta ou da evaporação de combustíveis e de outros produtos orgânicos voláteis.	Diversos hidrocarbonetos como o benzeno são cancerígenos e mutagênicos
Monóxido de Carbono (CO)	Gás incolor, inodoro e insípido	Combustão incompleta em veículos automotores	Altos níveis de CO estão associados a prejuízos dos reflexos, no aprendizado, de trabalho e visual
Ozônio (O ₃)	Gás incolor, inodoro nas concentrações ambientais e o principal componente da névoa fotoquímica	Não é emitido diretamente a atmosfera. É produzido fotoquimicamente pela radiação solar sobre os óxidos de nitrogênio e compostos orgânicos voláteis	Irritação nos olhos e vias respiratórias, diminuição da capacidade pulmonar.

De acordo com os principais resultados dos fatores de emissão de gases de veículos leves novos do período antecessor ao PROCONVE até 2005 apresentados em (IBAMA, MMA, 2006), observa-se que no início da década de 80, o percentual de etanol na gasolina, por si só provocou redução das emissões de CO e HC da frota de veículos leves existentes à época, da ordem de 40%. A produção de veículos à etanol também, produziu uma expressiva redução dessas emissões.

No período de 1980 a 1983, as emissões de CO dos veículos à gasolina caíram de 54 g/km para 33g/km e de HC de 4,7 g/km para 3,0 g/km. O veículo à etanol que passou a ser comercializado a partir desta época, emitia 18 g/km de CO e 1,6 g/km de HC.

Tendo como referência o volume de emissões de gases dos veículos fabricados em 1985, primeiro ano de atuação do PROCONVE, tem-se uma redução de 99% do CO e 96% do HC nos veículos fabricados à gasolina e 95% do CO e 89% do HC dos veículos fabricados

a etanol, ambos em 2005.

Os valores de emissões de gases obtidos para os veículos *flex fuel* abastecidos com gasolina C estão bem próximos dos modelos abastecidos exclusivamente à gasolina. Já os veículos *flex fuel* abastecidos com hidratado estão com melhor desempenho que os modelos exclusivos à etanol.

Além dos ganhos mencionados no desenvolvimento tecnológico dos veículos -motores e nos combustíveis, existe o efeito positivo, mas de difícil quantificação, na saúde da população, em decorrência da redução da poluição do ar. Estudos realizados pela Faculdade de Medicina de São Paulo e divulgados em (IBAMA, MMA, 2006) demonstram que foram evitadas 14.495 mortes de adultos, indivíduos acima de 25 anos, na Região Metropolitana de São Paulo, no período de 1996 a 2005, em decorrência da implantação do PROCONVE, seja por doenças cardiovasculares, doença pulmonar obstrutiva crônica ou câncer de pulmão.

As mortes evitadas no período representam um acréscimo médio de treze anos do tempo de vida da população e uma economia de aproximadamente 1,32 bilhão de dólares, obtido com base na metodologia *disability adjusted life years* (DALY) desenvolvida conjuntamente pela Organização Mundial de Saúde e o Banco Mundial, na Universidade de Harvard.

Estudo similar foi realizado em mais cinco regiões metropolitanas (Recife, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, Curitiba, Porto Alegre) apontando o valor de 34.447 mortes evitadas, no período de 1996 a 2005, nessas regiões. A valorização econômica dessas mortes evitadas, foi estimada em 3,14 bilhões de dólares, com base na mesma metodologia mencionada.

Em resumo, são 48.491 mortes evitadas pelo Programa nas regiões metropolitanas citadas no período de 1996 a 2005, o que equivale a 4,46 bilhões de dólares.

Como ganho adicional à redução de emissões em veículos novos, sugere-se o incentivo governamental à renovação da frota de veículos em circulação, com a retirada dos mais antigos, que não só potencializam a poluição, mas também contribuem para aumentar o congestionamento do trânsito e reduzir a velocidade média de circulação dos veículos.

Destaca-se ainda, a necessidade do incremento de políticas públicas que incentivem a preferência por veículos coletivos em relação a veículos particulares. E por fim, para manutenção dos resultados, espera-se que o programa estadual de inspeção e manutenção de veículos em circulação, denominado Programa de I/M (Resolução do CONAMA nº 07, de 31 de agosto de 1993), seja efetivado em todos os estados da federação.

3 - INICIATIVAS INTERNACIONAIS SOBRE O USO DO ETANOL CARBURANTE

Com a demanda crescente por energia em contraposição à necessidade mundial de um desenvolvimento sustentável, países de todo mundo tem participado de conferências internacionais sobre o meio ambiente com a prerrogativa da busca por fontes de energia renovável e as evidências de que o fenômeno das mudanças climáticas está efetivamente acontecendo nos mais distintos pontos do globo terrestre .

Uma alternativa encontrada por alguns países aponta os biocombustíveis como a grande vertente na busca por energia renovável. A implantação de um programa de substituição de combustíveis fósseis, gasolina por etanol carburante, além da redução das emissões dos gases poluentes tem caráter estratégico, por reduzir a dependência externa por petróleo e aumentar a oferta de empregos na zona rural.

Os principais instrumentos utilizados pelos governos para fomentar a indústria do etanol englobam tanto mecanismos de estímulo à produção quanto ao consumo, com o estabelecimento de metas para adição de biocombustíveis ou como aditivos aos combustíveis convencionais, créditos ou incentivos fiscais à produção de biocombustíveis e ao cultivo de matéria-prima, empréstimos e garantias para construção de unidades de produção (GUARDABASSI, 2006).

O Brasil por apresentar reconhecida experiência na produção, distribuição, consumo e exportação de etanol tem firmado memorandos de entendimento com outros países, com vistas à formação de um mercado mundial estável, com o desenvolvimento local da produção e consumo de etanol.

3.1 - CONFERÊNCIAS INTERNACIONAIS SOBRE O MEIO AMBIENTE E ENERGIAS RENOVÁVEIS

Foi perante este contexto que aconteceu a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, conhecida como Rio -92, da qual participaram delegações de 175 países.

Os compromissos adotados pela Conferência Rio -92 incluem a Convenção sobre Mudança

do Clima e a Convenção sobre Biodiversidade, além de uma Declaração sobre Florestas. A Conferência aprovou também a Declaração do Rio e a Agenda 21, ambas com o comprometimento político das nações que vai ao encontro do desejo dos países-membro em alcançarem o progresso econômico sem afetar a qualidade do meio ambiente (GUARDABASSI, 2006).

A Agenda 21, em destaque, foi a introdução de metas concretas de sustentabilidade, deixando explícita a necessidade de investimentos financeiros para se buscar o desenvolvimento sustentável.

Em desdobramento aos compromissos firmados em 1992, foi realizada a Primeira Convenção das Partes (COP 1 – Berlim, 1995) onde foi decidido que deveriam ser adotadas medidas mais severas e compromissos específicos para os países industrializados (incluindo os países da Europa Oriental e da ex-União Soviética), em uma decisão que ficou conhecida como “Mandato de Berlim”. Após dois anos e meio de discussões, negociações e propostas, durante a Terceira Conferência das Partes (COP 3 – Quioto, 1997), foi adotado o Protocolo de Quioto (UNITED NATIONS, 1998).

O Protocolo determina que os países (ou Partes) incluídos no Anexo I (países industrializados) devem reduzir suas emissões totais de gases de efeito estufa em pelo menos 5,2% abaixo dos níveis de 1990 no período de compromisso de 2008 a 2012 (UNITED NATIONS, 1998). Para viabilizar o atendimento desta meta foram criados três mecanismos (FGV, 2002):

a) Implementação Conjunta: permite que um país do Anexo I implemente projetos de redução de emissões de gases ou aumento da remoção por sumidouros no território de outro país Anexo I e obtenha “Unidades de Redução de Emissões” (UREs) para abater de suas metas individuais;

b) Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL): permite a países do Anexo I implementar em países Não-Anexo I projetos que resultem em Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) que podem ser utilizadas para atingir suas próprias metas de redução de emissão; e

c) Comércio de Emissões: permite que países do Anexo I transfiram entre si créditos de carbono a preços de mercado.

Dando andamento aos debates internacionais sobre a necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa, em 2002, foi realizada em Joanesburgo, África do Sul, a Cúpula Mundial sobre Desenvolvimento sustentável, também chamada de Rio+10. Os objetivos principais eram fazer um balanço dos avanços e dificuldades encontrados nos últimos dez anos, além de aperfeiçoar e estabelecer metas para os anos seguintes.

Durante a Rio + 10 a Iniciativa Brasileira de Energia foi apresentada pelo Governo Federal e propôs que todos os países aumentassem para 10% a participação das energias renováveis em suas matrizes energéticas, até o ano 2010. Essa proposta foi adotada como um dos objetivos da Iniciativa Latino Americana e Caribenha para o Desenvolvimento Sustentável, porém não foi aceita devido à grande resistência imposta principalmente pelos Estados Unidos, Índia, Japão, China e por países membros da OPEP, exceto Venezuela (RIO+10 BRASIL, 2003), (GUARDABASSI, 2006).

No ano de 2004, foi realizada a Conferência Mundial sobre Energias Renováveis, em Bonn (Alemanha). Esta conferência teve por objetivo definir o caminho a ser seguido para expandir o uso de energias renováveis. No evento, dentre outras providências, os 154 países participantes ratificaram a importância da utilização das energias renováveis como forma de garantir o desenvolvimento sustentável (ICRE, 2004).

No ano de 2007, o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) da Organização das Nações Unidas (ONU) realizou três relatórios para divulgar os estudos encomendados a mais de 2.000 pesquisadores de todo o mundo sobre o aquecimento global e propor possíveis soluções (WWF-BRASIL, 2007).

O primeiro relatório, realizado em fevereiro de 2007, tratou das bases científicas para afirmar a existência do aquecimento global e a influência das atividades humanas no processo.

O segundo, realizado em abril de 2007, tratou das consequências da mudança climática.

E por fim, o terceiro relatório, realizado no início de maio de 2007, apresentou um plano

mundial para conter o aumento da temperatura global abaixo de 2° C até 2030, ao custo estimado de 3% do PIB mundial. Este plano indica, dentre outras, a necessidade de se realizar cortes significativos nas emissões de gases causadores do aquecimento global, melhorando a eficiência dos automóveis e das instalações consumidoras de energia, trocando combustíveis fósseis por fontes renováveis e reformando os setores agrícolas e exploração florestal.

Constata-se assim, que a questão das energias renováveis e do desenvolvimento sustentável tem sido tema recorrente e uma preocupação mundial. O debate internacional sobre a necessidade de redução das emissões dos gases de efeito estufa insere-se nos debates internacionais como forma de minimizar os impactos das mudanças climáticas.

Aos países que implementem novos programas de substituição de combustíveis e são classificados como países Não-Anexo I, no âmbito do protocolo de Quioto, há possibilidade adicional de se candidatar ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, com grandes perspectivas de obtenção de “créditos de carbono”.

O Brasil não é candidato ao MDL, pois o uso do etanol carburante é anterior ao Protocolo de Quioto. Porém, estudos têm sido realizados com vistas a formular uma metodologia de cálculo do consumo adicional de etanol nos veículos *flex fuel*, que resulte em RCEs e possa candidatar-se ao MDL.

A seguir serão apresentados os principais instrumentos utilizados pelos governos locais para fomentar a indústria de biocombustíveis, com a introdução de mecanismos de estímulo à produção e ao consumo interno. São mencionadas também, em alguns casos, as exportações brasileiras do etanol ao país em questão, alguns resultados das políticas de fomento ao uso deste biocombustível, informações sobre a produção de cana-de-açúcar e a matéria prima utilizada na produção de etanol.

3.2 - CONTINENTE AFRICANO

A matriz energética do continente africano apresentou em 2002 uma participação de 51% de fontes de carbono fóssil, sendo 26,5% de petróleo e seus derivados, 15,1% de carvão mineral e 9,5% de gás natural (HODES, UTRIA, WILLIAMS, 2004). De acordo com estes valores o continente africano apresenta índices semelhantes aos brasileiros, cuja

participação das fontes de carbono fóssil foi de 54,1% , em 2006 (BEN, 2007).

A implantação de um programa de consumo do etanol na região tem como finalidade principal, a melhoria da qualidade de vida e desenvolvimento, através da geração de emprego e renda na zona rural, melhoria da produtividade do setor agrícola, além das implicações diretas na melhoria da qualidade do meio ambiente no continente africano (HODES, UTRIA, WILLIAMS, 2004).

A **África do Sul** é o maior produtor mundial de etanol sintético a partir de carvão e gás e está direcionando sua produção para o etanol produzido a partir de biomassa (EIA, 2005).

O país começou o processo de eliminação do chumbo tetraetila na gasolina em 2002 e conta com o apoio da PETROBRAS para criação do seu mercado interno de etanol. Uma Força Tarefa em Biocombustíveis, em vigor desde o final de 2006 , composta por membros do Brasil, Índia e África do Sul, propôs o uso obrigatório de 8% de etanol na gasolina e 2% de biodiesel no diesel mineral. A proposta ainda está em análise pelo Governo Local que irá divulgar uma política interna .

O governo **nigeriano** autorizou a mistura de 10% de etanol na gasolina a partir do primeiro trimestre de 2006 em caráter experimental (EIA, 2005).

A exportação brasileira de etanol para a Nigéria em 2006 foi de 42,68 mil m³, cerca de 1,2% do total exportado no ano pelo Brasil (MDIC, 2007).

3.3 - CONTINENTE ASIÁTICO

O continente asiático é mais dependente por fontes de carbono fóssil que o continente africano, cerca de 65% da demanda de energia primária. Os combustíveis fósseis são utilizados para a geração de eletricidade em usinas termelétricas, na indústria e no transporte (ERIC, 2006).

A **China** se enquadra no modelo energético asiático com uma oferta de energia baseada em combustíveis fósseis, principalmente carvão, cerca de 68% da oferta total de energia primária, seguida de petróleo (22%), hidroeletricidade (6%), gás natural (3%) e energia nuclear (1%) (ERIC, 2006).

A cana-de-açúcar, cultivada em cerca de 1,3 milhões de hectares, é utilizada principalmente na produção de açúcar, qualificando o país como o quarto maior produtor mundial do produto (MAPA, 2007).

Apesar da grande representatividade do cultivo da cana, o país produz etanol a partir do milho. Outras culturas agrícolas como mandioca e trigo também são utilizadas na produção deste biocombustível. Em 2005, a China foi o terceiro maior produtor mundial de etanol, com uma produção de 3,8 milhões de m³ (MAPA, 2007).

A China tem promovido a mistura de 10% de etanol na gasolina de forma experimental, desde 2001, em cinco cidades na região Central e Nordeste do país. Os objetivos da política chinesa de biocombustíveis são: a redução da dependência de petróleo e a mitigação das emissões dos gases poluentes. A questão ambiental é considerada fator de estímulo devido aos sérios problemas de poluição do ar, existentes nas principais cidades chinesas.

A **Índia** possui uma importante produção canavieira, sendo o segundo maior produtor mundial de cana-de-açúcar. A produção indiana, na safra de 2006/07, foi de 22,6 milhões de toneladas de açúcar, logo atrás do Brasil com 30,6 milhões de toneladas (ETHANOLINDIA, 2007).

As usinas produtoras de etanol na Índia, à base de cana-de-açúcar, têm capacidade instalada de 2,8 bilhões de litros/ano e produção de 1,9 bilhão de litros/ano, sendo que a maior parte é destinada para fins industriais e farmacêuticos (ETHANOLINDIA, 2007).

A preocupação com a dependência externa do petróleo e os crescentes níveis de poluição causados pelas emissões de gases veiculares, fez com que o governo indiano lançasse o programa de uso do etanol carburante em 2003, que não logrou muito sucesso pela queda da produção de cana em 2004 e 2005. Em 2006, o governo indiano revitalizou o programa, autorizando a mistura de 5% de etanol à gasolina em nove Estados produtores de cana-de-açúcar (demanda de 370 milhões de litros de etanol) (ETHANOLINDIA, 2007).

A segunda fase do programa, prevista para ocorrer a partir de 2007/08, prevê a expansão da mistura em nível nacional, ocasionando uma demanda de 500 milhões de litros de

etanol por ano. Apenas as regiões de *Jammu, Cachemira, Lakshadweep e Ilhas Andaman e Nicobar* poderão ficar fora do programa, por razões logísticas (ETHANOLINDIA, 2007).

Em 2004 e 2005 a Índia foi o maior importador de etanol produzido no Brasil devido a quebra de safra da cana naquele país. Em 2005 o Brasil exportou 411 mil m³ para a Índia, volume que representou 16% do total exportado pelo Brasil naquele ano. Já em 2006, a exportação de etanol brasileiro para a Índia foi bem inferior, cerca de 10 mil m³ (MDIC, 2007).

O governo **japonês** autorizou em 2003 a utilização de 3% de etanol misturado à gasolina, o que representa o consumo de 1,8 bilhões de litros ao ano, que deverão ser importados devido às restrições dos recursos naturais do país (METI, 2007).

A exportação brasileira de etanol para o Japão foi de 225 mil m³ em 2006 e tende a aumentar com os atuais acordos com a PETROBRAS, visando à consolidação de um mercado interno de etanol no Japão (MDIC, 2007).

A **Tailândia** é o sexto maior produtor de cana-de-açúcar do mundo. Na safra de 2005 foram produzidos 43,6 milhões de toneladas de cana em uma área de 1,1 milhões de hectares. Grande parte é usada como matéria prima na produção de açúcar, tornando o país o oitavo maior produtor mundial. Em 2005, foram produzidas 4,6 milhões de toneladas de açúcar, cerca de 71,7% do total foi exportado, ou seja, 3,3 milhões de toneladas (MAPA, 2007).

O etanol produzido no país é proveniente da fermentação do melaço da cana-de-açúcar, um sub-produto da produção de açúcar e mandioca. A produção tailandesa foi de 300 mil m³ de etanol em 2005. A atual capacidade de produção é de 1,6 milhões de litros de etanol, distribuídas em aproximadamente 18 unidades de produção (BMP, 2007).

O governo tailandês estabeleceu duas fases para o seu programa de etanol: entre 2004 e 2006 com a construção de três novas unidades de produção, a proibição do aditivo da gasolina, Éter Metil Terc-Butílico (MTBE), que possui grande toxidez e a instituição de especificações técnicas para a mistura de 10% de etanol à gasolina. Na segunda fase, entre 2007 e 2012, pretende-se aumentar a produção de etanol e instituir a mistura obrigatória de

10% do biocombustível à gasolina (BMP, 2007).

3.4 - CARIBE E AMÉRICA DO SUL

Os países da América Central e do Caribe são beneficiados pela Iniciativa para a Bacia do Caribe (IBC), programa criado na década de 80 para estimular o desenvolvimento industrial na região, podendo exportar para os EUA uma cota anual de etanol, sem restrições de origem, correspondente a 7% do consumo norte americano, sem incidência de tarifas de importação (CEPAL, 2006).

Para utilizar o benefício concedido no âmbito da IBC, empresas brasileiras podem exportar para aqueles países etanol hidratado que é desidratado e transformado em anidro e enviado para os Estados Unidos. As regras da IBC, previstas para vigorarem até 2008, também prevêem uma cota anual extra de 35 milhões de galões (132,5 mil m³) desde que o etanol exportado seja produzido com 35% de matéria-prima local. Caso este índice de conteúdo local seja de no mínimo 50% não há limite de volume de exportação (CEPAL, 2006).

O Tratado de Livre Comércio de países da América Central (Costa Rica, El Salvador, Nicarágua, Honduras, Guatemala) mais República Dominicana com os Estados Unidos (CAFTA-DR) contemplou o etanol com os mesmos benefícios que são atualmente concedidos pela IBC. Foram, ainda, concedidas cotas específicas para Costa Rica e El Salvador de exportação de etanol para os Estados Unidos.

Neste contexto, o Brasil exportou aos países da América Central, cerca de 471,2 mil m³ de etanol em 2005. Em 2006 a exportação aumentou 1,3%, correspondendo a 477,5 mil m³ de etanol (MDIC, 2007).

A **Costa Rica** promoveu entre meados da década de 70 e início dos anos 80, um programa para utilização do etanol em substituição a 20% da gasolina, em modelo similar ao brasileiro. Devido ao alto preço do açúcar no mercado internacional, reduzindo a oferta de etanol no mercado interno, problemas na logística de distribuição, falta de incentivo econômico ao uso do biocombustível e aos problemas mecânicos na frota de veículos, devido à alta percentagem de etanol, o programa caiu em descrédito perante a população tendo de ser extinto (CEPAL, 2006).

Uma nova tentativa foi a criação de uma comissão técnica para formular estratégias e desenhar um plano para a utilização do etanol como aditivo à gasolina, em substituição ao MTBE (CEPAL, 2006).

A exportação brasileira de etanol para Costa Rica em 2006 foi de 91,3 mil m³ (MDIC, 2007).

Em **El Salvador** a área plantada de cana-de-açúcar ocupa 54.000 hectares, cerca de 3% de seu território, com uma produção de 4,4 milhões de toneladas de cana e 480 mil toneladas de açúcar (MAPA, 2007).

Houve no passado uma iniciativa de utilização de etanol misturado à gasolina, porém a falta de planejamento e de informação aos consumidores ocasionou o fim do programa no país. Atualmente o governo local avalia a possibilidade de tornar obrigatória a mistura de 10 % de etanol à gasolina (CEPAL, 2006).

A exportação brasileira de etanol para El Salvador em 2006 foi 181 mil m³ (MDIC, 2006).

A **Guatemala** é a maior produtora de cana-de-açúcar da América Central, com uma área, em 2005, de 190 mil hectares e produção de 18,5 milhões de toneladas de cana -de-açúcar. A produção de açúcar, neste período, foi de 2 milhões de toneladas, cujo principal destino foi a exportação, cerca de 75% do volume total. A produção de etanol foi de 60 mil m³, utilizado, principalmente, para fins industriais (bebidas, alimentos, remédios, cosméticos, etc) (CEPAL, 2006).

Nos anos da década de 80 o país experimentou o uso facultativo do etanol carburante misturado em até 25% à gasolina. Os resultados não foram satisfatórios devido aos diversos problemas, como o custo e a não obrigatoriedade do uso do etanol. Atualmente o governo local analisa um novo programa de biocombustíveis, com a introdução do etanol em misturas de no mínimo 5% e a eliminação do MTBE.

A produção canavieira **colombiana** se concentra no Vale da Cauca, em uma área de 200 mil hectares, com uma produção de 316 mil toneladas de açúcar e 266 mil m³ de etanol, dados de 2006 (CEPAL, 2006).

A Lei Federal colombiana 693, de 19 de setembro de 2001, cujo objetivo é melhorar a qualidade do ar pelo uso de oxigenantes na gasolina, também determina que a partir de 27 de setembro de 2005, as gasolinas vendidas em cidades que possuem mais de 500 mil habitantes devam conter 10% de etanol. Esta primeira fase abrange cidades como Bogotá, Cali, Medellín e Barranquilla. A partir de 2007, outras cinco cidades e suas regiões metropolitanas passarão a receber o combustível (CEPAL, 2006).

Em 2006 a exportação brasileira de etanol para a Colômbia foi de 10,3 mil m³ (MDIC, 2007).

Na **Venezuela**, o chamado “Projeto Etanol” visa, até 2012, desenvolver o setor agroindustrial e completar imediatamente o plano de eliminação do chumbo tetraetila, ainda presente na gasolina comercializada na região oeste do país. O Projeto é composto por duas partes, uma que prevê a importação de etanol do Brasil, e outra que prevê a construção de 14 unidades de produção, capazes de produzir o equivalente a 10% de toda gasolina consumida naquele país (CEPAL, 2006).

As exportações brasileiras de etanol para a Venezuela foram 50 mil m³, em 2005 e 104,6 mil m³, em 2006 (MDIC, 2007).

3.5 - UNIÃO EUROPÉIA

A legislação de biocombustíveis da União Européia se resume em duas diretivas (EC, 2007):

a) A Diretiva Européia 2003/30/CE que trata da promoção de biocombustíveis, traçando o objetivo indicativo de se utilizar 2% de biocombustíveis no ano de 2005 até atingir 5,75% em 2010; e

b) A Diretiva 2003/96/CE que prevê a redução de impostos aplicados aos combustíveis fósseis, proporcionalmente à percentagem da mistura com combustível fóssil /biocombustível.

A Comissão Européia encaminhou em janeiro de 2007, para análise de seus países membros, propostas mais ambiciosas de uso de biocombustíveis e de redução de emissões de Gases Geradores do Efeito Estufa (GEE). São elas (EC, 2007):

- a) O MEMO/07/05 que trata da representatividade dos biocombustíveis no total de combustíveis veiculares consumidos até 2020, traçando o objetivo indicativo de 10%; e
- b) O MEMO/07/7 que trata do objetivo indicativo de redução de, no mínimo, 20% das emissões de GEE até 2020.

No dia 09 de março de 2007 os países membros aprovaram as mencionadas propostas e prepararam a redação de uma nova diretiva que contemple os temas em questão. Como medida adicional, foi declarado que a União Européia está disposta a reduzir em 30% as emissões de GEE até 2020, caso os Estados Unidos, a China e a Índia realizem comprometimento similar (EC, 2007).

Os europeus utilizam o trigo e a beterraba como matéria prima na produção de etanol. O imposto de importação cobrado sobre o etanol brasileiro nos países membros da União Européia é de €0,192/litro mais 10,02% sobre o volume comercializado do etanol não desnaturado, com um teor alcoólico em volume igual ou superior a 80% (nomenclatura TARIC 220710) e €0,102/litro mais 5,4% sobre o volume comercializado do etanol desnaturado com qualquer teor alcoólico (nomenclatura TARIC 220720). Cabe ressaltar que não há uma nomenclatura específica para o etanol combustível (MDIC, 2007).

Além das metas obrigatórias do bloco econômico, alguns países membros estão fixando metas individuais de uso de biocombustíveis. O **Reino Unido** não ampliou a meta da União Européia para 2010, porém estabeleceu metas obrigatórias no uso de biocombustíveis para 2008 e 2009 (LCVP, 2006):

- a) 2,5% de biodiesel na matriz de combustíveis de 2008;
- b) 3,75% de biocombustíveis na matriz de combustíveis de 2009, sendo: 2,80% biodiesel; 0,95% etanol; e
- c) 5,75% de biocombustíveis na matriz de combustíveis de 2010, sendo: 3,5% biodiesel; 2,25% etanol.

A mistura de 5% de etanol à gasolina não é obrigatória, porém é permitida de acordo com a norma do Reino Unido BS EN 228. O combustível resultante da mistura de 85% de etanol

e 15% de gasolina também é produzido e comercializado, destinando -se aos veículos *flex fuel*.

Os veículos bicomustíveis europeus, em concordância como os produzidos na América do Norte, necessitam de 15% de gasolina na composição do seu combustível, diferentemente dos veículos brasileiros que podem operar com 100% de etanol. O volume de gasolina minoritário no tanque do veículo reduz problemas no sistema de partida em dias de baixa temperatura.

A exportação de etanol do Brasil para o Reino Unido em 2006 foi de 27 mil m³ (MDIC, 2007).

O governo **francês** estabeleceu objetivos mais ambiciosos nos termos da utilização de biocombustível, comparados às metas da União Européia (Diretiva 2003/30/CE). A meta francesa é alcançar 5,75% no consumo total de combustível em 2008, 7% em 2010 e 10% em 2015 (ACTU, 2006).

O uso de etanol carburante na França está associado aos veículos *flex fuel* europeus e a produção do oxigenante adicionado à gasolina, É ter Etil Terc-Butílico (ETBE), que possui menor toxicidade que o MTBE.

Como fomento à cadeia de produção e consumo de etanol, o governo francês organizou um Plano Institucional, em vigor desde setembro de 2006, para incentivar a comercialização dos veículos bicomustíveis e a previsão de benefícios fiscais aos produtores de matéria prima.

O governo **alemão** também tem incentivado a produção e o consumo de biocombustíveis em seu território. Em 10 de fevereiro de 2007, aprovou a Lei sobre Quotas de Biocombustíveis que determina o emprego compulsório de biocombustíveis, na forma de quotas mínimas percentuais em relação aos combustíveis fósseis, a seguir (ARR, 2007):

a) Percentual de adição de etanol à gasolina: 2007: 1,2 %; 2008: 2,0 %; 2009: 2,8 %; 2010: 3,6 %;

b) Percentual de adição de biodiesel ao diesel: 2007: 4,4%; 2008: 4,4%; 2009: 4,4%; e

c) Percentual total de biocombustíveis: 2009: 6,25 %; 2010: 6,75 %; 2011: 7,00 %; 2012: 7,25 %; 2013: 7,50 %; 2014: 7,75 %; 2015: 8,00 % .

O etanol na Alemanha é utilizado na composição do oxigenante ETBE e na mistura com a gasolina na proporção de 5% e 85% .

A exemplo do que ocorre no Reino Unido, a **Suécia** permite a mistura de 5% de etanol à gasolina e comercializa o combustível destinado aos veículos bicombustíveis europeus. No país há incentivos especiais para veículos *flex fuel*, tais como redução tarifária de 20% na compra e privilégios especiais de estacionamento (SEA, 2007).

A exportação de etanol do Brasil para a Suécia em 2006 foi 201,9 mil m³ (MDIC, 2007).

3.6 - AMÉRICA DO NORTE

Dentre os demais países, os Estados Unidos foi o que adotou medidas mais agressivas ao uso de biocombustíveis, com uma lei, promulgada em agosto de 2005, que estabeleceu incentivos ao uso e a produção de energia renovável, tornando obrigatório o consumo de 4 bilhões de galões (15,1 milhões de m³) de combustíveis renováveis em 2006 com crescimento progressivo, até atingir 7,5 bilhões de galões (28,3 milhões de m³) em 2012 (RFA, 2005).

As ações americanas pró-combustíveis renováveis incluem uma gama variada de incentivos ao uso de etanol, tanto por parte do governo federal, como pelos Estados. Dentre as ações, destaca-se (RFA, 2005), (RFA, 2007):

a) Isenção de 5,1 centavos de dólar por galão no imposto federal para os combustíveis com 10% de etanol derivado de biomassa. Para combustíveis com até 85% de etanol ou menos de 10% (5% e 7%) há um subsídio de 54 centavos de dólar por galão de etanol usado;

b) Proibição do uso do oxigenante MTBE a partir de maio de 2006; e

c) Realização de campanha para o aumento da frota de veículos *flex fuel* americana, para a ampliação da oferta de etanol e, sobretudo, para conscientização dos proprietários dos

veículos.

Segundo o pronunciamento do Presidente Bush em abril de 2006, a expectativa do governo norte americano é aumentar o uso de combustíveis alternativos, com destaque para o etanol, para 35 bilhões de galões (132,5 mil de m³) em 2017 e substituir 75% das importações de petróleo do Oriente Médio até 2025. O uso de combustíveis renováveis visa, principalmente, reduzir as importações de petróleo no país (WH, 2007).

A produção norte-americana de etanol utiliza o milho como matéria prima, embora alguns Estados utilizem outras fontes. Merece destaque o fato de que um aumento na produção de etanol implicaria em um deslocamento na produção de milho. Isto pode refletir no mercado internacional, visto que os Estados Unidos são os maiores exportadores de milho no mundo.

Por outro lado há uma expectativa de produzir, a custos competitivos, a partir de 2012, etanol via celulose em volume mínimo de 250 milhões de galões/ano, cerca de 946 mil m³. O etanol via celulose é uma das técnicas mais promissoras para o aumento da produção de etanol sem expansão da área plantada de cana-de-açúcar e milho ou biomassa, em geral. Esta técnica de fabricação será abordada com maiores detalhes no capítulo 05.

A resposta a estes incentivos foi um crescimento rápido da produção norte-americana, ultrapassando a brasileira em 2006. A tabela 3.1 apresenta informações do mercado norte-americano de etanol de 2002 a 2007 (RFA, 2007).

Tabela 3.1 - Mercado norte-americano de Etanol 2002-2007

Ano	Produção (Milhões de m ³)	Demanda (Milhões de m ³)	Importação (Milhões de m ³)	Unidades de produção (janeiro de cada ano)	Estados com unidades de produção de etanol
2002	8,062	7,892	0,174	61	19
2003	10,598	10,977	0,231	68	20
2004	12,869	13,361	0,609	72	19
2005	14,777	15,325	0,511	81	18
2006	18,376	20,353	2,472	95	20
2007				110	21

Apesar do rápido aumento da oferta interna, a demanda por etanol foi sempre superior, o que provocou um forte aumento nas importações norte-americanas, principalmente em 2006. O Brasil exportou 1,7 milhões de m³ de etanol para os Estados Unidos em 2006, representando cerca de 51,5% das exportações brasileiras, sendo o maior importador. O

volume comercializado foi 6,8 vezes maior que o valor exportado em 2005, 0,26 milhões de m³. Estes valores podem ser ainda maiores caso seja considerado que todo volume exportado para os países membros do IBC seja vendido no mercado norte-americano, cerca de 0,477 milhões de m³. O imposto de importação cobrado sobre o etanol brasileiro nos Estados Unidos é de US\$ 0,54/galão, cerca de US\$ 0,14/litro, acrescido de 2,5% sobre o volume total comercializado (MDIC, 2007).

Dando fim à breve apresentação das políticas internas de fomento à produção e ao consumo de biocombustíveis em terceiros países, pode-se inferir que o propósito varia com a realidade de cada país diante a sua dependência por petróleo, necessidade de criação de empregos e pela busca de energia menos poluente.

O Brasil por dominar a tecnologia de produção do etanol, ter a capacidade de exportação e dispor de recursos naturais como terras férteis e água, torna-se ponto focal neste cenário mundial. O biocombustível brasileiro produzido a partir da cana-de-açúcar apresenta uma série de vantagens, dentre elas, é o que apresenta a maior produtividade. A tabela 3.2 ilustra a produção por hectare e os hectares necessários para a produção de uma tonelada equivalente de petróleo (tep) (FALLOT, GIRARD, 2006).

Tabela 3.2 - Produção de etanol por hectare e as necessidades correspondentes de terra (ha/tep)

Produção de Etanol			
Matéria Prima	L/ha	GJ/ha	ha por tep
Trigo	2.500	53 - 84	0,79 - 0,5
Milho	3.100	63 - 76	0,66 - 0,55
Açúcar de beterraba	5.500	117	0,36
Cana-de-açúcar	5.300 - 6.500	110 - 140	0,38 - 0,3

3.7 - COOPERAÇÃO PARA CONSOLIDAÇÃO DO MERCADO MUNDIAL DO ETANOL

Com vistas a incentivar o uso do etanol carburante, o Brasil tem oferecido apoio diplomático, comercial e tecnológico aos demais países. Esta iniciativa tem reflexo na assinatura de memorandos de entendimento no setor de biocombustíveis, dos quais destaca-se:

a) Memorando de Entendimento Brasil, Estados Unidos (MRE, 2007)

Este Memorando foi concretizado em maio de 2007 e aborda os seguintes temas :

1. Foco Bilateral – Pesquisa e Desenvolvimento para biocombustíveis de próximas gerações;
2. Terceiros Países - Fomento para a produção e uso de biocombustíveis em terceiros países, priorizando os países da América Central e Caribe; e
3. Foco Multilateral - Desenvolvimento do mercado mundial de biocombustíveis com base no desenvolvimento de padrões, materiais de referência.

b) Memorando de Entendimento Entre os Membros do MERCOSUL (MRE, 2007)

O Memorando, firmado em dezembro de 2006, conta com a participação do Brasil, Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela para a formação de um Grupo de Trabalho que deverá propor, dentre outras, medidas:

1. Estimular a produção e o consumo de biocombustíveis, em particular o etanol e o biodiesel;
2. Realizar um levantamento comparativo dos marcos regulatórios de biocombustíveis no MERCOSUL;
3. Estimular a estruturação de cadeias produtivas integradas à área de biocombustíveis no MERCOSUL;
4. Estimular a cooperação técnica sobre biocombustíveis, em particular etanol e biodiesel, entre entidades públicas e privadas dos Estados Partes do MERCOSUL; e
5. Promover capacitação para a produção sustentável de biocombustíveis, incluindo avaliação de impacto ambiental, uso da terra, uso de resíduos, eliminação e reciclagem de resíduos, infra-estrutura de distribuição, logística, entre outros aspectos.

c) Memorando de Entendimento Índia, Brasil e África do Sul (MRE, 2007)

Os três países se comprometeram em setembro de 2006 a formar um Grupo de Trabalho para explorar possibilidades de cooperação na área de biocombustíveis e suas tecnologias, de acordo com suas prioridades nacionais. O Grupo de Trabalho deverá, dentre outras providências:

1. Facilitar a transferência tecnológica e a promoção da produção e do consumo de biocombustíveis com vistas a estabelecer um mercado mundial de biocombustíveis, em particular etanol e biodiesel;
2. Promover marcos compatíveis para produção, uso, distribuição e venda de biocombustíveis;
3. Compartilhar informações sobre a formulação de políticas e desenvolvimento tecnológico para o setor de biocombustíveis, inclusive para a criação de um mercado;
4. Promover capacitação em todos os aspectos da produção sustentável de biocombustíveis, incluindo avaliação de impacto ambiental, uso da terra, configuração de usinas, uso de resíduos, eliminação e reciclagem de resíduos, infraestrutura de distribuição, logística etc.; e
5. Promover o intercâmbio de informações entre as Partes sobre o desenvolvimento de motores de automóveis para promover o uso de biocombustíveis.

d) Memorando de Entendimento entre Brasil e China (MRE, 2007)

O acordo bilateral firmado em 2002 e prorrogado em 2006 visa a formação de um grupo de trabalho para a cooperação nos seguintes assuntos:

1. Implementação de políticas industriais para promover o uso do etanol carburante;
2. Transferência tecnológica na produção e uso do etanol carburante; e
3. Incentivo de parcerias empresariais entre as Partes.

A PETROBRAS também tem realizado acordos de cooperação técnica e acordos comerciais com empresas e entidades públicas de outros países no setor de biocombustíveis. Dentre os acordos, destaca-se:

a) Memorando de Entendimento entre Brasil e Venezuela (MRE, 2007)

Os principais atores deste memorando, firmado em março de 2005, são a PETROBRAS e a *Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima* (PDVSA). As partes visam à troca de informação técnica em logística e mistura de etanol à gasolina para a introdução deste biocombustível na matriz energética venezuelana.

b) Memorando de Entendimento entre PETROBRAS e *Nigerian National Petroleum Corporation* (ONIP, 2007)

As partes visam o apoio técnico para a introdução do etanol na matriz energética nigeriana. O memorando foi firmado em maio de 2005.

c) Memorando de Entendimento entre PETROBRAS e *Japan Alcohol Trading* (ONIP, 2007)

O principal objetivo das duas empresas é desenvolver o mercado japonês de etanol e assegurar as exportações do produto brasileiro ao Japão. Dentre as iniciativas, estão a criação de uma empresa especializada em exportação de etanol, a *Brazil-Japan Ethanol* (BJE), e a perspectiva de investimento no Brasil em terras, usinas e álcooldutos. A parceria conta, também, com o apoio financeiro do *Banco de Cooperação Internacional do Japão* (JBIC).

d) Memorando de Entendimento entre PETROBRAS e *Central Energy Fund* da África do Sul (ONIP, 2007)

O memorando firmado em setembro de 2006 visa o apoio técnico em logística, para criação do mercado interno de etanol na África do Sul.

Para viabilizar a exportação do etanol brasileiro, a PETROBRAS tem realizado memorandos de entendimento com multinacionais atuantes no Brasil e Estados da

Federação Nacional. Destaca-se:

a) Memorando de Entendimento: PETROBRAS / Cia. Vale do Rio Doce / *Mitsui* do Japão (ONIP, 2007)

Realizado em maio de 2005, tem como finalidade o estabelecimento de estudos logísticos no Brasil para exportação de etanol.

b) Memorando de Entendimento: PETROBRAS / *Mitsui* (japonesa) (ONIP, 2007)

O memorando, firmado em maio de 2006, visa à realização de estudos para o aumento da produção de etanol voltado à exportação.

c) Memorando de Entendimento: PETROBRAS / Estado de Goiás (ONIP, 2007)

Tem como objetivo a realização de estudos logísticos e de viabilidade para o escoamento do etanol produzido naquela região, voltado à exportação. O memorando foi realizado em janeiro de 2006.

d) Memorando de Entendimento: PETROBRAS / CODEVASF (Companhia de Desenvolvimento do Vale do São Francisco) (ONIP, 2007)

O memorando, firmado em novembro de 2006, visa à realização de estudos de viabilidade técnica e econômica para avaliar a implementação de pólos bioenergéticos nos estados da Bahia, Pernambuco e Piauí. As avaliações devem levar em consideração a potencialidade de produção de biocombustíveis, etanol, para o mercado interno e externo, e biodiesel, a partir das oleaginosas mais adequadas a cada região. Deve-se ainda, analisar a potencialidade de cogeração de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar na região.

Além dos memorandos de entendimento, o Brasil também participa, ao lado de China, Índia, Estados Unidos da América, União Européia e África do Sul, do Fórum Internacional de Biocombustíveis, cujo objetivo principal é promover a consolidação de um mercado internacional para estes produtos.

O Fórum, instituído em dezembro de 2006, terá duração de um ano e os participantes da iniciativa deverão realizar reuniões periódicas para examinar o desenvolvimento de padrões e normas internacionais para os biocombustíveis; questões de infra-estrutura e logística e aspectos relativos ao comércio internacional de estes produtos.

Além da PETROBRAS e do governo federal, o setor privado tem realizado acordos internacionais para o fomento da produção e uso de etanol, a exemplo da Comissão Interamericana do Etanol. A Comissão foi criada em dezembro de 2006, por empresários do Brasil e dos Estados Unidos, com a participação do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Os principais objetivos da Comissão são (MRE, 2007):

1. Promover a expansão da produção e consumo do etanol nas Américas;
2. Promover a integração técnica e científica das pesquisas para produção e distribuição do etanol;
3. Projetar os investimentos necessários na agricultura e na infra-estrutura para criar um mercado global para o etanol;
4. Impulsionar o crescimento da economia em nações em desenvolvimento .

4 - DESCRIÇÃO DO PROCESSO PRODUTIVO

4.1 - CONTEXTUALIZAÇÃO

O setor sucroalcooleiro tem apresentado um grande potencial de geração de energia, com atrativos econômicos e ambientais, devido, principalmente, à utilização do bagaço da cana-de-açúcar como combustível. O objetivo deste capítulo é apresentar conceitos básicos do processo produtivo de etanol, enfatizando aspectos técnicos e tecnológicos relacionados à geração e consumo de energia que caracterizem a potencialidade do setor sucroalcooleiro na geração de energia elétrica excedente. A intenção não é apresentar todas as tipologias e variações dos processos produtivos, mas apresentar os principais componentes que os integra e sua influência no resultado final.

Inicialmente serão realizadas considerações sobre a cultura da cana-de-açúcar que podem influenciar na periodicidade da oferta de energia e no combustível utilizado na geração de energia, tais como: a distribuição territorial das unidades de produção, a estimativa de produção do setor e a disponibilidade de matéria prima.

A produção de etanol será caracterizada em fases produtivas levando-se em consideração as tecnologias atualmente instaladas no país e o consumo de energia associado a cada etapa.

4.2 - CONSIDERAÇÕES SOBRE A CULTURA DA CANA-DE-AÇÚCAR

A cana-de-açúcar é a terceira cultura agrícola temporária no Brasil em termos de ocupação de área, atrás da soja e do milho, conforme a tabela 4.1 (GCEA, 2007).

Tabela 4.1 - Área colhida e produção da safra 2006/07 das principais culturas agrícolas brasileiras

Cultura Agrícola	Área Colhida (10 ⁶ ha)	Produção (10 ⁶ ton)
Soja	22	52,3
Milho	12,6	42,6
Cana-de-açúcar	6,2	455,3
Feijão	4	3,4
Arroz	2,9	11,5
Café	2,3	2,6
Trigo	1,5	2,5

Na atual safra 2007/2008, o Brasil conta com aproximadamente 338 unidades

processadoras de cana-de-açúcar. A estimativa da produção nacional destinada ao setor sucroalcooleiro realizada pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) é de 468,15 milhões de toneladas, superior à safra passada em 9,9% (42,16 milhões de toneladas), em uma área de 6,6 milhões de hectares, superior em 7,40% (456,9 mil hectares) à safra anterior. Desse total, 88,67% (415,11 milhões de toneladas de cana) são produzidas na região Centro-Sul e 11,337% (53,04 milhões de toneladas de cana) nas regiões Norte e Nordeste (CONAB, 2007).

As unidades produtoras devem moer 49,47% da produção de cana (231,58 milhões de toneladas) para fabricação de açúcar e 50,53% (236,57 milhões de toneladas) são para fabricação de etanol. Do total de cana-de-açúcar que está sendo moída, São Paulo representará 59,41% (278,11 milhões de toneladas); o Paraná 8,97% (42,00 milhões de toneladas); Minas Gerais 7,85% (36,74 milhões de toneladas); Alagoas 5,16% (24,14 milhões de toneladas); Goiás 4,24% (19,85 milhões de toneladas) e Pernambuco 3,50% (16,39 milhões de toneladas). A produção nacional de etanol será de 20,01 bilhões de litros, superior em 14,54% (2,54 bilhões de litros) à da safra anterior. Desse total a região Centro-Sul participa com 91,20% (18,25 bilhões de litros) e a Norte e Nordeste com 8,80% (1,76 bilhões de litros) (CONAB, 2007).

A cana-de-açúcar é uma cultura semi-perene no sentido em que após o plantio ela é cortada várias vezes antes de ser replantada. Dessa maneira, após o primeiro corte, que corresponde a chamada cana-planta, o canavial é colhido em média mais quatro vezes (cana soca), a partir da rebrota da cana cortada (soqueira). Assim sendo, o ciclo produtivo da cana é, em média, de cinco anos, podendo ocorrer variações.

Devido a sua extensão territorial o Brasil possui dois períodos distintos de safra. No Norte e Nordeste a safra vai de setembro a março e no Centro-Sul de maio a novembro. Assim, o país produz etanol durante o ano todo, apesar da safra Norte-Nordeste produzir apenas 8,8% de todo etanol do país. No período entre duas safras a unidade fabril opera com demanda de energia reduzida na realização de manutenção em equipamentos e preparo da cultura de leveduras.

Um combustível, para que seja considerado renovável e sustentável, deve ter seu processo de fabricação controlado desde o campo até a obtenção do produto final. Na parte agrícola

do processo, a área a ser plantada deve ter autorização do órgão ambiental. É proibida a remoção de matas ciliares em uma extensão de 30m a partir da margem (para cursos d'água com até 10 metros de largura) e também é exigido que 20% da área seja preservada (Reserva Legal) com vegetação nativa. A área de Reserva Legal deve formar os chamados corredores ecológicos, cuja localização estratégica deve receber aval do órgão licenciador (GUARDABASSI, 2006).

Existem duas alternativas que são utilizadas na fase de plantio da cana-de-açúcar (MACEDO, NOGUEIRA, 2005):

a) Cana de 12 meses: a cana é plantada pouco tempo após a última colheita e será colhida no ano seguinte. Nesta opção a terra estará sempre cultivada com cana, a produtividade é mais baixa e por esse motivo só é utilizada em cerca de 20% dos casos; e

b) Cana de 18 meses: após a última colheita do canavial, a terra fica vários meses descansando ou recebe uma cultura de rotação de amendoim, soja, girassol ou alguma leguminosa que ajude a nitrogenar o solo, incrementa matéria orgânica e recicle os nutrientes. Esta alternativa aumenta a produtividade do primeiro corte, mas haverá um espaço de cerca de dois anos entre o último corte do ciclo anterior e o primeiro corte do novo ciclo.

O processo agrícola consta das seguintes operações: eliminação da soqueira (ou limpeza do terreno se for o caso de uma área nova), subsolagem, calagem, aração, terraceamento, sulcação, distribuição de torta de filtro e adubo, distribuição de mudas, cobertura de mudas, pulverização de herbicida e quebra de sulco. A aplicação de adubos depende das condições do solo, produtividade do canavial e outros fatores, o uso da vinhaça (soqueira) e da torta de filtro (plantio) reduz a necessidade de adubos químicos e melhora o teor de matéria orgânica dos solos (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Investimentos em pesquisa e desenvolvimento têm ocasionado aumento do rendimento na fase agrícola. Destaca-se o melhoramento genético da cana com o aumento do teor de sacarose, maior resistência às pragas e na direção do aumento da geração de excedentes de energia elétrica, uma maior quantidade de fibra.

4.3 - PROCESSO DE PRODUÇÃO DO ETANOL

Antes do Proálcool, a produção de etanol no Brasil utilizava, essencialmente, o melaço como matéria prima, ou mel final, subproduto da fabricação de açúcar. A partir de 1976, começaram a operar as destilarias autônomas, que produzem somente etanol a partir do caldo de cana por apresentar maior rendimento na produção. Em paralelo, foram sendo instaladas destilarias anexas às fábricas de açúcar, existentes. Com o crescimento das exportações de açúcar, as destilarias autônomas foram, na sua maioria, convertidas em usinas de açúcar e álcool.

As unidades produtoras moem em média 1,5 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por safra na região Centro-Sul e pouco mais de 1 milhão como média nacional. As destilarias, autônomas ou anexas, produzem em média cerca de 400 mil litros de etanol por dia. No início do Proálcool as unidades produzem entre 120 mil e 180 mil litros por dia, tendo havido, portanto, um significativo ganho de escala. As melhores destilarias produzem aproximadamente 85 litros de etanol anidro por tonelada de cana e as usinas anexas tem produção em torno de 71kg açúcar e 42 litros de etanol para cada tonelada de cana processada (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

A unidade industrial pode ser dividida nas seguintes seções: recepção/preparo/moagem, tratamento do caldo, fermentação, destilaria, disposição de efluentes, estocagem dos produtos e utilidades.

1) Recepção, preparo e moagem (MACEDO, NOGUEIRA, 2005)

Esta seção tem a finalidade de condicionar, limpar, abrir as células e extrair o caldo, com um mínimo de perda dos açúcares da cana, bem como reduzir a umidade final do bagaço.

A cana colhida inteira originária do corte manual é normalmente lavada para diminuir as impurezas, que afetam negativamente o processamento, na própria mesa de recepção da cana. Já a cana picada originária do corte mecanizado não pode ser lavada, pois as perdas de sacarose seriam muito elevadas. Algumas usinas estão começando a utilizar o sistema de limpeza a seco, baseado em jatos de ar sobre a cana.

O sistema de pagamento da cana em uso estimula o produtor independente de cana a

entregar a matéria prima em boas condições , pois há penalidades ou prêmios dependendo da qualidade da cana entregue na usina. Na fase de moagem a cana é amostrada aleatoriamente para se aferir sua qualidade (teor de sacarose, fibra, pureza do caldo, etc.).

A eficiência de extração de açúcares varia de 94 a 97,5% . O bagaço de cana proveniente do processo é constituído por 46% de fibra, 50% de água e 4% de sólidos dissolvidos, em quantidades que variam de 240 a 280kg de bagaço por tonelada de cana moída.

2) Tratamento do caldo (MACEDO, NOGUEIRA, 2005)

Nesta fase, o caldo de cana passa por um processo de purificação com a extração de uma quantidade de impurezas solúveis e insolúveis. A primeira parte é destinada à remoção, por meio de peneiras, dos sólidos insolúveis , dentre outras: areia e argila, cujos teores variam entre 0,1 e 1%. A segunda parte é o tratamento químico que visa remover as impurezas coloidais solúveis e complementar a remoção das impurezas insolúveis com a coagulação, floculação, precipitação e eliminação por sedimentação. A terceira parte é a correção do pH para evitar inversão e decomposição da sacarose.

Após o tratamento inicial, o caldo passa pela Pasteurização com aquecimento e resfriamento imediato. Em geral, o resfriamento é realizado em duas etapas:

- a) Na primeira, o caldo é submetido a um trocador de calor regenerativo em contracorrente com o caldo pós-sedimentação, atingindo a temperatura de 60°C; e
- b) O resfriamento se completa, atingindo 30°C, por meio de trocadores de placas paralelas em contracorrente com água gelada.

3) Fermentação do açúcar (MACEDO, NOGUEIRA, 2005)

Cerca de 80% dos produtores brasileiros realizam o processo de fermentação do mosto em batelada alimentada com reciclo de fermento. O restante realiza m o processo de fermentação contínua multiestágio com reciclo de fermento. As usinas têm alcançado rendimentos de conversão de açúcar acima de 90% , em processos com duração de 6 a 11 horas.

4) Destilaria (MACEDO, NOGUEIRA, 2005)

O vinho resultante da fase anterior é conduzido às colunas destiladoras com esgotador, epurador, concentrador e retificador tendo como produto final o etanol hidratado. Estes conjuntos são operados à pressão ambiente empregando o vapor de escape das turbinas.

Caso o produtor vise a produção de etanol anidro, o hidratado passa pelo processo de desidratação junto à destilaria azeotrópica usando ciclohexano como ternário de desidratação em um processo que consome, em torno de 1,5-2,0 kg de vapor por litro de etanol. Dois novos processos têm sido introduzidos, a destilação extrativa com monoetilenoglicol como seqüestrador da água e o processo de absorção com peneiras moleculares, ambos com consumo energético significativamente menor .

O volume final de vinhoto, um subproduto do processo de destilação, é de 12 a 15 litros por litro de etanol. O vinhoto apresenta uma carga poluidora elevada, cabendo um pós-tratamento até que o mesmo seja utilizado na irrigação e fertilização da lavoura de cana.

4.4 - COGERAÇÃO DE ENERGIA E CICLOS TÉRMICOS

O objetivo desta sessão é apresentar conceitos básicos da cogeração e os aspectos técnicos e tecnológicos relacionados com projetos de geração de energia elétrica , dando ênfase à aplicabilidade no setor sucroalcooleiro .

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica na Resolução ANEEL n° 021, de 20 de janeiro de 2000 e, posteriormente na Resolução Normativa n° 235, de 14 de novembro de 2006 são definidos os requisitos necessários à qualificação de Centrais Cogedoras de Energia. Sendo a cogeração definida da seguinte forma (ANEEL, 2007e), (ANEEL, 2007q):

Art. 3°. Inciso I - A cogeração: processo operado numa instalação específica para fins da produção combinada das utilidades calor e energia mecânica, esta geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária.

O setor sucroalcooleiro apresenta o aproveitamento energético da biomassa da cana-de-açúcar como fonte primária em projetos de cogeração, na qual destaca-se a energia na forma térmica (vapor d'água), mecânica (acionamentos mecânicos), elétrica (motores, máquinas, sistemas de controle, equipamentos em geral etc.).

Categorias de cogeração (PRADO, 2007)

Os sistemas de cogeração podem ser divididos em duas categorias que estão diretamente relacionadas com a seqüência de utilização da energia, seja ela proveniente de um combustível utilizado em uma máquina térmica ou de um processo industrial em que a energia térmica é um rejeito, permitindo a seguinte classificação:

a) *Topping cycle* - nesta categoria a produção de potência mecânica ou elétrica ocorre antes da etapa do processo produtivo que utiliza energia térmica. O vapor de processo, normalmente a baixa pressão e temperatura, pode ser extraído da turbina num estágio intermediário ou retirado da exaustão da turbina. Isto é, o calor rejeitado é utilizado como calor útil para o processo. Esta categoria é comum no setor sucroalcooleiro e na indústria química;

b) *Bottoming cycle* - nesta categoria o calor primário é usado a alta temperatura diretamente no processo e o calor residual é recuperado e utilizado para gerar eletricidade. Esta categoria é comum em indústrias siderúrgicas e cimenteiras, apresentando rendimento inferior ao descrito anteriormente.

Ciclos Térmicos (SERVICE ENERGY, 2002)

As máquinas térmicas, instaladas em usinas para geração de eletricidade, podem ser agrupadas em máquinas de combustão interna (motores e turbinas a gás) ou máquinas de combustão externa (turbinas a vapor).

Os ciclos teóricos das máquinas de combustão interna são os Ciclos Otto, Diesel e Brayton e das máquinas de combustão externa é o Ciclo Rankine.

Estes ciclos são constituídos das transformações termodinâmicas básicas cujas variáveis são a pressão, volume específico, temperatura absoluta, energia interna específica, entalpia

e entropia específica. As variáveis ou propriedades termodinâmicas do fluido de trabalho se modificam constantemente em cada estado e em cada ponto, na medida em que elas evoluem na máquina.

O rendimento térmico do ciclo com cogeração é calculado somando o total de energia utilizada, ou seja, a energia elétrica gerada, mais a energia térmica utilizada no processo, dividindo-se pelo total da energia fornecida pelo combustível. A depender do processo, o rendimento térmico da cogeração pode chegar a 80,0 %.

Os Ciclos Otto e Diesel são utilizados para os grupos geradores de pequeno porte e os ciclos Rankine e Brayton são para a produção de grandes blocos de potência.

Ciclo Rankine (SERVICE ENERGY, 2002)

No ciclo Rankine é utilizado o calor proveniente da queima de combustíveis para a geração de vapor numa caldeira. A energia térmica gerada pode ser utilizada para calor de processo e para geração de eletricidade em um gerador elétrico, acionado por uma turbina a vapor.

Este é o processo mais comum utilizado em cogeração, que utiliza o calor residual do vapor, geralmente de baixa pressão, da exaustão da turbina (turbina de contrapressão) ou de uma extração numa turbina de condensação.

O rendimento térmico máximo deste processo é de aproximadamente 30,0 %.

O ciclo Rankine será melhor detalhado no item 4.4.1.

Ciclo Brayton (SERVICE ENERGY, 2002)

No ciclo Brayton, com turbina a gás, o ar atmosférico é continuamente succionado pelo compressor, onde é comprimido. O ar comprimido entra na câmara de combustão e é misturado ao combustível quando ocorre a combustão resultando em gases com alta temperatura. Parte do trabalho desenvolvido pela turbina é usado para acionar o compressor e o restante é utilizado para acionar um gerador elétrico ou um dispositivo mecânico. A cogeração neste ciclo é obtida através da adição de uma caldeira de recuperação de calor. Neste caso, os gases de exaustão da turbina são direcionados para a

caldeira de modo a gerar vapor que é utilizado no processo industrial.

O rendimento térmico do ciclo Brayton é de aproximadamente 35,0%, mas, atualmente existem turbinas que atingem um rendimento de 41,9 % .

O ciclo Brayton será melhor detalhado no item 4.4.2.

A figura 4.1 apresenta uma ilustração do ciclo de Brayton com cogeração. (SERVICE ENERGY, 2002)

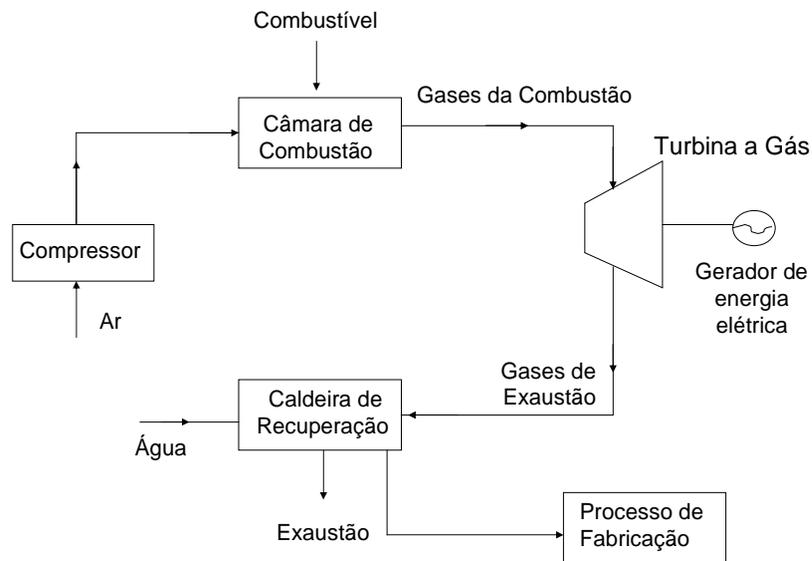


Figura 4.1 - Ilustração do ciclo Brayton com cogeração

Ciclo Combinado (SERVICE ENERGY, 2002)

Um ciclo combinado numa única planta é constituído por dois ou mais ciclos termodinâmicos cascadeados. Neste tipo de arranjo, o rejeito térmico de um sistema é usado parcial ou totalmente como insumo energético para o outro sistema. No caso de geração de eletricidade, através do ciclo combinado Rankine e Brayton, os gases de exaustão da turbina a gás estão numa temperatura relativamente alta, normalmente entre 450 °C a 550 °C. Deste modo, o fluxo de gás quente pode ser utilizado numa caldeira de recuperação de calor para geração de vapor, que serve como fluido de trabalho para o acionamento de uma turbina a vapor, gerando um adicional de energia.

O ciclo combinado tem uma eficiência térmica maior que a dos ciclos Rankine e Brayton separadamente. O acréscimo de potência alcançado em um ciclo combinado é, em geral, da ordem de 50 % da potência da turbina a gás e a eficiência global passa da média de 30 % do ciclo simples e atinge valores máximos em torno dos 60 % em ciclos combinados comerciais.

A figura 4.2 apresenta uma ilustração do ciclo combinado com cogeração Brayton-Rankine (SERVICE ENERGY, 2002).

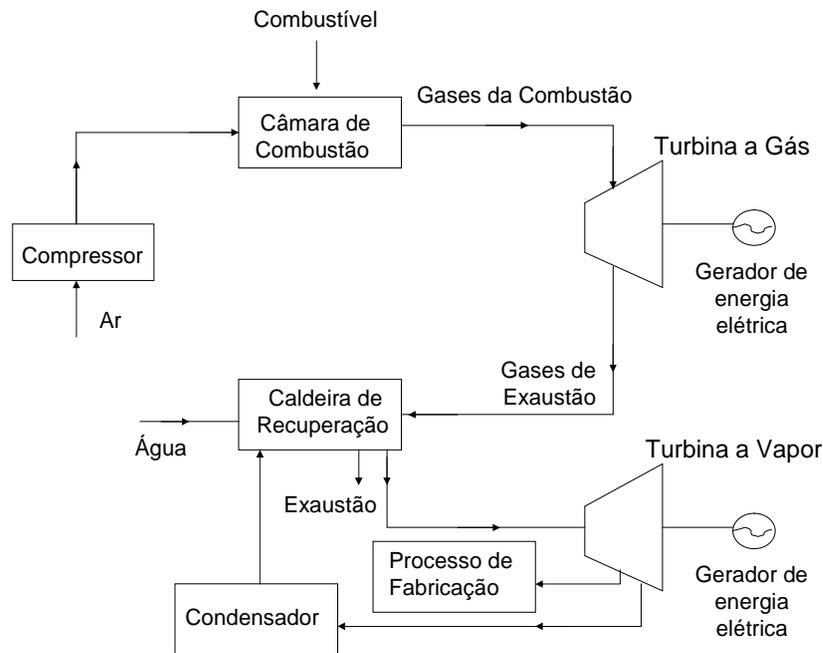


Figura 4.2 - Ilustração do ciclo combinado com cogeração Brayton- Rankine.

Com a evolução do conceito de sistema combinado de potência, diversas configurações foram desenvolvidas, dentre elas as que utiliza o sistema combinado de potência com turbina a gás e a vapor; o sistema combinado de potência com turbina a gás e ciclo Rankine multi-pressão; o sistema combinado com gaseificador integrado e o sistema com turbina a gás e a vapor.

4.4.1 – Ciclo Rankine

O principal ciclo de potência utilizado pelo setor sucroalcooleiro é o ciclo Rankine com extração de parte do vapor da(s) turbina(s) para alimentar os processos industriais,

caracterizando-se como um sistema *topping cycle* (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

O ciclo Rankine ou ciclo a vapor é usado nas centrais térmicas convencionais e consiste basicamente de uma caldeira, uma turbina a vapor, um condensador e um sistema de bombas.

A seguir, encontra-se uma descrição sucinta de algumas características dos principais componentes do ciclo a vapor, a caldeira e a turbina a vapor.

4.4.1.1 – Turbina à Vapor

As turbinas a vapor podem ser do tipo ação ou reação com simples ou múltiplo estágio. As turbinas do tipo ação, ou por impulso, são, em geral, menos eficientes, mais baratas e nelas o fluido de trabalho se expande tanto nos bocais quanto nas palhetas. Já na turbina do tipo reação à expansão ocorre apenas nos bocais ocasionando uma maior eficiência. Desta forma, o rendimento do equipamento depende da pressão e da temperatura do vapor na entrada e da pressão na saída da turbina.

Turbinas de ação de simples estágio são produzidas no Brasil com capacidade inferior a 2,4 MW, para vapor de entrada no máximo de 6,5 MPa (64,15 bar), 450°C e pressão de escape até 1,3MPa (12,83 bar) (CENERGIA 2003).

Turbinas de múltiplos estágios podem ser de contrapressão ou de condensação e extração, com uma ou duas extrações. Dentre as turbinas de múltiplo estágio estão as turbinas de baixo grau de reação, fabricadas na faixa de 5 a 50MW com vapor de entrada no máximo a 6,5 MPa (64,5 bar), 510°C e vapor de escape de no máximo de 1,7MPa (16,77 bar). As turbinas de alto grau de reação, e de condensação, podem ser fabricadas até 100MW, vapor de entrada até 14MPa (138,17 bar), 540°C e pressão de escape até 4,5MPa (44,41 bar). Já as turbinas de ação são produzidas com capacidade até 20MW e vapor de pressão a entrada de 6,5MPa (64,5 bar) (CENERGIA 2003).

Turbinas à vapor extração-contrapressão (CENERGIA 2003)

Quando os processos a jusante da turbina operam em mais de um nível de pressão adotam-se turbinas com extração do vapor. Existem sistemas com extrações controladas (válvulas de controle) e outros em que a vazão de extração é função das condições de escoamento na

turbina e pressões de processo.

Devido às características técnicas desse sistema, a realização de trabalho é relativamente pequena, rejeitando quantidades maiores de calor quando comparadas com outras tecnologias de cogeração. A principal desvantagem deste sistema é a pouca flexibilidade em relação à variação de carga, ou seja, a potência elétrica fica determinada pelo consumo de vapor do processo e à limitação técnico-econômica em relação à implementação de altos parâmetros de vapor.

A figura 4.3 apresenta uma ilustração de turbina de contrapressão em sistema de cogeração (CENERGIA 2003).

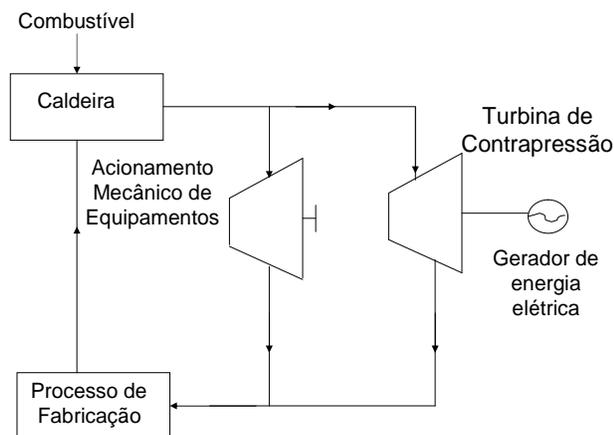


Figura 4.3 - Turbina de contrapressão em um sistema de cogeração

Turbina à vapor de condensação e extração (CENERGIA 2003)

Neste tipo de equipamento existem pontos de derivação de pressões intermediárias, os quais extraem vapor em um ou mais pontos do canal de extração para atender ao processo, enquanto o restante do vapor é levado às pressões subatmosféricas. O vapor de exaustão cede calor a um condensador, trocando de fases e sendo novamente bombeado à caldeira. Neste sistema, a flexibilidade de operação é muito maior e o condensador absorve a

variação de carga quer na demanda de energia elétrica, quer na demanda de vapor para processo.

A figura 4.4 apresenta uma ilustração de condensação e extração em sistema de cogeração (CENERGIA 2003).

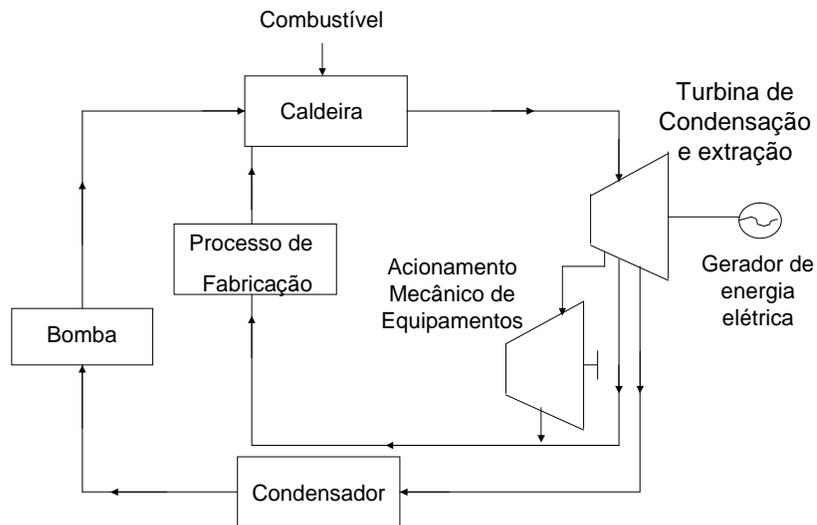


Figura 4.4 - Turbina de condensação e extração em um sistema de cogeração

4.4.1.2 – Caldeiras

Caldeira ou gerador de vapor é o dispositivo térmico destinado a produzir e acumular vapor sob pressão superior à atmosférica, utilizando qualquer fonte de energia. As caldeiras apresentam como componentes básicos (PRADO, 2007):

- a) Fornalha – local destinado à queima do combustível, onde o calor é gerado através de reações de combustão. O combustível pode ser sólido, líquido ou gasoso;
- b) Caldeira – a caldeira propriamente dita corresponde ao vaso fechado sob pressão onde a água transforma-se em vapor saturado;
- c) Superaquecedor –superaquece-se o vapor para não haver condensação do mesmo nas redes de distribuição;

d) Economizador – o economizador eleva a temperatura da água de alimentação para obter-se um maior rendimento do gerador de vapor e para evitar choques térmicos excessivos que possam danificar os materiais. Para isto, utiliza os gases de combustão após a passagem destes pela caldeira e pelo superaquecedor;

e) Preaquecedor de ar – trata-se de um trocador de calor cuja finalidade é aquecer o ar que será utilizado na queima do combustível, aproveitando o calor restante dos gases de combustão. Desta maneira, melhora-se a combustão da fornalha mantendo-se a temperatura de regime mais elevada, economizando-se, assim, combustível; e

f) Chaminé – é o componente que garante a circulação dos gases que resultam da combustão através de todos os sistemas pelo efeito de tiragem, que pode ser natural ou forçada através de ventiladores.

As caldeiras se classificam normalmente quanto a dois parâmetros: posição relativa da fornalha e do circuito do fluido térmico de trabalho e quanto ao tipo de circulação deste fluido (CENERGIA 2003).

Quanto à posição relativa entre a fornalha e circuito d'água, as caldeiras podem ser flamotubulares e aquotubulares (CENERGIA 2003).

Nas caldeiras flamotubulares, normalmente de menor porte, a queima e os gases ocorrem dentro de tubos imersos em água. Uma vez queimado o combustível, os gases quentes passam a percorrer os tubos internamente, onde fornece calor à água até que esta atinja a vaporização.

Nas caldeiras aquotubulares a água circula no interior dos tubos e os gases da combustão circulam por fora. Seu princípio de funcionamento está baseado na circulação natural da água, mantida pela diferença de densidade conseguida por diferença de temperatura em dois conjuntos de tubos.

Quanto à circulação de água nas caldeiras, classificação exclusiva às caldeiras aquotubulares, pode-se classificá-las em circulação natural (movimentação da água devido à diferença de densidade) e circulação forçada (movimentação devido a bombeamento) (CENERGIA 2003).

Atualmente, há uma busca constante pelo aumento na eficiência da combustão do bagaço de cana e, portanto, no aumento da eficiência termodinâmica global deste equipamento. Desta forma, busca-se incrementar a relação vapor produzido/bagaço consumido, o que proporcionaria uma maior economia no uso da energia contida no bagaço de cana, aumentando, assim, os excedentes deste insumo para outras aplicações. Existem três modos principais de se queimar, tecnicamente, um combustível na fornalha, tais como (MACEDO, NOGUEIRA, 2005):

a) a queima em deposição, que pode ser em pilha ou formando uma camada de combustível em cima de uma grelha, a qual, por sua vez, pode ser basculante estacionária ou rotativa, plana ou inclinada;

b) a queima em suspensão, onde mais de 90% do combustível é queimado em suspensão numa corrente gasosa à temperatura de queima, sendo a sobra queimada numa pequena grelha;

c) a queima em leito fluidizado, a qual pode ser convencional (borbulhante) ou circulante.

A eficiência da combustão do bagaço de cana em equipamento de geração de vapor é um parâmetro técnico-operacional, de grande relevância na determinação da tecnologia a ser adotada e está estreitamente relacionada aos seguintes parâmetros: correto controle da alimentação e do espargimento do bagaço de cana na fornalha, utilização do excesso de ar recomendado dado ao modo de queima e o tipo de combustível utilizado, tempo de residência adequado das partículas de bagaço e carbonáceos na fornalha, controle dos parâmetros operacionais de combustão e tiragem (tiro forçado e induzido), controle das infiltrações de ar indesejáveis, e o ajuste da alimentação do ar secundário na região certa da fornalha. Outros indicadores de desempenho que influenciam a eficiência termodinâmica global bruta da caldeira são: velocidade dos gases da combustão nas superfícies de troca de calor, volume de gases produzidos, controle automático de variáveis de processo, composição química dos gases da queima (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

No setor sucroalcooleiro brasileiro, as caldeiras mais utilizadas são as que o bagaço de cana “in natura” é queimado numa grelha estacionária basculante, ou distribuído à fornalha de tal forma que uma fração dele possa queimar em suspensão. Sistemas de leito em suspensão e de leito fluidizado, embora pouco utilizados ainda, são muito promissores. Estas técnicas realizam uma combustão mais eficiente do bagaço de cana, embora tenham

um custo de investimento maior em relação às caldeiras de queima sobre grelha (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

As caldeiras produzidas no país apresentam capacidade variando entre 60 e 200 tvapor/h, com pressões do vapor vivo variando entre 22 e 90 bar e temperaturas entre 300°C e 520°C, com possibilidade de usar também outros combustíveis como o óleo combustível e o gás natural (CENERGIA 2003).

4.4.2 – Ciclo Brayton com gaseificação de biomassa

Além da queima direta da biomassa da cana nas caldeiras de vapor, outras formas de emprego da biomassa são possíveis, como a gaseificação. A tecnologia de gaseificação é a conversão de qualquer combustível sólido ou líquido, como a biomassa, em um gás de baixo poder calorífico através da oxidação parcial à temperatura elevada. Esta conversão produz um gás combustível que pode ser utilizado em turbinas à gás com rendimento elevado.

Apesar da viabilidade técnica, a tecnologia de gaseificação da biomassa precisa superar alguns obstáculos para se tornar uma forma de geração de energia competitiva comercialmente. As dificuldades não residem no processo de gaseificação, mas sim no projeto de um equipamento que deve produzir um gás limpo, de alta qualidade e mais adequado às condições de armazenagem e queima (CENERGIA, 2003).

***Biomass Integrated Gaseification Gas Turbine (BIG-GT)* (PRADO, 2007)**

No ciclo conhecido como BIG-GT, a biomassa é gaseificada e o gás combustível é utilizado para o acionamento de uma turbina à gás acoplada a um gerador elétrico, produzindo a energia elétrica. Este é o ciclo com gaseificação mais simples, de menor eficiência e menor custo de investimento (CARPENTIERI, LARSON, WOODS, 1993).

O ciclo simples de turbina à gás não se aplica satisfatoriamente em indústrias com uma larga variação de demanda térmica devido à sua baixa eficiência em geração de energia elétrica em comparação às demais tecnologias que utilizam a gaseificação.

Biomass Integrated Gaseification Steam Injected Gas Turbine (BIG -STIG)

(PRADO, 2007)

Este ciclo combina gaseificadores de biomassa com turbinas a gás do tipo aeroderivativas, nas quais se utiliza a injeção de vapor no fluxo do fluido de trabalho e o resfriamento intermediário do ar na compressão.

A tecnologia BIG-STIG opera com a gaseificação da biomassa fornecendo combustível na turbina a gás que aciona um gerador de energia elétrica. A injeção do vapor tem como objetivo aumentar a potência gerada na máquina com o aumento do fluxo mássico e do calor específico do fluido de trabalho que entra na turbina e, conseqüentemente, da energia dos gases.

Mesmo com o aumento do consumo de combustível para gerar vapor a eficiência global do ciclo é maior em 52% em relação ao BIG-GT e a potência total é elevada em 30% , devido ao aumento na potência e no rendimento térmico da turbina , no momento da expansão do vapor e a possível recuperação do calor dos gases de exaustão da turbina.

Em contrapartida ao ganho de eficiência, há a necessidade de sistemas complexos de tratamento de água, sem os quais a degradação da turbina inviabiliza a aplicação. A adequada operação e o prolongamento da vida útil das turbinas exige um vapor d'água a partir de água desmineralizada de elevado custo operacional e sem reaproveitamento, já que será inteiramente devolvida à atmosfera junto aos gases de exaustão.

Biomass Integrated Gaseification Intercooled Steam Injected Gas Turbine (BIG-ISTIG)

(PRADO, 2007)

A tecnologia BIG-ISTIG introduz um resfriador para reduzir a temperatura do ar comprimido que alimenta a combustão, reduzindo a potência necessária na compressão do ar, elevando a potência útil disponível na turbina, graças à maior taxa de elevação da temperatura de entrada dos gases. Com a menor temperatura, o volume específico do ar é menor, permitindo a injeção de mais combustível e a conseqüente geração de mais potência na turbina.

Assim como o BIG-STIG, o BIG-ISTIG necessita de sistemas complexos de tratamento de água com custos operacionais elevados.

Biomass Integrated Gaseification Gas Turbine Combines Cycle (BIG -GTCC)

(CLEMENTINO, 2004)

O ciclo BIG-GTCC combina turbinas a gás e a vapor integrados a um gaseificador de biomassa para produção do gás combustível. O rendimento do ciclo é elevado em consequência das características dos gases de exaustão da turbina a gás que são ricos em oxigênio devido à necessidade de ar para refrigeração, fazendo com que a quantidade de ar admitida atinja valores da ordem de 500°C. Em um ciclo combinado, o gás de exaustão é utilizado como comburente em uma caldeira de recuperação para efetuar a queima suplementar, gerando uma quantidade de vapor até 2,5 vezes maior que a gerada em uma caldeira puramente de recuperação de calor dos gases (CLEMENTINO, 2004).

Assim temos no ciclo combinado gás/vapor: uma seção com um ciclo Brayton de turbina a gás e uma seção que utiliza como fonte o calor rejeitado pelo anterior, constituído por um ciclo Rankine com turbina de vapor.

A combinação dos dois ciclos permite a obtenção de altas eficiências globais na produção de energia elétrica, o que é conseguido pelas altas temperaturas na entrada da turbina a gás ligadas às baixas temperaturas de condensação do ciclo a vapor.

A figura 4.5 apresenta uma ilustração do ciclo BIG – GTCC (CLEMENTINO, 2004).

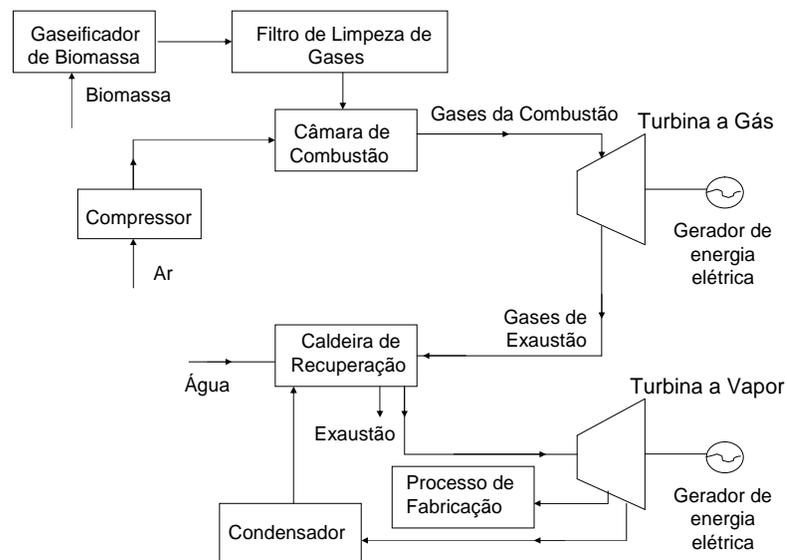


Figura 4.5 - Ilustração do ciclo BIG-GTCC

4.4.2.1 – Turbina à gás

Em geral, as turbinas a gás trabalham em ciclo aberto e utilizam ar como fluido de trabalho. O ciclo se completa na atmosfera, de onde se extrai o ar utilizado e para onde se descarregam os gases de combustão. Os gases de escape, além de apresentarem grandes volumes e temperaturas elevadas, possuem apreciáveis teores de oxigênio.

Cabe ressaltar que este gás combustível contém particulados, alcatrão, metais alcalinos e outros compostos que poderiam afetar a operação da turbina a gás. Assim, antes da introdução do gás combustível na câmara de combustão da turbina este precisa passar por um filtro de limpeza.

Outra característica da turbina a gás é a grande quantidade de trabalho necessário no compressor, aproximadamente 40% da potência desenvolvida na turbina, em contraste com o ciclo Rankine em que apenas 1% ou 2% do trabalho da turbina são necessários para acionar a bomba que retorna o condensado para a caldeira (CLEMENTINO, 2004).

Turbina à gás em ciclo combinado (CLEMENTINO, 2004)

Apesar dos ganhos expressivos alcançados nos últimos anos no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho será sempre prejudicado pela grande quantidade de energia que é perdida nos gases de exaustão. Para a melhora do rendimento, uma caldeira de recuperação é acoplada ao escape da turbina em um ciclo combinado, em que o vapor da caldeira de recuperação expande-se em turbinas a vapor de contrapressão ou de condensação e extração, gerando energia elétrica adicional .

Turbina à gás com injeção de vapor (CLEMENTINO, 2004)

Com o desenvolvimento das turbinas aeroderivativas foi introduzido o sistema de reinjeção do vapor na própria turbina à gás, ou seja, o vapor advindo da caldeira de recuperação transfere calor para as fases a alta pressão que deixam o compressor. Este fato proporciona uma geração complementar de eletricidade no próprio gerador principal, além de reduzir a emissão de óxidos de nitrogênio.

As unidades aeroderivativas permitem, inclusive, aumentar a disponibilidade operativa da

instalação devido às características do projeto do equipamento, como alta confiabilidade, tempo reduzido de manutenção e elevado rendimento.

4.5 - TECNOLOGIA INSTALADA E TENDÊNCIAS EM COGERAÇÃO NAS USINAS BRASILEIRAS

Na maioria das usinas em operação no país, o bagaço de cana-de-açúcar constituiu o único combustível utilizado nas caldeiras a vapor, gerando toda energia necessária ao processamento da cana e, ainda, produzindo uma sobra que varia, na maioria dos casos, entre zero e 10% (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

O vapor é gerado em caldeiras na pressão de 22bar e temperatura de 300°C, expandido até 2,5bar em turbinas de contrapressão que acionam geradores de energia e compartilhado com os principais equipamentos mecânicos da usina (picadores, desfibradores, moendas, exaustores e bombas de água de alimentação das caldeiras), após ter sido ajustado para situação de saturação (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

As turbinas a vapor são, geralmente, de ação ou de baixo grau de reação, com múltiplos estágios e de contrapressão. A geração de eletricidade ocorre somente no período da safra durante o processo de cogeração de energia.

Com a evolução dos ciclos a vapor ocorreu um aumento no rendimento térmico e a possibilidade de ganhos adicionais com a geração de excedentes de eletricidade passíveis de exportação ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Dentre o desenvolvimento de equipamentos destaca-se o aumento da pressão nas caldeiras e condensadores ocasionando um aumento na temperatura do vapor e a melhora na eficiência dos equipamentos envolvidos, como turbinas, caldeiras e geradores, o que resultam num aumento do trabalho líquido e da eficiência do ciclo.

Medidas para racionalização do uso de vapor de processo com a aplicação de novas técnicas como: o uso de trocadores de calor do tipo regenerativo para fluidos tais como vinhaça versus caldo de cana, caldo de cana versus caldo de cana, caldo de cana versus condensado; uso de agitadores mecânicos nos vácuos, otimização da recuperação de condensado; secagem do bagaço ou secagem e transporte combinado do bagaço até a caldeira; e peneira molecular na destilação, podem ocasionar reduções no consumo atual

do vapor de processo de 500 kgv/tc para 350 kgv/tc.

A combinação das medidas citadas anteriormente com técnicas ainda mais avançadas como o uso de novas tecnologias de destilação alcoólica (destilação multiestágio) e o emprego da tecnologia de recompressão do vapor podem, ainda, reduzir o consumo de vapor de processo para 280 kgv/tc.

Estudos estão sendo realizados no uso de palha adicional ao bagaço que sobra da safra para a geração em modo termoelétrico no período de entressafra. Cabe ressaltar que o Poder Calorífico Inferior (PCI) que é a quantidade de energia térmica liberada por quantidade de combustível durante a combustão, da palha (15% umidade) é de 12.979 MJ/kg, quanto à do bagaço (50% umidade) é de 7.542 kJ/kg (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Neste caso pode ser viável tecnicamente usar palha na safra e armazenar mais bagaço de cana para a entressafra, pois a palha, por apresentar teor de umidade mais baixo, corre maior risco de sofrer combustão natural. Desta forma a geração de energia elétrica excedente além de ocorrer durante a safra passa a ocorrer durante quase todo o ano.

O ponto crítico para permitir a operação da central termelétrica nas usinas de açúcar e etanol ao longo de todo o ano baseia-se na recuperação de parte da palha disponível no campo, o que, além de requerer que a colheita seja feita por máquinas, também exige que as distâncias a serem percorridas desde as plantações até a usina e sejam dentro de um raio razoavelmente pequeno, da ordem de 10 quilômetros, quando geralmente encontra-se em 20 quilômetros.

Diante do desenvolvimento de novas tecnologias, existe a tendência de se efetuar investimentos em caldeiras de alta pressão e em turbinas de condensação e, no longo prazo, em gaseificadores de bagaço e biodigestores do vinhoto.

A modernização gradual do processo fabril orienta-se na vida útil de operação das usinas, estimada em 20 anos e nos novos investimentos em unidades de produção.

De maneira geral, pode-se dizer que a inserção dos novos processos de geração de energia deve também obedecer a fatores tais como o crescimento da taxa de aprendizado para as mais modernas tecnologias convencionais e não-convencionais, ainda com pouca ou

nenhuma aplicação comercial e nos novos programas de incentivo às fontes de energia renovável direcionados ao setor sucroalcooleiro. Desta forma, a obtenção de altos índices de geração de eletricidade bruta é possível com a redução do consumo de vapor no processo e a introdução de tecnologias de geração de eletricidade de maior eficiência.

Com vistas a caracterizar o impacto das novas tecnologias do ciclo a vapor tomou-se como parâmetro as características da configuração básica do atual esquema tecnológico das usinas no Brasil em contraposição às tendências tecnológicas com a realização de simulações numéricas do ciclo operacional de uma usina com moagem de 2 milhões de toneladas de cana por safra, propostos em (MACEDO, NOGUEIRA, 2005), (MAUÉS, 2007).

O desempenho do modelo convencional é apresentado na tabela 4.2 e os resultados das seis alternativas concorrentes são apresentadas nas tabelas 4.3 a 4.8. Assim, a tabela 4.2 apresenta os dados da simulação de uma usina com moagem de 2 milhões de toneladas de cana por safra, operação em regime de cogeração, sistema de vapor vivo de 22 bar e 300°C, consumo do vapor de processo de 500 quilogramas de vapor por tonelada de cana (kgv/tc), com turbinas de contrapressão (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Tabela 4.2 - Modelo Convencional de Cogeração

Modelo Convencional: Índices operacionais	
Moagem diária	12.000 toneladas de cana
Horas de operação	4.000 horas
Consumo específico de vapor de processo	500 kgv/tc
Bagaço consumido	113,6 toneladas de bagaço por hora
Índices de geração e consumo de energia	
Potência eletromecânica total gerada	20,2 MW
Potência mecânica consumida	8,5 MW
Potência elétrica gerada	11,7 MW
Potência elétrica consumida	6,5 MW
Potência elétrica excedente	5,2 MW
Energia elétrica excedente do período	20.800 MWeh
Índices de geração específica de energia	
Produção específica de energia elétrica	23,4 kWeh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	10,4 kWeh por tonelada de cana

A primeira alternativa a ser analisada é a instalação de caldeiras com pressão e temperatura de 42bar e 450°C, que operam apenas com bagaço de cana, em regime de cogeração na safra, com turbinas de vapor de contrapressão (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Tabela 4.3 - Alternativa I

Alternativa I: Índices operacionais	
Moagem diária	12.000 toneladas de cana
Horas de operação	4.000 horas
Consumo específico de vapor de processo	500 kgv/tc
Bagaço consumido	105,8 toneladas por hora
Índices de geração e consumo de energia	
Potência eletromecânica total gerada	30,1 MW
Potência mecânica consumida	8,5 MW
Potência elétrica gerada	21,6 MW
Potência elétrica consumida	7,5 MW
Potência elétrica excedente	14,1 MW
Energia elétrica excedente do período	56.555 MWh
Índices de geração específica de energia	
Produção específica de energia elétrica	43,3 kWeh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	28,3 kWeh por tonelada de cana

A segunda alternativa utiliza pressão e temperatura de 65bar e 480°C, que opera apenas com bagaço de cana, turbinas de vapor de condensação com extração controlada, operando em regime de cogeração durante a safra.

Tabela 4.4 - Alternativa II

Alternativa II: Índices operacionais	
Moagem diária	12.000 toneladas de cana
Horas de operação	4.000 horas
Consumo específico de vapor de processo	500 kgv/tc
Bagaço consumido	123,6 toneladas por hora
Índices de geração e consumo de energia	
Potência eletromecânica total gerada	44,8 MW
Potência mecânica consumida	8,5 MW
Potência elétrica gerada	36,6 MW
Potência elétrica consumida	7,5 MW
Potência elétrica excedente	28,8 MW
Energia elétrica excedente do período	115.207 MWh
Índices de geração específica de energia	
Produção específica de energia elétrica	72,6 kWh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	59,6 kWh por tonelada de cana

A terceira alternativa utiliza um sistema com 65bar e 480°C, que opera apenas com bagaço de cana, turbinas de vapor de condensação com extração controlada, com a realização de investimentos em medidas do uso racional de vapor de forma a reduzir o consumo no processo para 350kgv/tc e operação somente na safra (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Tabela 4.5 - Alternativa III

Alternativa III: Índices operacionais	
Moagem diária	12.000 toneladas de cana
Horas de operação	4.000 horas
Consumo específico de vapor de processo	350 kgv/tc
Bagaço consumido	123,6 toneladas por hora
Índices de geração e consumo de energia	
Potência eletromecânica total gerada	51,8 MW
Potência mecânica consumida	8,5 MW
Potência elétrica gerada	43,3 MW
Potência elétrica consumida	7,5 MW
Potência elétrica excedente	35,8 MW
Energia elétrica excedente do período	143.093 MWh
Índices de geração específica de energia	
Produção específica de energia elétrica	86,6 kWh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	71,6 kWh por tonelada de cana

A quarta alternativa utiliza um sistema de 65bar e 480°C, turbinas de vapor de condensação com extração controlada e multiestágios, com consumo de vapor de processo de 500 kgv/tc, caldeira adaptada para o uso de palha seca, 70kg de palha seca por tonelada de cana (recolhimento de 50% da palha disponível no campo), que opera em regime de cogeração na safra e termoelétrica na entressafra (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Tabela 4.6 - Alternativa IV

Alternativa IV: Índices operacionais		
	SAFRA	ENTRESSAFRA
Moagem diária	12.000 toneladas de cana	
Horas de operação	4.000 horas	3.446 horas
Consumo específico de vapor de processo	500 kgv por tonelada de cana	
Bagaço consumido	138,9 toneladas por hora	72,0 toneladas por hora
Índices de geração e consumo de energia		
Potência eletromecânica total gerada	53,5 MW	39,5 MW
Potência mecânica consumida	8,5 MW	0,0 MW
Potência elétrica gerada	45 MW	39,5 MW
Potência elétrica consumida	7,5 MW	2,0 MW
Potência elétrica excedente	37,5 MW	37,5 MW
Energia elétrica excedente do período	150.000 MWh	129.225 MWh
Energia elétrica excedente total	279.225 MWh	
Índices de geração específica de energia		
Produção específica de energia elétrica	90 kWh por tonelada de cana	79 kWh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	75 kWh por tonelada de cana	75 kWh por tonelada de cana

A quinta alternativa utiliza um sistema de 65bar e 480°C, turbinas de vapor de condensação com extração controlada e multiestágios, caldeira adaptada para o uso de palha seca, 70kg de palha seca por tonelada de cana, que opera em regime de cogeração na safra e termoelétrica na entressafra, com redução do consumo de vapor para 350kgv/tc (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Tabela 4.7 - Alternativa V

Alternativa V: Índices operacionais		
Índices operacionais		
	SAFRA	ENTRESSAFRA
Moagem diária	12.000 toneladas de cana	
Horas de operação	4.000 horas	3.446 horas
Consumo específico de vapor de processo	350 kgv por tonelada de cana	
Bagaçõ consumido	133 toneladas por hora	78,9 toneladas por hora
Índices de geração e consumo de energia		
Potência eletromecânica total gerada	57,1 MW	43,3 MW
Potência mecânica consumida	8,5 MW	0,0 MW
Potência elétrica gerada	48,6 MW	43,3 MW
Potência elétrica consumida	7,5 MW	2,2 MW
Potência elétrica excedente	41,1 MW	41,1 MW
Energia elétrica excedente do período	164.467 MWh	141.601 MWh
Energia elétrica excedente total	306.068 MWh	
Índices de geração específica de energia		
Produção específica de energia elétrica	97,2 kWh por tonelada de cana	74,6 kWh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	82,2 kWh por tonelada de cana	70,8 kWh por tonelada de cana

A sexta alternativa utiliza um sistema de 85bar e 480°C, turbinas de vapor de condensação com extração controlada e multiestágios, caldeira adaptada para o uso de palha seca, 70kg de palha seca por tonelada de cana, que opera em regime de cogeração na safra e termoelétrica na entressafra, com redução do consumo de vapor para 350kgv/tc (MAUES, 2007).

Tabela 4.8 - Alternativa VI

Alternativa VI: Índices operacionais		
Índices operacionais		
	SAFRA	ENTRESSAFRA
Moagem diária	12.000 toneladas de cana	
Horas de operação	4.000 horas	2.900 horas
Consumo específico de vapor de processo	360 kgv por tonelada de cana	
Bagaço consumido	240 toneladas por hora	94,6 toneladas por hora
Índices de geração e consumo de energia		
Potência elétrica gerada	71,6 MW	34 MW
Potência elétrica consumida	14,7 MW	2 MW
Potência elétrica excedente	56,9 MW	32 MW
Energia elétrica excedente do período	227.600 MWh	92.800 MWh
Energia elétrica excedente total	320.400 MWh	
Índices de geração específica de energia		
Produção específica de energia elétrica	97,2 kWh por tonelada de cana	49,3 kWh por tonelada de cana
Excedente específico de energia elétrica	113,8 kWh por tonelada de cana	46,4 kWh por tonelada de cana

A tabela 4.9 apresenta um resumo das opções tecnológicas apresentadas com foco na potência e na energia elétrica excedente ((MACEDO, NOGUEIRA, 2005), (MAUÉS, 2007)).

Tabela 4.9 - Resumo das opções tecnológicas avaliadas

Alternativas de Geração	Potência Elétrica Excedente (MWe)		Energia Elétrica Exportada (MWeh)			Geração Específica de Energia (kWeh/tc)		
	Safra	Entressafra	Safra	Entressafra	Total	Safra	Entressafra	total
Modelo Convencional (22 bar e 300°C, bagaço, 500kgv/tc)	5,2		20.800		20.800	10,4		10,4
Alternativa I (42 bar e 450°C, bagaço, 500kgv/tc)	14,1		56.555		56.555	28,3		28,3 (1,7 x maior)
Alternativa II (65 bar e 480°C, bagaço, 500kgv/tc)	28,8		115.207		115.207	59,6		59,6 (4,73 x maior)
Alternativa III (65 bar e 480°C, bagaço, 350kgv/tc)	35,8		143.093		143.093	71,6		71,6 (5,8 x maior)
Alternativa IV (65 bar e 480°C, bagaço + palha, 500kgv/tc)	37,5	37,5	150.000	129.225	279.225	75 (6,2 x maior)	75,0	150 (13,4 x maior)
Alternativa V (65 bar e 480°C, bagaço + palha, 350kgv/tc)	41,1	41,1	164.467	141.601	306.068	82,2 (6,9 x maior)	70,8	153 (13,7 x maior)
Alternativa VI (85 bar e 480°C, bagaço + palha, 350kgv/tc)	56,9	32	227.600	92.800	320.400	113,8 (9,9 x maior)	46,4	160,2 (14,4 x maior)

Os resultados das simulações demonstram que existe um grande potencial de exportação de energia elétrica, se adotada a instalação de caldeiras de alta pressão, acima de 42 bar . Os excedentes de energia se potencializam caso sejam adotados o uso da palha como energético e medidas que viabilizem a redução do consumo de vapor no processo.

Assim, a alternativa VI mostra que existe um potencial de exportação da ordem de 160,2kWh por tonelada de cana processada, valor 14,4 vezes maior que o modelo atualmente adotado pela maioria das usinas nacionais. Se esta tecnologia fosse adotada principalmente pelas noventa e oito novas usinas de açúcar e álcool que devem entrar em operação até 2015, adicionando uma produção de 300 milhões de toneladas de cana -de-açúcar por ano, poderia acrescentar um total de 48.000 MWh/ano ao sistema elétrico brasileiro, o equivalente a 5.500 MW médios de energia (MAUÉS, 2007).

5 - PRODUÇÃO DE ETANOL VIA BIOMASSA LIGNOCELULÓSICA

Diante da crescente demanda por biocombustíveis, notadamente o etanol, a grande maioria dos países, em especial os desenvolvidos, em que as matérias primas hoje utilizadas competem com a produção de alimentos e os custos de produção são ainda altos em comparação com o petróleo ou o etanol de cana, está desenvolvendo um processo de produção de etanol a partir da biomassa lignocelulósica (biocombustíveis de segunda geração), cuja técnica é uma das mais promissoras. O que estes países procuram são produções locais, econômicas e tecnicamente viáveis, baseadas numa matéria-prima local, aparentemente abundante e disponível que é a fibra lignocelulósica, proveniente de resíduos ou de plantações dedicadas.

A estrutura lignocelulósica refere-se à parte do vegetal que forma sua parede celular, composta por estruturas fibrosas, constituídas basicamente por polissacarídeos (40% a 60% de celulose e 20% a 40% de hemicelulose, variando em função do tipo de material), associados a uma estrutura macromolecular contendo substâncias aromáticas, a lignina (15% a 25%) (ROSSELL, 2006).

Esses materiais, em geral, possuem em sua composição cerca de 65% a 75% de polissacarídeos (em base seca). Tanto a celulose, um polímero da glicose (formado por hexoses, que são açúcares de seis carbonos), quanto a hemicelulose, um heteropolímero mais complexo (formado por pentoses, que são açúcares de cinco carbonos) podem ser transformados em açúcares que, fermentados, permitirá expressiva produção adicional de etanol. A lignina atualmente não pode ser convertida em etanol (ROSSELL, 2006).

A fabricação do etanol com base nessas fontes é possível, mas exigirá o domínio de processos e tecnologias ainda não completamente dominados e desenvolvidos no mundo, em nível comercial. A conversão da celulose e da hemicelulose em etanol é possível, mas os processos são caros e complexos. Essas tecnologias correspondem aos processos de hidrólise ácida (processo químico) ou enzimática (processo biotecnológico), para chegar aos açúcares e, depois, por fermentação, produzir o etanol propriamente dito (UNICAMP, 2005).

A consolidação de uma tecnologia de hidrólise no setor sucroalcooleiro trará consigo o

atrativo de aumentar a produção de etanol sem requerer um aumento da área plantada. As duas principais fontes do setor sucroalcooleiro que serão utilizadas no processamento do etanol via biomassa são: o bagaço e a palha.

Este é o setor que apresenta o maior potencial para implantação comercial da produção de etanol a partir de hidrolisado de biomassa lignocelulósica. Uma vez introduzida no setor sucroalcooleiro poderá ser estendida a outros setores industriais que gerarem grandes volumes de resíduos sólidos de origem lignocelulósica (UNICAMP, 2006a).

A Tabela 5.1 reproduz os resultados característicos, segundo estudos conduzidos no *Instituto Cubano de Investigaciones de los Derivados de la Caña de Azúcar* (ICICDA, 2006) da composição percentual do bagaço e da palha da cana-de-açúcar.

Tabela 5.1 - Composição do bagaço e da palha da cana-de-açúcar

	Composição da cana-de-açúcar - base seca (%)	
	Bagaço	Palha
Celulose	46,6	45,1
Hemicelulose	25,2	25,6
Lignina	20,7	14,1
Organosolúveis	2,0-3,0	3,5
Aquosolúveis	2,0-3,0	-
Cinzas	2,0-3,0	8

5.1 - PROCESSO DE PRODUÇÃO VIA BIOMASSA

Os processos em desenvolvimento para conversão da biomassa de natureza lignocelulósica em açúcares redutores e produção final de etanol, referidas como uma segunda geração de biocombustíveis, podem ser agrupados em duas categorias principais:

- a) Hidrólise enzimática, processo biotecnológico que emprega enzimas.
- b) Hidrólise ácida, processo químico que emprega ácidos concentrados ou diluídos;

5.1.1 – Processo de hidrólise enzimática

O processo consta das seguintes etapas: preparação do bagaço, pré-tratamento, hidrólise (obtenção da celulose), pré-tratamento do licor resultante da hidrólise, fermentação, destilação, retificação e desidratação, conforme detalhamento encontrado em (BASTOS,

2007), (ROSSEL, 2006).

A fase de preparação do bagaço e pré-tratamento são tidas como auxiliares e envolvem as operações de tamisação, moagem, lavagem e processos físico-químicos com vistas à remoção seletiva de hemiceluloses e lignina e lavagem da fração sólida (polpa) com álcali, ácidos ou etanol.

Os pré-tratamentos correntemente usados são: o tratamento com vapor e o tratamento com ácidos diluídos .

No tratamento com vapor, conhecido como explosão com vapor, a biomassa é submetida a uma exposição com vapor vivo a uma temperatura elevada (180 -240°C), por tempos de permanência curtos (1-5 minutos), seguida de uma decompressão instantânea. O desempenho é melhorado quando o material recebe uma impregnação prévia com ácido sulfúrico diluído ou com vapores de dióxido de enxofre. Esse tratamento combinado permite a hidrólise e a solubilização completa da hemicelulose, com baixa formação de furfural (BASTOS, 2007).

O catalisador ácido traz a vantagem adicional de diminuir a temperatura de processamento para o intervalo 150-200°C, minimizando a degradação. Esse tratamento hidrolisa a hemicelulose, fragmenta os tecidos vegetais aumentando a superfície de contato para a celulase e diminui o grau de polimerização da celulase, além da formação de polpas adequadas à produção de enzimas como substrato (BASTOS, 2007).

O tratamento com ácido diluído é realizado por aquecimento da biomassa, a uma temperatura até 200°C, em presença de ácido sulfúrico diluído, numa relação de 1% a 3% da biomassa seca, por 10 segundos (BASTOS, 2007).

A conversão da hemicelulose é eficiente, aproximadamente 80%, e conduz a uma alta recuperação dos carboidratos monômeros. Este tratamento requer uma combinação adequada de temperatura e tempo de reação, pois os açúcares liberados são instáveis em meios ácidos e quentes e tendem a se degradar em compostos furânicos que inibem a atividade fermentativa de leveduras.

A desvantagem desse tratamento está associada à necessidade de requerer um pós-

tratamento de neutralização da acidez com calcário, gerando um resíduo de gesso. A recuperação do sulfato do gesso é complexa e o descarte do gesso, um problema ambiental (ROSSEL, 2006).

Em termos gerais, um pré-tratamento eficiente deve ao mesmo tempo produzir uma polpa celulósica com elevada acessibilidade e reatividade da fibra aos agentes hidrolíticos (ácidos ou enzimáticos (digestibilidade), garantir adequada recuperação das pentoses e o uso de catalisadores de baixo custo, reciclagem de insumos e geração de subprodutos de alto valor agregado a partir da lignina (UNICAMP, 2005).

A fase de hidrólise propriamente dita em que ocorre a quebra das cadeias das moléculas de celulose contidas na polpa oriunda do pré-tratamento é resumida como a fase de separação dos carboidratos.

Em processo paralelo à fase de pré-tratamento, fungos são cultivados por meio de fermentação aeróbica visando a produção da enzima, celulase, para a fase posterior de hidrólise. O fungo mais representativo na produção da celulase é o *Trichoderma reesei*. (UNICAMP, 2006b).

A hidrólise é realizada suspendendo e agitando o material lignocelulósico num meio aquoso (5 % a 10% de matéria seca) ao qual é adicionada a enzima. A transformação da celulose em açúcares para atingir conversões de 98% requer, atualmente, tempos de reação de 100 horas a 150 horas, estando prevista uma redução desse tempo nos próximos anos para 48 horas. A reação é feita em batelada em tanques agitados, sem recuperação da enzima, proporcionando, assim, um processo com baixa eficiência (BASTOS, 2007).

Do processo de pré-tratamento até a hidrólise, por serem feitos em ambiente ácido e em temperaturas elevadas, surgem compostos furânicos e ácidos orgânicos resultantes da decomposição dos açúcares e fenólicos da decomposição da lignina, que inibem o metabolismo das leveduras na fermentação alcoólica, do processo seguinte (UNICAMP, 2006a).

Uma alternativa a esse processo é a hidrólise conjunta com a fermentação alcoólica. A sacarificação e fermentação simultâneas estão sendo estudadas intensamente, procurando

desenvolver microorganismos capazes de biossintetizar a celulase, fermentar os açúcares formados e tolerar altas concentrações de etanol (ROSSEL, 2006).

Enquanto que a hidrólise e fermentação em separado é um procedimento testado em escala semi-industrial, os processos simultâneos estão em estágio de desenvolvimento em laboratório (ROSSEL, 2006).

Em um processo auxiliar, o tratamento do licor resultante da hidrólise tem o propósito de remover os inibidores do metabolismo das leveduras num nível que não prejudique a fermentação alcoólica. Os procedimentos possíveis são: extração com solventes, evaporação e destilação, tratamentos de precipitação com hidróxidos alcalino-térreos e adsorção em carvão ativo ou vegetal.

Uma alternativa a esses tratamentos é o processo de diluição do licor de hidrólise com outros mostos açucarados. Dessa forma os inibidores são diluídos num nível que não afetam a atividade fermentativa dos microorganismos. Essa técnica, aplicada nas instalações industriais que operaram na Rússia, está sendo empregada no Canadá em escala piloto e proposta nos processos em estudo no Brasil (BASTOS, 2007).

Nas próximas fases, de fermentação e destilação, os processos são tidos como conversores de carboidratos e resumem-se em processos bioquímicos e químicos. Para realizar a fermentação alcoólica de um licor contendo pentoses e hexoses as possibilidades em estudo são fermentação simultânea ou seqüencial de pentoses e hexoses. Na fermentação simultânea dois microorganismos que fermentam respectivamente a pentose e a hexose são cultivados em co-cultura. Em uma fermentação seqüencial, são fermentadas a glicose e depois a pentose, ou vice-versa.

A fermentação da glicose em etanol é um processo de tecnologia conhecida. Desde que os impactos negativos dos inibidores sejam controlados, o processo ocorre com alta eficiência. A levedura *Sacharomyces cerevisiae*, pelo seu emprego intensivo em fermentação industrial, já passou por um processo seletivo, apresentando os melhores desempenhos em conversão de glicose a etanol (UNICAMP, 2006b).

Maiores resultados podem ser obtidos com a fermentações das pentoses em etanol. Poucos

microorganismos possuem esta capacidade, o desempenho é muito limitado, a fermentação é muito lenta e o ser vivo apresenta baixa tolerância ao etanol. A concretização da transformação das pentoses em etanol é fundamental para atingir uma tecnologia eficiente de hidrólise, com altos rendimentos em etanol (ROSSEL, 2006).

Assim, a fração de pentoses não é aproveitável com a técnica atualmente disponível e será necessário um grande esforço científico e tecnológico para obter microorganismos que possam realizar a fermentação alcoólica desses açúcares. Não há expectativa de existir, em curto prazo, tecnologia disponível (BASTOS, 2007).

As linhas de pesquisa em andamento caminham para um procedimento de seleção e melhoramento de leveduras que fermentam naturalmente as pentoses em etanol, como : *Pichia stipitis*, *Candida shehatae* e *Pachysolen tannophilus*; o desenvolvimento de linhagens recombinadas de *Sacharomyces cerevisiae* para metabolizar as pentoses; a seleção e o desenvolvimento de linhagens recombinadas de bactérias mesofílicas, tais como: *Zymomonas mobilis*, *Escherichia coli* e *Klebsiella*; e por fim, a seleção de bactérias termofílicas que fermentam as pentoses, tais como *Thermoanaerobacter ethanolicus* e *Clostridium thermohydrosulfuricum* (UNICAMP, 2006b).

Os processos de destilação, retificação e desidratação são os mesmos empregados na produção de etanol convencional, com pequenas alterações nos equipamentos empregados e no rendimento do processo, decorrentes do baixo teor de açúcares do licor da hidrólise.

As principais barreiras aos processos enzimáticos são (UNICAMP, 2005), (UNICAMP, 2006a):

- a) o custo muito elevado da enzima;
- b) necessidade de desenvolvimento de microorganismos;
- c) restrições de propriedade intelectual de microorganismos manipulados;
- d) alto custo de produção.

5.1.2 – Processo de hidrólise ácida

Duas alternativas, uma que utiliza ácido concentrado e outra que utiliza ácido diluído, caracterizam o processo de hidrólise ácida, conforme detalhamento encontrado em (BASTOS, 2007), (ROSSEL, 2006).

Os processos por ácido concentrado empregam ácido sulfúrico como agente de pré-tratamento, seguido pelo estágio de hidrólise com ácido diluído.

O ácido concentrado desfaz a lignina e assim que a estrutura celulósica passa ao estado amorfo é possível a transformação completa e rápida em açúcares redutores por meio de condições não muito agressivas.

O rendimento obtido é alto, porém o processo exige um investimento elevado em equipamentos capazes de suportar a corrosão na presença de um ácido forte, ligas especiais.

A recuperação do ácido sulfúrico exige um consumo energético elevado. A etapa de hidrólise gera subprodutos de reação indesejáveis, tais como: ácidos orgânicos de baixo peso molecular e compostos furânicos e fenólicos, que inibem a fermentação alcoólica. Desta forma, ao final do processo de hidrólise, o licor recebe um pré-tratamento é fermentado, destilado, retificado e desidratado conforme o processo de hidrólise enzimática descrito anteriormente.

Os processos que empregam ácidos diluídos, em geral, utilizam como catalisador ácido sulfúrico diluído a 0,1% - 0,7%.

Para maximizar os rendimentos da produção dos açúcares monoméricos provenientes da hemicelulose e da celulose, a hidrólise acontece em dois estágios. O primeiro estágio é realizado em condições intermediárias para hidrolisar a hemicelulose. E o segundo, operando em condições mais severas, converte a celulose. Desta forma, o processo é mais lento que o processo que emprega ácido concentrado.

Após o processo de hidrólise, o composto formado por açúcares e água é levado a um processo semelhante ao da hidrólise enzimática.

As desvantagens desse processo que emprega catálise com ácidos diluídos:

- a) baixo rendimento em açúcares redutores se comparado a hidrólise enzimática e a hidrólise com ácido concentrado;
- b) conteúdo elevado de inibidores na etapa de fermentação;
- c) grande demanda de energia; e
- d) elevado volume de efluentes a tratar.

5.2 - PRODUÇÃO DE ETANOL VIA PALHA E BAGAÇO DE CANA -DE-AÇÚCAR

Para quantificar o potencial do bagaço para produção de etanol deve-se levar em consideração o avanço da tecnologia de hidrólise incorporando gradativamente os aumentos de eficiência da conversão das hexoses e a fermentação das pentoses a etanol.

Segundo os dados de performance das tecnologias atuais de hidrólise ácida diluída, publicados por (ROSSEL, 2006), com uma conversão de 60% da hexose disponível no bagaço, fermentação de 89% dessas hexoses, sem a fermentação das pentoses e destilação de 99,5% do fermentado, obtém-se 69,1 litros de etanol a partir de uma tonelada de bagaço.

Segundo o mesmo autor, estudos apontam para dois novos resultados, um formado pela otimização dos rendimentos da tecnologia atual e outro formado pela possibilidade da fermentação das pentoses. No processo otimizado a conversão da hexose é de 80% do total disponível no bagaço, a fermentação é de 91% dessas hexoses e a destilação é de 99,75% do fermentado, obtendo-se 94,2 litros de etanol a partir de uma tonelada de bagaço.

Com a conversão das pentoses em separado, em rendimento igual a 85% do total disponível, fermentação de 50% dessas pentoses e destilação de 99,75% do fermentado, obtém-se 37,2 litros por tonelada de cana. Desta forma, somando o volume de etanol obtido com a fermentação das hexoses com o volume formado com a fermentação das pentoses obtém-se 132,2 litros de etanol por tonelada de bagaço.

Resultados ainda maiores podem ser obtidos com o desenvolvimento de microorganismos no processo de hidrólise enzimática do bagaço de cana. Conforme a publicação (GOMÉZ, 2005), a Universidade de *Lund* na Suécia evidenciou a possibilidade de se produzir aproximadamente 210 litros de etanol por tonelada de bagaço seco utilizando leveduras (*Saccharomices Cerevisae*) em sistema de Sacarificação e Fermentação Separadas utilizando unicamente hexose como substrato.

A utilização de *Saccharomices Cerevisae* modificada geneticamente, capaz de converter hexoses e pentoses em etanol, em sistema de Sacarificação e Fermentação Simultâneas, possibilitou um incremento da ordem de 15% na produção de etanol, devido à conversão parcial da hexose, 242 litros de etanol por tonelada de bagaço seco. Todos os dois processos utilizaram bagaço de cana pré-tratado através da explosão por vapor e ácido sulfúrico diluído como catalisador.

O processamento a partir da palha acarretaria em volumes adicionais de etanol em ambos os processos de hidrólise enzimática e ácida. Um estudo de custo-benefício deve ser realizado, já que, atualmente, as usinas e destilarias não recuperam a palha, não estando disponível para aproveitamento, ocasionando custos adicionais. Ressalta-se ainda, a necessidade de deixar uma parte do material orgânico depositado sobre o solo, como uma cobertura morta. A prática impacta benéficamente sobre a produtividade do canavial, ajudando no controle de ervas daninhas e aumentando a fertilidade do solo a longo prazo.

Um modelo de unidade de produção de etanol via hidrólise para o Brasil, proposto por (BASTOS, 2007), seria associado a uma destilaria convencional de produção. Essa unidade realizaria o processo de preparação do bagaço, pré-tratamento, hidrólise e pré-tratamento do licor resultante da hidrólise. O processamento seria continuado na destilaria convencional, na qual o licor seria adicionado ao caldo de cana tratado e pré-concentrado para formar o mosto. O processo de fermentação alcoólica, destilação, retificação, desidratação do etanol e tratamento do vinhoto seriam realizados também na destilaria, agora redimensionada para atender a produção adicional de etanol.

A unidade, com tecnologia de hidrólise ácida diluída, teria a capacidade de produzir os 85 litros por tonelada de cana do processo convencional adicionado de 132,2 litros por tonelada de bagaço do processo de fermentação de pentoses e hexoses, resultando em uma

capacidade de produção total de 122 litros por tonelada de cana, considerando que cada tonelada de cana produz 280 quilogramas de bagaço. Ou ainda, 9.462 litros de etanol por hectare, considerando o rendimento de 80 toneladas de cana por hectare e 6.500 litros de etanol por hectare do método convencional (BASTOS, 2007). Desta forma, a unidade de produção com a tecnologia de hidrólise teria um acréscimo de produtividade de 45% em relação a unidade de produção convencional.

A implementação de uma unidade autônoma para a produção de etanol utilizando unicamente bagaço de cana, como fonte de carboidratos, caracteriza um desafio tecnológico complexo. Tal sistema demanda a produção de hidrolisados com concentração em sacarose, requerendo uma etapa prévia à etapa de fermentação. Tal medida resulta em maior complexidade operacional e maior investimento.

5.3 - CONSIDERAÇÕES DO DESENVOLVIMENTO DO PROCESSO DE HIDRÓLISE NO BRASIL

Diante de um tema estratégico e de interesse mundial foi formado no país um grupo composto por 14 instituições, que englobam 23 grupos de pesquisa nacionais e a colaboração de 5 instituições internacionais com o objetivo de estudar a produção de etanol por hidrólise enzimática de palha e bagaço de cana, o Projeto Bioetanol. Este foi dividido em 4 linhas de pesquisa (UNICAMP, 2006b):

- a) Caracterização do bagaço e da palha – formação de um padrão para métodos analíticos;
- b) Produção econômica da enzima celulase;
- c) Hidrólise e fermentação do bagaço e da palha;
- d) Análise e otimização do uso de energia – disposição de rejeitos.

A PETROBRAS também estuda a produção de etanol via hidrólise enzimática do bagaço de cana em parceria com 3 instituições de pesquisa. Est á prevista a construção de uma planta piloto no primeiro trimestre de 2008 e uma planta de demonstração no terceiro trimestre de 2010.

Uma empresa fabricante de equipamentos do setor sucroalcooleiro, a Dedini Indústrias de Base S.A., realiza pesquisas no desenvolvimento de técnicas e equipamentos voltados ao processo de hidrólise. Essa empresa já possui uma planta em escala de demonstração e conta com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (Fapesp). A planta desenvolve o Processo de Hidrólise Rápida (DHR), processo de hidrólise ácida diluída em presença de um solvente hidro-alcoólico, cuja capacidade atual de produção é de 5.000 litros de etanol por dia a partir de 50 toneladas por dia de biomassa lignocelulósica da cana (UNICAMP, 2006a).

A Oxiteno S.A. Indústria e Comércio, empresa petroquímica pertencente ao Grupo Ultra que tem como principal negócio a produção de derivados de óxido de eteno e solventes oxigenados, é a primeira empresa brasileira do setor químico a lançar um programa de desenvolvimento de hidrólise e biorefinarias, com o objetivo de obter produtos, hoje derivados do petróleo, com base na palha e no bagaço de cana. O projeto está aberto a parcerias e conta com o apoio financeiro da Fapesp (BASTOS, 2007).

Alguns grupos empresariais estão se organizando para participar do desenvolvimento do processo de hidrólise. A Fapesp está apoiando, na modalidade de Projetos de Inovação Tecnológica, a parceria entre instituições de pesquisa e empresas interessadas no desenvolvimento de processos hidrolíticos, como ocorre com a Dedini e a Oxiteno. O BNDES com o Fundo de Tecnologia e a Finep com os fundos setoriais também financiam este tipo de pesquisa.

O setor sucroalcooleiro, detentor das matérias-primas e produtor de etanol carburante, não tem por enquanto uma participação expressiva nas ações para desenvolver e implantar essa tecnologia, embora seja o que tenha maior interesse no processo industrial da hidrólise. As ações rumo a nova tecnologia no Brasil, em sua maioria, se limitam à participação dos Centros de Pesquisas nacionais (UNICAMP, 2006a).

Um passo importante para o desenvolvimento do processo industrial da hidrólise no país foi realizado pelo governo federal com a assinatura de um memorando de entendimento com os Estados Unidos para o desenvolvimento de combustíveis de próximas gerações. O ato diplomático abre oportunidades de parceria pública e privada, investimento externo e transferência tecnológica entre os países. Os norte-americanos têm planos ambiciosos para

a produção de etanol via hidrólise, com alto investimento em pesquisa e meta de produção de 946 mil m³ do produto, a preços competitivos, a partir de 2012.

5.4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O PROCESSO

O Brasil necessita da tecnologia de hidrólise não para viabilizar sua produção de etanol, que já é a mais viável e sustentável do mundo, mas para aumentar a produção e ser capaz de atender à uma crescente demanda local e mundial, mantendo-se como referência na produção de equipamentos e bens de capital no setor sucroalcooleiro.

A viabilidade da produção de etanol a partir do bagaço de cana requer uma abordagem sistêmica, a partir do rendimento sacarídico, seletividade, nível de fermentação dos hidrolisados, geração de efluentes, reuso de materiais e insumos, consumo de água e energia, valorização de resíduos e operações auxiliares, além de fatores associados ao custo operacional (insumos, manutenção, mão-de-obra), capital (materiais de construção e configuração dos equipamentos), bem como aspectos associados à facilidade e flexibilidade dos sistemas operacionais à implementação de tecnologias e processos eficientes. Etapas individuais devem ser consideradas em razão do potencial de otimização do seu rendimento, desde que o desempenho global do sistema não seja prejudicado. Como em situações em que se obtêm elevada extração de açúcares monoméricos à custa da geração de compostos inibidores à fermentação, prejudicando o rendimento produtivo global (BASTOS, 2007).

Estudos coordenados e investimentos na construção de unidades piloto e de demonstração, cuja escala de produção seja capaz de obter dados de performance e otimização em todos os seus estágios, são necessários para identificar soluções tecnológicas distintas considerando-se os aspectos associados ao tipo de destilaria (anexas ou autônomas). Análises do volume produzido via hidrólise também devem ser realizadas de forma a obter um custo marginal na geração de vapor, energia elétrica e etanol, já que a disponibilidade de bagaço está atrelada à eficiência energética da Usina. O bagaço para hidrólise competiria com o emprego do material como combustível primário na geração de vapor e energia elétrica, embora a lignina resultante do processo também possa ser utilizada com esta finalidade (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Comparativamente à hidrólise ácida, a hidrólise enzimática apresenta-se como uma

alternativa mais adequada à produção de etanol a partir do bagaço do ponto de vista técnico, em virtude de um maior resultado em glicose e reduzida toxicidade aos microrganismos da fermentação. Entretanto, a viabilidade econômica deste processo depende fundamentalmente da aquisição de enzimas ao preço competitivo. A alternativa de produção de enzimas na própria planta sucroalcooleira, utilizando parte do bagaço pré-tratado como substrato, emerge como alternativa tecnológica potencialmente atrativa. Neste contexto, pesquisas em biotecnologia, com o desenvolvimento de linhagens de leveduras que produzam uma celulase mais ativa e a um menor custo adquirem fundamental importância (MACEDO, NOGUEIRA, 2005).

Diante da realidade brasileira é factível, do ponto de vista econômico e estratégico, desenvolver um processo de hidrólise ácida como alternativa ao processo enzimático. Os custos operacionais associados à atividade canvieira podem resultar em um custo global do sistema integrado (hidrólise ácida anexa à destilaria convencional de produção) competitivo com os diversos sistemas enzimáticos para a produção de etanol. Em termos estratégicos, parece particularmente adequado desenvolver processos de hidrólise da celulose com ácido diluído, no sentido de elaborar soluções alternativas que permitam fazer face às incertezas relacionadas ao desenvolvimento de processos enzimáticos efetivamente competitivos, bem como garantir o fornecimento local de enzimas a preços adequados (BASTOS, 2007).

Com relação à sacarificação e fermentação, é preciso avaliar qual o modelo que proporciona uma melhor relação custo-benefício para o Brasil: sacarificação e fermentação em separado ou simultâneas. O desenvolvimento de linhagens de levedura apropriadas para conduzir a fermentação das hexoses contidas no licor de hidrólise e o desenvolvimento de microrganismos capazes de fermentar as pentoses a etanol e otimizar os pré-tratamentos do material celulósico para melhorar a performance da etapa de conversão enzimática, irão contribuir de forma positiva na tomada de decisão e na redução dos custos globais de operação (ROSSEL, 2006).

E por fim, também é preciso analisar os critérios de sustentabilidade, de não agressão ao meio ambiente (efluentes sólidos, líquidos, gasosos) e as condições de segurança do trabalhador (ROSSEL, 2006).

6 - COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE E MATRIZ ENERGÉTICA

6.1 - SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, o processo de reestruturação do setor elétrico teve início em meados da década de 90. Tal processo surgiu como parte do esforço do governo em atrair investimentos privados nacionais e estrangeiros, para o setor de energia elétrica, em virtude da falta de capacidade do Estado investir isoladamente na expansão do sistema, segundo os volumes necessários para acompanhar o crescimento previsto do mercado de energia elétrica (CASTRO, 2004).

Apesar disto, os investimentos não ocorreram na proporção necessária para que em 2001 pudessem evitar o racionamento de energia, que vigorou de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Na região Norte, o racionamento durou menos tempo, iniciou-se em 15 de agosto de 2001 e encerrou-se em 31 de dezembro de 2001 (CASTRO, 2004).

Em dezembro de 2003, o governo editou as diretrizes para construção de um novo marco regulatório para o setor elétrico nas Medidas Provisórias n^{os} 144 e 145, as quais foram posteriormente convertidas nas leis n^o 10.847 e n^o 10.848, em 15 de março de 2004, respectivamente. A regulamentação da comercialização de energia, as alterações nos processos de outorga de concessões e autorizações para geração de energia elétrica foram publicadas no Decreto n^o 5.163, em 30 de julho de 2004 (BRASIL, 2007f), (BRASIL, 2007g), (BRASIL, 2007j).

A nova proposta de configuração do setor elétrico teve como diretrizes: segurança no suprimento de energia elétrica, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

A segurança no suprimento está baseada na obrigatoriedade das distribuidoras e dos consumidores livres comprovarem a contratação de todo o seu mercado ou carga, por meio de contratos com lastros físicos de geração, e aplicação de penalidades por seu descumprimento.

A modicidade tarifária, por sua vez, decorrerá da adoção do critério de menor tarifa advindo do procedimento de compra e venda de energia por meio de leilões.

A universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica busca promover a criação de condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos do seu consumo.

Assim, novos atores foram criados no modelo em vigor a partir de 2004 e outros tiveram suas funções alteradas. As bases do atual modelo consistem no planejamento de longo prazo, por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que funciona como um *pool* e sucede o Mercado Atacadista de Energia, na coexistência dos ambientes de contratação regulada e livre e na premissa de que as distribuidoras deverão prever e contratar energia suficiente para atender a todo seu mercado (CASTRO, 2004).

6.1.1 – Agentes do setor

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2007g)

A EPE teve sua criação autorizada na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, com a responsabilidade de realizar o planejamento energético de médio e longo prazos para o setor, tendo algumas atribuições em destaque :

- a) Realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- b) Elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- c) Identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- d) Elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- e) Desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis; e

f) Desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (CASTRO, 2004)

A CCEE tem como principais atribuições a contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia no mercado de curto prazo em substituição ao Mercado Atacadista de Energia, além de funcionar como um *pool*, gerenciando todos os contratos a serem firmados por cada um dos geradores com todas as distribuidoras.

A CCEE estabelece o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) utilizado na contabilização e liquidação das diferenças entre os montantes contratados e verificados, tido como mercado de curto prazo, no máximo em base semanal, considerando o custo marginal de operação, os limites inferior e superior a serem definidos pela ANEEL, as restrições operacionais das usinas, o custo do déficit, a otimização dos recursos eletroenergéticos do SIN e as restrições técnicas das linhas de transmissão.

O limite superior para o PLD será determinado por meio da análise dos custos variáveis de operação das usinas termelétricas despachadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Enquanto que o valor mínimo observa os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas e os custos referentes à utilização dos recursos hídricos.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (CASTRO, 2004)

A ANEEL é o órgão regulador do setor sendo responsável pela fiscalização, concessão, regulação e mediação do mercado de energia elétrica. Assim, a Agência é responsável por estabelecer mecanismos de regulação e fiscalização para garantir o atendimento à totalidade do mercado de cada agente de distribuição e de comercialização de energia elétrica, bem como à carga dos consumidores livres.

A Agência também é responsável por definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão.

A ANEEL promoverá processos licitatórios para o atendimento das necessidades do mercado, cabendo-lhe a parte operacional das licitações nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além da outorga da concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos mediante delegação e segundo as diretrizes do plano de outorga estabelecido pelo Poder Concedente.

A celebração do contrato fica sob a responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) e compete à ANEEL a gestão desses contratos.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (BRASIL, 2007a), (BRASIL, 2007b)

Com a instituição do livre acesso à rede elétrica, através da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 e da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, as transações de compra e venda de energia entre concessionários e autorizados passaram a ser contratadas separadamente do acesso e do uso da rede elétrica, que executa uma função neutra e imparcial no processo de comercialização de energia.

Neste contexto, a comercialização da energia fica completamente independente da operação eletroenergética do sistema, esta de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Assim, o ONS é responsável pela programação, otimização e coordenação do despacho centralizado da geração e uso da rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O ONS é o agente competente pela definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL e a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais.

Também compete ao Operador propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no

planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

Ministério de Minas e Energia (MME) (BRASIL, 2007f)

A Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu as diretrizes do Novo Modelo, mas ficou estabelecido que os principais pontos seriam regulamentados pelo MME, por meio de Decretos. Com isso, o Ministério passou a concentrar as principais decisões do setor (BRASIL, 2007).

Em suas atribuições, o Ministério de Minas e Energia exerce o Poder Concedente sobre os contratos de concessão de linhas de transmissão, geração e distribuição de energia elétrica. Compete ao Ministério definir, anualmente, o montante de energia a ser contratado no mercado regulado, além de aprovar a lista de empreendimentos de geração, elaborada pela EPE, que participam dos leilões do Ambiente de Contratação Regulada.

O preço máximo dos leilões de energia proveniente de usinas existentes é determinado pelo MME, assim como a criação de mecanismos para compensar as variações nos custos de aquisição de energia não contempladas no reajuste tarifário do ano anterior.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (BRASIL, 2007i)

O CMSE é coordenado pelo MME, tendo como presidente o Ministro de Estado de Minas e Energia e atua no acompanhamento e avaliação da continuidade e da segurança do abastecimento eletro-energético no país, segundo o Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004.

O Comitê é constituído por quatro representantes do MME e os titulares da ANEEL; ANP; CCEE; EPE e ONS.

O CMSE tem as seguintes atribuições: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, realizar análises periódicas e integradas de segurança do abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados, além de identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial e outros que possam afetar a regularidade e a segurança do sistema. O comitê também ficará

responsável por elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações que promovam a manutenção da segurança do sistema elétrico.

6.1.2 – Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada, estão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações, envolvendo as distribuidoras de energia elétrica e os agentes vendedores, titulares de concessão, permissão ou autorização para gerar, importar ou comercializar energia elétrica (BRASIL, 2007f), (BRASIL, 2007j).

Neste ambiente as distribuidoras somente podem comprar energia por meio de licitação, ressalvados os contratos bilaterais já firmados pelas empresas antes da Lei nº 10.848, de 2004, a energia proveniente do PROINFA e a cota obrigatória da energia de Itaipu para as concessionárias das regiões sul, sudeste e centro-oeste. Assim, as distribuidoras devem comprar a energia necessária para atender a 100% de seu mercado cativo, mediante Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), os quais são celebrados entre estas e as concessionárias ou autorizadas de geração, com intermediação da CCEE (BRASIL, 2007f).

No caso de sobrecontratação de energia são garantidos os repasses integrais às tarifas dos consumidores cativos até o limite de 3%. Para os casos de subcontratação, é permitido o repasse do menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e o Valor de Referência (VR), além da aplicação de penalidades.

Para energia contratada a partir de geração distribuída que integrem o PROINFA, é dispensada a necessidade de licitação para sua aquisição, respeitados os limites de contratação e repasse às tarifas (VR).

O Decreto nº 5.163, de 2004, estabeleceu que as distribuidoras devem assinar com os consumidores potencialmente livres contratos distintos para conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra e venda de energia, a partir de outubro de 2004, nas datas de reajuste ou revisão tarifária, o que ocorrer primeiro (BRASIL, 2007j).

Em situações de perda de consumidores para o mercado livre, as distribuidoras podem reduzir os contratos de energia com as usinas existentes na mesma proporção da energia

perdida, evitando assim, que as empresas fiquem expostas aos riscos associados ao estado de subcontratação. Também são permitidas reduções anuais nos contratos com as geradoras de até 4% do total inicialmente acertado, para acomodar as variações do mercado cativo.

Os leilões de energia elétrica são promovidos pela ANEEL em três formatos básicos:

- a) Energia gerada por usinas já existentes;
- b) Ajuste (onde também são comprados montantes de energia proveniente de unidades geradoras já existentes); e
- c) Energia a ser produzida por novos empreendimentos de geração. Estas usinas são aquelas que ainda não detêm concessão, permissão ou autorização antes da publicação do edital do respectivo leilão, porém detêm licença ambiental, ou fazem parte de usinas já existentes sob processo de ampliação de sua capacidade instalada.

O MME define o montante total de energia elétrica a ser leiloado, e a lista de usinas hidrelétricas e térmicas habilitadas, com base nas previsões de mercado, elaboradas pelas distribuidoras e nos estudos realizados pela EPE.

6.1.3 – Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Neste ambiente, atuam os agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres em contratos bilaterais de compra e venda de energia livremente negociados, não sendo permitido à distribuidora a aquisição de energia neste mercado (BRASIL, 2007f), (BRASIL, 2007j).

Está inclusa no ACL a venda direta de energia oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), fontes à base de biomassa, eólica ou solar aos consumidores com carga maior ou igual a 500 kW.

Os geradores federais, estaduais ou municipais podem comercializar parte de sua energia assegurada no ACL, utilizando as seguintes opções:

- a) Leilões organizados pelos próprios consumidores ou leilões exclusivos para consumidores finais;
- b) Leilões, chamadas ou ofertas públicas aos demais agentes vendedores e exportadores;
- c) Oferta pública para atendimento da expansão de consumidores existentes ou para novos consumidores, somente àqueles com demanda igual ou superior a 50MW; e
- d) A possibilidade de aditamento dos contratos de fornecimento com consumidores finais, em vigor em 26 de agosto de 2002, até o final de 2010.

Consumidores Livres (ANEEL, 2007l), (ANEEL, 2007m), (BRASIL, 2007a)

A caracterização de consumidor potencialmente livre começou a tomar forma em 1995, com a publicação da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, onde em seu Artigo 15, ficou definido que os consumidores de energia elétrica cuja carga de consumo fosse igual ou superior a 10 MW e atendidos em uma tensão igual ou superior a 69 kV, poderiam escolher um fornecedor alternativo de energia elétrica para suprir suas necessidades, respeitados os atuais contratos de fornecimento (BRASIL, 2007a).

No parágrafo 2º deste mesmo Artigo da Lei nº 9.074, ficou também definido que decorridos 5 anos da publicação desta lei, o limite de 10 MW de carga para caracterizar um consumidor livre seria automaticamente reduzido para 3 MW.

O Artigo 16 desta mesma Lei definiu, entretanto, que novos consumidores de energia elétrica, que se instalassem após a publicação desta lei, ou seja, 07 de julho de 1995, cuja carga de consumo a contratar fosse maior que 3 MW, seriam caracterizados como consumidores livres, independentemente do nível de tensão em que são atendidos.

Assim, os consumidores ligados antes de 08 de julho de 1995, cuja carga de consumo a contratar fosse maior que 3 MW, seriam caracterizados como consumidores livres, se atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. E os consumidores ligados desta data em diante, cuja carga de consumo a contratar fosse maior que 3 MW, seriam caracterizados como consumidores livres, independentemente do nível de tensão em que são atendidos.

Há ainda uma outra classificação de consumidor livre, que foi introduzida pelo Artigo 8º da Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Por esta outra classificação, consumidores de energia elétrica ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, cuja carga de consumo seja superior a 500 kW, poderiam comprar energia alternativamente ao suprimento da concessionária local, independentemente da tensão em que são atendidos, das chamadas Fontes Alternativas de Energia Elétrica: PCH, fontes à base de biomassa, eólica ou solar.

Os consumidores potencialmente livres, cujos contratos de fornecimento não contenham cláusulas de tempo determinado, poderão tornar-se livres desde que avisem formalmente à concessionária 15 dias antes do prazo estabelecido para as distribuidoras apresentarem a declaração do montante de energia a ser contratado nos leilões anuais, que é de sessenta dias de antecedência. Assim, esses consumidores poderão adquirir energia de outros fornecedores a partir do ano seguinte de sua manifestação à concessionária ou respeitada a data limite. Tal prazo pode ser reduzido a critério da distribuidora.

Para os consumidores potencialmente livres que possuam cláusulas determinando a data do vencimento do contrato com a concessionária local, somente poderão optar por outro fornecedor após o término do respectivo contrato.

Contudo, para o consumidor livre retornar à condição de cativo da concessionária local, deverá informá-la com antecedência mínima de 5 anos, a menos que a distribuidora tenha o interesse de reduzir esse prazo.

Ficou também estabelecido que o consumidor livre deverá informar ao Poder Concedente, ou seja, ao MME, o montante da energia contratada para atender o seu consumo, sendo que haverá penalidade para o caso de subcontratação.

O consumidor livre deverá ingressar como agente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para que sejam realizadas a operação de contabilização e liquidação dos contratos no mercado de curto prazo.

De acordo com as Resoluções Normativas nºs 67 e 77 da ANEEL de 2004, no caso do consumidor potencialmente livre conectado diretamente à rede de uma empresa geradora

ou transmissora de energia elétrica, deverá ser firmado um Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (CCT) e um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (CUST). Para o caso do consumidor potencialmente livre conectado à rede de uma distribuidora, deverá ser firmado um Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (CCD) e um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (CUSD) (ANEEL, 2007l), (ANEEL, 2007m).

Assim, a utilização do sistema de distribuição ou transmissão onde o consumidor livre está conectado, ocasiona o pagamento da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Aos consumidores livres que optarem pela compra de energia proveniente de fontes renováveis de empreendimentos com potência instalada menor ou igual a 30 MW é assegurado, pela Resolução Normativa nº 77, um desconto de 50% sobre as TUST ou TUSD (ANEEL, 2007m).

6.1.4 – Agentes de Geração

Os agentes de geração poderão exercer três papéis distintos: Concessionários de Serviço Público de Geração (CSPG), Autoprodutor ou Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) (ANEEL, 2007b), (BRASIL, 2007f), (BRASIL, 2007j), (ONS, 2007).

As geradoras estatais, que pertencem ao conjunto de CSPG, comercializam sua energia assegurada, obrigatoriamente, por meio de licitação, tanto no ambiente de contratação regulada, quanto no ambiente de livre.

O Autoprodutor de energia elétrica é caracterizado por pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio, interessadas em produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo comercializar, em caráter eventual ou temporário, porém limitado aos seus excedentes de energia elétrica.

O Produtor Independente de energia elétrica é caracterizado por pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, interessadas em produzir e comercializar energia elétrica, em caráter permanente e ilimitado.

Todos os geradores devem possuir garantias físicas de energia e potência para constituírem os lastros nos contratos de compra e venda de energia , firmados na CCEE.

Cabe ao Ministério de Minas e Energia definir, mediante critérios propostos pelo CNPE, a forma de cálculo das referidas garantias, a ser executado pela EP E.

Do ponto de vista operacional, os agentes são identificados e caracterizados por unidades geradoras despachadas ou não de forma centralizada pelo ONS, em função dos critérios estabelecidos no Submódulo 7.5 dos Procedimentos de Rede do ONS, autorizado pela Resolução ANEEL nº 333, de 08 de julho de 2003 , em caráter provisório (ONS, 2007).

Conforme o documento normativo, as novas usinas com potência líquida disponibilizada para o SIN, no barramento de saída da usina, igual ou menor que 30MW não são despachadas de forma centralizada.

As novas usinas com potência líquida disponibilizada para o SIN, no barramento de saída da usina, superior a 30MW são despachadas de forma centralizada, com exceção dos casos em que estudos específicos indiquem não haver influência significativa de sua operação sobre (ONS, 2007):

a) O processo de otimização energética do SIN, levando -se em consideração: custos totais de operação; custos marginais de operação; valor esperado de geração térmica; valor esperado dos déficits; evolução do nível de armazenamento dos reservatórios; operação coordenada de cascata; atendimento a restrições de uso múltiplo da água; programação de intercâmbios entre áreas geotérmicas; atendimento à demanda de potência; e

b) O nível de segurança da rede de operação, levando-se em consideração: controle de tensão; esquemas de controle de emergências; realização de manutenções em equipamentos; necessidades de mudança de topologia do SIN como, por exemplo, necessidade de abertura de linhas para prevenir danos a e equipamentos.

As usinas com ponto de conexão pertencente ao sistema de distribuição de alguma concessionária deverão submeter-se aos Procedimentos de Rede de Distribuição, conforme Artigo 06, da Resolução nº 281 da ANEEL, de 01 de outubro de 1999 (ANEEL, 2007b).

Central termelétrica cogeneradora

O processo de regularização das Usinas Térmicas está embasado na Resolução Normativa nº112 da ANEEL, de 18 de maio de 1999, a qual estabelece as exigências necessárias para a obtenção de Registro ou Autorização junto à quela Agência Reguladora (ANEEL, 2007a).

O Registro é necessário às centrais termelétricas com capacidade instalada até 5MW e a Autorização para as centrais termoelétricas com potência acima de 5MW, na qualidade de autoprodutor ou produtor independente de energia elétrica.

Assim, as centrais termelétricas cogeneradoras podem se constituir tanto na forma de Autoprodutor como na forma de Produtor Independente de Energia Elétrica.

Na fase de Registro ou Autorização, além dos documentos legais da unidade, a central termelétrica deverá apresentar os seguintes documentos técnicos:

- a) o arranjo geral e o memorial descritivo da central geradora;
- b) o estudo comprovando a disponibilidade dos combustíveis previstos;
- c) o fluxograma simplificado do processo;
- d) o balanço térmico da planta para as condições de operação com cem, setenta e cinco e cinquenta por cento de carga, onde aplicável; e
- e) o cronograma geral de implantação da central geradora destacando as datas de elaboração do projeto básico, elaboração do projeto executivo, obtenção das licenças ambientais, início da construção, implementação da subestação e respectivo sistema de transmissão associado, conclusão da montagem eletromecânica, comissionamentos e início da operação comercial de cada unidade geradora.

Antes do início da construção da central geradora, bem assim de sua operação, a Autorizada deverá remeter à ANEEL cópia das Licenças de Instalação (LI) e de Operação (LO), respectivamente, emitidas pelo Órgão Licenciador Ambiental.

O Artigo 14 da Resolução Normativa nº112 da ANEEL destaca a obrigatoriedade do pagamento dos encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, bem como o atendimento aos “Procedimentos de Rede”, elaborados pelo ONS e aprovados pela ANEEL, nos requisitos de planejamento, implantação, conexão, operação e de todas as responsabilidades relacionadas ao seu sistema de transmissão (ANEEL, 2007a).

Central termelétrica cogeneradora qualificada

Cogeração qualificada é o atributo concedido às cogeneradoras que atendem os requisitos definidos na Resolução Normativa nº235 da ANEEL, de 14 de novembro de 2006, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação em políticas de incentivo à cogeração (ANEEL, 2007q).

De acordo com o artigo 8º desta mesma Normativa, as centrais termelétricas que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para fazer jus aos benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

6.1.5 – Agentes de Comercialização

Os Agentes Comercializadores de energia elétrica compram os respectivos lastros de energia dos geradores que destinaram toda ou parte de suas produções aos contratos bilaterais celebrados no ACL e vendem aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores através dos leilões do ACR.

Assim, é permitida a participação de comercializadoras nos leilões de ajuste das distribuidoras, além da possibilidade de negociar energia com os geradores que não comprovarem lastro suficiente para cumprirem seus contratos, em virtude de atraso no cronograma das obras.

O Decreto nº 5.163, 30 de julho de 2004, obrigou as comercializadoras, juntamente com os demais agentes vendedores, a informarem anualmente a previsão de seus mercados para os cinco anos subsequentes (BRASIL, 2007j)

6.2 - REDE DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

6.2.1 – Procedimentos de Rede do Sistema Elétrico

O acesso às instalações da Rede Básica deve ser solicitado ao ONS ou à concessionária de transmissão detentora da instalação associada ao ponto de conexão desejado, conforme requisitos técnicos dos “Procedimentos de Rede”, definido pelo ONS e homologado pela ANEEL (ONS, 2007).

Os estudos e projetos, de responsabilidade do agente transmissor, necessários ao parecer de acesso, podem ser cobrados do acessante, quando se tratar de produtor de energia, agente importador ou exportador de energia ou outra distribuidora, devendo tais custos, em sua totalidade, ser deduzidos dos encargos integrantes do CCD ou do CUSD, celebrados posteriormente. Em se tratando de consumidores e de cooperativas de eletrificação rural, o custo desses serviços é de responsabilidade da transmissora.

Desta forma, a ligação se processa na modalidade de conexão rasa, onde o acessante é responsável pelas instalações até o ponto de conexão, inclusive, e a acessada é responsável pelas adequações necessárias no sistema elétrico disponibilizado.

O acesso às instalações fora da Rede Básica deve ser solicitado à concessionária de distribuição, proprietária das instalações ou que tem contratualmente para si disponibilizadas as instalações da concessionária de transmissão.

Compete à distribuidora acessada, com base no montante de uso do sistema de distribuição requerido ou injetado, ou por meio de estudo específico, estabelecer e informar ao acessante a tensão de conexão de suas instalações.

O acessante pode optar por uma tensão de conexão diferente da inicialmente estabelecida, desde que, havendo viabilidade técnica, assumam os investimentos adicionais necessários à conexão no nível de tensão pretendido.

No caso de unidades produtoras ou de instalações de agentes importadores ou exportadores de energia e de outras distribuidoras a responsabilidade pela operação e manutenção das instalações de conexão e do ponto de conexão, inclusive, é do acessante, observando-se

que:

a) a acessada pode ser contratada pelo acessante para executar a operação e manutenção de suas instalações de conexão, bem como do ponto de conexão, mediante cláusula no CCD ou CCT, ou Acordo Operativo, sendo a respectiva remuneração o objeto de negociação;

b) os recursos técnicos necessários à operação do ponto de conexão, tais como supervisão, comando, controle, comunicação e medição devem ser disponibilizados pelo acessante, atendendo às normas e padrões da acessada e da CCEE.

Os produtores de energia, agentes importadores ou exportadores de energia e ou outras distribuidoras são responsáveis técnica e financeiramente pela implantação ou adequação do sistema de medição para faturamento ao conectarem suas instalações aos sistemas de distribuição. Estes acessantes, incluindo os consumidores livres, são responsáveis adicionalmente pela instalação, operação e manutenção dos meios de comunicação utilizados no processo de medição.

6.2.2 – Tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição

A Resolução nº 281 da ANEEL, de 1º de outubro de 1999 estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, as premissas para a obtenção das tarifas de uso e a forma de faturamento das unidades geradoras (ANEEL, 2007b).

O Artigo 14 da referida Resolução estabeleceu como os encargos de uso desses sistemas devem ser calculados para as unidades geradoras por ponto de conexão com a regulamentação dos contratos de uso dos sistemas de distribuição (CUSD) e transmissão (CUST), tendo como base o montante contratado em quilowatts.

As tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) ou de distribuição (TUSD) para os barramentos com tensão igual ou superior a 69 kV serão determinadas em conformidade com a metodologia nodal.

Já para as tensões inferiores a 69 kV, a TUSD será obtida com base nos custos marginais de expansão do sistema até cada nível de tensão, de acordo com o artigo 16 da citada

resolução.

Para dar aplicabilidade à Resolução Nº 281 da ANEEL, na mesma data de sua publicação, a Resolução ANEEL Nº 286, de 01 de outubro de 1999, estabeleceu as primeiras TUSD´s para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Pela ausência de informações sobre os custos marginais de expansão dos sistemas, todas as tarifas foram obtidas por nível de tensão, com base na estrutura tarifária então vigente, inclusive aquelas aplicáveis a unidades conectadas em tensões superiores a 69 kV (ANEEL, 2007b).

Assim, as primeiras TUSD´s para unidades geradoras foram definidas como sendo iguais ao menor valor de tarifa fora de ponta calculada para unidades consumidoras, limitando a variação a um intervalo determinado em torno da média, com base no nível de tensão.

Durante o ano de 2000, a ANEEL recebeu das concessionárias de distribuição os respectivos custos marginais de expansão de redes. Como consequência, foi realizada a Audiência Pública nº 03/2001, com o objetivo de revisar as primeiras TUSD publicadas. Como resultado final da audiência pública foi publicada a Resolução ANEEL Nº 594, de 21 de dezembro de 2001, na qual os §§ 3º e 4º do artigo 1º estabelecem a forma de apuração da tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicada a unidades geradoras (TUSDg) (ANEEL, 2007f):

a) Para concessionárias de distribuição que operem níveis de tensão acima de 34,5kV, a TUSDg deveria ser estabelecida com base no menor valor de tarifa apurada para suas unidades consumidoras; e

b) Para concessionárias de distribuição que operem somente níveis de tensão iguais ou inferiores a 34,5 kV, a TUSDg seria estabelecida pela ANEEL com base em valores médios regionais.

Esta regra foi mantida na Resolução Normativa vigente nº 166 da ANEEL, de 10 de outubro de 2005, que estabeleceu as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE) (ANEEL, 2007o).

A Lei nº 10.848, de 16 de março de 2004, deu competência à ANEEL para estabelecer

tarifas de uso dos dois tipos de redes: transmissão e distribuição (BRASIL, 2007h). Assim, a ANEEL estabeleceu pela Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, dois ambientes tarifários: transmissão (rede básica) e distribuição, o que provocou relações contratuais específicas para os agentes usuários de cada sistema (ANEEL, 2007l). A tabela 6.1 resume a questão da contratação dos geradores em relação ao ponto de conexão e ao tipo de despacho (ANEEL, 2007r).

Tabela 6.1 - Contrato de unidades geradoras

Agentes de Geração					
Tipo	Local	CUST	CCT	CUSD	CCD
Despacho Centralizado	Rede Básica	X	X		
	Transformador de Fronteira	X		X	X
	DIT uso exclusivo da distribuidora	X		X	X
	DIT uso exclusivo do gerador	X	X		
	DIT compartilhada entre distribuidoras	X		X	X
	Rede de Distribuição	X		X	X
Não despachado Centralizado	Transformador de Fronteira			X	X
	DIT uso exclusivo da distribuidora			X	X
	DIT uso exclusivo do gerador	X	X		
	DIT compartilhada			X	X
	Rede de Distribuição			X	X

Onde:

DIT - Demais Instalações de Transmissão ;

CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica ;

CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão de Energia Elétrica ;

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica; e

CCD - Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica .

As tarifas, correspondentes aos contratos de uso e a forma de cálculo, podem ser observadas na tabela 6.2 (ANEEL, 2007r).

Tabela 6.2 - Tarifas aplicadas aos contratos de uso do sistema elétrico

Agentes de Geração			
Tipo	Local	TUST -RB	TUSDg
Despacho Centralizadamente	Rede Basica	Nodal	-----
	Transformador de Fronteira	Nodal	Menor TUSD ou Média regional
	DIT uso exclusivo da distribuidora	Nodal	Menor TUSD ou Média regional
	DIT uso exclusivo do gerador	Nodal	-----
	DIT compartilhada entre distribuidoras	Nodal	Menor TUSD ou Média regional
	Rede de Distribuição	Nodal	Menor TUSD ou Média regional
Não despachado Centralizado	Transformador de Fronteira	-----	Menor TUSD ou Média regional
	DIT uso exclusivo da distribuidora	-----	Menor TUSD ou Média regional
	DIT uso exclusivo do gerador	Nodal	-----
	DIT compartilhada	-----	Menor TUSD ou Média regional
	Rede de Distribuição	-----	Menor TUSD ou Média regional

sendo:

TUST-RB - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão Rede Básica

TUSDg - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicada a unidades Geradoras

Em análise ao exposto nas tabelas 6.1 e 6.2, as unidades geradoras conectadas aos sistemas de distribuição e despachadas centralmente devem pagar encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e que, portanto, acabam sendo oneradas com o pagamento de duas tarifas de uso (TUST e TUSD), uma vez que tais agentes devem firmar o CUST e o CUSD.

Os geradores conectados a DIT exclusiva para seu atendimento remuneram tais redes por meio de encargo de conexão (CCT). Caso a conexão da DIT não se dê à rede básica, mas a uma distribuidora, deverá ser faturada a TUSDg e não a TUST -RB.

No tocante à forma de construção das tarifas, conforme apontado na Resolução Normativa Nº 166 da ANEEL, de 10 de outubro de 2005, a TUSDg é definida como sendo o menor valor de tarifa de fora de ponta dos níveis de tensão fixados para cada concessionária de

distribuição, ou ainda, pela média regional no caso das concessionárias de distribuição que operam somente redes de tensão igual ou inferior a 34,5kV. Essa tarifa é baseada nos Custos Marginais de Expansão das redes por nível de tensão, ponderados pela característica de uso das redes pela carga e pela topologia do sistema de distribuição. A característica de uso é refletida pelo uso das curvas de carga de consumidores-tipo e redetipo e a topologia do sistema se baseia no diagrama unifilar das redes com os valores de fluxo de potência em carga máxima.

A consequência, deste fato, é que a forma atual de cálculo da TUSDg não considera a característica distinta de um agente de geração na rede de distribuição. Este fato culmina por desfavorecer a operação otimizada da rede, sem induzir, dentro da rede de distribuição, o melhor ponto de conexão, uma vez que a tarifa é fixada por nível de tensão.

A metodologia de cálculo da TUST para unidades geradoras conectadas às instalações da rede básica, conforme a Resolução Normativa Nº 281 da ANEEL, de 1º de outubro de 1999, é a nodal, que busca refletir, embora simplificada, a variação dos custos de expansão do sistema de transmissão devido à presença de cada usuário, e pode ser caracterizada como uma aproximação do Custo Marginal de Longo Prazo, que estima o impacto de cada usuário (gerador e carga) nos custos da rede (ANEEL, 2007 b).

A presença do sinal locacional no método de cálculo da TUST, em contraposição à sua ausência na tarifa de distribuição atual, cria incentivos à instalação de novos produtores de energia no ambiente da transmissão em detrimento à distribuição. A diferença conceitual entre metodologias de cálculo de tarifa de uso de redes, que se apresentem com características semelhantes, pode ser em si uma fonte de distorções ao uso eficiente das redes (ANEEL, 2007r).

Um aperfeiçoamento da Resolução Nº 281 de 1999 e da Resolução Nº 166 de 2005 acontecerá quando a diferença entre as tarifas TUST e TUSDg, para todas as barras próximas (fronteira), não implique em investimentos adicionais para migração de unidades geradoras novas ou existentes. Para isso, os geradores conectados a essas instalações e às redes das distribuidoras estarão, portanto, sujeitos ao pagamento de uma TUSDg calculada de acordo com o ponto de conexão do empreendimento (ANEEL, 2007r).

Outro item é a desoneração das usinas despachadas de forma centralizada pelo ONS já que essas usinas pagam a TUST e a TUSDg.

Conforme levantamento realizado pela ANEEL em janeiro de 2007, existem 409 unidades geradoras conectadas no âmbito dos sistemas de distribuição, já inclusas as unidades que entrarão em operação durante o ano de 2007. A tabela 6.3 apresenta a divisão destes empreendimentos por subgrupo tarifário. (ANEEL, 2007r).

Tabela 6.3 - Geradores conectados aos sistemas de distribuição

Subgrupo tarifário / Tensão	Quantidade
A1 (230kV)	1
A2 (88kV à 138kV))	121
A3 (69kV)	89
A3a (30kV à 44kV)	70
A4 (2,3kV à 25kV)	128
TOTAL	409

Por fim, a Resolução Normativa n° 271, de 3 de julho de 2007 em complemento à de n° 77, de 18 de agosto de 2004, estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW, aos empreendimentos de geração caracterizados como PCH e àqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30 MW.

Estes empreendimentos terão redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição de 100% incidindo na produção e redução de 50% incidindo no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos .

6.3 - INSTRUMENTOS DE INCENTIVO A GERAÇÃO DE ENERGIA EXCEDENTE

6.3.1 – PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com um aumento da participação da energia elétrica por empreendimentos de Produtores Independentes e Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, num total de 1.100 MW por fonte, no Sistema Interligado Nacional. O Programa foi instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003 (BRASIL, 2007d), (BRASIL, 2007e), (PRADO, 2007).

Na etapa I tais legislações prevêm que os contratos seriam celebrados pela Eletrobrás em até 28 de dezembro de 2004, para a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato. A Eletrobrás é responsável pela compra de energia das geradoras e pela venda para as distribuidoras.

A contratação a que se refere, deveria ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa (1.100 MW para cada fonte renovável: eólica, PCH e biomassa), e a aquisição da energia feita pelo valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte, valor este definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% (oitenta por cento) da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final.

A contratação das instalações seria mediante Chamada Pública para conhecimento dos interessados, considerando, no conjunto de cada fonte específica, primeiramente as que já tivessem a Licença Ambiental de Instalação (LI) e posteriormente as que tivessem a Licença Prévia Ambiental (LP). Limita-se por Estado a contratação de até 20 % das fontes eólica e biomassa e 15 % para PCH. Concluída esta primeira rodada de seleção e não tendo ocorrido o total previsto de contratação com a presença de empreendimentos habilitados com LI válidas, o saldo remanescente por fonte seria distribuído entre os Estados de

localização desses empreendimentos, na proporção da oferta em kW com o mesmo critério de antiguidade de LI até a contratação do total previsto por fonte (1.100 MW). Caso não fossem atingidas as cotas estipuladas, a diferença seria distribuída nas demais fontes igualmente.

Os custos de natureza operacional, tributária e administrativa relativa à contratação da potência ou geração de energia elétrica seriam rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, de forma proporcional ao consumo individual.

Na Etapa II, após os 3.300 MW, as três fontes deveriam atender 10 % do consumo anual de energia elétrica no País, num prazo de até 20 anos, considerando os resultados da primeira etapa.

O preço seria o valor econômico correspondente à geração de energia competitiva, composta pelo custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30 MW e centrais termelétricas a gás natural, estipulado pelo Ministério de Minas e Energia.

A aquisição seria feita via programação anual de compra da energia elétrica, atendendo no mínimo 15% do incremento anual de energia elétrica fornecida ao mercado consumidor nacional, com mecanismos de compensação entre o previsto e o realizado para cada exercício.

O Produtor Independente fará jus a um crédito complementar, que é a diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor recebido da ELETROBRÁS.

A regulamentação da primeira etapa do PROINFA está contida no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, que previa a seleção, um a um, dos empreendimentos até atingirem a meta de 1.100 MW a serem instalados para a fonte, respeitando, concomitantemente, os limites por Estado de 220 MW para a fonte biomassa. Enquanto a meta não fosse atingida, a diferença seria redistribuída aos Estados que apresentassem projetos habilitados e não-selecionados (BRASIL, 2007i).

O Decreto estabelecia, ainda, que na impossibilidade de acesso aos sistemas de transmissão

ou distribuição até a data de funcionamento previsto seria motivo de rescisão contratual e exclusão do empreendimento do PROINFA, primeira etapa, já que, o produtor de energia elétrica é responsável pelo acesso à rede e à conexão aos sistemas de transmissão ou distribuição.

A Portaria nº 45 do Ministério de Minas e Energia, de 31 de março de 2004, determinou como a energia seria contratada, a forma de pagamento e os valores econômicos de tecnologia por fonte. Desta forma, os contratos teriam como base a energia de referência de cada central geradora definida pela ANEEL, e estabeleceriam que os pagamentos aos produtores de energia elétrica seriam feitos em contrapartida da energia efetivamente gerada. Os desvios de energia gerada, ocorridos em um ano, com relação à energia contratada, seriam compensados no ano subsequente, em doze parcelas idênticas, debitando ou creditando, conforme o caso, sobre os valores a serem pagos (MME, 2007b).

A Resolução Normativa Nº 56 da ANEEL, de 6 de abril de 2004, firmou os procedimentos para acesso aos sistemas de distribuição e transmissão das centrais geradoras participantes do PROINFA. Desta forma, as centrais geradoras do Programa deveriam apresentar certidões de que iriam atender aos procedimentos de rede do ONS, das empresas transmissoras e distribuidoras. O acesso à rede acima de 230 kV seria realizado na permissionária de transmissão, abaixo deste valor na concessionária ou permissionária de distribuição local. A conexão seria implementada visando à utilização racional dos sistemas, com o critério de mínimo custo global de interligação e reforços nas redes para as centrais geradoras do PROINFA (ANEEL, 2007h).

A Resolução Normativa nº 62 da ANEEL, de 5 de maio de 2004, estabeleceu os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência em empreendimentos de geração de energia elétrica que participem do PROINFA. Os valores incluíam a potência instalada, em MW; o tipo de combustível a ser utilizado; o poder calorífico inferior em kJ/kg, esperado para cada mês; o valor esperado por mês, do consumo do combustível destinado a geração considerando as indisponibilidades forçadas e programadas e o rendimento elétrico global, razão entre a energia elétrica gerada e a térmica do combustível com base no poder calorífico inferior e no consumo do mesmo (ANEEL, 2007i).

A Normativa estabeleceu, ainda, o montante de energia de referência que é o valor contratado pela ELETROBRAS e as definições de cálculo para o fator de capacidade e energia de referência.

A Resolução Normativa nº 65 da ANEEL, de 25 de maio de 2004, estabeleceu as unidades de produção com energia assegurada de pequenas centrais hidrelétricas e à energia de referência de usinas eólicas e usinas termelétricas a biomassa no âmbito do PROINFA (ANEEL, 2007j).

Em 06 de dezembro de 2004, foi promulgada a Resolução Normativa nº 127, que estabeleceu os procedimentos para o rateio do custo do Programa, bem como para a definição das respectivas quotas de energia elétrica. Desta forma, fica estabelecido que o rateio do custo e da Energia Elétrica abrangeria somente os agentes do SIN que comercializassem energia com o consumidor final, o que excluía os consumidores atendidos via Sistema Isolado e inclui os Consumidores Livres e Autoprodutores quando conectados às instalações do SIN. Caso a geração mensal proveniente das fontes do PROINFA exceda as quotas estabelecidas no processo de sazonalização, o excedente seria liquidado no mercado de curto prazo. Caso contrário, a ELETROBRÁS deveria adquirir energia no mercado de curto prazo como atendimento ao compromisso de entrega de energia com os agentes quotistas (ANEEL, 2007n).

A Lei nº 11.075, de 30 de dezembro de 2004, assegurou a compra de energia dos contratos celebrados pela ELETROBRAS, no âmbito do PROINFA, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2008, no prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato, alterando, assim, o prazo máximo para início da operação dos empreendimentos.

A Portaria Nº 452 do Ministério de Minas e Energia, de 28 de setembro de 2005, autorizou a ELETROBRÁS a promover a prorrogação do prazo de início do funcionamento das instalações de produção de energia elétrica originadas do PROINFA, para até 30 de dezembro de 2008, mediante a celebração dos aditivos contratuais aos instrumentos por ela firmados. Para minimizar os impactos tarifários inerentes à inserção incentivada dessas fontes, a ELETROBRÁS deveria contratar, na forma da lei, a energia produzida de empreendimentos com entrada em operação comercial de 1º de janeiro de 2006 até 30 de

dezembro de 2008 (MME, 2007c).

Resultados do PROINFA - Etapa I (MME, 2007a)

Foram realizadas duas chamadas públicas validadas para seleção dos Produtores Independentes de energia elétrica via biomassa, a primeira com data limite em maio de 2004 e a segunda com data limite em novembro 2004.

Na primeira chamada pública, as três fontes renováveis do Programa participaram do processo para a contratação do total previsto de 1.100 MW de potência instalada. Na segunda, apenas a fonte biomassa participou para a contratação do montante de 772.540 kW de potência instalada.

Outras chamadas e ordenamentos tiveram origem com problemas nas documentações apresentadas à ELETROBRÁS, questionamentos de ordem jurídica, problemas com licenciamento ambiental, desclassificações técnicas após reavaliações e desistências por parte dos empreendedores no momento da assinatura dos contratos e por isto, não foram efetivas.

A tabela 6.4 tem como base os empreendedores que efetivamente assinaram o contrato de compra e venda de energia elétrica com a ELETROBRÁS (MME, 2007a).

Tabela 6.4 - Resultados gerais PROINFA Etapa I

Aproveitamento Energético	Quantidade de Empreendimentos	Potência Contratada MW	Contrato milhões US\$	Investimento milhões US\$	Investimento Médio por Potência Instalada (US\$/MW)
PCH	63	1.191,2	320,7	1.440,0	1.207,0
Eólica	54	1.422,9	314,6	2.212,0	1.554,5
Biomassa	27	685,2	91,9	404,0	589,6
Total	144	3.299,3	727,2	4.056,0	1.229,6

A diferença entre os 1.100 MW previstos para a fonte Biomassa e os 685,24 MW efetivamente contratados foi redistribuída para os aproveitamentos Eólicos e PCHs concluindo a etapa de contratação dos 3.300 MW previstos no PROINFA em Lei.

Dos 27 empreendimentos que utilizam como fonte a biomassa, 25 utilizam o bagaço de cana como fonte de energia primária, totalizando 668,24MW. As duas usinas que utilizam

madeira como fonte primária de energia localizam-se no Paraná e totalizam 17MW. A participação dos principais Estados na geração de energia via biomassa vinculada ao Programa é detalhada na tabela 6.5 (MME, 2007a).

Tabela 6.5 - Participação por Estado da fonte Biomassa no PROINFA

Estado	Potência MW	Participação
SP	271,52	39,62%
GO	79,52	11,60%
PR	105,1	15,34%
MG	49,4	7,21%
PE	63,2	9,22%
PB	20	2,92%
AL	31	4,52%
MG	30	4,38%
ES	30,5	4,45%
Demais Estados	5,0	0,73%
Total	685,24	100,00%

Observa-se a participação preponderante do Estado de São Paulo para a fonte biomassa com quase 40 % da oferta, com ênfase na fonte bagaço de cana. Isto evidencia o fato da produção nacional de cana-de-açúcar se concentrar no Estado, representando quase 60% da produção nacional (CONAB, 2007).

O governo (MME, 2007a) estima a geração de 150 mil empregos diretos e indiretos durante a construção e a operação dos empreendimentos, considerando o índice mínimo de nacionalização.

Até o final de agosto de 2007, 15 usinas que utilizam bagaço de cana e 1 que utiliza madeira no âmbito do PROINFA já estão em operação, totalizando a potência contratada de 444,34 MW. Estavam previstos mais 70 MW de potência contratada até o final de 2007 com a operação de mais 3 unidades que utilizam bagaço e 1 que utiliza madeira.

6.3.2 – Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tem dado apoio ao aumento da oferta de energia elétrica por meio da cogeração de energia, com o PROESCO

financiando projetos de eficiência energética, com o FINEM e participando do PROINFA, conforme informações contidas em (BNDES, 2007).

O PROINFA na sua concepção conta com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes renováveis de energia elétrica, com previsão de financiamento de até 70% do custo de implantação, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos.

O aporte próprio do investidor será de 30% com amortização de dez anos e não -pagamento de juros durante a construção do empreendimento. A taxa de juros incide sobre o custo financeiro acrescido da remuneração total do BNDES e da remuneração do agente, no caso do apoio indireto (realizado através de instituição financeira credenciada). Desta forma, Apoio Direto (realizado diretamente com o BNDES): Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) + 3,5% ao ano. Apoio Indireto: TJLP + 2% ao ano (dispensa da taxa de intermediação financeira) + remuneração do Agente (a ser negociado).

O PROESCO apóia projetos de eficiência energética junto aos usuários finais de energia em intervenções que comprovadamente contribuam para a economia de energia. Destacam-se os projetos que utilizam equipamentos com tecnologia mais eficiente, tais como: caldeiras e sistemas de vapor, sistemas de cogeração e sistemas automáticos de gerenciamento de energia.

Duas modalidades operacionais podem ser associadas aos projetos de eficiência energética. Uma que conta com o apoio de empresa especializada em conservação de energia, cujo risco é compartilhado entre o BNDES e as instituições financeiras credenciadas ou na operação indireta, em que o agente financeiro assume integralmente o risco de crédito. E outra que conta com a iniciativa exclusiva do usuário final de energia, em operações diretas ou indiretas.

A participação do Banco pode alcançar até 90% do custo de implantação do projeto, com um prazo máximo de amortização de 72 meses, já incluso o prazo de carência de até 24 meses.

Como critério a obtenção do financiamento, o solicitante deverá apresentar projeto que

permita identificar, analisar e acompanhar detalhadamente o conjunto de ações e metas, através do qual pretenda contribuir para a economia de energia. São financiáveis os estudos e projetos, obras e instalações e os sistemas de informação, monitoramento, controle e fiscalização.

O FINEM financia iniciativas para a realização de projetos de implantação, expansão e modernização de equipamentos de valor superior a R\$ 10 milhões, incluída a aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, credenciados pelo BNDES, bem como a importação de maquinários novos sem similar nacional e capital de giro associado, realizados diretamente com o BNDES ou através das instituições financeiras credenciadas .

Os financiamentos envolvem duas linhas de caldeiras, a depender da tecnologia adotada. O Banco financia até 90% do valor do custo do equipamento e ser amortizado em um prazo máximo de 14 anos, a uma taxa de juros formada pela remuneração do BNDES mais o custo financeiro. A tabela 6.6 ilustra as linhas de financiamento mencionadas (BNDES, 2007).

Tabela 6.6 - Linhas de financiamento de caldeiras

Linhas de Financiamento	Remuneração do BNDES (% ao ano)	Custo Financeiro	Participação Máxima (%)
Termoelétrica de Biomassa (caldeiras com capacidade igual ou superior a 60 bar)	1,00	TJLP	90
Termelétrica, Cogeração a Gás e Termoelétrica de Biomassa (caldeiras com capacidade inferior a 60 bar)	1,00	TJLP	80

De acordo com (BNDES, 2007), atualmente, o Banco financia 19 projetos de cogeração à biomassa, com potência instalada de 764 MW e investimentos totais de R\$ 1,8 bilhão e R\$ 1,4 bilhão financiados. A figura 6.1 mostra o desembolso, do BNDES em projetos de cogeração de energia via biomassa de 2001 a 2006.

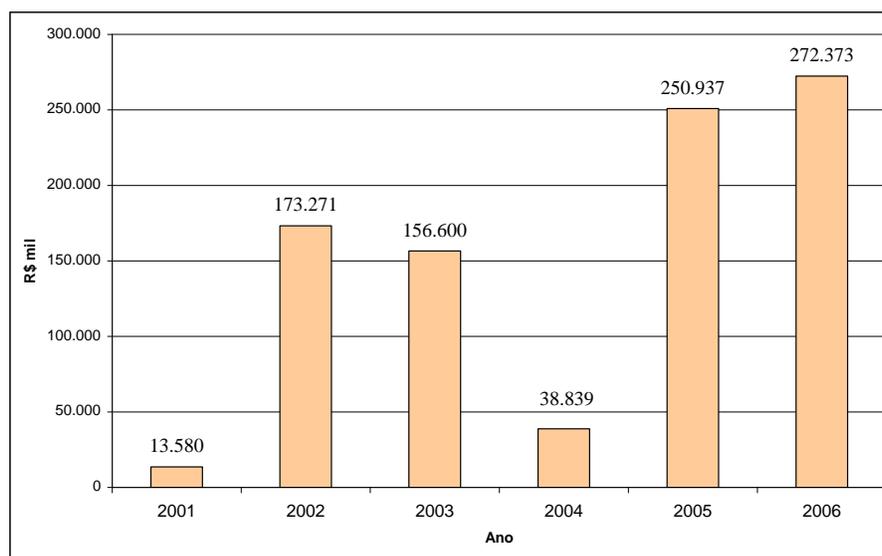


Figura 6.1 - Desembolso em cogeração de energia realizado pelo BNDES

6.3.3 – Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

Conforme citado no capítulo 03, subitem 3.1 (Conferências internacionais sobre o meio ambiente e energia renováveis), o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo permite a países Anexo I implementar em países Não-Anexo I projetos que resultem em Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) que podem ser utilizadas para atingir suas próprias metas de redução de emissão de gases no âmbito do Protocolo de Quioto.

Desta forma, os países em desenvolvimento podem receber os projetos de redução de emissões ou absorção de gases de efeito estufa, oferecendo ao setor privado uma grande oportunidade de participação, pois há fluxos de investimentos e mecanismos de mercado concebido para efetiva atuação das partes interessadas.

Outro objetivo proposto é assistir os países em desenvolvimento no que se refere ao desenvolvimento sustentável e transferência de tecnologia, além de, ao mesmo tempo auxiliar na contribuição do objetivo final da convenção.

A quantidade de RCEs geradas pelo projeto é determinada ao se comparar as emissões do mesmo com as estimativas do que aconteceria na ausência da sua atividade. O cenário configurado pela ausência do projeto MDL é o chamado cenário de referência ou linha de base. De forma simplificada, o ciclo do projeto MDL é composto por (GUARDABASSI, 2006), (MCT, 2007):

- a) Documento de Concepção de Projeto – descreve a metodologia de linha de base bem como a forma de cálculo da redução de emissões de GEE nos limites de projeto e fora deste permitindo o cálculo das fugas. O documento deverá apresentar um plano de monitoramento, avaliação de possíveis impactos ambientais e justificativa para adicionalidade da atividade de projeto;
- b) Validação / Aprovação – nesta etapa, a Entidade Operacional Designada irá avaliar e validar a atividade de projeto MDL, checando se os pontos citados acima foram incluídos e avaliados no projeto. A documentação é disponibilizada ao público e aberta para comentários;
- c) Registro – fase em que o projeto MDL é formalmente aceito pelo Conselho Executivo;
- d) Monitoramento – o método de monitoramento deverá estar de acordo com a metodologia previamente aprovada ou, se utilizada nova, esta deverá ser aprovada ou sua aplicação ter se mostrado bem sucedida em outra aplicação; e
- e) Verificação / Certificação – a Entidade Operacional Designada no país verificará se as reduções de emissões de gases de efeito estufa monitoradas ocorreram como resultado da atividade do projeto MDL, isto é, deverá relatar por escrito se de fato atingiu as reduções declaradas.

Até a data de 1 de agosto de 2007, um total de 2.319 projetos estavam em alguma fase do ciclo de projetos do MDL. Deste quantitativo, 725 já registrados pelo Conselho Executivo do MDL e 1.594 em outras fases do ciclo. O Brasil ocupa o 3º lugar em número de atividades de projeto, com 231 projetos o que representa 10 % do total de projetos no mundo, sendo que em primeiro lugar encontra-se a Índia com 694 e, em segundo, a China com 671 projetos (MCT, 2007).

O maior número de projetos brasileiros é desenvolvido na área de geração elétrica e suinocultura, os quais representam cerca de 77% da totalidade de projetos (MCT, 2007).

Os escopos que mais reduzem toneladas de CO₂ por ano são os de aterro sanitário, geração de energia elétrica e os de redução de N₂O, totalizando 22.569.236 t CO₂ por ano, conforme tabela 6.7 (MCT, 2007).

Tabela 6.7 - Distribuição das atividades de projeto no Brasil por tipo de projeto

Projetos em Validação/Aprovação	Número de Projetos	Redução Anual de Emissão (t CO₂)
Geração Elétrica	140	7.847.499
Suinocultura	38	1.964.633
Aterro Sanitário	25	8.680.463
Indústria Manufatureira	11	1.853.002
Eficiência Energética	9	48.440
Manejo e Tratamento de Resíduos (outros)	4	315.112
N₂O	2	6.041.274
Indústria Química	1	17.137
Produto de Metal	1	80.286
Total	231	26.847.846

A distribuição do número das atividades de projeto do MDL no Brasil demonstra que a região Sudeste predomina devido à posição dos Estados de São Paulo e de Minas Gerais, com 24% e 14% respectivamente, seguidos pelo Mato Grosso e Rio Grande do Sul, com 9%. O Estado de São Paulo apresenta o maior potencial para aproveitamento das políticas de incentivo às fontes renováveis de energia, quando considerada a biomassa, e deslocamento de energia térmica e elétrica implicando na possibilidade de inserção e em projetos MDL. Outro aspecto relevante é a possível melhora nos índices de eficiência energética das unidades produtivas (MCT, 2007).

A capacidade total instalada, das atividades de projeto no âmbito do MDL aprovadas pelo Conselho Executivo no setor elétrico totaliza 2.626,02MW, sendo 430,8MW pertencentes ao PROINFA. Do montante total, a cogeração via biomassa representa 1.389,3 MW (53%), as pequenas centrais hidrelétricas 477,2 MW (18%) e a geração eólica 334,2 MW (12,73%) (MCT, 2007).

6.4 - CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.4.1 – Reserva de capacidade

A Reserva de Capacidade é o montante de potência contratado no sistema de transmissão ou distribuição, por Autoprodutores e Produtores Independentes de energia, com vistas a suprir as unidades consumidoras diretamente conectadas às suas instalações quando da ocorrência de interrupção ou redução temporária de suas gerações, conforme a Resolução Normativa nº 371 da ANEEL, de 29 de dezembro de 1999 (ANEEL, 2007d).

A energia elétrica associada à reserva de capacidade deverá ser adquirida pelo interessado tanto no Ambiente de Contratação Livre, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, quanto no Mercado de Curto Prazo. Como o agente Autoprodutor ou Produtor Independente, na contratação de reserva de capacidade, não pode ser considerado consumidor livre, de acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que altera o §5º do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, é vedada a aquisição de energia da distribuidora local (BRASIL, 2007a), (BRASIL, 2007f) .

A Normativa nº 371 da ANEEL, de 18 de agosto de 1999, estabelece, um montante de uso limitado a 30 MW, para fins de reserva de capacidade e definição, em contrato, do número de horas de uso previsto para o período de um ano, sendo fixada a frequência máxima de uso anual em 12 vezes (ANEEL, 2007d).

Assim, caso o número de horas utilizadas na reserva de capacidade supere ao contratado no ano, limitado ao valor de 15% do total de horas anuais, ou a frequência de uso acumulada supere a 12, o fator de uso majora em um mínimo de 20% o encargo de uso de uma contratação normal como carga, para um mesmo montante de uso.

O acessante à rede elétrica deverá se responsabilizar pela instalação de medição específica nas unidades geradoras, de acordo com os padrões definidos pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de contabilização e faturamento da energia consumida .

Na busca de um aperfeiçoamento nas regras para contratação de reserva de capacidade, visando a um melhor equilíbrio entre os agentes e um maior incentivo à geração distribuída

a ANEEL realizou no período de 26 de janeiro a 02 de março de 2007, a Audiência Pública 001/2007 sobre o tema (ANEEL, 2007 s).

Como resultado foi realizada uma minuta de resolução que altera a normativa em vigor com a possibilidade de aquisição de energia elétrica destinada ao uso da reserva de capacidade diretamente da distribuidora local quando o acesso ocorrer em sistemas de distribuição.

Nos termos da minuta o contrato não apresentará limitações quanto ao montante, período e frequência de uso dos sistemas para a contratação da reserva de capacidade, estabelecendo apenas o caráter anual, em base coincidente com o período de geração de energia, seja este pleno ou sazonal, devendo o contrato dispor sobre o montante de uso requerido e o período de utilização.

O fator de uso também foi eliminado na minuta, tendo a TUST e a TUSD calculadas conforme unidades consumidoras, inciso II do artigo 14 da Resolução Normativa nº 281 da ANEEL de 1999. Ocorrendo ultrapassagem do montante de uso contratado, será imputável à parcela excedente, uma tarifa com valor igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para cada período, conforme o artigo 15 da referida resolução.

Por fim, na minuta proposta, a contratação da reserva de capacidade tem caráter emergencial, podendo suportar, adicionalmente, manutenções que exijam interrupção ou redução programadas na geração de energia elétrica sendo vedada a sua contratação com o propósito de atender a procedimento habitual do acessante.

6.4.2 – Aspectos gerais dos leilões de energia elétrica

A contratação de energia proveniente de novas unidades geradoras no Ambiente de Contratação Regulada destina-se ao atendimento da expansão da carga e será realizada por meio de leilões com antecedência de cinco (A-5) e três anos (A-3) da realização do mercado previsto pelas distribuidoras (ano A). Estes contratos terão vigência de 15 a 35 anos, com início do suprimento no ano A (BRASIL, 2007j), (CASTRO, 2004).

Para o leilão realizado no ano A-5, será permitido às distribuidoras o repasse integral dos custos da aquisição de energia aos consumidores cativos. Já para a energia contratada no

leilão A-3, será garantido o repasse total dos custos de compra somente até o limite de 2% do mercado da distribuidora (BRASIL, 2007j).

A contratação de energia existente, proveniente das usinas que já estavam em funcionamento no ano 2000, também será realizada por meio de leilões (A-1), cujos contratos terão duração de 3 a 15 anos e início de suprimento para janeiro do ano subsequente. O objetivo é renovar uma parcela dos contratos com geradoras que estejam vencendo, de maneira a ajustar o montante contratado (BRASIL, 2007j).

O limite de contratação para cada distribuidora neste tipo de leilão foi fixado em 105% do montante total dos contratos que estejam vencendo (BRASIL, 2007j).

Por fim, a complementação da parcela do mercado previsto pelas distribuidoras para o ano A que não foi coberto nas licitações dos anos anteriores será realizada na contratação de ajuste, limitado a 1% carga total contratada da distribuidora (BRASIL, 2007j).

Esse tipo de compra ocorrerá no ano A, com o prazo máximo de integral de 4 meses e vigência de até 2 anos, por meio de leilão público com a participação dos geradores estatais, produtores independentes de energia, importadores e comercializadores.

Em adição aos leilões do Ambiente de Contratação Regulada está a compra de energia de geração distribuída por meio do processo de chamada pública realizado pela distribuidora, limitada a 10% de sua carga verificada no momento da contratação, com base na carga dos 12 meses precedentes, conforme Resolução Normativa nº 167 da ANEEL, de 10 de outubro de 2005 (ANEEL, 2007p).

De acordo com o Decreto nº 5.163, de 2004, será considerada geração distribuída toda energia originada de agentes concessionários, permissionários ou autorizados que estejam conectados à rede da distribuidora, exceto aquela proveniente de (BRASIL, 2007j):

a) usina hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; e

b) usina termelétrica, inclusive de cogeração, cuja eficiência energética seja inferior a 75%. Abriu-se exceção às unidades geradoras que utilizam biomassa ou resíduos de processo como combustível, as quais não precisarão comprovar limite mínimo de eficiência

energética.

A tabela 6.8 resume a contratação de energia pelas distribuidoras.

Tabela 6.8 - Resumo da contratação de energia pelas distribuidoras

	Energia Nova Leilão A-5	Energia Nova Leilão A-3	Energia Existente Leilão A-1	Leilão de Ajustes Leilão A-0	Geração Distribuída
Objetivo	Expansão	Expansão	Carga Existente	Ajuste de Carga	Atendimento a Carga Existente
Duração do Contrato	15 a 35 anos	15 a 35 anos	3 a 15 anos	até 2 anos	não definido
Ambiente	Regulado	Regulado	Regulado	Livre (repasso limitado)	Livre (repasso limitado)
Restrição	Nenhuma	2% da carga da distribuidora em A-5	105% da carga da distribuidora	até 1% da carga contratada em A	até 10% da atual carga da distribuidora

6.4.3 – Leilões de energia nova

A energia de empreendimentos que utilizam biomassa como fonte primária de energia, respeitados os requisitos de habilitação ao processo licitatório, poderá ser contratada em leilões de energia nova, existente ou no mercado livre.

Segundo (EPE, 2007a), foram realizados seis leilões para o atendimento da expansão da carga, sendo um destes, exclusivo a energia de fontes alternativas, sob as bases do novo modelo do setor elétrico.

O primeiro leilão de energia nova ocorreu no dia 16 de dezembro de 2005 com a contratação de 3.286 MW médios de energia e participação de 49 empreendimentos, dos quais 20 eram novos empreendimentos e 29 em fase de expansão da capacidade geradora. Os contratos firmados entre os empreendedores e as empresas distribuidoras gerarão um volume financeiro de R\$ 68,4 bilhões, até o final dos contratos, a serem iniciados nos anos de 2008, 2009 e 2010.

O preço médio negociado pelos empreendimentos de fonte hídrica neste leilão foi de R\$132,26 /MWh para o ano de 2008, R\$129,26 /MWh para o ano de 2009 e R\$121,81 /MWh para o ano de 2010. O preço médio negociado pelas termelétricas foi de R\$106,95 /MWh para o ano de 2008, R\$113,89 /MWh para o ano de 2009 e R\$114,83 /MWh para o ano de 2010.

As centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana representaram 3,3% do total da energia comercializada no leilão, cerca de 110 MW médios, a partir de 2008 e 2009 durante 15 anos. O preço médio negociado pelos seis empreendedores foi de R\$138,51/MWh.

O segundo leilão foi realizado no dia 30 de junho de 2006 com a contratação de 1.682 MW médios de energia, a serem entregues em 2009 (Leilão A-3). O leilão contou com a participação de 31 empreendimentos, dos quais 15 hidrelétricas e 16 termelétricas. Deste total, 18 são novos empreendimentos: 7 pequenas centrais hidrelétricas e 11 centrais termelétricas (3 de biomassa e 8 de óleo combustível). O preço de venda médio da energia de hidroelétricas foi de R\$ 126,77/MWh e de termoelétrica foi de R\$ 132,39/MWh.

As centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana representaram 3,4% do total da energia comercializada no leilão, cerca de 58 MW médios. O preço médio negociado pelos quatro empreendedores foi de R\$134,19/MWh.

O terceiro leilão foi realizado no dia 10 de outubro de 2006 com a contratação de 1.104 MW médios, com início dos contratos em 2011 (Leilão A-5). Do total de energia contratada, 569MW médios são oriundos de 17 hidrelétricas e 535 MW médios de 21 termelétricas. O preço médio negociado das hidroelétricas foi de R\$ 120,86/MWh e o das termoelétricas de R\$ 137,44/MWh, totalizando um volume financeiro de R\$ 27,75 bilhões até o final dos contratos.

As centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana representaram 4,5% do total da energia comercializada no leilão, cerca de 50 MW médios. O preço médio negociado pelos quatro empreendedores foi de R\$136,89/MWh.

O leilão de compra de energia exclusivo de fontes alternativas foi realizado no dia 18 de junho de 2007 com a contratação de 186MW médios de energia, a partir de 2010. As 17 distribuidoras de energia contrataram 115MW médios de centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana, 25MW médios de centrais térmicas de biomassa de criadouros avícolas e 46MW médios de pequenas centrais hidroelétricas.

Das 23 centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana habilitadas, que detém a potência

instalada de 989,38 MW, onze participaram do certame, em uma potência instalada de 511,9 MW. As centrais habilitadas têm em média a potência instalada de 43 MW, sendo as de maior capacidade as centrais *Louis Dreyfus* Rio Brillhante com 130MW, Santa Elisa com 118MW e São João da Boa Vista com 70MW, as de menor capacidade Iacanga com 12MW e Della Coletta com 16MW.

O volume financeiro transacionado com o leilão de energia renovável será de R\$ 4,189 bilhões até o final dos contratos. O preço médio negociado pelas termoelétricas de biomassa de cana e de criadouros avícolas foi de R\$ 138,85/MWh. O preço médio negociado pelas pequenas centrais hidroelétricas foi de R\$ 134,99/MWh.

O quinto leilão foi realizado no dia 26 de julho de 2007 com a contratação de 1.304 MW médios para o ano de 2010 (Leilão A-3). Apenas 12 termelétricas à óleo combustível firmaram contratos de comercialização com as 36 distribuidoras que participaram do certame, em uma movimentação financeira de R\$ 23,09 bilhões. Os preços médios negociados pelos empreendedores foi de R\$ 134,67/MWh.

Por fim, o sexto leilão de energia nova foi realizado no dia 16 de outubro de 2007 com a contratação de 2.312MW médios de energia, a partir de 2012 (Leilão A-5).

Negociaram energia 10 empreendimentos, sendo cinco hidrelétricos e cinco termelétricos, dentre estes foram dois a carvão mineral, dois a óleo combustível e um a gás natural liquefeito. As usinas hidrelétricas negociaram o montante de 715 MW médios de energia a um preço médio de R\$ 129,14/MWh, em um de prazo de 30 anos. Já as termelétricas negociaram o montante de 1.597MW médios a um preço médio de R\$ 128,37/MWh, em um prazo de 15 anos.

Diante destes resultados, das 20 centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana habilitadas, que detêm a potência instalada de 669 MW, nenhuma participou do certame, que apresentou preço médio inferior ao preço que normalmente este tipo de fonte vem negociando.

Em resumo, dos 9.874 MW médios de energia contratados nos leilões de energia nova, 3,4% são de centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana, 333 MW médios. A tabela

6.9 apresenta o resumo dos certames de energia nova já realizados dentro do novo modelo do setor (EPE, 2007a).

Tabela 6.9 - Leilões de energia nova do novo modelo do setor

	1º leilão (dez de 2005) 2008 - 2009 - 2010	2º leilão (jun de 2006) Leilão A-3	3º leilão (out de 2006) Leilão A-5	4º leilão (jun de 2007) Energias Renováveis	5º leilão (jul de 2007) Leilão A-3	6º leilão (out de 2007) Leilão A-5
Total de Energia Comercializada no Leilão (MW médio)	3.286	1.682	1.104	186	1.304	2.312
Energia Comercializada Biomassa da Cana (MW médio)	110	58	50	115		
	3,3%	3,4%	4,5%	61,8%	-----	-----
Preço Médio Biomassa da Cana	Ano:2008 e Ano: 2009 R\$ 138,51 /MW	Ano:2009 R\$ 134,19 /MW	Ano:2011 R\$ 136,89 /MW	Ano:2010 R\$ 138,85 /MW	-----	-----
Empendimentos Biomassa da Cana	6	3	4	11	-----	-----
Preço Médio Termoeletricas	Ano:2008 R\$ 132,26/MW; Ano: 2009 R\$ 129,26/MW; Ano: 2010 R\$ 121,81/MW.	Ano:2009 R\$ 132,39 /MW	Ano:2011 R\$ 137,44 /MW	Ano:2010 - Criadouros Avícolas R\$ 138,85 /MW	Ano:2010 R\$ 134,67 /MW	Ano:2011 R\$ 128,37 /MW
Preço Médio Hidroeletricas	Ano:2008 R\$106,95 /MW; Ano: 2009 R\$113,89 /MW; Ano: 2010 R\$114,83 /MW.	Ano:2009 R\$ 126,77/MW	Ano:2011 R\$ 120,86 /MW	Ano:2010 - PCH R\$ 134,99 /MW	-----	Ano:2011 R\$ 129,14 /MW

6.5 - REPRESENTATIVIDADE DA COGERAÇÃO DA BIOMASSA DA CANA NA MATRIZ GERADORA NACIONAL

A perspectiva de expansão do setor sucroalcooleiro, a modernização das usinas existentes e a maior capacidade de gerar excedentes de energia por tonelada de cana tem dado ao setor um papel relevante no parque gerador de energia elétrica nacional.

A importância do setor sucroalcooleiro se potencializa ao considerar o risco de racionamento igual a 30% em 2011, estimado pelo Instituto Ascende Brasil e a PSR Consultoria, divulgado em (CAMARGO, 2007). Caso a demanda de energia elétrica aumente motivada pela intenção do governo de acelerar o crescimento econômico do país e as principais obras de expansão no fornecimento de gás e no aproveitamento hídrico atrasem, o risco de racionamento de energia é bem alto em 2011.

A capacidade instalada do Brasil (30/11/2007), considerando todo o parque gerador, inclusive os aproveitamentos existentes que compõem os Sistemas Isolados, as interligações internacionais já em operação e também a parcela de Itaipu importada do Paraguai, é da ordem de 108.407 MW (ANEEL, 2007t).

Desconsiderando as interligações internacionais, são 1.674 empreendimentos de geração que compõem a capacidade instalada brasileira, 100.267 MW, em detalhe na tabela 6.10

(ANEEL, 2007t).

Tabela 6.10 - Matriz de energia elétrica

Empreendimentos em Operação							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
Hidro		662	76.821.261	70,84	662	76.821.261	70,84
Gás	Natural	78	10.193.502	9,40	108	11.344.480	10,46
	Processo	30	1.150.978	1,06			
Petróleo	Óleo Diesel	575	2.917.986	2,69	597	4.387.880	4,05
	Óleo Residual	22	1.469.894	1,36			
Biomassa	Bagaço de Cana	237	2.986.641	2,75	281	4.044.615	3,73
	Lixívia	13	794.817	0,73			
	Madeira	26	224.207	0,21			
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Casca de Arroz	3	18.920	0,02			
Nuclear		2	2.007.000	1,85	2	2.007.000	1,85
Carvão Mineral	Carvão Mineral	7	1.415.000	1,30	7	1.415.000	1,30
Eólica		16	247.050	0,23	16	247.050	0,23
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	7,53
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		1.673	108.437.286	100	1.673	108.437.286	100

Conforme a tabela 6.10, as centrais térmicas que utilizam biomassa como fonte primária de energia representam 3,73% da matriz de energia elétrica brasileira, considerando as interligações internacionais. As centrais térmicas cogeneradoras de bagaço de cana representam 73,83% das geradoras que utilizam biomassa como fonte de energia e 2,75% da matriz de energia elétrica brasileira, cerca de 2.986 MW, em 237 empreendimentos.

A oferta interna de energia elétrica, formada pela importação e geração nacional foi de 460,5 TWh em 2006. Desse montante, a parcela importada correspondeu a 41,4 TWh, cerca de 8,9% da oferta interna de energia elétrica. A geração nacional correspondeu a 419,1 TWh, composta por centrais elétricas de serviço público e autoprodutoras (EPE, MME, 2007).

A energia gerada em centrais elétricas de serviço público correspondeu a 377,6 TWh em 2006, sendo 88,9% de centrais hidroelétricas, 335,8 TWh e 11,1% de centrais termoelétricas, 41,8 TWh (EPE, MME, 2007).

As centrais autoprodutoras geraram 41,7 TWh, 13,0 TWh tiveram origem em centrais hidroelétricas, 14,3 TWh em centrais termoelétricas a partir de biomassa e 14,4 TWh foram gerados a partir de fontes fósseis (EPE, MME, 2007).

A geração termoelétrica a partir da biomassa sendo fontes principais aí incluídas o bagaço da cana e a lixívia, teve a cana com a maior participação, 8,3 TWh, ou o equivalente a 954 MW médios de energia, cerca de 2,0% da geração nacional e 1,8% da oferta interna de energia elétrica. A tabela 6.11 apresenta dados da evolução da energia gerada por autoprodutores (EPE, MME, 2007).

Tabela 6.11 - Energia gerada por centrais elétricas autoprodutoras

Autoprodução por fonte de energia (GWh)	1994	2005	2006	% aa 94 / 06 ³	%05 / 06 ⁴	% 06 / 06 ⁵
Hidráulica	3.238,0	12.403,7	13.044,5	12,3	5,2	31,3
Biomassa	5.387,0	13.873,0	14.279,3	8,5	2,9	34,2
Lenha	666,1	617,8	459,8	-3,0	-25,6	1,1
Lixívia	2.165,7	4.814,8	5.198,9	7,6	8,0	12,5
Bagaço de Cana	2.313,7	7.603,1	8.356,6	11,3	9,9	20,0
Outras	241,5	837,3	264,0	0,7	-68,5	0,6
Gás Natural	479,2	4.913,6	5.209,3	22,0	6,0	12,5
Derivados de petróleo ¹	3.136,1	3.433,7	4.206,1	2,5	22,5	10,1
Carvão mineral ²	346,7	305,1	240,0	-3,0	-21,4	0,6
Gás Industrial ⁶	1.579,0	4.852,9	4.713,3	9,5	-2,9	11,3
Autoprodução total de energia elétrica	14.166,0	39.782,0	41.692,5	-----	4,8	-----

1 Derivados de petróleo inclui gás de refinaria

2 Carvão mineral inclui alcatrão

3 Taxa média de crescimento ao ano que reproduz variação do parâmetro entre os anos 1994 e 2006

4 Variação do parâmetro entre os anos de 2005 e 2006

5 Participação do parâmetro no total do ano 2006

6 Gás industrial inclui gás de alto forno, gás de coqueria e gás de aciaria e enxofre

Conforme a tabela 6.10, a energia elétrica de centrais térmicas cogeradoras de bagaço de cana teve um crescimento de 11,3% ao ano entre 1994 a 2006, saindo de 2.313 GWh para

8.356 GWh. Cabe observar que a maior taxa de crescimento durante a última década ocorreu no período de 2001 a 2003, proporcionado pelo aumento no custo da energia adquirida (reserva de capacidade) e no alto valor da energia comercializada no mercado de curto prazo, remunerando investimentos na geração de energia excedente (EPE, MME, 2007).

Do total da energia elétrica gerada por biomassa de cana em 2006, 85% foi consumido pelo próprio setor sucroalcooleiro, 7.103,9GWh e o restante, 1.252,7 GWh, exportado. De 2005 a 2006 a energia exportada pelo setor teve um crescimento de 13,6%, saindo de 1.102,9 GWh para 1.252,7GWh (EPE, MME, 2007).

O consumo final de energia elétrica brasileiro descontadas as perdas na rede alcançou 390 TWh em 2006. Os setores mais representativos foram o industrial com 47% do consumo de energia elétrica do país, 183,4 TWh, seguido do residencial e do comercial com 22% e 14% do consumo total do país, respectivamente (EPE, MME, 2007).

O mercado de fornecimento livre e regulado, representado pelo consumo faturado e/ou medido por agentes de distribuição, transmissão e geração, excluídos os autoprodutores em que a produção e o consumo se dão no mesmo sítio, atingiu 348,3 TWh em 2006. Destacase o crescimento de 21,2% do fornecimento de energia elétrica no mercado livre em relação ao ano anterior, que representou em 2006, 24,2% do montante total de fornecimento, 84 TWh (EPE, 2007c).

A parcela da autoprodução de energia transportada nos Sistemas Interligado e Isolado representou 3,7% do mercado de energia elétrica em 2006, 9,2 TWh. Desta forma, a exportação de energia elétrica do setor sucroalcooleiro representou 13% da autoprodução de energia transportada, 1,252 TWh (EPE, MME, 2007), (EPE, 2007c).

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que faz parte do Sistema Interligado, é o de maior representatividade nacional com 60% de todo o mercado, 207,4 TWh. A parcela da autoprodução transportada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste representou 4,3% do fornecimento de energia elétrica naquele subsistema e 97,8% da parcela de autoprodução transportada nacional, 9,0 TWh (EPE, 2007c).

A grande representatividade do subsistema Sudeste/Centro-Oeste na autoprodução transportada caracteriza, em partes, as exportações de energia do setor sucroalcooleiro, já que 88,6% da produção canavieira nacional concentra-se na região (CONAB, 2007).

Embora a oferta da biomassa de cana-de-açúcar e a cogeração de energia sejam sazonais, no caso da região sudeste de maio a novembro, este coincide com o período de estiagem na região Centro-Sul, em que a geração termelétrica pode complementar a geração hidrelétrica.

Como externalidades positivas à geração de energia via biomassa da cana pode-se citar (EPE, MME, 2007), (EPE, 2007c), (MAUÉS, 2007), (PRADO, 2007):

- a) a grande parte do potencial de geração de energia via bagaço da cana localiza-se próxima aos grandes centros de consumo, acarretando baixos custos de transmissão e/ou conexão às redes de distribuição em baixa tensão com redução das perdas no transporte;
- b) a cogeração de bagaço é realizada por tecnologia dominada e que pode ser disponibilizada em prazos relativamente curtos, com equipamentos fabricados no país;
- c) o uso da biomassa de cana como fonte primária de energia é positiva porque reduz o risco da dependência de chuvas, sem aumentar a dependência por combustíveis fósseis;
- d) o incremento do parque gerador reduz a dependência de energia brasileira por terceiros países, que cresceu 5,7% de 2005 a 2006, saindo de 39,2 TWh para 41,4 TWh;
- e) trata-se de uma energia renovável de menor nível de emissões de poluentes atmosféricos; e
- f) fonte de geração de energia com metodologia aprovada dentro do Protocolo de Quioto com possibilidades reais de receber investimentos com a comercialização dos Créditos de Carbono.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2006-2015 elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética existe no país um potencial de oferta superior a 500 MW por ano, em termos de capacidade instalada em novos projetos de cogeração à biomassa da

cana. Até o fim do período decenal, a capacidade instalada terá um acréscimo de 6.000 MW, capaz de contribuir com cerca de 3.000 MW médios de energia por ano ao SIN (EPE, 2007c).

Assim, de acordo com as projeções elaboradas pela EPE, em 2016 o setor sucroalcooleiro terá a capacidade de gerar 3.138 MW médios de energia por ano ao Sistema Interligado Nacional (EPE, MME, 2007), (EPE, 2007c).

Este potencial está distribuído na região Sudeste/Centro Oeste, principalmente nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Goiás na proporção de 80% e na região Norte-Nordeste, principalmente nos estados de Alagoas, Pernambuco e Maranhão na proporção de 20% (EPE, 2007c).

Para fins deste Plano Decenal foram adotadas como premissas a evolução da safra, próxima a 7% ao ano e o potencial anual das ofertas formado pela soma dos montantes de energia das novas usinas, na proporção de 90% e usinas reformadas na proporção de 10%.

As projeções realizadas por (MAUÉS, 2007) revelam o acréscimo de 5.500 MW médios de energia ofertada à rede em 2015, caso as noventa e oito novas usinas anunciadas para entrar em operação adotem caldeiras de 85 bar /480°C.

A União da Indústria de Cana-de-açúcar estima o potencial de 9.699 MW médios de energia ofertada à rede em 2013 assumindo que 75% do bagaço e 50% da palha da safra 2012/2013 sejam utilizados em caldeiras de alta pressão para gerar energia (UNICA, 2007).

Ademais, o potencial de oferta identificado que poderia ser viabilizado a partir da utilização da biomassa dependerá em grande parte das condições para a comercialização desta energia elétrica nos ambientes regulado e livre, das linhas de crédito disponibilizadas para o financiamento desses empreendedores e da reestruturação das usinas que atualmente operam com baixa eficiência.

6.6 - COMPETITIVIDADE DA COGERAÇÃO DA BIOMASSA DA CANA EM RELAÇÃO ÀS DEMAIS FONTES INCENTIVADAS

O preço da energia contratada dentro da modelagem aplicada no PROINFA, ou seja, com base no Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (VETEF), foi tido como referência para a análise da competitividade da geração de energia da biomassa de cana (MME, 2007a).

A modelagem adotada para o cálculo do VETEF é a do fluxo de caixa descontado, não considerando os impactos da inflação nas contas, durante os períodos de construção (10 a 24 meses) e operação da planta (15 anos), uma Taxa de Retorno do investimento de 17% ao ano em um prazo de 20 anos.

Cabe ressaltar que a Taxa Interna de Retorno é a taxa de desconto que iguala o valor atual líquido dos fluxos de caixa de um projeto a zero. Em outras palavras, é a taxa que com o valor atual das entradas seja igual ao valor atual das saídas.

Para fins de decisão, a taxa obtida deverá ser confrontada a taxa que representa o custo de capital da empresa e o projeto só deverá ser aceito quando a sua taxa interna de retorno superar o custo de capital, significando que as aplicações da empresa estarão rendendo mais que o custo dos recursos usados na entidade como um todo.

Assim, a Taxa Interna de Retorno é um indicador da rentabilidade do projeto e deve ser comparada com a taxa mínima de atratividade do investidor. Esta taxa mínima de atratividade é a taxa correspondente à melhor remuneração que poderia ser obtida com o emprego do capital em um investimento alternativo. Sendo a Taxa Interna de Retorno superior à taxa de atratividade, a análise deve recomendar o investimento no projeto.

O fluxo de caixa está estruturado da seguinte forma:

Demonstração do Resultado do Exercício

Receita Operacional

A Receita Operacional é a Receita proveniente da Venda de Energia somada a Receita

proveniente da Venda de Subprodutos subtraídos a Perda e o Imposto sobre a Receita.

a) Receita proveniente da venda de energia – dentro do PROINFA

b) Receita proveniente da venda de subprodutos

Energia elétrica para consumo próprio

Vapor para consumo próprio

c) Perdas e Impostos sobre a receita

PIS/PASEP

COFINS

CPMF

Custos / Despesas Operacionais

Despesas fixas

Despesas variáveis

Despesas sócio-ambientais

Seguro operacional

Despesas com combustível

Despesas com transporte da energia

Depreciação média

Diferimento de despesas pré-operacionais

Fiscalização da ANEEL

Lucro Operacional

O Lucro Operacional é a Receita Operacional subtraídos os custos e as despesas operacionais.

Lucro Antes do Imposto de Renda

O Lucro Antes do Imposto de Renda é o Lucro Operacional somada a CPMF e subtraída as Despesas Financeiras.

Despesas Financeiras

Juros do(s) financiamento(s)

Remuneração do capital próprio (juros limitados à TJLP)

Lucro Líquido

O Lucro Líquido é o Lucro Antes do Imposto de Renda menos a CPMF e os impostos

sobre o Lucro Antes do Imposto de Renda.

Impostos sobre o Lucro Antes do Imposto de Renda

Imposto de renda

Contribuição social

Imposto de renda retido na fonte

Fluxo de Caixa

Fluxo de Caixa Líquido

O Fluxo de Caixa Líquido é o Lucro Líquido + Depreciação média ao Diferimento de despesas pré-operacionais + Remuneração do capital próprio (juros limitados à TJLP) + Valor residual + Financiamento - Amortização do(s) financiamento(s) - Custos de investimento - Impostos na construção.

A tabela 6.12 apresenta o preço da energia contratada com base no Valor Econômico de cada fonte reajustada até o último dia de outubro de 2007 pelo Índice Geral de Preços - Mercado – IGP-M/FGV, conforme recomendação da Portaria nº 45 do Ministério de Minas e Energia, de 31 de março de 2004 (MME, 2007a), (MME, 2007b).

Tabela 6.12 - VETEF – PROINFA

	Biomassa				Eólica	PCH
	Bagaço-de-Cana	Biogás	Madeira	Arroz		
VETEF (R\$ / MWh) - Mínimo	113,49	194,55	122,66	124,9	218,07	141,63
VETEF (R\$ / MWh) - Máximo					247,32	

Das fontes de energia incentivada a biomassa de cana é a que apresenta menor Valor Econômico. Ou seja, é a que apresenta o menor valor da tarifa de energia elétrica que remunera o Custo Global de um Empreendimento de Geração (custo de investimento, incluindo os custos socioambientais e os juros durante a construção, a parcela fixa dos custos de operação e manutenção (O&M) e o valor esperado do custo variável de O&M) a uma taxa de retorno de 17% ao ano, com um fluxo de caixa de 20 anos de operação (MME, 2007a).

Desta forma, empreendimentos que comercializem energia a um valor superior ao VETEF garantem uma maior rentabilidade ao seu investidor, tornando a biomassa de cana uma fonte ainda mais competitiva. A exemplo dos lotes de energia contratados nos leilões de

energia nova, com contratos acima de R\$ 134,19/MWh.

Apesar das boas perspectivas da comercialização do excedente de energia elétrica, alguns fatos ainda são inibidores de novos investimentos na ampliação do parque gerador de energia elétrica, dentre os fatos destaca-se (MACEDO, NOGUEIRA, 2005), (MAUÉS, 2007), (UNICA, 2007):

- a) Falta de conhecimento do arcabouço regulatório do setor elétrico e ignorância dos benefícios da geração de energia excedente por parte dos usineiros;
- b) A escolha da tecnologia parece subordinar uma estratégia comum a todas as usinas do setor: a prioridade para a auto-suficiência em energia, a qual pode ser obtida por meio de tecnologias de menor eficiência energética, com custos de investimento (R\$/MW instalado) inferiores.
- c) Volatilidade dos preços no mercado de curto prazo de energia elétrica;
- d) O preço da energia gerada pelo setor sucroalcooleiro ainda não incorpora externalidades positivas, fator diferenciador do produto;
- e) O fato da geração de energia ocorrer apenas no período da safra propicia um retorno do investimento mais prolongado;
- f) Existência de usos alternativos para o bagaço e a palha ;
- g) O empreendedor tende a comparar o retorno do investimento do etanol e do açúcar, da ordem de 18% e 21% ao ano respectivamente, com o retorno na atividade de geração de energia, julgando o retorno do investimento em cogeração excedente não atrativo (UNICA, 2007);
- h) Falta de liquidez no mercado de créditos de carbono;
- i) Custos adicionais no recolhimento da palha depositada no campo para fins energéticos;
- j) O fato da responsabilidade pelo investimento, construção e operação da rede entre a usina e o ponto de conexão, inclusive, tem desestimulado produtores do setor;

l) Falta de uma regulamentação específica responsável pela expansão das redes e conexão em 138 kV. Atualmente a EPE é responsável pelo planejamento acima de 230 kV e as concessionárias de distribuição até 138kV;

m) Em muitas ocasiões o empreendedor não acrescenta, em seu fluxo de caixa, os benefícios com o custo evitado na redução do desperdício de energia com a implantação de tecnologias mais modernas;

n) É particularmente interessante aumentar o volume de consumidores livres e amparar a comercialização entre estes e os cogeneradores de energia. Pode-se notar que a maior disponibilidade de consumidores livres / comercializadoras tem um papel de aumentar o valor esperado do MWh, assim como reduz a volatilidade e os riscos dos agentes do setor elétrico; e

o) O elevado custo associado à comercialização da energia elétrica, seja na venda de excedentes, seja na aquisição para consumo próprio, constituem a explicação mais plausível para a auto-suficiência na produção de energia elétrica pelo setor sucroalcooleiro, aliada à pequena geração de excedentes de energia para comercialização. Havendo custos associados à venda de excedentes de energia, não há incentivos à utilização de tecnologias de maior eficiência.

6.7 - REPRESENTATIVIDADE DOS DERIVADOS DA CANA NA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL

A participação dos derivados da cana-de-açúcar na oferta interna de energia renovável no Brasil passou de 31,0%, em 2005, para 32,2%, em 2006, praticamente igualando-se com a “hidráulica e eletricidade” entre as fontes renováveis, e representando 14,6 % da oferta interna de energia total, com 32,9 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) (EPE, MME, 2007).

Assim, no ano de 2006, houve um importantíssimo crescimento da oferta interna de “produtos da cana-de-açúcar”, equivalente a 9,4% em relação ao ano anterior, refletindo os efeitos sobre a produção de etanol, que aumentou em 10,8 % e o processamento da cana-de-açúcar, que cresceu 12,0% (EPE, MME, 2007).

Entende-se como os produtos da cana-de-açúcar o conteúdo energético formado pelas fibras (bagaço) com 50% de umidade 2.130 kcal/kg, pelo caldo-de-cana 623 kcal/kg e pelo melaço, com cerca de 55% de açúcares redutores em peso, 1.930 kcal/kg (EPE, MME, 2007).

Cerca de 75% do etanol produzido em 2006 é proveniente do caldo de cana, os restantes 25% tem origem no melaço resultante da produção de açúcar, rendimento próximo de 340 litros por tonelada de melaço (EPE, MME, 2007).

A oferta interna de energia no Brasil, em 2006, atingiu 226,1 milhões de tep, valor próximo a 2% da demanda mundial de energia. Deste montante, 8,3%, cerca de 18,7 milhões de tep, são importados na forma de petróleo e derivados, carvão mineral e derivados, gás natural e energia elétrica (EPE, MME, 2007).

No Brasil, em 2006, cerca de 45,1% da oferta interna de energia tem origem em fontes renováveis, enquanto que no mundo essa taxa é de 12,7% e nos países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é de apenas 6,2% (EPE, MME, 2007).

Entre as fontes renováveis, a energia de fonte “hidráulica e eletricidade”, apesar do crescimento dos produtos da cana, continua sendo a de maior representatividade com 33% da oferta interna de energia renovável e 14,8% da oferta interna de energia total em 2006, 33,6 milhões de tep. Na seqüência, está a “lenha e carvão vegetal” que representou 12,6% da oferta interna de energia e 28,1% da oferta interna de energia renovável (EPE, MME, 2007).

O “petróleo e seus derivados” é a fonte primária de maior representatividade com 37,7% da oferta interna de energia e 68,7% da oferta de energia não renovável em 2006, 85,3 milhões de tep. Entre as fontes não renováveis, o “Gás Natural” é o segundo de maior representatividade com 9,6% da oferta interna de energia, 21,7 milhões de tep. Na seqüência estão o “Carvão Mineral e seus Derivados” e o “Urânio (U₃O₈) e seus Derivados” com 6% e 1,6% da oferta interna de energia, respectivamente (EPE, MME, 2007).

De acordo com as divulgações preliminares da EPE no Plano Nacional de Energia 2030 tanto a cana-de-açúcar quanto o gás natural passarão a se constituir, respectivamente, nos mais importantes energéticos da matriz nacional depois do petróleo em 2030. Neste período, a participação da cana-de-açúcar pode chegar próximo de 19% da oferta interna de energia, um avanço importante em relação aos atuais 14,5% (EPE, 2007c).

7 - CONCLUSÕES

Este trabalho analisou a participação do setor sucroalcooleiro na matriz energética nacional dada ênfase à expansão do setor devido ao crescimento do consumo do etanol em veículos, a participação e a potencialidade da cogeração de energia no parque gerador nacional .

Como principais resultados cabe destacar a tendência de se efetuar investimentos em caldeiras de alta pressão e em turbinas de condensação e, a longo prazo, em gaseificadores de bagaço. Os investimentos em novos equipamentos e na redução do consumo de vapor podem aumentar a geração de eletricidade bruta em mais de dez vezes na safra, saindo dos atuais 10,4 kWh por tonelada de cana para 113,8 kWh por tonelada de cana e ainda prolongar a geração de energia durante todos os meses do ano. A modernização gradual do setor orienta-se na vida útil de operação das usinas, estimada em 20 anos, nos novos investimentos em unidades de produção e nas perspectivas de maiores ganhos com a comercialização do excedente de energia .

Um novo arranjo produtivo para o setor é aguardado com o desenvolvimento da produção de etanol via biomassa lignocelulósica em fase de análise experimental, tida como biocombustível de segunda geração. Segundo os dados de performance das tecnologias atuais de hidrólise ácida, na configuração de maior eficiência, obtém-se 132,2 litros de etanol por tonelada de bagaço, o que equivale a 37 litros de etanol por tonelada de cana . Resultados ainda maiores podem ser obtidos com o desenvolvimento de microorganismos modificados geneticamente no processo de hidrólise enzimática do bagaço de cana , em que obtém-se 242 litros de etanol por tonelada de bagaço seco , cerca de 67,7 litros de etanol por tonelada de cana.

O Brasil necessita da tecnologia não para viabilizar sua produção de etanol, que já é a mais viável e sustentável do mundo, mas para aumentar a produção e ser capaz de atender à uma crescente demanda local e mundial, mantendo-se como referência na produção de equipamentos e bens de capital do setor sucroalcooleiro.

As centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana podem comercializar seu excedente no ambiente regulado, por meio dos leilões de energia nova ou existente ou no ambiente livre, por meio de contratos bilaterais livremente negociados, ambos mediante remuneração do

sistema elétrico de distribuição ou transmissão.

A contratação de energia desse tipo de fonte nos seis leilões de energia nova já realizados dentro do Ambiente Regulado no Novo Modelo do Setor Elétrico representou 3,4% da energia negociada, ou seja, dos 9.874 MW médios anuais de energia contratados 333 MW médios são de centrais térmicas cogedoras de bagaço de cana.

Com o objetivo de aumentar o número de empreendimentos e a oferta de energia de fontes renováveis no país o governo federal lançou o PROINFA em maio de 2004. Participam da Etapa I do Programa, 25 centrais cogedoras de bagaço de cana que totalizam a potência instalada de 668,24 MW.

Outra iniciativa governamental direcionada as centrais cogedoras de biomassa com potência disponível até 30 MW foi a redução das tarifas de uso do sistema elétrico incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos empreendimentos .

Foi concedida, ainda, às fontes incentivadas de energia, dentre elas a biomassa, a possibilidade de venda direta da energia no Ambiente de Contratação Livre aos consumidores com carga maior ou igual a 500 kW, o que aumenta o número de consumidores em potencial deste tipo de fonte.

Os esforços mútuos da iniciativa pública e privada, na introdução de novos agentes e na busca de competitividade para a geração de energia a partir de biomassa de cana, proporcionaram a expansão do parque gerador e a atual representatividade de 2,75% da matriz elétrica nacional, cerca de 2.986 MW, em 237 empreendimentos. Em 2006, o setor sucroalcooleiro foi responsável por 1,8% da oferta interna de energia elétrica, 8,3 TWh. Deste montante, 85% foi consumido pelo próprio setor e 15% foi exportado, cerca de 1,2 TWh.

As projeções da EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia demonstraram que o setor sucroalcooleiro terá a capacidade de ofertar 3.138 MW médios de energia por ano ao Sistema Interligado, devido ao crescimento do setor e a renovação do parque gerador. A União da Indústria de Cana-de-açúcar aponta para uma disponibilidade de 9.699 MW médios de energia ofertada à rede em 2013, assumindo que 75% do bagaço e 50% da palha

da safra 2012/2013, sejam utilizados em caldeiras de alta pressão para gerar energia.

A concretização destas estimativas dependerá do preço da energia ofertada por estes empreendimentos em detrimento as demais fontes de energia. Para uma análise da competitividade entre fontes foi utilizado o Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (VETEF) modelado no PROINFA. Os resultados demonstraram que a biomassa de cana é a que apresenta maior competitividade entre as fontes incentivadas, já que apresenta o menor VETEF. Ou seja, empreendimentos que comercializem energia durante 20 anos a um valor igual ou superior a R\$ 113,49/MWh garantem aos seus investidores uma taxa de retorno de investimento mínima de 17%. Assim, empreendimentos que comercializem energia a um valor superior ao VETEF garantem uma maior rentabilidade ao seu investidor, tornando a biomassa de cana uma fonte ainda mais competitiva.

Com a expansão do número de usinas e o uso energético do bagaço, melaço e caldo, os produtos da cana alcançaram em 2006, 14,5% da oferta interna de energia, cerca de 32,8 milhões de tep. Com esta representatividade, o derivado da cana praticamente igualou-se com a “hidráulica e eletricidade” entre as fontes renováveis, que por sua vez, representou 14,8 % da oferta interna de energia, 33,68 milhões de tep.

As projeções preliminares da EPE no Plano Nacional de Energia 2030 demonstram que a participação dos produtos da cana ultrapassará a “hidráulica e eletricidade” em 2030, alcançando 19% da oferta interna de energia.

Finalmente, entende-se oportuno propor alguns pontos que devam ser objeto de futuras análises:

1) Sugere-se um estudo de campanhas educativas direcionadas aos usuários de veículos *flex fuel* que demonstrem o rendimento destes veículos com gasolina e etanol, permitindo a escolha consciente do combustível a ser utilizado e o melhor rendimento do veículo;

2) Análises do volume produzido via hidrólise devem ser realizados de forma a obter um custo marginal na geração de vapor, energia elétrica e etanol, já que a disponibilidade de bagaço está atrelada à eficiência energética da Usina. O bagaço para hidrólise competiria com o emprego do material como combustível primário na geração de vapor e energia

elétrica, embora a lignina resultante do processo também possa ser utilizada com esta finalidade;

2) Propõe-se a realização de estudos que incorporem as externalidades positivas da geração de energia elétrica via biomassa da cana no preço da energia gerada pelo setor sucroalcooleiro; e

3) Propõe-se o desenvolvimento de uma regulamentação específica responsável pela expansão das redes e conexão em 138 kV.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACTU Environnement – ACTU (2006). Disponível em < <http://www.actu-environnement.com/ae/news/1958.php4>>. Acesso em: novembro de 2006.
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2007a). “Resolução Normativa nº 112 da ANEEL, de 18 de maio de 1999.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- ANEEL (2007b). “Resolução ANEEL nº 281, de 01 de outubro de 1999.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- ANEEL (2007c). “Resolução ANEEL nº 286, de 01 de outubro de 1999.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: outubro de 2007.
- ANEEL (2007d). “Resolução Normativa nº 371 da ANEEL, de 29 de dezembro de 1999.” Disponível em < <http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007.
- ANEEL (2007e). “Resolução Normativa nº 021 da ANEEL, de 20 de janeiro de 2000.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: agosto de 2007.
- ANEEL (2007f). “Resolução Normativa nº 594 da ANEEL, de 21 de dezembro de 2001.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: outubro de 2007.
- ANEEL (2007g). “Resolução Normativa nº 333 da ANEEL, de 08 de julho de 2003.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- ANEEL (2007h). “Resolução Normativa nº 56 da ANEEL, de 6 de abril de 2004.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: outubro de 2007.
- ANEEL (2007i). “Resolução Normativa nº 62 da ANEEL, de 5 de maio de 2004.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: outubro de 2007.
- ANEEL (2007j). “Resolução Normativa nº 65 da ANEEL, de 25 de maio de 2004.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007.
- ANEEL (2007l). “Resolução Normativa nº 67 da ANEEL, de 08 de junho de 2004.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- ANEEL (2007m). “Resolução Normativa nº 77 da ANEEL, de 18 de agosto de 2004.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- ANEEL (2007n). “Resolução Normativa nº 127 da ANEEL, de 4 de dezembro de 2004.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007.
- ANEEL (2007o). “Resolução Normativa nº 166 da ANEEL, de 10 de outubro de 2005.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: outubro de 2007.

- ANEEL (2007p). “Resolução Normativa nº 167 da ANEEL, de 10 de outubro de 2005.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: agosto de 2007.
- ANEEL (2007q). “Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006.” Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: agosto de 2007.
- ANEEL (2007r). “Nota Técnica nº 0002/2007-SRD/ANEEL.” Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/002/documento/nota_tecnica.pdf>. Acesso em: agosto de 2007.
- ANEEL (2007s). Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=13&idPerfil=2>>. Acesso em: agosto de 2007.
- ANEEL (2007t). “Banco de Informações de Geração - BIG”. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: agosto de 2007.
- Agency for Renewable Resources – ARR (2007). Disponível em <<http://www.fnr.de/>>. Acesso em: fevereiro de 2007.
- Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – ANFAVEA (2006). “Anuário da indústria automobilística Brasileira 2006.”, Disponível em <<http://www.anfavea.com.br/anuario.html>>. Acesso em: 10 de outubro de 2006.
- BASTOS, V.D. (2007). “Etanol, Alcoolquímica e Biorrefinarias”. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/bnset/set2501.pdf>> Acesso em: junho de 2007.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (2007). Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/infraestrutura/default.asp>>. Acesso em: Agosto de 2007.
- Biofuel Market Place - BMP (2007). Disponível em <<http://biofuelsmarketplace.com/page/view/asianews>>. Acesso em: maio de 2007.
- Brasil (2007a). Presidência da República. “Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007b). Presidência da República. “Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007c). Presidência da República. “Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: abril de 2007.
- Brasil (2007d). Presidência da República. “Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007e). Presidência da República. “Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.” Disponível em <<http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.

- Brasil (2007f). Presidência da República. “Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007
- Brasil (2007g). Presidência da República. “Lei nº 10.847, de 16 de março de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007h). Presidência da República. “Lei nº 10.848, de 16 de março de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007i). Presidência da República. “Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007
- Brasil (2007j). Presidência da República. “Decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007l). Presidência da República. “Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: julho de 2007.
- Brasil (2007m). Presidência da República. “Lei nº 11.075, de 30 de dezembro de 2004.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007
- Brasil (2007n). Presidência da República. “Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006.” Disponível em < <http://www.presidencia.gov.br>>. Acesso em: abril de 2007.
- Braunbeck, O.A.; Cortez, L.A.B. (2005). “Uso da biomassa para a produção de energia na indústria brasileira”. Disponível em: O cultivo da cana-de-açúcar e o uso dos resíduos. Campinas: Unicamp p.215-246.
- Department of Energy – DoE (2005). “MultiYear Program Plan 2007-2012, Office of the Biomass Program, Energy Efficiency and Renewable Energy.” US Department of Energy.
- Camargo, I. (2007). “O risco de faltar energia elétrica no Brasil”. Disponível em: Cadernos Fecomercio de Energia Número 01. Agosto de 2007. São Paulo.
- Carpentieri, A., Larson, E., Woods, J. (1993). “Future Biomass -Based Electricity Supply in Northeast Brazil. Biomass and Bioenergy”, São Paulo.
- Castro, M.A.L. (2004). “Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico”. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS (2007). Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/Proinfra/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm>>. Acesso em: agosto de 2007.

- Centro de Economia Energética e Ambiental do Programa de Planejamento Energético - CENERGIA (2003). “Fontes Renováveis de Energia no Brasil.” Editora Interciência, Rio de Janeiro.
- Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ (2006). “Matriz Brasileira de Combustíveis.” Rio de Janeiro.
- Clementino, L. (2004). “A conservação da energia por meio da co -geração de energia elétrica”. Editora Érica, São Paulo.
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL (2006). Disponível em <<http://www.cepal.org/>>. Acesso em: dezembro de 2006.
- Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB (2006). “Acompanhamento da safra brasileira cana-de-açúcar 2006/2007. Primeiro Levantamento, novembro de 2006”. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/>>. Acesso em: 17 de dezembro de 2006.
- Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB (2007). “Acompanhamento da safra brasileira cana-de-açúcar 2007/2008”. Primeiro Levantamento, maio de 2007. Disponível em: <<http://www.conab.gov.br/>>. Acesso em: 17 de junho de 2007.
- Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA (1993). “Resolução CONAMA n° 07, de 31 de agosto de 1993.” Disponível em <<http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res93/res0793.html>>. Acesso em: maio de 2007.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Ministério de Minas e Energia - MME (2007). “Balanço Energético Nacional 2007: ano base 2006”. Disponível em <<http://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: novembro de 2007.
- EPE (2007a). Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Lists/Leilao/AllItems.aspx>>. Acesso em: novembro de 2007.
- EPE (2007b). Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Lists/Mercado/Mercado.aspx>>. Acesso em: novembro de 2007.
- EPE (2007c). “Plano Nacional de Energia 2030”. Disponível em <<http://epe.gov.br/Lists/Estudos/DispForm.aspx?ID=8>>. Acesso em: dezembro de 2007.
- Energy Research Institute of China – ERIC (2006) “ERI Renewable Energy Options in Improving the Life of Western Rural Poor Population in China - Final Report.” Disponível em: <<http://www.pnl.gov/aisu/pubs>>. Acesso em novembro de 2006.
- Ethanolindia (2007). Disponível em <http://www.ethanolindia.net/ethanol_project.html>. Acesso em: maio de 2007.
- European Commission of Transport and Environment - EC (2007). Disponível em <<http://ec.europa.eu/environment/air/transport.htm>>. Acesso em: abril de 2007.

- Fallot, A., Girard, P. (2006). "Review of existing and emerging technologies for the production of biofuels in developing countries." In Energy for Sustainable Development, Volume X n^o. 2, June.
- Federação das Indústrias do Rio de Janeiro – FIRJAN (2004). "O futuro do GNV no Brasil", Relatório, Rio de Janeiro.
- Fundação Getúlio Vargas – FGV (2002). "O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo." Rio de Janeiro.
- Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE (1980). "Séries estatísticas retrospectiva Fundação Instituto de Geografia e Estatística." Editora Guanabara, Rio de Janeiro.
- Goméz, E.O. (2005). "Estudos de cenários para a otimização energética e a redução do consumo de água baseados no atual modelo de produção de açúcar e álcool no Brasil." Disponível em: <<http://www.nipeunicamp.org.br/Proálcool/anais.php>>. Acesso em: fevereiro de 2007.
- Grupo de Coordenação de Estatísticas Agropecuárias – GCEA (2007). "Levantamento Sistemático da Produção Agrícola." Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/agropecuaria/>>. Acesso: maio 2007.
- Guardabassi, P. M. (2006). "Sustentabilidade da biomassa como fonte de energia: perspectivas para países em desenvolvimento". Disponível em: <http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2006/Teses/Dissertacao_Guardabassi.pdf>. Acesso em: junho de 2007.
- Hodes, G.H; Utria, B.E; Williams, A. (2004) "Ethanol – Re-examining a Development Opportunity for Sub-Saharan África." Disponível em: <<http://www.bharatbook.com/bookdetail.asp?bookid=7958&publisher=>> Acesso em novembro de 2006.
- International Conference for Renewable Energies - ICRE (2004), "Political Declaration. Bonn." Disponível em: <www.renewables2004.de/pdf/Political_declaration_final.pdf>. Acesso em: setembro de 2006.
- International Energy Agency – IEA (2005). "Energy Balances of non-OECD countries 2002-2003." Disponível em: <<http://www.bharatbook.com/bookdetail.asp?bookid=7958&publisher=>> Acesso em setembro de 2006.
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA (2004). "Programa de controle da poluição do ar por veículos automotores Proconve Promot." Brasília.
- Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP (2006). "Livro Branco do GNV – comitê de GNV." Rio de Janeiro.

- Instituto Cubano De Investigaciones De Los Derivados De La Caña De Azúcar – ICICDA. (2006). Disponível em: <<http://www.icidca.cu>>. Acesso em: dezembro de 2006.
- Inovação UNICAMP (2005). “Brasil tem vantagem tecnológica em etanol, mas está em vias de perdê-la, diz Prêmio Nobel. Presidente da Embrapa concorda”. Disponível em: <<http://www.inovacao.unicamp.br/report/news-IIIconferencia2.shtml>>. Acesso em: 09 de novembro de 2006.
- Inovação UNICAMP (2006a). “Principal especialista em obtenção de etanol a partir dos resíduos de cana diz quais são as vantagens do Brasil e como mantê-las”. Disponível em: <<http://www.inovacao.unicamp.br/report/entre-rossell.shtml>>. Acesso em: dezembro de 2006.
- Inovação UNICAMP (2006b). “Viabilidade comercial da produção de etanol de celulose passa por engenheirar organismos; Craig Venter quer criar uma só par a isso!”. Disponível em: <<http://www.inovacao.unicamp.br/report/le-etanol-techreview.shtml>>. Acesso em: janeiro 2007.
- Jank, M. S. (1989). “A revolução tecnológica e o papel da CEE no mercado internacional de açúcar.” Disponível em: Revista Brasileira de Comércio Exterior, N. 22, Ano IV, março-abril/1989, pp. 30-34.
- Macedo I. de C., Nogueira, L. A. H. (2005). “Estudo sobre as possibilidades e impactos da produção de grandes quantidades de etanol visando à substituição parcial de gasolina no mundo”. Relatório final, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos CGEE - Nipe/Unicamp.
- Maués, J. A. (2007). “Maximização da geração de energia elétrica a partir do bagaço e palha em usina de açúcar e álcool”. Disponível em <www.brasilengenharia.com.br/583/Artigo_etanol_583.pdf>. Acesso em: novembro de 2007.
- Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA (2007). “Balanço nacional da cana-de-açúcar e agroenergia 2007.” Disponível em: <[http://www.fiesp.com.br/agronegocio/pdf/mapa%20-%20balan%C3%A7o%20nacional%20cana%20e%20agroenergia%20\(2007\).pdf](http://www.fiesp.com.br/agronegocio/pdf/mapa%20-%20balan%C3%A7o%20nacional%20cana%20e%20agroenergia%20(2007).pdf)> Acesso em junho de 2007.
- Ministério da Indústria, Comércio, Exterior – MDIC (2007). Disponível em <<http://alicesweb.desenvolvimento.gov.br/>>. Acesso em: junho de 2007.
- Ministério das Relações Exteriores - MRE (2007). Disponível em <<http://www2.mre.gov.br>>. Acesso em: agosto de 2007
- Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT (2007). “Status atual das atividades de projeto no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) no Brasil e no mundo”. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/30316.html>>. Acesso em: Agosto de 2007.

- Ministério de Meio Ambiente – MMA, IBAMA (2006). “PROCONVE 20 anos respirando um ar melhor.” Brasília.
- Ministério de Minas e Energia - MME (1978). “Matriz de combustíveis.” Editora Atlas, São Paulo.
- Ministério de Minas e Energia – MME (2007a). Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=917>. Acesso em: agosto de 2007.
- MME (2007b). “Portaria nº 45 do Ministério de Minas e Energia, de 31 de março de 2004”. Disponível em < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007
- MME (2007c). “Portaria nº 452 do Ministério de Minas e Energia, de 28 de setembro de 2005”. Disponível em < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2007
- MME (2007d). “Plano Nacional de Energia 2030”. Disponível em <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213>. Acesso em: dezembro de 2007
- Ministry of Economy, Trade and Industry - METI (2007). Disponível em <http://www.meti.go.jp/english/report/g_main.html>. Acesso em: maio de 2007.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2007). “Procedimentos de Rede.” Disponível em < <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx> >. Acesso em: setembro de 2007.
- Organização Nacional das Indústrias do Petróleo – ONIP (2007). Disponível em <http://www.onip.org.br/main.php?idmain=noticias&mainpage=main.php?idmain=noticias&mainpage=cafe_energia.htm>. Acesso em: fevereiro de 2007.
- Prado, T. G. F. (2007). “Externalidades do ciclo produtivo da cana -de-açúcar na produção de energia elétrica”. Disponível em: < www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-21062007-224847>. Acesso em: outubro de 2007.
- Rudá, R.. (1994). “O mercado de trabalho do setor sucroalcooleiro do Brasil.” Disponível em: Estudos de Política Agrícola nº 15 do IPEA/PNUD, março 1994, p.15.” Rio de Janeiro.
- Ramos, P. (2006). “Os mercados mundiais de açúcar e a evolução da agroindústria canavieira do Brasil entre 1930 e 1980: açúcar ao álcool para o mercado interno .” Disponível em <<http://www.helsinki.fi/iehc2006/papers3/Ramos.pdf>>. Acesso em: novembro de 2006.
- Renewable Fuels Association - RFA (2005). “Ethanol Industry Outlook”. Disponível em: <<http://www.ethanolrfa.org/outlook2003.shtml>>. Acesso: junho de 2006.
- RFA (2007). Disponível em: <<http://www.ethanolrfa.org/>>. Acesso: junho de 2007.

- Rio+10 Brasil (2003). Disponível em: <<http://www.ana.gov.br/AcoesAdministrativas/RelatorioGestao/Rio10/Riomaisdez/index.php.213.html>>. Acesso em: setembro 2006.
- Rodrigues, E. (1975). “Crise energética.” Editora José Olímpio, Rio de Janeiro.
- Roppa, B. F. (2005). “Evolução do consumo de gasolina no Brasil e suas elasticidades: 1973 a 2003”. Disponível em: <http://www.prh21.ie.ufrj.br/pdfs/00028_a_evolucao_do_consumo_de_gasolina_no_brasil_e_suas_elasticidades_1973_a_2003.pdf>. Acesso em janeiro de 2006
- Rossell, C. E. V. (2006) “Fermentação do Hidrolizado.” Disponível em: <<http://www.apta.sp.gov.br/cana/anexos/Position%20Paper%20sessao%203%20-%20Rossell.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2006.
- Santos, M. H. C. (1993). “Política e políticas de uma energia alternativa: o caso do Proálcool.” Editora Notya, Rio de Janeiro.
- Service Energy (2002). “Cogeração e o Plano Prioritário Termoelétrico.” São Paulo.
- Serviço Nacional de Apoio a Pequena e Média Empresa – SEBRAE (2005). “O Novo Ciclo da Cana: Estudo sobre a Competitividade do Sistema Agroindustrial da Cana - de-açúcar e Prospecção de Novos Empreendimentos.” Editora IEL, Brasília.
- Silva, F. T. (1995). “Obtenção de insumos químicos a partir do aproveitamento integral do bagaço de cana”. Disponível em: <<http://biq.iqm.unicamp.br/arquivos/teses/ficha25272.htm>> Acesso em: dezembro de 2006.
- Sousa, M.F. B. (1984). “Separação e identificação dos constituintes do bagaço de cana e sua conversão em insumos químicos pelo processo “Organosolv”. Disponível em: <<http://biq.iqm.unicamp.br/arquivos/teses/ficha5814.htm>> Acesso em: dezembro de 2006.
- Szmrecsanyi, T.; Moreira, E. P. (1991). “O desenvolvimento da agroindústria canavieira do Brasil desde a Segunda Guerra Mundial.” Disponível em <<http://www.scielo.br/pdf/ea/v5n11/v5n11a06.pdf>>. Acesso em: novembro de 2006.
- Swedish Energy Agency – SEA (2007). Disponível em <http://www.energimyndigheten.se/WEB/stemex01Eng.nsf/F_PreGen01?ReadForm>. Acesso em: março de 2007.
- União da Indústria de Cana-de-açúcar – UNICA (2006). Disponível em <http://www.portalunica.com.br/portalunica/?Secao=referencia&SubSecao=estatisticas_dados_estatisticos>. Acesso em novembro de 2006.
- UNICA (2007). Disponível em <<http://www.portalunica.com.br/portalunica/?Secao=referencia&SubSecao=opinião&SubSubSecao=artigos&id=%20and%20id=136>>. Acesso em novembro de 2006.

United Nations Development Programme – UNDP (1992) “Climate Change Convention”. Disponível em: <http://unfccc.int/essential_background/convention/background/items/2853.php>. Acesso em: setembro 2006.

United Nations (1998), “Kyoto Protocol”. Disponível em: <http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php>. Acesso em: setembro de 2006.

Waack, R. S., Neves M. F. (1998). ”Competitividade do Sistema Agroindustrial da Cana-de-açúcar”, Disponível em <http://www.fundacaofia.com.br/pensa/pdf/relatorios/ipea/vol_v_canaparte1.pdf>. Acesso em: janeiro de 2006.

White House of USA - WH (2007). Disponível em: <<http://www.whitehouse.gov/query.html?charset=iso-8859-1&col=colpics&qt=ethanol&st=31>>. Acesso: janeiro de 2007.

WWF-Brasil (2007). Disponível em <http://www.wwf.org.br/natureza_brasileira/meio_ambiente_brasil/clima/painel_intergovernamental_de_mudancas_climaticas/index.cfm>. Acesso em: junho de 2007.