



ALTERNATIVAS DE INVESTIMENTO DO SETOR SUCROENERGÉTICO  
BRASILEIRO PARA APROVEITAMENTO DE BAGAÇO E DE PALHA

Guilherme de Azevedo Dantas

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2013

ALTERNATIVAS DE INVESTIMENTO DO SETOR SUCROENERGÉTICO  
BRASILEIRO PARA APROVEITAMENTO DE BAGAÇO E DE PALHA

Guilherme de Azevedo Dantas

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM  
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:




---

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.



---

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.




---

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.



---

Prof. Carlos de Lamare Bastian Pinto, D.Sc.



---

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira, D.Sc.



---

Prof. José Vitor Bomtempo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO  
FEVEREIRO DE 2013

Dantas, Guilherme de Azevedo

Alternativas de Investimento do Setor Sucroenergético Brasileiro para Aproveitamento de Bagaço e de Palha/  
Guilherme de Azevedo Dantas. – Rio de Janeiro:  
UFRJ/COPPE, 2013.

XIX, 183 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 169-183.

1. Biomassa. 2. Bioeletricidade. 3. Etanol Celulósico. 4. Construção de Cenários. 5. Análise de Investimento. I. Legey, Luiz Fernando Loureiro. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Dedico esta Tese a Deus porque a seqüência incrível de acontecimentos que me levaram para o Mundo da Energia não pode ser atribuída ao acaso. Logo, só me resta agradecer por hoje exercer atividades profissionais nas quais possuo grande motivação e que me dão um imenso prazer.

*Quando a idéia de repouso sugerir o adiamento da obra que te cabe fazer, persiste com a disciplina mais um pouco e o dever bem cumprido ser-nos-á alegria perene.*

André Luiz – Meditações Diárias  
(Psicografado por Chico Xavier)

## **AGRADECIMENTOS**

O ciclo de pesquisa que envolve um projeto de doutorado é árduo. Para que o mesmo seja completado com êxito, é necessário que o candidato ao título de doutor esteja cercado por pessoas que contribuam para o sucesso neste desafio. No meu caso, o número de pessoas que direta e indiretamente colaboraram para que chegasse até aqui é bastante expressivo. Neste sentido, se faz necessário o agradecimento especial a algumas pessoas:

Meus pais Carlos Alberto e Mônica pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha vida;

Professor Luiz Fernando Loureiro Legey pela excelente orientação dada na elaboração desta tese, sobretudo na delimitação do foco analítico da mesma;

Sandra Bernardo, Secretaria Acadêmica do PPE/COPPE/UFRJ, por ter sido responsável direta pela obtenção dos recursos que financiaram meu projeto de doutorado;

Corpo Docente do PPE/COPPE/UFRJ pelo conhecimento adquirido ao longo da parte letiva e nos estudos para o exame de qualificação que me permitem afirmar que o PPE é um marco em minha vida profissional. Em especial, gostaria de agradecer ao Prof. Alexandre Szklo pelas inúmeras dúvidas elucidadas através de emails, reuniões e até mesmo nas Sociais de São Januário antes de jogos do Vasco;

Professores Luiz Augusto Horta Nogueira e José Vitor Bomtempo, não apenas por fazerem parte da banca, como principalmente por incitarem meu interesse por questões inerentes a bioenergia através dos seus respectivos trabalhos;

Ricardo Felix, Maria Cecilia Moura, Christianne Maroun pelos estudos ao longo da parte letiva e para o exame de qualificação, assim como todos os demais colegas de classe, funcionários do PPE/COPPE/UFRJ, e os bolsistas de iniciação científica Eduardo Casseres e Raphaela Mendonça;

Nivalde de Castro, Roberto Brandão, Rubens Rosental, André Leite, Linda Loyola, Fabiano Lacombe, Raul Timponi, Antonella Mazzone, colegas e ex-colegas de trabalho no GESEL/IE/UFRJ pelo apoio ao longo destes quase 4 anos;

Todo o corpo docente do Instituto de Economia da UFRJ pela contribuição na minha formação como economista e como cidadão, em especial ao Prof. Jaques Kerstenetzky, meu orientador na graduação, e ao Prof. Helder Queiroz por ter despertado meu interesse pela área de energia;

Membros do Infosucro/IE/UFRJ, sobretudo a Maria da Graça Derengowski e a João Felipe Mathias, e Thales Viegas do GEE/IE/UFRJ, pelas incansáveis conversas sobre o setor sucroenergético brasileiro;

Jayme Pena Schutz da Dedini pelas informações técnicas e econômicas relativas a plantas Ciclo Rankine fornecidas assim como Fernando Landgraf do IPT pelos dados técnicos referentes à gaseificação do bagaço e Guilherme Arantes da EPE;

Prof. Nei Pereira Júnior e o Pesquisador Luiz André Schlittler da Escola de Química da UFRJ pelo auxílio no esclarecimento de dúvidas sobre a produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica;

Eduardo Sousa, Zilmar Souza e Francesco Giannetti da UNICA pela atenção prestada na elucidação de dúvidas relativas ao setor sucroenergético;

Luiz Ozório e Carlos Bastian, professores do IBMEC/RJ, pelo auxílio no capítulo de análise de investimentos;

Por fim, gostaria de deixar registrado meu agradecimento a CAPES pelo financiamento desta pesquisa.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

ALTERNATIVAS DE INVESTIMENTO DO SETOR SUCROENERGÉTICO  
BRASILEIRO PARA APROVEITAMENTO DE BAGAÇO E DE PALHA

Guilherme de Azevedo Dantas

Fevereiro/2013

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Planejamento Energético

O objetivo deste trabalho é analisar a atratividade econômica de rotas tecnológicas de aproveitamento de bagaço e de palha da cana de açúcar no horizonte temporal do início dos anos 2030. Inicialmente é feito o exame de tecnologias que podem vir a ser adotadas pelo setor sucroenergético e o escopo da pesquisa é delimitado em três tecnologias: planta Ciclo Rankine para produção de eletricidade; gaseificação da biomassa para geração de eletricidade (BIG/GTCC); hidrólise enzimática para produção de etanol, sendo estimados produtividades e custos destas tecnologias. Em seguida, os capítulos 2 e 3 apresentam os elementos necessários para a identificação das oportunidades de comercialização, respectivamente, de bioeletricidade e de etanol lignocelulósico. O Capítulo 4 trata da lógica e incertezas do processo de inovação e constrói os cenários que serão utilizados na análise financeira da atratividade relativa das rotas a ser feita no Capítulo 5. As principais conclusões obtidas são que no cenário onde não existe a redução de custos das tecnologias emergentes, a tradicional geração de bioeletricidade em plantas Ciclo Rankine é a única alternativa viável economicamente a um preço de R\$ 109,84/MWh. Por sua vez, no cenário onde existe a gradativa inserção de tecnologias sustentáveis a opção seria pelo investimento em uma planta BIG/GTCC, desde que o preço de comercialização para esta tecnologia fosse de R\$ 157,29/MWh, enquanto que no cenário de efetiva mitigação das alterações climáticas a produção de etanol celulósico é o investimento mais atrativo.



Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

ALTERNATIVES INVESTMENT OF BRAZILIAN SUGARENERGETIC SECTOR FOR  
EXPLOITATION BAGASSE AND STRAW

Guilherme de Azevedo Dantas

February/2013

Advisor: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energy Planning

This thesis aims to analyze the economic attractiveness of technological path of utilization of bagasse and sugarcane straw within the timeframe of the early 2030. Firstly, we examined the technologies that may be adopted by the sugar ethanol sector and defined that the scope of this research is delimited by three different technologies: Rankine cycle plant for the production of electricity; gasification of biomass for electricity generation (BIG/GTCC); enzymatic hydrolysis for production of ethanol. Then, we estimated productivity and costs of these technologies. Chapters 2 and 3 present the elements necessary for the identification of trading opportunities, respectively, of bioelectricity and lignocellulosic ethanol. Chapter 4 deals with the logic and uncertainties of the innovation process and builds the scenarios that will be used in the financial analysis of the relative attractiveness of the technological paths that are done in Chapter 5. The main conclusions obtained are: in the scenario where there is no cost reduction of emerging technologies, the traditional generation of bioelectricity in Rankine cycle is the only viable alternative economically at a price of R\$ 109,84MWh. In turn, in the scenario where there is the gradual insertion of sustainable technologies, the option would be investing in a plant BIGGTCC, since the price obtained was R\$ 157,29/MWh, whereas in scenario for effective climate change mitigation the production of cellulosic ethanol is the most attractive investment.

# SUMÁRIO

Introdução .....	1
1 - Rotas Tecnológicas para o Aproveitamento Energético do Bagaço e da Palha da Cana de Açúcar.....	13
1.1 - Ciclo de Condensação e Extração .....	17
1.2 - Gaseificação da Biomassa e a Tecnologia BIG/GTCC .....	23
1.3 - Etanol Lignocelulósico .....	36
1.3.1 – Pré Tratamento .....	39
1.3.2 – Hidrólise .....	42
1.3.3 – Fermentação .....	45
1.3.4 – Processo Escolhido e seus Custos .....	46
Considerações Finais .....	49
2 - O Sistema Elétrico Brasileiro e as Oportunidades de Comercialização para a Bioeletricidade.....	51
2.1 - O Sistema Elétrico Brasileiro .....	51
2.2 - Perspectivas do Setor Elétrico Brasileiro .....	65
2.3 - Oportunidades de Comercialização de Bioeletricidade .....	73
3 - A Frota de Veículos Leves e as Oportunidades de Comercialização para o Etanol Celulósico .....	82
3.1 - A Frota de Veículos Leves e a sua Demanda Energética .....	82
3.2 - Perspectivas da Demanda Energética da Frota de Veículos Leves .....	93
3.3 - Oportunidades de Comercialização de Etanol Celulósico .....	109
4 - A Lógica e as Incertezas das Inovações .....	118
4.1 - A Dinâmica das Inovações .....	119
4.2 - Como lidar com as Incertezas da Inovação? .....	124
4.3 - Construção dos Cenários .....	134
4.3.1 – Identificação e Delimitação do Problema .....	134

4.3.2 – Situação Atual do Problema e Identificação das Principais Variáveis .....	135
4.3.3 – Classificação das Variáveis .....	136
4.3.4 – Cenários Construídos .....	136
4.3.5 – Análise dos Cenários .....	140
5 - Análise Financeira das Alternativas de Investimento .....	141
5.1 - Conceitos Básicos de Análise de Investimentos.....	141
5.2 - Metodologia .....	145
5.3 - Dados do Problema .....	145
5.3.1 – Caracterização da Usina Padrão .....	146
5.3.2 – Os Custos das Rotas Tecnológicas .....	146
5.3.3 – Produtividades das Tecnologias .....	147
5.3.4 – Carga Tributária .....	148
5.3.5 – Taxa de Desconto e o Custo do Capital .....	149
5.3.6 – Vida Útil e Tempo de Construção .....	151
5.4 - Resultados .....	152
Conclusão .....	162
Referências .....	169

## ÍNDICE DE FIGURAS

1.1 - Ciclo Tradicional de Cogeração em Contrapressão.....	16
1.2 - Planta de Cogeração com Turbinas de Condensação e Extração.....	19
1.3 - Rotas Potenciais a partir do Gás de Síntese .....	26
1.4 - Planta BIG/GTCC .....	34
1.5 – Técnicas de Produção de Etanol .....	37
1.6 - Rota Bioquímica de Produção de Etanol Celulósico .....	39
1.7 - Diagrama de Blocos do Processo SSF .....	47
2.1 - O Dilema Intertemporal da Operação do Sistema Brasileiro .....	56
2.2 - Ambientes de Contratação de Energia no Setor Elétrico Brasileiro .....	74
3.1 - Fluxo de Energia de um Veículo Leve Trafegando no Perímetro Urbano .....	97
3.2 - Aspectos da Sustentabilidade da Produção e do Uso de Biocombustíveis .....	113
4.1 - Fluxograma da Análise de Cenários .....	133

## ÍNDICE DE TABELAS

1.1 - Geração Excedente de Bioeletricidade .....	20
1.2 - Custos de Investimentos em Plantas de Cogeração .....	20
1.3 - Hipóteses para o Uso da Palha.....	21
1.4 - Análise Comparativa entre Projetos que geram apenas na Safra e Projetos que geram ao longo de todo o ano .....	22
2.1 - Evolução da Participação da Geração Hidroelétrica na Oferta do Sistema Interligado Nacional (SIN): 2000-2010 .....	53
2.2 - Participação da Hidroeletricidade na Geração Doméstica em 2009 .....	54
2.3 - Energia Armazenada Máxima e Carga por Subsistema: 2007.....	56
2.4 - Previsão da Produção de Gás Natural .....	70
2.5 - Evolução da Quantidade de Bioeletricidade Contratada nos Leilões .....	77
3.1 - Frota de Veículos Leves em 2010 .....	83
3.2 - Número de VLs por cada 1.000 habitantes em 2010.....	84
3.3 - Vendas de VLs e Participação de Veículos Ciclo Otto em 2010 .....	85
3.4 - Distância Média Percorrida por VLs com Motores Ciclo Otto em 2010 .....	86
3.5 - Consumo Específico Médio dos VLs com Motores Ciclo Otto em 2010 .....	86
3.6 - Consumo Energético da Frota de LDVs com Motores Ciclo Otto em 2010 .....	87
3.7 - Custo Incremental das Alternativas Tecnológicas para Veículos Leves .....	104
3.8 - Evolução da Frota de LDV Ciclo Otto (em milhões de veículos) .....	107
3.9 - Projeções do Consumo de Combustível da Frota Mundial de LDV (em bilhões de litros de gasolina equivalentes) .....	108

3.10 - Produtividade da Cultura da Cana de Açúcar .....	116
5.1 - Custos das Tecnologias.....	147
5.2 - Rendimentos das Rotas Tecnológicas .....	148
5.3 - Preços de Bioeletricidade nos Leilões de Energia .....	153

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

2.1 - Potência Instalada do Sistema Elétrico Brasileiro em 2010 .....	52
2.2 - Energia Natural Afluente: média histórica .....	55
2.3 - Funções de Custo da Operação .....	63
2.4 - Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN: 2010-2014.....	67
2.5 - Energia Natural Afluente: média de longo termo para o Brasil e para a Região Norte .....	68
2.6 - Energia Natural Afluente com Inclusão de 30 GWmed na Região Norte .....	69
2.7 - Complementariedade entre Energia Hídrica e Eólica .....	71
2.8 - Complementariedade entre ENA e Moagem de Cana no Centro Sul .....	72
3.1 - Distribuição da Produção Mundial de Etanol em 2011 .....	88
3.2 - Vendas de Etanol e Gasolina Automotiva no Brasil: 2001-2010 .....	89
3.3 - Produtividade Média de Etanol por Área Cultivada .....	90
3.4 - Competitividade do Etanol dos EUA .....	91
3.5 - Redução das Emissões de Gases do Efeito Estufa com o Uso de Etanol .....	92
3.6 - Número de VLS por cada 1.000 habitantes: 2010 – 2035 .....	94
3.7 - Evolução da Distância por VLS: média mundial .....	95
3.8 - Consumo Específico das Diferentes Tecnologias de LDV.....	103
3.9 - Evolução das Vendas e da Frota de VLS.....	106
3.10 - Possíveis Trajetórias da Evolução do Consumo Específico Médio da Frota Mundial de LDV Ciclo Otto .....	107
4.1 - Evolução das Produtividades do Setor Sucroenergético Brasileiro .....	122
4.2 - Efeito das Economias Estáticas e Dinâmicas no Custo de Produção .....	123

4.3 - Evolução dos Preços Pagos aos Produtores de Etanol no Brasil .....	124
4.4 - Trajetórias de Inovações Incrementais e Radicais em Processos.....	126
5.1 - Preços do Etanol Hidratado entre julho de 2006 e junho de 2012 .....	150
5.2 - Evolução dos Preços de Bioeletricidade: 2005-2011 .....	154
5.3 - VPL da Geração de Eletricidade em Função do Preço da Energia .....	159
5.4 - VPL do Investimento em Etanol Celulósico em Função do Preço .....	160



## ÍNDICE DE QUADROS

1.1 - Sistemas de Pré-Tratamento.....	41
2.1 - Critérios de Elegibilidade para o Mercado Livre na América do Sul .....	80
3.10 - Metas e Mandatos de Mistura de Etanol à Gasolina.....	111
5.1 - Construção do Fluxo de Caixa do Projeto.....	143

## LISTA DE SIGLAS

ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BIG/GT – Biomass Integrated Gasification/Gás Turbine  
BIG/GTCC – Biomass Integrated Gasification/Gas Turbine Combined Cycle  
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
CBP – Consolidated Bioprocess  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CMO – Custo Marginal de Operação  
CME – Custo Marginal de Expansão  
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social  
DME - Dimethyl Ether  
EBIT – Lucro Antes dos Impostos e Juros  
EBTIDA – Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização  
ENA – Energia Natural Afluenta  
ERNA – Energia dos Reservatórios  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo  
HRSG – Heat Recovery Steam Generator  
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços  
IEA – International Energy Agency  
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo  
LEN – Leilão de Energia Nova  
LFA – Leilão de Fontes Alternativas  
LER – Leilão de Energia de Reserva  
MME – Ministério de Minas e Energia  
OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
PEM – Próton Exchange Membrane

PIS – Programa de Integração Social  
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças  
SHF – Separate Hydrolysis and Fermentation  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
SSCF – Simultaneous Saccharification and Co-Fermentation  
SSF – Simultaneous Saccharification and Fermentation  
TIR – Taxa Interna de Retorno  
UHE – Usina Hidroelétrica  
UTE – Usina Termoelétrica  
VCC – Veículo a Célula Combustível  
VMCO – Veículo com Motor Ciclo Otto  
VEB – Veículo Elétrico à Bateria  
VEH – Veículo Elétrico Híbrido  
VEHP – Veículo Elétrico Híbrido Plug-in  
VL – Light Duty Vehicle  
VPL – Valor Presente Líquido

## Introdução

De acordo com IEA (2011a), a demanda mundial por recursos energéticos primários deverá crescer aproximadamente 40% entre 2010 e 2035<sup>1</sup>. Logo, nota-se a necessidade de uma considerável expansão da oferta com vistas a atender a este aumento do consumo<sup>2</sup>. Concomitantemente, a humanidade está diante do desafio de mitigar as possíveis alterações climáticas devido à amplitude e à gravidade de suas conseqüências e à constatação que é muito provável que tais alterações sejam resultado do aumento das emissões de gases de efeito estufa de origem antrópica<sup>3</sup>, sobretudo, energética. De fato, o exame do perfil destas emissões indica que mais de 60% das mesmas são oriundas do setor energético (UNEP, 2012), o qual ainda possui uma matriz onde os insumos fósseis possuem uma participação superior a 80% (IEA, 2011b). O corolário desta situação é que qualquer política de combate às mudanças climáticas que seja adotada vai requerer alterações no paradigma vigente no setor energético<sup>4</sup>.

Portanto, os formuladores de política energética do Século XXI estão diante do desafio de expandir a oferta com vistas a garantir o suprimento de uma demanda que crescerá a expressivas taxas nos próximos anos, especialmente nos países em vias de desenvolvimento que ainda possuem níveis de consumo *per-capita* reduzidos<sup>5</sup>, sujeitos à restrição imposta

---

<sup>1</sup> Projeção baseada no cenário de referência do estudo da IEA, que resultaria em uma demanda energética de 16.961 milhões de toneladas equivalentes de petróleo em 2035.

<sup>2</sup> No caso específico do setor elétrico, uma expressiva parte dos investimentos na oferta será destinada à reposição de ativos existentes. IEA (2010a) estima que aproximadamente 35% dos 5.900 GW a serem instalados até 2035 terão por finalidade substituir plantas que serão retiradas de atividade.

<sup>3</sup> Este resultado consta no Quarto Relatório de Avaliação do IPCC publicado em 2007 no qual o termo “muito provável” significa 95% de certeza. Este relatório relata que concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera terrestre aumentou de um patamar de 280 ppm no período Pré-Industrial para atingir a cifra de 379 ppm em 2005. Ao mesmo tempo, a concentração de metano teria se elevado de 715 ppb para 1774 ppb no mesmo período. Este desequilíbrio no ciclo do carbono teria sido ocasionado pelo processo de industrialização e urbanização verificado a partir de meados do Século XVIII, cuja base foi uma matriz energética caracterizada pela predominância de combustíveis fósseis.

<sup>4</sup> Segundo KOJIMA e RYAN (2010), uma expansão da oferta de energia com base nos parâmetros da matriz atual faria com que as emissões de CO<sub>2</sub> do setor energético atingissem 40,2 Gt em 2030 e como consequência a concentração de gases do efeito estufa na atmosfera seria superior a 1000 ppm CO<sub>2</sub>eq ocasionando um aumento de 6° C da temperatura mundial média. Com o intuito de limitar o aquecimento global em 2° C até o fim deste século, e desta forma minimizar os impactos negativos das alterações climáticas, seria necessário estabilizar a concentração de gases do efeito estufa em 450 ppm (IEA, 2010a).

<sup>5</sup> Segundo IEA (2011b), em 2009 o consumo *per capita* de energia nos países da OCDE foi de 4,28 tep em contraste com os valores de 1,20 e 0,67 registrados respectivamente na América Latina e na África.

pela necessidade de reduzir as emissões de gases do efeito estufa. Conforme IEA (2011a), o equacionamento deste desafio passa pela adoção de medidas de promoção de eficiência energética e um aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética mundial. Dentre as alternativas de fontes renováveis, a biomassa se apresenta como uma relevante substituta de insumos fósseis (FAAIJI, 2006; CORNELISSEN *et al.*, 2012; BERNDES, 2003).

A questão energética é especialmente complexa para o setor de transportes que responde por 27% da demanda energética mundial e atende quase a totalidade de suas necessidades a partir de derivados de petróleo<sup>6</sup> (IEA, 2010a), ocasionando não apenas a emissão de gases do efeito estufa como também de poluentes locais<sup>7</sup>. Desta forma, mantido o padrão de consumo atual, KOJIMA e RYAN (2010) relatam que o setor de transportes seria responsável por 97% do crescimento da demanda mundial por petróleo entre 2007 e 2030, enquanto que IEA (2011a) destaca que a duplicação da frota de veículos leves até 2035 dobraria a demanda por petróleo deste modal.

Observa-se assim que as alterações requeridas no setor energético necessitam contemplar profundas mudanças no atendimento das demandas do setor de transportes com vistas a reduzir sua dependência em relação ao petróleo. Neste contexto, os biocombustíveis parecem ser uma possível opção de curto e médio prazo, não apenas por poderem ser usados em veículos com motores de combustão interna, como porque também são adequados à infraestrutura de distribuição existente (IEA, 2004).

Em especial, o etanol se apresenta como um biocombustível de grande importância porque pode ser utilizado misturado à gasolina (etanol anidro) ou em substituição à gasolina (etanol hidratado). Contudo, é importante notar que a produtividade do etanol é função da

---

<sup>6</sup> SCHMITT (2010) ressalta que os veículos leves representam mais da metade do consumo energético do modal rodoviário, sendo que os veículos leves de passageiros representam 60% da demanda por petróleo deste modal e consomem 20 milhões de barris de petróleo por dia (IEA, 2011a). Por sua vez, HEYWOOD (2008) enuncia que a gasolina consumida pela frota norte americana de LDV representa 44% da demanda por petróleo dos EUA e 10% da demanda mundial.

<sup>7</sup> Veículos a gasolina emitem compostos orgânicos voláteis e CO enquanto que veículos a diesel emitem NO<sub>x</sub>, S e material particulado.

matéria prima utilizada. Por exemplo, o rendimento<sup>8</sup> da produção do etanol brasileiro que utiliza cana de açúcar como insumo é aproximadamente 70% superior ao rendimento verificado nos EUA onde a produção é baseada no milho (NOGUEIRA, 2008). Desta forma, a utilização em larga escala de etanol baseada em matérias primas ricas em amido exigiria grandes extensões de terra, podendo causar impactos na cadeia de alimentos. Ademais, existem questionamentos sobre a eficácia deste tipo de etanol na mitigação das emissões de gases do efeito estufa (IEA, 2008a).

Por outro lado, as condições naturais requeridas para o cultivo de plantas sacarídeas<sup>9</sup> impedem que a produção de etanol a partir deste tipo de matéria prima possa ocorrer em qualquer parte do mundo. A implicação disso é que não parece realista a suposição de que o Brasil, juntamente com outros países em condições de produzir etanol em bases eficientes, será capaz de atender a demanda por etanol projetada para os próximos anos. Segundo SOUSA (2009), projeções norte americanas apontam para uma demanda por etanol da ordem de 130 bilhões de litros em 2022. Com a hipótese que a produção de etanol de milho será de aproximadamente 56 bilhões de litros, existiria uma demanda de 74 bilhões de litros a ser atendida por outras rotas tecnológicas. Com base na produtividade brasileira, seria necessário um montante próximo a 11 milhões de hectares destinados ao cultivo de cana, apenas para o atendimento do mercado norte americano. Logo, a hipótese que o etanol produzido a partir das rotas tecnológicas convencionais possa atender, em bases sustentáveis, os montantes de etanol que serão demandados no médio prazo a nível mundial é bastante controversa e questionável.

Neste contexto, a produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica representa a possibilidade da expansão da produção de etanol em bases sustentáveis por poder utilizar, como matéria prima, resíduos florestais e de culturas agrícolas. É possível afirmar que o desenvolvimento desta tecnologia é essencial para o consumo de etanol em larga escala porque não necessita de terras adicionais e é eficaz na redução das emissões de gases do efeito estufa (RISMILLER *et al.*, 2009; IEA, 2010b; ROSILLO-CALLE *et al.*, 2008).

---

<sup>8</sup> Rendimento em termos de litro de etanol por área cultivada.

<sup>9</sup> A cultura da cana de açúcar e de outras plantas ricas em sacarose é adequada a ocorrer em regiões de clima tropical.

No entanto, apesar dos potenciais benefícios do etanol celulósico, as tecnologias de produção ainda não se encontram em estágio maduro de desenvolvimento, nem são economicamente competitivas (IEA, 2008a). Um dos obstáculos à disseminação da produção deste combustível é a logística da oferta de biomassa a ser utilizada como insumo. Explica-se: é necessário que se garanta a oferta de uma biomassa com qualidade e propriedades físicas condizentes com a rota tecnológica a ser adotada e, para isso, é preciso a adoção de uma eficiente logística que permita esta oferta a custos que não comprometam a viabilidade econômica da produção (RENTIZELAS *et al.*, 2009).

Dentre as diversas biomassas com características distintas que podem ser utilizadas como insumo para produção de biocombustíveis, destaca-se o bagaço que é um resíduo fibroso resultante do processo de extração do suco da cana para a produção de etanol e/ou açúcar e que está disponível em grandes montantes em países tropicais que processam expressivas quantidades de cana de açúcar, como é o caso do Brasil (CARDONA *et al.*, 2010). Como esta matéria prima encontra-se disponível no pátio da usina, seu custo está restrito à estocagem. Além disso, vislumbra-se a disponibilidade de grandes montantes de palha<sup>10</sup> no setor sucroenergético brasileiro a serem utilizados como insumo energético devido ao gradativo fim da prática das queimadas na colheita da cana de açúcar, sobretudo no Estado de São Paulo, que estabeleceu 2017 como data limite para que toda a colheita se processe de forma mecanizada (WALTER e ENSINAS, 2010). Neste sentido, é plausível afirmar que as usinas canavieiras brasileiras possuem condições de ofertar biocombustíveis celulósicos com custos extremamente competitivos em comparação com outros países (FINGUERUT *et al.*, 2009).

Conforme LEITE *et al.* (2009), desde os tempos coloniais a cana de açúcar é um dos produtos agrícolas mais importantes do Brasil, sendo a produção de açúcar, e mais recentemente de etanol, atividades importantes para a economia nacional. No âmbito do setor energético, os produtos da cana são a segunda principal fonte da matriz energética

---

<sup>10</sup> Enquanto o poder calorífico superior do bagaço é de 18,5 MJ/kg, a da palha é de 17,5 MJ/kg aproximadamente (SEABRA, 2008). Entretanto, por ser lançada no campo existe um custo logístico, essencialmente de transporte, para a sua utilização.

brasileira<sup>11</sup> (MME, 2011a). Este expressivo consumo de produtos da cana ocorre essencialmente devido à utilização em larga escala de etanol na frota de veículos leves, seja na forma anídrica, misturado à gasolina em porcentagens que variam entre 20 e 25%, ou como etanol hidratado utilizado diretamente como combustível veicular (NOGUEIRA, 2008).

As necessidades energéticas da agroindústria canavieira são quase inteiramente atendidas a partir da biomassa residual do processo de produção de etanol e de açúcar. Em síntese, o bagaço é queimado com vistas ao atendimento das demandas por energia mecânica e/ou eletricidade e térmica da usina em plantas de cogeração (CORRÊA NETO e RAMON, 2002). Entretanto, vale observar que historicamente o setor optou por tecnologias de baixa eficiência porque o marco regulatório do setor elétrico não permitia a comercialização dos excedentes gerados de energia elétrica. Por essa razão, o objetivo era maximizar a queima do bagaço, devido à dificuldade de estocagem e a pouca relevância do mercado de bagaço *in natura* (CASTRO *et al.*, 2008). Observa-se assim que as plantas de cogeração utilizavam caldeiras com baixa temperatura e pressão e turbinas de contrapressão que garantiam apenas a auto-suficiência energética dos processos produtivos (DIAS *et al.*, 2011a).

Desta forma, embora os produtos da cana possuam uma expressiva participação na matriz energética brasileira, é nítido o “hiato” existente entre o potencial energético da cana de açúcar<sup>12</sup> e a energia efetivamente explorada. Segundo KITAYAMA (2007), uma tonelada de cana de açúcar possui energia primária equivalente a 1,2 barris de petróleo. Deste montante, 1/3 está contido na sacarose e é explorado para a produção de etanol. Os demais 2/3 estão presentes no bagaço e na palha da cana, dos quais apenas o bagaço é utilizado, e mesmo assim de forma parcial, para a produção de energia térmica, mecânica e, sobretudo, eletricidade. Logo, existe um imenso potencial energético da cana ainda a ser explorado.

A perspectiva de crescimento da demanda por açúcar e, principalmente, por etanol nos próximos anos irá implicar na necessidade de expansão da colheita e do processamento de

---

<sup>11</sup> No exercício de 2010, os produtos da cana representaram 17,8% da oferta interna de energia brasileira, totalizando 47,785 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (MME, 2011a).

<sup>12</sup> De acordo com NOGUEIRA (2008), uma tonelada de cana possui 7.200 MJ.



cana de açúcar. SZWARC (2010) estima uma colheita de 1.038 milhões toneladas de cana de açúcar na safra 2020/21, em contraste com a safra de 569 milhões de toneladas de cana processadas em 2008/09. Como consequência irão existir grandes montantes de biomassa residual do processo de produção de etanol e de açúcar a serem utilizados como insumos energéticos<sup>13</sup>.

A implementação de medidas de redução do consumo de energia no processo produtivo, em conjunto com a adoção de plantas de cogeração mais eficientes, permite que a produção de bioenergia com fins comerciais da usina não esteja restrita à produção de etanol baseado na sacarose (DIAS *et al.*, 2011a). Logo, justifica-se a adoção de tecnologias mais eficientes na medida em que os benefícios sejam superiores aos custos.

Uma condição basilar para investimentos em tecnologias capazes de produzirem grandes montantes de bioenergia a partir do bagaço e da palha é a existência de mercados que permitam a comercialização desta energia. Neste sentido, verifica-se que as reformas do setor elétrico brasileiro, ao criarem as condições necessárias para a comercialização de excedentes de energia elétrica gerados nas usinas canavieiras, incentivaram investimentos em plantas Ciclo Rankine configuradas para maximizar a geração de energia (SEABRA e MACEDO, 2011). De fato, todos os novos projetos do setor (*greenfields*), assim como as reformas e ampliações de projetos existentes (*retrofits*), contemplam plantas de cogeração aptas a gerarem energia elétrica destinada à comercialização (NYKO *et al.*, 2011; HOFSETZ e SILVA, 2012).

A adoção de plantas Ciclo Rankine mais eficientes representa meramente um progresso ao longo de uma trajetória tecnológica estabelecida. Entretanto, existe a possibilidade da adoção de rotas tecnológicas<sup>14</sup> avançadas, como a gaseificação da biomassa ou a hidrólise

---

<sup>13</sup> Uma tonelada de cana possui 270 kg de bagaço e 280 kg de palha e pontas (CORRÊA NETO e RAMON, 2002).

<sup>14</sup> Rota tecnológica é aqui definida como um novo processo produtivo e não o mero aprimoramento de um paradigma tecnológico vigente. O surgimento de uma rota tecnológica é derivado de inovações que não são contínuas no tempo; é função não apenas das forças pelo lado da demanda e do impulso pela técnica como também do ambiente institucional (DOSI, 2006).

da matéria lignocelulósica e, desta forma, obter-se maior eficiência no aproveitamento energético da cana de açúcar<sup>15</sup>.

Portanto, dada uma determinada quantidade de biomassa de cana disponível, existe um custo de oportunidade de sua utilização dentre as alternativas tecnológicas (DIAS *et al.*, 2011b). A questão a ser examinada é justamente a escolha da opção mais atrativa de aproveitamento do bagaço e da palha. No escopo desta tese, o foco analítico está restrito à tradicional geração de eletricidade em plantas Ciclo Rankine; à gaseificação da biomassa para a geração de eletricidade em plantas de ciclo combinado; e à hidrólise do material lignocelulósico para a produção de etanol.

Alguns estudos têm apresentado dados técnicos e econômicos visando a análise comparativa entre diferentes tecnologias de geração de eletricidade e de produção de etanol celulósico, com ênfase em suas respectivas performances<sup>16</sup>. Em termos do bagaço e da palha da cana de açúcar, SEABRA (2008) e SEABRA e MACEDO (2011) fazem o exame de diversas alternativas que podem ser utilizadas para a produção de bioenergia. Porém, é preciso enfatizar que existe uma relativa escassez de dados específicos para a bioenergia produzida a partir de resíduos da cana (WALTER e ENSINAS, 2010).

Cabe destacar que a definição da melhor tecnologia a ser adotada é função da ótica sob a qual se observa a questão. Explica-se: investidor, órgão planejador do setor energético e sociedade podem ter percepções diferentes em relação aos custos e benefícios de cada uma das tecnologias, porque seus objetivos são distintos e por conseqüências suas escolhas não são necessariamente congruentes (STOCKS, 1984). No âmbito desta tese, o foco analítico é a decisão do investidor e, portanto, a escolha da tecnologia será baseada estritamente na atratividade econômica e financeira dos projetos.

---

<sup>15</sup> As alternativas tecnológicas para o aproveitamento energético da biomassa incluem: combustão; gaseificação; pirólise; liquefação; digestão anaeróbica; e fermentação. Através destes processos é possível produzir uma grande variedade de produtos que vão desde a mera energia térmica até produtos químicos, passando por combustíveis líquidos. Neste sentido, o limite destas possibilidades é o estabelecimento de biorrefinarias, que em analogia com uma refinaria de petróleo, seriam unidades de processamento capazes de utilizar diversos tipos de biomassa produzindo uma variedade de produtos através de processos termoquímicos e bioquímicos (PEREIRA JUNIOR, 2010; AGUIAR e SILVA, 2010).

<sup>16</sup> Ver LASER *et al.* (2009) e BOTHA e VAN BLOTTNITZ (2006).

Também é preciso enfatizar, que exceto a tecnologia Ciclo Rankine, as demais rotas tecnológicas que serão analisadas neste trabalho ainda não estão maduras nem comercialmente difundidas. Portanto, o horizonte temporal relevante da análise deve ser o de médio e longo prazo, havendo a necessidade de se encontrar maneiras de lidar com as incertezas inerentes à estimativa atual dos custos destas tecnologias, considerando as possíveis trajetórias a serem percorridas por estes custos nos próximos anos.

Em síntese, o objetivo basilar deste trabalho é realizar uma análise comparativa entre tecnologias concorrentes do aproveitamento do bagaço e da palha da cana de açúcar, com o intuito de projetar quais as possíveis perspectivas e cenários que irão nortear as opções e decisões dos agentes sucroenergéticos, considerando-se um horizonte temporal correspondente ao início dos anos 2030.

Com vistas a alcançar este objetivo, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- i. Identificar as tecnologias mais promissoras para o aproveitamento energético do bagaço e da palha;
- ii. Estimar as produtividades e os custos das tecnologias consideradas como tendo maiores possibilidades de serem implementadas pelo setor sucroenergético;
- iii. Examinar as perspectivas do setor elétrico brasileiro e as oportunidades de comercialização para bioeletricidade;
- iv. Analisar a matriz energética da frota de veículos leves, com ênfase nas projeções de demanda por biocombustíveis, sobretudo no mercado potencial de etanol celulósico;
- v. Definir uma metodologia que permita lidar com as incertezas relativas aos custos das tecnologias que não estão maduras;
- vi. Elaborar uma modelagem financeira que permita a análise comparativa da atratividade das diferentes tecnologias;

A metodologia empregada nesta tese é fundamentada nos preceitos da tecnologia da energia, da economia da energia e da análise financeira de projetos, dentro de uma

abordagem que seja de fato interdisciplinar e não apenas multidisciplinar. A estratégia se justifica por se tratar de um trabalho que discute rotas tecnológicas que ainda não estão maduras e seus custos, bem como as perspectivas de redução destes custos a partir de inovações e de aprendizado, considerando a atratividade financeira destas rotas no médio/longo prazo. Desta forma, a tese foi construída a partir dos seguintes passos:

- i. Revisão bibliográfica e contato com especialistas para a delimitação das rotas tecnológicas a serem analisadas e reunião dos elementos necessários para a estimativa das produtividades e custos destas tecnologias;
- ii. Consulta a documentos oficiais, publicados por entidades como a Agência Internacional de Energia e o Ministério de Minas e Energia do Brasil, e a bibliografia especializada de forma a examinar as perspectivas do setor elétrico brasileiro e de veículos leves, com o intuito de identificar as oportunidades de comercialização respectivamente para bioeletricidade e para etanol celulósico;
- iii. Dada a impossibilidade de quantificar as incertezas inerentes aos custos futuros das tecnologias que ainda não estão disponíveis comercialmente, se fez necessário a construção de cenários que retratam as possíveis trajetórias de custos destas tecnologias;
- iv. Construção dos fluxos de caixa e cálculo dos valores presentes líquidos das alternativas de investimentos para a análise comparativa da atratividade das tecnologias.

É importante enfatizar que se adota a hipótese de que a decisão referente à construção da usina é exógena e a questão a ser analisada está restrita ao investimento que seria feito para o aproveitamento energético do bagaço e da palha. Concomitantemente, é importante frisar que os dados aqui apresentados contemplam os custos com o projeto, instalações e contingências que definem o custo total da planta, também conhecido como custo *overnight*. Tal custo diferencia-se do requerimento total de capital do projeto que inclui os custos ocasionados pelo tempo de construção (HOFFMANN, 2010). Entretanto, a modelagem financeira utilizada, ao trazer o fluxo de caixa do projeto para valor presente

por intermédio de uma taxa de desconto, reconhece o valor do dinheiro no tempo<sup>17</sup>. Além disso, destaca-se que os custos das tecnologias que ainda não estão disponíveis comercialmente são do tipo FOB e todos os valores monetários apresentados estão referenciados ao ano de 2010<sup>18</sup>.

No exame da atratividade econômica e financeira das diferentes rotas tecnológicas foram utilizados ainda os seguintes pressupostos:

- i. Usina com capacidade de processamento de 3 milhões de toneladas de cana que irá operar apenas no período da safra, totalizando 200 dias por ano<sup>19</sup>;
- ii. O suco da cana é inteiramente utilizado para a produção de etanol<sup>20</sup>;
- iii. O bagaço disponível será inteiramente utilizado como insumo energético assim como 50% da palha existente;
- iv. O teor de umidade da biomassa é de 50%<sup>21</sup>.

Esta tese está estruturada em 5 capítulos, além da introdução e das conclusões.

O primeiro capítulo é dedicado ao exame das tecnologias que podem vir a ser adotadas no setor sucroenergético. O capítulo tem início com a descrição da técnica pela qual tradicionalmente o bagaço era aproveitado nas usinas e prossegue mostrando as alterações que vêm sendo feitas nas plantas Ciclo Rankine, com vistas a maximizar a geração de

---

<sup>17</sup> Consideram-se os custos de início de operação e os custos do proprietário como residuais porque já estão contemplados no custo do investimento da usina.

<sup>18</sup> Valores internacionais foram corrigidos com base nos índices de inflação do Banco Mundial, enquanto que valores nacionais foram corrigidos pelo IPCA. Os dados em moedas estrangeiras foram convertidos para Real com base na taxa de câmbio paridade do poder de compra, que em 2010 tinha o valor de 1,69.

<sup>19</sup> Esta escala de moagem é considerada por muitos especialistas como a escala mínima eficiente de uma usina sucroenergética.

<sup>20</sup> A produção de etanol e de açúcar possuem consumos energéticos distintos. Logo, será adotada esta hipótese simplificadora.

<sup>21</sup> Este valor tem como base o bagaço. Em realidade, a umidade da palha é da ordem de 30% (SEABRA, 2008). Além disso, é importante enfatizar que a combustão e a gaseificação de um determinado insumo não é função apenas do seu poder calorífico. Existem outras propriedades que interferem nestes processos, dentre as quais, o comportamento das cinzas requer especial atenção (BRAGATO *et al.*, 2012). No caso da palha, a alta proporção de potássio em suas cinzas reduz a temperatura de amolecimento das cinzas e como consequência impede que a queima ocorra a alta temperatura. Logo, o suposto que será adotado de que a biomassa disponível apresenta características uniformes e semelhantes a do bagaço deve ser visto com ressaltos em trabalhos futuros, sobretudo em trabalhos que contemplem experimentos laboratoriais e/ou industriais.

energia e desta forma poder comercializar os excedentes gerados. A segunda parte do capítulo analisa a possibilidade de gaseificação da biomassa, tanto em termos das perspectivas que se abrem para o uso do bagaço e da palha, a partir da conversão destes insumos em um gás combustível como das dificuldades do processo. O foco dessa análise é a utilização do gás produzido em plantas de ciclo combinado para geração de eletricidade. Por fim, a última seção do capítulo trata da tecnologia de produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica, com vistas a delimitar a rota cuja configuração tecnológica é a mais adequada. Este capítulo apresenta também as estimativas das produtividades e os custos das diferentes alternativas de projetos.

O Capítulo 2 visa apresentar as oportunidades de comercialização de bioeletricidade. Para isso, o capítulo descreve as características do setor elétrico brasileiro e suas peculiaridades, dando especial atenção ao fato de que no Brasil quem atende a carga de energia é o sistema e não o conjunto de usinas. Para que isso possa acontecer, as transações comerciais são baseadas em certificados de energia e não na energia propriamente dita. O capítulo discute também as perspectivas do setor elétrico brasileiro que apontam para uma crescente necessidade de complementação da geração hidroelétrica, sobretudo no período seco do ano. Logo, vislumbra-se que a bioeletricidade possa exercer um papel importante para a matriz elétrica brasileira, ao mesmo tempo em que o marco regulatório do setor apresenta as condições necessárias para a comercialização da eletricidade que venha a ser produzida nas usinas sucroenergéticas.

Por sua vez, o Capítulo 3 descreve a complexa questão do suprimento energético do setor de transportes, mais especificamente do modal de veículos leves. Diante a constatação de que é imperativa a redução da dependência dos derivados do petróleo neste setor, são apresentadas diversas medidas com vistas a atender a este objetivo. Tais medidas vão desde mudanças incrementais nos veículos, que reduzem o consumo energético, até a adoção de novos sistemas de propulsão. Com base no suposto de que os veículos híbridos e, sobretudo, elétricos terão uma participação restrita na frota no horizonte de 2030, o capítulo mostra que os motores de combustão interna continuarão a ser o paradigma tecnológico prevalente. Nessa situação, os biocombustíveis terão uma relevante participação no

atendimento da demanda energética da frota de veículos leves. Considerando-se as limitações existentes para a expansão da oferta de etanol produzido a partir de plantas amiláceas e sacarídeas, a produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica adquire grande importância e o capítulo conclui estimando que a demanda por este tipo de etanol será equivalente à atual demanda mundial por etanol.

Em seguida, o Capítulo 4 trata da lógica econômica das inovações e das incertezas inerentes às mesmas. O capítulo tem início com o exame da dinâmica das inovações ao nível do processo produtivo, com foco nas tecnologias ambientalmente sustentáveis, e prossegue analisando as incertezas inerentes às inovações, com ênfase na dificuldade de mensurá-las. Na sequência, é descrita a metodologia de construção e análise de cenários, que são então elaborados de acordo com as diferentes possibilidades de evolução dos custos das tecnologias. Esses cenários servirão de base para as análises econômico-financeiras do capítulo seguinte.

Por fim, no Capítulo 5, realiza-se a análise econômico-financeira das diferentes rotas tecnológicas para cada um dos cenários construídos, com vistas a definir a atratividade relativa de cada rota e a possibilitar a elucidação da questão central desta tese que é a definição da alternativa de investimento mais atrativa.

# 1 – Rotas Tecnológicas para o Aproveitamento Energético do Bagaço e da Palha da Cana de Açúcar

O ciclo mais eficiente de uma máquina térmica é o Ciclo de Carnot. Pela 2<sup>a</sup>. Lei da Termodinâmica sabe-se que nem toda energia fornecida a uma máquina térmica na forma de calor pode ser transformada em trabalho. Por intermédio da eficiência do ciclo de Carnot, é possível definir um limite na fração de calor que pode ser usado para gerar trabalho em uma máquina térmica. Entretanto, a eficiência do ciclo de Carnot requer tanto a reversibilidade, quanto à manutenção do nível de entropia do processo utilizado na máquina térmica (SCHROEDER, 2000). Ou seja, trata-se de uma idealização, porque é impossível construir-se uma máquina térmica real que atenda a essas condições.

CORRÊA NETO e RAMON (2002) enunciam que os ciclos Rankine, Brayton, Otto e Diesel são os principais ciclos termodinâmicos teóricos em que se baseiam as máquinas térmicas utilizadas no mundo nos últimos 250 anos. Dentre estes ciclos, todos possuem o ar como fluido de trabalho, exceto o ciclo Rankine que utiliza vapor. Em linha com o descrito no parágrafo anterior, todos estes ciclos termodinâmicos apresentam eficiências relativamente baixas<sup>22</sup>. A eficiência máxima da geração termoelétrica disponível comercialmente seria aquela dada por uma usina ciclo combinado, ou seja, uma usina que opere com base no Ciclo Brayton e tenha uma caldeira de recuperação para aproveitar o calor rejeitado e, a partir deste, gerar mais energia elétrica através do Ciclo Rankine. Uma usina que combine os ciclos Brayton e Rankine, a uma temperatura de 15°C e ao nível do mar, tem uma eficiência de aproximadamente a 55%<sup>23</sup>. Ou seja, para a produção de 55 unidades de energia elétrica são consumidas 100 unidades de insumo energético.

---

<sup>22</sup> A eficiência da geração termoelétrica em plantas que utilizam combustíveis fósseis é tipicamente inferior a 40%. Apenas no caso de plantas ciclo combinado se verifica eficiências superiores a 50% (GRAUS *et al.*, 2007; GRAUS e WORREL, 2009).

<sup>23</sup> Ver SZKLO *et al.* (2003) e PINTO JUNIOR *et al.* (2007).



A transformação da energia química de um combustível em trabalho mecânico, ou em energia elétrica, ocorre em duas fases. Inicialmente, o combustível é convertido em energia térmica, por meio de um processo de alta eficiência energética. Em seguida, a energia térmica é transformada em trabalho, em um processo termodinâmico que apresenta reduzida eficiência, com grande parte desta energia térmica sendo rejeitada sob a forma de calor. Como a energia térmica representa grande parte da demanda energética mundial<sup>24</sup>, o aproveitamento do calor residual do processo termodinâmico para o atendimento da demanda térmica se constitui em opção racional.

O processo de cogeração de energia consiste na produção de energia mecânica e térmica a partir de uma mesma fonte de energia (RAJ *et al.*, 2011). Cabe frisar, que a energia mecânica pode ser utilizada diretamente ou convertida em energia elétrica. Este tipo de sistema permite que se atinjam eficiências energéticas globais de 1<sup>a</sup>. Lei superiores a 80% (SOUZA, 2003).

Um pré-requisito evidente para que a instalação de uma planta de cogeração se justifique é o que o processo produtivo demande energia mecânica (e/ou eletricidade) e energia térmica em ordens de grandeza compatíveis, assim como exista compatibilidade entre estas demandas ao longo do tempo. Estes condicionantes são atendidos pelo sistema produtivo de uma usina sucroenergética. De fato, a produção de etanol e açúcar é intensiva em trabalho, que pode ser atendido diretamente, a partir de energia mecânica ou através de acionamentos elétricos, e em energia térmica. Ao mesmo tempo, a produção de etanol e açúcar gera grandes montantes de biomassa residual oriundos da moagem da cana de açúcar. Esta biomassa residual pode ser utilizada como insumo energético. Logo, nota-se que a indústria sucroenergética é apta à implementação de plantas de cogeração utilizando como combustível o resíduo de seu próprio processo produtivo.

---

<sup>24</sup> De acordo com PINTO JUNIOR *et al.* (2007), o calor é a necessidade energética principal, constituindo-se em 70% da energia útil demandada.

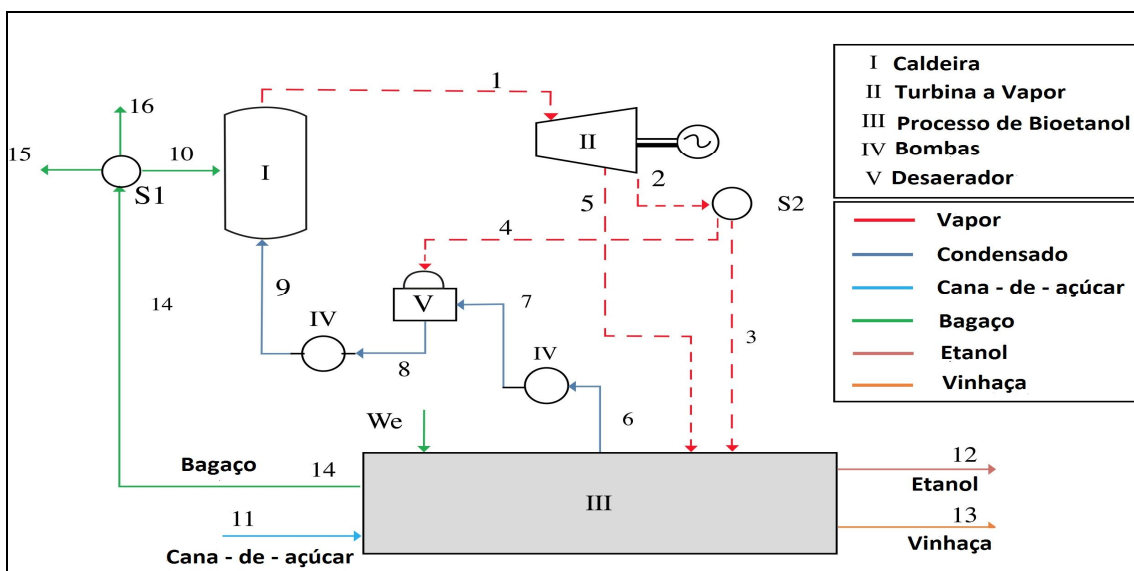
De acordo com CORRÊA NETO e RAMON (2002), as usinas sucroenergéticas são tradicionalmente auto-suficientes em 98% de suas demandas energéticas utilizando como insumo o bagaço resultante do processamento da cana de açúcar. No entanto, embora cogeração seja por definição uma rota tecnológica eficiente, o montante de energia gerado e o nível de eficiência do sistema dependem das características técnicas da planta. Portanto, o potencial de geração de energia é função não apenas da disponibilidade de biomassa como também da rota tecnológica adotada.

A própria evolução do setor sucroenergético brasileiro é elucidativa de quão sensível é a geração de bioeletricidade em relação às opções tecnológicas. Ao longo do século XX, a impossibilidade de comercializar energia elétrica livremente resultou na opção pela adoção de tecnologias com menor eficiência energética porque o objetivo das usinas era maximizar a queima do bagaço, devido à dificuldade de estocagem do bagaço e a pouca relevância do mercado de bagaço *in natura* (CASTRO *et al.*, 2008). Por esta razão, conforme DIAS *et al.* (2011a), o padrão tecnológico se baseava no Ciclo Rankine com turbinas de contrapressão e caldeiras de baixa pressão e temperatura (21 bar e 350<sup>o</sup>. C). Segundo CORRÊA NETO e RAMON (2002), esta tecnologia é capaz de gerar modestos 12 kWh por tonelada de cana processada e desta forma garantir o auto-suprimento energético da usina<sup>25</sup>. A Figura 1.1 ilustra uma típica planta de cogeração do setor sucroenergético para auto-suprimento das demandas energéticas da produção de etanol e de açúcar.

---

<sup>25</sup> Cabe destacar, que até os anos 2000, a palha não era computada como insumo energético porque, para viabilizar a colheita manual, era realizada a queima da cana.

**Figura 1.1 – Ciclo Tradicional de Cogeração em Contrapressão**



Fonte: DIAS *et al.* (2011a).

Conforme será visto no Capítulo 2, a reforma do setor elétrico brasileiro criou as condições necessárias para a inserção da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira em escala significativa e, atualmente, existem regras que possibilitam a comercialização de bioeletricidade. Esta possibilidade de comercializar energia elétrica gera uma busca por rotas tecnológicas mais eficientes porque, dada uma demanda de auto-suprimento, quanto maior o montante de energia gerado, maior a quantidade de energia elétrica excedente a ser comercializada<sup>26</sup>. Por outro lado, em linha com a argumentação a ser realizada no Capítulo 3, vislumbra-se um mercado crescente de biocombustíveis nos próximos anos e a possibilidade de produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica deve ser examinada com bastante atenção.

O objetivo deste capítulo é descrever as tecnologias que podem ser adotadas para o aproveitamento com fins energéticos do bagaço e da palha da cana de açúcar e apresentar as produtividades e os custos destas rotas tecnológicas. O capítulo está dividido em 3 seções, além desta introdução. A primeira parte é dedicada ao exame de plantas de Ciclo Rankine, com turbinas de condensação e extração para a geração de eletricidade que é o

<sup>26</sup> A maximização dos excedentes de energia elétrica também passa pela adoção de medidas que reduzam o consumo energético para a produção de etanol e de açúcar.

paradigma tecnológico vigente. A segunda seção examina a gaseificação da biomassa que permite a produção de produtos como eletricidade, combustíveis líquidos ou de produtos químicos a partir do gás de síntese, com especial atenção à geração de eletricidade em plantas ciclo combinado. Por fim, é feita a análise da rota tecnológica de produção de etanol através da hidrólise de matéria lignocelulósica.

## **1.1 - Ciclo de Condensação e Extração**

A geração de energia para auto-suprimento, e mais recentemente para a comercialização de energia elétrica, no setor sucroenergético brasileiro é tradicionalmente baseada em plantas Ciclo Rankine (SEABRA e MACEDO, 2011). Este ciclo consiste na queima direta do combustível para a produção de vapor, o qual pode ser utilizado como fluido de trabalho para a geração de energia mecânica (KAUSCHIK *et al.*, 1994). O Ciclo Rankine apresenta níveis reduzidos de eficiência energética; entretanto, apresenta a vantagem de poder utilizar combustíveis sólidos, inclusive àqueles de menor poder calorífico como é o caso do bagaço da cana de açúcar (SOUZA, 2003). A opção por plantas de cogeração é um meio de aumentar a eficiência energética global de uma planta baseada no Ciclo Rankine. Porém, existe uma série de variáveis que influenciam a geração de energia elétrica de uma planta baseada no Ciclo Rankine.

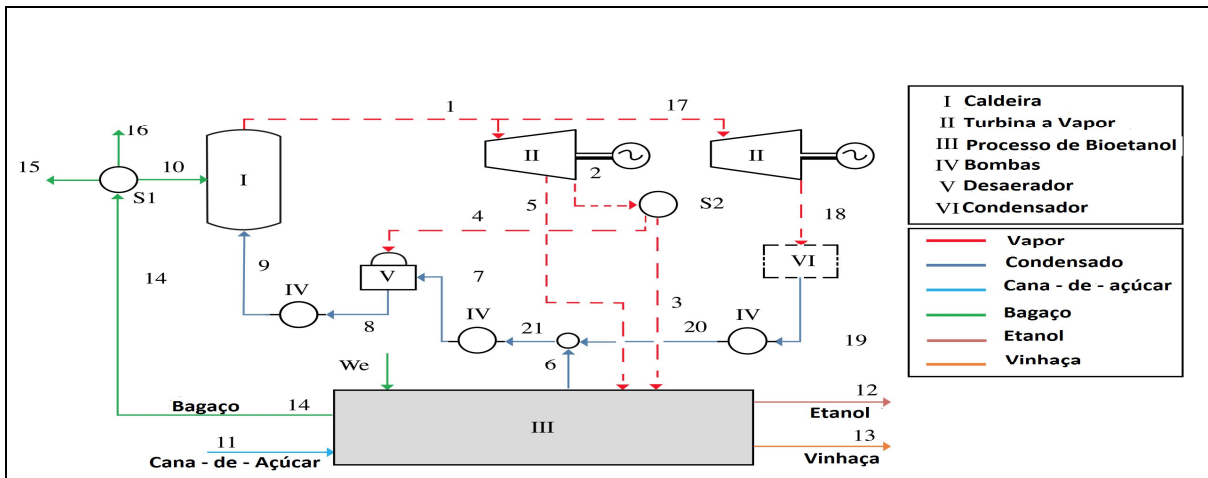
É preciso destacar que a quantidade de energia mecânica gerada é função da capacidade de expandir o vapor na turbina. Desta forma, a geração de vapor a maiores temperatura e pressão significa maior geração de energia, o que justifica a substituição de caldeiras de baixa pressão por caldeiras de alta pressão. Neste sentido, a adoção de caldeiras de 67 bar ou até mesmo de 100 bar, em vez de caldeiras de 21 bar, significa sair do patamar de simples garantia do auto-suprimento para o de comercializador de excedentes de energia elétrica (NAE, 2005; NYKO *et al.*, 2011).

Por sua vez, a opção por turbinas de condensação e extração no lugar das tradicionais turbinas de contrapressão permite uma maior produção de bioeletricidade e de forma mais flexível. O ciclo de condensação e extração se diferencia do ciclo de contrapressão pela

presença de um condensador no exaustor da turbina e de níveis de aquecimento na água que alimenta a caldeira (CORRÊA NETO e RAMON, 2002). O condensador oferece maior flexibilidade à usina e, em conjunto com o aquecimento da água de alimentação da caldeira, aumenta de forma expressiva a eficiência global da planta de cogeração (ibid.). A maior eficiência é função de o condensador permitir que se maximize a produção de energia elétrica devido ao fato de o vapor poder ser expandido até as mínimas pressões passíveis de serem obtidas no condensador. Por outro lado, é a presença deste condensador que possibilita a usina operar no período da entressafra, o que não é possível em plantas que utilizam turbinas de contrapressão. Neste último caso, o próprio processo produtivo deve atuar como condensador, fechando o ciclo termodinâmico, uma vez que é justamente a demanda térmica do processo produtivo que condiciona a geração de vapor da caldeira (ibid.).

Em síntese, esta tecnologia consiste na queima da biomassa em uma caldeira com o objetivo de produzir vapor, que é expandido em uma turbina, produzindo assim trabalho mecânico, sendo depois condensado e bombeado de volta para a caldeira. O vapor necessário para o atendimento das demandas térmicas e mecânicas da produção de etanol e de açúcar é extraído em algum ponto intermediário do processo de expansão e pelo vapor de contrapressão das turbinas de acionamento mecânico. Portanto, torna-se nítida a independência da condensação do vapor em relação ao processo produtivo de etanol e açúcar. Isso permite que se adotem medidas de efficientização energética do processo produtivo, em evidente contraste com o ciclo de contrapressão. A Figura 1.2 mostra o princípio básico de funcionamento de uma planta de cogeração com turbinas de condensação e extração.

**Figura 1.2 – Planta de Cogeração com Turbinas de Condensação e Extração**



Fonte: DIAS *et al.* (2011a).

No entanto, as características, e por conseqüência, o potencial de geração de excedentes de bioeletricidade, de plantas de cogeração que operem com turbinas de condensação e extração apresentam uma grande variabilidade. Estas variações ocorrem desde o tipo de caldeira empregada até as medidas de redução do consumo para auto-suprimento adotadas. Desta forma, o potencial de geração e o custo do investimento são funções da tecnologia adotada.

No âmbito deste trabalho, será considerada uma planta de cogeração baseada em turbinas de condensação e extração de alta tecnologia. CORRÊA NETO e RAMON (2002) relatam que o ciclo de condensação e extração de alta tecnologia é aquele que adota caldeiras de alta pressão com câmara de combustão queimando a biomassa em suspensão; turbinas eficientes; além de uma série de trocadores de calor, entre os quais, aquecedores, superaquecedores e reaquadecadores. Em paralelo, são adotadas medidas para a redução do consumo de vapor de processo, destacando-se a substituição de alguns acionamentos mecânicos por acionamentos elétricos. Com base em DEDINI (2010), os parâmetros técnicos adotados neste trabalho são os seguintes:

- ✓ Caldeiras de 100 bar e 530 °C
- ✓ Extração por moendas
- ✓ Vapor de processo a 2,5 bar

- ✓ Consumo específico de vapor de 400 kgv por tonelada de cana

A partir das características técnicas da planta de cogeração é possível definir-se o potencial de geração de bioeletricidade da usina. Entretanto, este dimensionamento exige o prévio conhecimento da quantidade de biomassa residual do processo de produção de etanol e açúcar a ser disponibilizada como insumo energético. Nesse sentido, a hipótese de que aproximadamente todo o bagaço disponível será utilizado para geração de energia é consistente com a realidade do setor. No entanto, não é possível definir *a priori* o montante de palha a ser utilizado como insumo. Conforme mostra a Tabela 1.1, a geração de energia elétrica excedente varia em função da quantidade de palha destinada à produção de energia.

**Tabela 1.1 – Geração Excedente de Bioeletricidade (kWh por tonelada de cana)**

	<i>Sem Palha</i>	<i>20% da Palha Disponível</i>	<i>50% da Palha Disponível</i>
Energia Excedente	86	115	155

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de DEDINI (2010).

Em termos de custo do investimento, esta tecnologia é bastante sensível à escala de produção. A Tabela 1.2 indica que o custo por kW instalado em uma planta de cogeração que processe 3 milhões de toneladas de cana por safra é 26% inferior ao custo unitário do investimento em uma planta processando 1 milhão de toneladas de cana.

**Tabela 1.2 – Custos de Investimentos em Plantas de Cogeração \***

<i>Escala da Moagem (milhões de toneladas por ano)</i>	1	2	2,5	3
Potência Instalada (MW)	28	53	65	79
Potência Exportável (MW)	19	36	45	54
Custo do Investimento (R\$/ kW instalado)	3.234	2.646	2.527	2.385

\* Obs: Não se considera a utilização da palha.

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de DEDINI (2010).

Contudo, a escala de moagem não é a única variável determinante da potência da planta de cogeração. Esta assertiva tem como base o fato de a produção de energia ser função da biomassa disponível, logo a quantidade de palha utilizada também influencia diretamente na escala de geração de bioeletricidade e se constitui em um elemento redutor do custo unitário do investimento na planta de cogeração. A Tabela 1.3 compara o custo do investimento e as potências instalada e exportável, de plantas que utilizem quantidades diferentes de palha, considerando-se uma moagem anual de 3 milhões de toneladas de cana.

**Tabela 1.3 – Hipóteses para o Uso da Palha\***

	<i>Sem Palha</i>	<i>20% da Palha</i>	<i>50% da Palha</i>
Potência Instalada (MW)	79	97	122
Potência Exportável (MW)	54	72	97
Custo do Investimento (R\$/ kW instalado)	2.385	2.196	2.054

\* Geração apenas no período da safra.

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de DEDINI (2010).

Como já fora relatado anteriormente, existem incertezas técnicas e econômicas acerca da utilização da palha como combustível. Contudo, como o foco analítico é a década de 2030 e em linha com o restante deste trabalho, adota-se o pressuposto de utilização de 50% da palha disponível no dimensionamento de uma planta de cogeração com turbinas de condensação e extração.

O início desta seção enfatizou que a presença de um condensador garante maior flexibilidade operativa da planta de cogeração pois passa a existir a opção de apenas gerar eletricidade a ser comercializada, no período da entressafra. Por essa razão, é importante fazer uma análise comparativa entre a construção de uma planta de cogeração para produção de energia apenas no período da safra e aquela dimensionada para operar ao longo de todo o ano.



CASTRO *et al.* (2010a) ressaltam que, para uma dada disponibilidade de biomassa, uma planta de cogeração que opere ao longo de todo o ano terá menor capacidade instalada e, por conseqüência, exigirá menor volume de capital a ser investido. Porém, esta menor escala de produção também significa maior custo unitário de investimento devido à redução das economias de escala.

A Tabela 1.4 ilustra a comparação da potência instalada, volume de capital exigido e custo unitário do investimento para uma usina que opere apenas na safra e outra que gere energia ao longo de todo o ano. Cabe frisar, que ambas as usinas processam 3 milhões de toneladas de cana e utilizam 50% da palha disponível como combustível.

**Tabela 1.4 – Análise Comparativa entre Projetos que geram apenas na Safra e Projetos que geram ao longo de todo o ano**

	<i>Apenas na Safra</i>	<i>Todo o ano</i>
Potência Instalada (MW)	122	82
Custo Unitário (R\$ por kW instalado)	2.054	2.072
Investimento (milhões de R\$)	250	170

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados de DEDINI (2010) e DEDINI (2011).

Com base no pressuposto de que o empreendedor que não possua restrições de financiamento irá buscar explorar ao máximo possíveis economias de escala, e em linha com as hipóteses básicas desta tese, admite-se que o projeto irá gerar energia apenas no período da safra<sup>27</sup>.

Em suma, supõe-se o investimento em uma planta de cogeração sucroenergética com turbinas de condensação e extração, em uma usina que moa 3 milhões de toneladas de cana, onde a geração de energia elétrica ocorre exclusivamente no período da safra; utiliza 50% da palha disponível; gera 155 kWh por tonelada de cana, com uma capacidade instalada exportável de 97 MW. Nessas condições é possível estimar-se um custo de investimento de

<sup>27</sup> O período da safra canaveira nas regiões Sudeste e Centro Oeste é coincidente com o período seco da mesma região, logo a energia produzida neste período tende a ter maior valor de mercado. Este fato torna ainda mais consistente a hipótese de geração apenas no período da safra.

R\$ 2.054,00 por kW instalado<sup>28</sup>. Cabe mencionar, que a margem para redução deste custo é reduzido por se tratar de uma tecnologia madura. No que se refere ao custo de operação e manutenção, DEDINI (2011) apresenta um valor anual de R\$ 123,00 por kW instalado.

## 1.2 – Gaseificação da Biomassa e a Tecnologia BIG/GTCC

Conforme LORA *et al.* (2009) e SALAM *et al.* (2010), gaseificação é um processo termoquímico de conversão de um insumo sólido ou líquido em um gás com características combustíveis, comumente conhecido como gás de síntese<sup>29</sup>. Este processo ocorre a temperaturas intermediárias, ou seja, temperaturas inferiores àquelas praticadas nos processos de combustão, mas superiores às recomendadas em um processo de pirólise rápida<sup>30</sup>.

As origens da tecnologia de gaseificação remontam ao século XIX e suas primeiras aplicações estiveram associadas à iluminação pública, a partir do gás manufaturado produzido a partir do carvão<sup>31</sup>. Porém, o desenvolvimento da indústria de energia elétrica, a crescente oferta de petróleo a preços reduzidos e, sobretudo, o desenvolvimento da indústria de gás natural tornaram a utilização da rota tecnológica da gaseificação de combustíveis sólidos marginal. De fato, ao longo do século XX, apenas em algumas épocas específicas, quando houve severas restrições à oferta de combustíveis líquidos, a gaseificação teve alguma expressão.

---

<sup>28</sup> Considera-se uma potência instalada de 122 MW, dos quais 25 MW são para auto-suprimento e o restante é potência exportável.

<sup>29</sup> Gás de síntese é qualquer proporção de CO e H<sub>2</sub>. Contudo, é comum restringir-se a denominação de gás de síntese àqueles gases que possuam proporções adequadas para produção de combustíveis sintéticos e produtos químicos. Gases utilizados para outros fins são comumente conhecidos como gases pobres. No âmbito desta tese, não será feita esta distinção.

<sup>30</sup> Pirólise rápida é um processo de conversão termoquímica da biomassa em bio-óleos.

<sup>31</sup> Segundo PINTO JUNIOR *et al.* (2007), a London and Westminster Gás Light and Coke foi fundada em 1812 oferecendo serviços de iluminação pública a gás. Este tipo de empresa se difundiu nos principais centros urbanos do século XIX devido à qualidade de seu serviço de iluminação e sua maior competitividade quando comparada à tecnologia vigente até então, que utilizava óleo de baleia como combustível. Entretanto, a partir do final do século XIX, a iluminação pública a partir de gás manufaturado começou a sofrer forte concorrência da iluminação elétrica. Cabe frisar que, além do uso para iluminação pública, o gás manufaturado também foi utilizado com outros fins, dentre os quais, fogão a gás, aquecedores e motores de combustão interna.

Durante as guerras mundiais, especialmente no período da Segunda Guerra Mundial, houve uma grande disseminação da gaseificação de combustíveis sólidos para o atendimento da demanda energética de veículos, barcos, trens e pequenos geradores elétricos, sendo a lignina e a turfa as principais matérias primas utilizadas no período da Primeira Guerra Mundial. Em 1939, o bloqueio germânico prejudicou o abastecimento de óleo europeu e o uso militar da gasolina foi priorizado. Desta forma, disseminou-se a utilização de pequenos gaseificadores — conhecidos como gasogênios — dentre a população civil que converteu motores de ignição por centelha e compressão para operarem com gás combustível. Estas adaptações resultavam em perda de potência dos motores que, entretanto eram capazes de operar de forma confiável. Como ilustração, ao final da Segunda Guerra Mundial havia 1 milhão de veículos utilizando gás combustível, dos quais 20 mil unidades estavam no Brasil<sup>32</sup>.

Com o término da Segunda Guerra Mundial e a normalização da oferta de petróleo e seus derivados, a gaseificação foi relegada ao segundo plano (SALAM *et al.*, 2010). Desta forma, esta tecnologia ficou restrita a nichos específicos, entre os quais, algumas regiões da União Soviética e África do Sul. Entretanto, a partir da década de 1970 verificou-se um gradativo aumento do interesse pela gaseificação da biomassa e pesquisas referentes a esta alternativa energética. Este crescente esforço esteve inicialmente associado aos choques do petróleo da década de 1970 e posteriormente à necessidade de expansão da oferta de energia em bases sustentáveis para a mitigação dos efeitos nocivos do setor energético sobre o meio ambiente (LORA *et al.*, 2009).

No âmbito da geração de eletricidade, a gaseificação da biomassa permite a utilização de turbinas a gás em ciclo combinado que é uma tecnologia com maior nível de eficiência. De acordo com NOGUEIRA e LORA (2003), a geração de bioeletricidade a partir da combustão da biomassa em ciclos de vapor possui uma eficiência limitada a valores em

---

<sup>32</sup> Ver LORA *et al.* (2009) e HENRIQUES (2009).

torno de 25%<sup>33</sup>, em contraste com a geração em ciclos com turbinas a gás que são capazes de obter eficiências próximas a 45%<sup>34</sup>.

As turbinas a gás se caracterizam por serem extremamente confiáveis e eficientes. Segundo CORRÊA NETO e RAMON (2002), a geração termoelétrica baseada em turbinas a gás sofreu expressivos aprimoramentos tecnológicos na década de 1990, no âmbito da concepção das turbinas propriamente ditas e das técnicas para o emprego de ciclos a gás. Dentre estes aprimoramentos, se destacam: a substituição dos materiais constitutivos das turbinas permitindo operar a maiores temperaturas<sup>35</sup>; o desenvolvimento de sistemas eletrônicos de controle; o resfriamento intermediário no compressor; e a injeção de água ou vapor.

Além da geração de eletricidade, a gaseificação da biomassa representa a possibilidade de produção de uma ampla variedade de produtos tendo o gás de síntese como insumo básico, e a própria história da gaseificação de combustíveis sólidos apresentada no início desta seção é bastante ilustrativa desta possibilidade. Estes produtos incluem combustíveis como líquidos de Fisher-Tropsch<sup>36</sup>, álcoois<sup>37</sup>, DME<sup>38</sup>, e produtos químicos (IEA, 2008; IEA, 2010b; AGUIAR e SILVA, 2010). A Figura 1.3 apresenta o fluxograma com produtos que podem ser produzidos a partir da rota termoquímica.

---

<sup>33</sup> Ver BAIN *et al.* (1998) e TURNBULL (1993).

<sup>34</sup> Maiores informações sobre eficiências da geração de eletricidade utilizando biomassa como insumo podem ser encontradas em BRIDGWATER (1995) e BROEK *et al.* (1996).

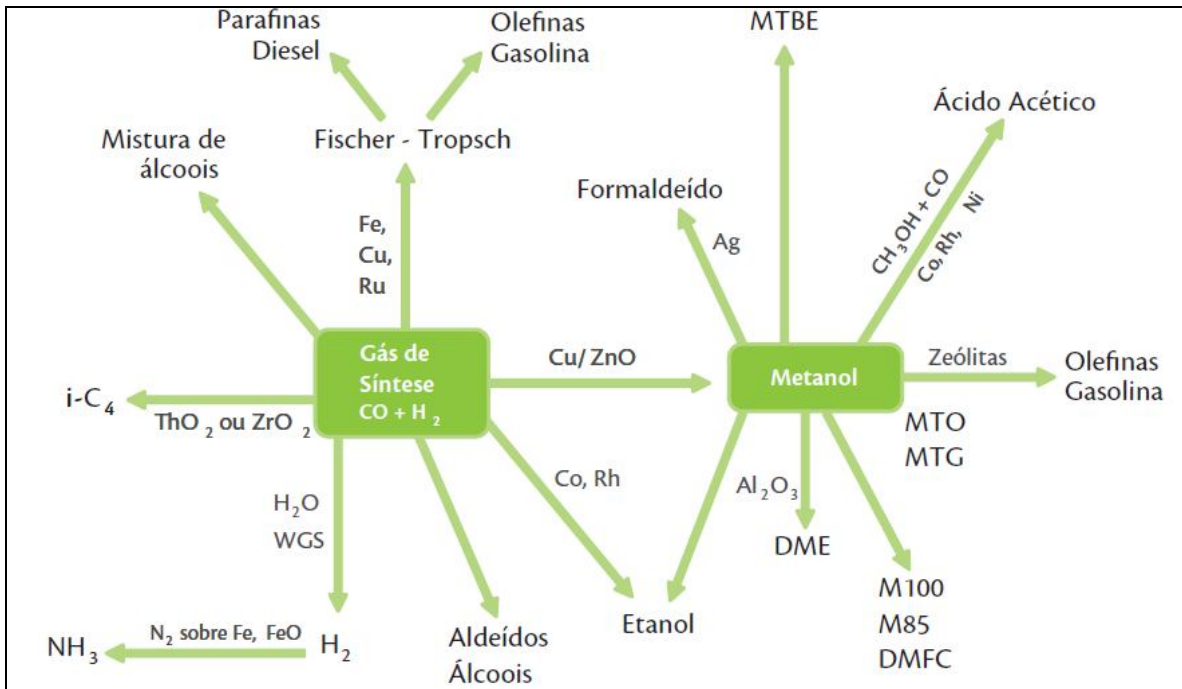
<sup>35</sup> Até o final da década de 1980, havia uma importante limitação nas temperaturas em que as turbinas podiam operar, pois as mesmas eram compostas por material metálico. Esta limitação foi superada com a adoção de materiais cerâmicos aptos a resistirem a maiores temperaturas.

<sup>36</sup> Líquidos produzidos a partir da síntese química do gás de síntese que podem ter uso energético (AGUIAR e SILVA, 2010).

<sup>37</sup> São produzidos a partir de processo de catalise do gás de síntese e em seguida ocorre a separação dos álcoois (PHILIPS *et al.*, 2007).

<sup>38</sup> DME é um combustível gasoso em condições ambientes que se liquefaz a moderadas pressões, sendo produzido em escala comercial a partir de carvão ou gás natural. Este combustível pode ser adicionado ou utilizado em substituição ao gás liquefeito de petróleo (GLP). Concomitantemente, devido a sua elevada cetanagem, o DME pode ser utilizado como substituto do óleo diesel em motores ciclo diesel (IEA, 2008a).

**Figura 1.3 – Rotas Potenciais a partir do Gás de Síntese**



Fonte: AGUIAR e SILVA (2010).

Embora a tecnologia de gaseificação seja versátil, existem problemas que ainda inviabilizam a disseminação desta tecnologia em escala comercial (LORA *et al.*, 2009). Estes problemas estão relacionados às dificuldades de se criar um equipamento capaz de processar o combustível disponível, de modo a produzir um gás de qualidade com confiabilidade e segurança. Segundo estes autores, os principais entraves à utilização da rota tecnológica de gaseificação da biomassa são:

- i. **Pré-tratamento e Condicionamento da Biomassa Polidispersa:** a biomassa precisa ter propriedades físicas e químicas compatíveis com o processo de conversão térmica;
- ii. **Limpeza e Condicionamento do Gás:** os gases precisam ser tratados e purificados física e quimicamente para estarem aptos a serem utilizados na geração de eletricidade ou em sínteses catalíticas para a produção de combustíveis líquidos;
- iii. **Controle do Processo:** controle operacional e das emissões;

- iv. **Materiais de Construção dos Sistemas:** novas rotas apontam para uma trajetória promissora, no que se refere ao uso de novos materiais para reatores, recipientes e peças;
- v. **Integração dos Processos:** trata-se da integração das plantas de gaseificação a unidades de geração de energia elétrica; acionamentos primários; ou às bio-refinarias.

HENRIQUES (2009) enuncia que o processo de gaseificação da biomassa apresenta 4 etapas físico-químicas distintas, as quais possuem diferentes temperaturas de reação: secagem, pirólise, redução e combustão. Cada um destes processos ocorre em uma região separada dentro do gaseificador e a sequência em que ocorrem é função das características do projeto.

A classificação dos gaseificadores pode ocorrer com base em diferentes parâmetros: poder calorífico do gás produzido, tipo de agente gaseificador, pressão de trabalho e direção do movimento relativo da biomassa e do agente de gaseificação.

No âmbito do poder calorífico do gás produzido, gases com um conteúdo energético de até  $5 \text{ MJ/Nm}^3$ , entre  $5$  e  $10 \text{ MJ/Nm}^3$  e entre  $10$  e  $40 \text{ MJ/Nm}^3$  são classificados como gás de baixo, médio e alto poder calorífico, respectivamente. NOGUEIRA e LORA (2003) afirmam que o poder calorífico de um gás é função do seu agente de gaseificação que pode ser ar puro, vapor de água ou oxigênio. Segundo os autores, a gaseificação com ar possui menor custo, entretanto, produz um gás com menor poder calorífico em comparação ao gás produzido com vapor de água ou com oxigênio. Além do agente de gaseificação, o poder calorífico do gás produzido também é sensível à umidade da biomassa que deve ser inferior a 20%.

Em termos de pressão de trabalho, existem gaseificadores que trabalham com pressão atmosférica e outros que trabalham na forma pressurizada. A opção por gaseificação atmosférica ou pressurizada depende da aplicação posterior do gás. Desta forma, a

gaseificação pressurizada normalmente ocorre associada a plantas de geração ciclo combinado. No entanto, é importante enfatizar que a vantagem na diminuição do tamanho do reator, ao se optar por trabalhar de forma pressurizada, só aparece em plantas com uma capacidade superior a 150 MW. Cabe destacar, que ainda existem problemas a serem equacionados nos sistemas pressurizados, entre os quais, a alimentação do combustível e a redução no teor de alcatrão no gás (LORA *et al.*, 2009).

No que se refere ao movimento relativo das massas, existem os seguintes tipos de gaseificadores:

- i. Leito Fixo Contracorrente;
- ii. Leito Fixo Concorrente;
- iii. Leito Fluidizado;
- iv. Leito de Arraste;

Embora os gaseificadores de leito fixo até sejam utilizados para a gaseificação de alguns tipos de biomassa, os mesmos não são adequados à gaseificação da biomassa residual da cana de açúcar porque necessitam que a biomassa tenha uma uniformidade granulométrica com partículas de combustível homogêneas e inferiores a 100 mm para que a biomassa possa realizar um movimento descendente no interior do reator ao mesmo tempo em que ocorra a passagem do ar e dos gases (NOGUEIRA e LORA, 2003)<sup>39</sup>. Além disso, e isto pode ser apontado como a maior dificuldade de se adotar gaseificadores de leito fixo para produção de gás de síntese a partir da biomassa, este tipo de gaseificador resulta em considerável produção de alcatrão.

Em contrapartida, os gaseificadores de leito fluidizado se caracterizam pela formação de um leito de biomassa em suspensão produzido pelo efeito do fluxo de ar forçado através de uma grelha distribuidora. É a presença de um leito de partículas inertes (areias, cinzas, alumina) fluidizadas pelo fluxo do ar que mantém as partículas do combustível suspensas.

---

<sup>39</sup> Os gaseificadores de topo aberto são uma variante dos gaseificadores de leito fixo aptos a operar com biomassa polidispersa. Entretanto, esta possibilidade é restrita a aplicações de pequeno porte.

A observação da seção transversal do leito permite a identificação de duas fases: a emulsão e as bolhas. A emulsão é composta por partículas sólidas e gás percolando através delas. É importante ressaltar que o fluxo de gás na emulsão é limitado pela quantidade que possibilita a fluidização incipiente, ou seja, a velocidade mínima de fluidização. Por sua vez, as bolhas são praticamente isentas de partículas sólidas e se originam nas quantidades de gás maiores do que aquela necessária para a fluidização incipiente (HENRIQUES, 2009). Cabe frisar, que um aspecto muito positivo dos gaseificadores de leito fluidizado é o controle relativamente fácil da temperatura média do leito pela variação na alimentação de ar e combustível<sup>40</sup>.

Em relação aos gaseificadores de leito de arraste, HOFFMANN (2010) enuncia que os mesmos utilizam partículas pulverizadas de combustível que são injetadas no reator onde reagem com o agente de gaseificação em fluxo paralelo a altas velocidades<sup>41</sup>. A autora destaca que esta é a rota tecnológica com maiores exigências<sup>42</sup> em relação à homogeneidade do combustível. Entretanto, por operar em condições críticas, é uma tecnologia capaz de trabalhar com uma ampla faixa de combustíveis e produzir gás de alta qualidade<sup>43</sup>. Estas características explicam porque 72% da produção mundial de gás de síntese ocorre em gaseificadores de leito de arraste (HOFFMANN e SZKLO, 2011).

Porém, a gaseificação de biomassa em gaseificadores leito de arraste é um processo mais complexo que a gaseificação do carvão devido aos seguintes motivos:

- i. A umidade da biomassa é maior que a do carvão;

---

<sup>40</sup> Informações detalhadas referentes a gaseificadores de leito fluidizado, assim como de gaseificadores contracorrente e de gaseificadores concorrente, podem ser encontradas em HENRIQUES (2009).

<sup>41</sup> O curto tempo de reação de gaseificadores de leito de arraste permite que estes gaseificadores operem em grandes escalas.

<sup>42</sup> De acordo com HOFFMANN (2010), o processo de gaseificação em um reator de leito de arraste é bastante sensível a variações em relação à alimentação de combustível e oxidante porque a carga é muito pequena e atravessa o reator com elevada velocidade. Observa-se assim a necessidade de controle da razão entre combustível e oxidante, a qual deve ser mantida dentro de limites estreitos para que a chama se mantenha estável.

<sup>43</sup> Gaseificadores de leito de arraste operam com temperaturas entre 1200 e 1600°C e pressões entre 2 e 8 MPa de forma uniforme no gaseificador, e isto permite que estes gaseificadores processem combustíveis de todos os tipos com altas taxas de conversão, independente das características de combustão.



- ii. O tratamento da biomassa, sobretudo sua pulverização, é mais complexo que o do carvão;
- iii. O teor de oxigênio da biomassa é superior ao teor do carvão;
- iv. As cinzas da biomassa quando fundidas geram uma lama mais agressiva que a do carvão;
- v. Má moabilidade<sup>44</sup> da biomassa.

De acordo com SZKLO (2011), para que a biomassa seja utilizada em um gaseificador de leito de arraste é preciso pulverizar a biomassa de forma a garantir que vai existir reação a alta velocidade. Além disso, é preciso reduzir a umidade da biomassa<sup>45</sup> e realizar a pirólise a montante para a redução do teor de oxigênio<sup>46</sup>. O autor ressalta que idealmente a biomassa deveria ter pouco heteroátomo, cloretos, fluoretos, mesmo nitrogênio, com o intuito de formar a lama menos agressiva possível. Em suma, a utilização de biomassa em gaseificadores de leito de arraste requer um grande e custoso esforço técnico (HENRICH e WEIRICH, 2004).

LORA *et al.* (2009) enfatizam que a opção deve ser pelo gaseificador capaz de produzir um gás combustível de alta qualidade e limpo, a partir de uma ampla variedade de insumos, trabalhando de forma eficiente e econômica. Como estes objetivos são conflitantes, a escolha do gaseificador deve ser função do combustível disponível e do uso final do gás. Observa-se assim que para geração de energia elétrica e atendimento de demandas térmicas, é suficiente a produção de um gás de qualidade média; entretanto, quando o intuito é a produção de combustíveis sintéticos com base na rota termoquímica, é necessária a produção de um gás de maior qualidade<sup>47</sup>.

---

<sup>44</sup> A moabilidade é uma característica física do combustível referente à sua uniformidade e capacidade de fragmentação com baixo consumo de energia.

<sup>45</sup> O gaseificador de biomassa tende a ser maior e com menor nível de eficiência justamente pela maior umidade da biomassa.

<sup>46</sup> Não é necessário o processo de pirólise quando se trata de gaseificação de carvão ou coque de petróleo, pois o teor de oxigênio em qualquer hidrocarboneto fóssil é muito menor do que o teor verificado na biomassa.

<sup>47</sup> Conforme HAMELICK *et al.* (2004a), o gás produzido no gaseificador possui impurezas como alcatrão, BTX (benzeno, tolueno e xileno), além de impurezas inorgânicas, como NH<sub>3</sub>, HCN, H<sub>2</sub>S e HCl, metais voláteis, poeira e fuligem. Dentre estas impurezas, se destaca o alcatrão que é uma mistura complexa de hidrocarbonetos formados durante o processo de gaseificação. O problema é que quando condensados, estes alcatrões danificam o reator, cobrindo sua superfície e entupindo os filtros. Segundo HAMELINCK *et al.* (2004b), a presença de impurezas no gás de síntese reduz a eficiência da produção de combustíveis líquidos

KIRKELS e VERBONG (2010) destacam que enquanto a gaseificação de carvão costuma ocorrer em reatores de leito de arraste, ainda não existe uma tecnologia definida para a gaseificação da biomassa. Contudo, de acordo com BOERRIGTER (2006), os gaseificadores de leito de arraste seriam a melhor opção para a produção de gás de síntese a partir da biomassa pelos seguintes motivos:

- i. Altos níveis de eficiência na produção de gás de síntese;
- ii. Aptos a operar com qualquer tipo de biomassa como insumo;
- iii. Disponíveis desde pequenas até grandes escalas;
- iv. Permitem a utilização de carvão como *backup* do sistema;
- v. É uma tecnologia madura e disponível comercialmente.

Nesta mesma linha, DENA (2006) enuncia que apesar de existir maior experiência de gaseificação de biomassa em gaseificadores de leito fluidizado, os gaseificadores de leito de arraste são mais adequados para a produção em maiores escalas e conseqüente disseminação da tecnologia, além de produzir um gás de melhor qualidade<sup>48</sup>.

Com base no exposto até aqui, é possível se definir uma rota tecnológica no escopo das possibilidades de gaseificação da biomassa da cana de açúcar. Devido às características físicas e geométricas do bagaço e da palha da cana de açúcar, a opção selecionada será um gaseificador de leito de arraste pressurizado, trabalhando com o oxigênio como agente de gaseificação. De acordo com LANDGRAF (2011), um gaseificador de leito de arraste com estas características seria capaz de produzir 300 kg de biosingás com fração molar de H<sub>2</sub>/CO igual a 2 para cada 1.100 kg de bagaço processados com 50% de umidade. Este gás possui um poder calorífico inferior de 23,9 MJ/kg de gás.

---

porque existe o envenenamento do catalisador. Desta forma, nota-se a necessidade da limpeza e condicionamento do gás de síntese para que o mesmo possa ser utilizado em reatores catalíticos para a produção de combustíveis líquidos.

<sup>48</sup> Devido às características do gaseificador de leito de arraste, o gás produzido possui um teor de alcatrão desprezível e como conseqüência a limpeza do gás é mais simples.

Dentro do escopo analítico delimitado nesta tese, este gás seria utilizado para a geração de eletricidade<sup>49</sup>. Portanto, é necessária a análise das alternativas tecnológicas disponíveis para a geração de energia elétrica em grande escala a partir da biomassa gaseificada. NOGUEIRA e LORA (2003) listam as principais alternativas disponíveis:

- i. **Sistemas Biomass Integrated Gasification – Gás Turbine (BIG/GT):** nestes sistemas, o gás combustível é injetado na câmara de combustão da turbina a gás, após este gás ter sido limpo do alcatrão, cinzas, metais e outros resíduos.
- ii. **Ciclos de Ar Quente – HAC:** nesta rota tecnológica, ocorre a queima do gás pobre, e os produtos desta combustão são utilizados para aquecer o ar em um trocador de calor. Desta forma, a turbina opera com ar limpo e não existe a necessidade de limpeza do gás.
- iii. **Ciclos de Queima Direta da Biomassa:** nestes sistemas, um combustor de leito fluidizado pressurizado é utilizado como câmara de combustão da turbina.

Dentre estas alternativas, os sistemas BIG/GT são os mais promissores e para os quais se tem realizado os maiores esforços em pesquisa e desenvolvimento. Contudo, esta tecnologia não está completamente desenvolvida e persistem alguns obstáculos para sua disseminação em escala comercial, dentre os quais, a necessidade de limpeza do gás e a dificuldade de alimentação da biomassa nos gaseificadores pressurizados.

Os sistemas BIG/GT apresentam algumas variantes que visam o aumento da eficiência do ciclo termoelétrico. Dentre estas configurações alternativas, se destacam a injeção de vapor na turbina, o resfriamento intermediário e os ciclos combinados.

SZKLO *et al.* (2003) e BORAT (1982) relatam que a injeção de vapor de água aumenta a potência disponível da turbina<sup>50</sup>. Estes ganhos são possíveis porque a injeção de vapor de água aumenta o fluxo mássico e o calor específico do fluido de trabalho que entra na

---

<sup>49</sup> Para informações referentes à produção de combustíveis líquidos, incluindo produtividades e custos, ver HAMELINCK *et al.* (2004a), HAMELINCK *et al.* (2004b), SWANSON *et al.* (2010) e KREUTZ *et al.* (2008).

<sup>50</sup> Esta injeção de vapor também reduz as emissões de NO<sub>x</sub> (PILAVACHI, 2000).

turbina<sup>51</sup>. Por outro lado, CORRÊA NETO e RAMON (2002) e SHI *et al.* (2010) destacam que o resfriamento intermediário aumenta a potência disponível por reduzir o volume específico do ar e desta forma a potência necessária para comprimir o ar.

Já o sistema Biomass Integrated Gasification - Gas Turbine Combined Cycle (BIG/GTCC) é uma derivação do sistema BIG/GT que permite a obtenção de maiores níveis de eficiência (CRAIG e MANN, 1996; LARSON *et al.*, 2001). Uma planta ciclo combinado possui turbinas a vapor acopladas às turbinas a gás. A lógica deste ciclo termoelétrico é o aproveitamento dos gases quentes do exaustor da turbina a gás que são direcionados a uma caldeira de recuperação com o intuito de gerar vapor a ser utilizado como fluido de trabalho em uma turbina a vapor<sup>52</sup> (JURADO *et al.*, 2003). Esta configuração permite maiores níveis de eficiência em comparação com uma planta que opere em ciclo aberto. Como esta tecnologia é aquela que apresenta o maior rendimento termoelétrico<sup>53</sup>, este trabalho adotará uma planta de ciclo combinado como paradigma tecnológico de geração de eletricidade, a partir do gás combustível produzido no gaseificador de leito de arraste. A Figura 1.4 ilustra de forma sucinta uma planta com tais características.

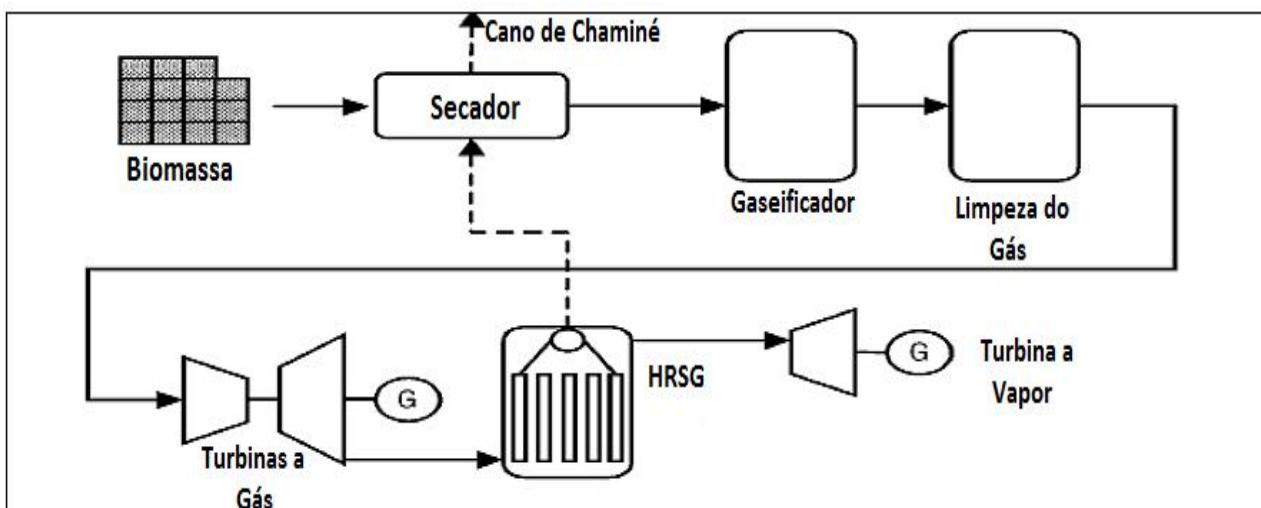
---

<sup>51</sup> Ver também PENNING e LANGE (1995).

<sup>52</sup> É importante enfatizar a necessidade de se atender às demandas energéticas do processo produtivo de etanol e/ou de açúcar. Neste sentido, a planta ciclo combinado precisa operar como uma unidade de cogeração no período da safra, de forma a atender a demanda térmica da usina sucroenergética. Para isso, pode ser utilizado o vapor extraído em algum estágio da turbina a vapor ou a partir do vapor retirado diretamente da caldeira de recuperação.

<sup>53</sup> WALTER e NOGUEIRA (2009) afirmam que uma planta com capacidade entre 30 e 50 MW, baseada em ciclo combinado e utilizando biomassa como insumo, pode atingir uma eficiência de produção em torno de 30 a 40%, podendo chegar a 45% no longo prazo.

**Figura 1.4 – Planta BIG/GTCC**



Fonte LARSON *et al.* (2001).

WALTER e NOGUEIRA (2009) enfatizam que a partir de meados da década de 1990 houve um grande esforço em pesquisa e desenvolvimento de projetos de gaseificação de biomassa associados a plantas de ciclo combinado. Porém, apenas uma instalação chegou a ser construída e operar por um período significativo de tempo<sup>54</sup>. Esta pouca efetividade dos projetos está associada aos elevados níveis de risco e custos e ao pouco interesse das empresas de energia elétrica, inseridas em um mercado extremamente competitivo. O corolário imediato deste desenvolvimento incompleto dos projetos é que as rotas tecnológicas de gaseificação de biomassa para geração de eletricidade não conseguem ganhar escala e não ocorrem aprimoramentos tecnológicos.

Em síntese, com base nas hipóteses de: (1.) utilização de um gaseificador leito de arraste produzindo gás com poder calorífico inferior de 23,9 MJ/kg, a ser utilizado em uma planta BIG/GTCC com eficiência de 45%; e (2.) uma usina processando 3 milhões de toneladas de cana por safra, durante 200 dias para gaseificar o bagaço e 50% da palha disponível, haveria uma geração de 269 kWh excedentes por tonelada de cana processada<sup>55</sup>. Logo,

<sup>54</sup> A planta de Värnamo na Suécia operou com um gaseificador de leito fluidizado, pressurizado com ar como agente de gaseificação e utilizava resíduos e cavacos de madeira como combustível. O gás combustível era utilizado em uma planta de cogeração ciclo combinado e tinha uma potência de geração elétrica de 6 MW.

<sup>55</sup> Esse valor toma como base o suposto de que: 20% do bagaço e da palha disponíveis serão utilizados para o atendimento da demanda energética da usina, logo a quantidade de biomassa disponível para gaseificação é de 984.000 toneladas.

seria possível obter-se uma produtividade 73% maior do que aquela apresentada na subseção anterior para ciclos a vapor. Com esta produtividade, seria possível instalar uma planta com a capacidade exportável de 168 MW.

O exame do custo do investimento de uma planta com estas características não é uma questão simples. Por se tratar de uma rota tecnológica ainda não disponível em escala comercial, existe muita incerteza em relação a estes dados. Neste sentido, os custos da geração de energia elétrica a partir da gaseificação do bagaço e da palha da cana de açúcar serão estimados por intermédio do somatório dos custos da gaseificação da biomassa com aqueles relativos à planta de ciclo combinado, assumindo-se os valores encontrados na revisão bibliográfica.

Com base em BOERRIGTER (2006), pode-se estimar em aproximadamente US\$ 1.100 milhões o custo de uma planta de gaseificação com a capacidade de processar 4.000 MW de insumo. Este valor abrange os seguintes itens: pré-tratamento da biomassa; unidade de separação do ar; gaseificador de leito de arraste; condicionamento e limpeza do gás de síntese; e equipamentos auxiliares<sup>56</sup>. No que se refere ao investimento na planta de cogeração, a partir de KREUTZ (2008) e HAMELINCK *et al.* (2004b), estimou-se um custo de US\$ 754,00<sup>57</sup> por kW instalado.

No entanto, é preciso fazer o ajuste para a escala da usina padrão analisada nesta tese. Em casos onde não se dispõe de dados de custos para diferentes escalas de produção, é comum a utilização de uma relação logarítmica do tipo<sup>58</sup>:

$$Custo X = Custo Y \times \left( \frac{Capacidade de X}{Capacidade de Y} \right)^N \quad (1)$$

onde N é o fator de escala que assume valores entre 0 e 1, sendo tanto maior o efeito escala quanto menor for o valor assumido por N<sup>59</sup>. O valor N adotado para a rota tecnológica de geração de eletricidade a partir da biomassa gaseificada em ciclo combinado será de 0,7.

---

<sup>56</sup> A estimativa dos custos da planta *Biomass to Liquid* foi efetuada a partir de dados dos custos de uma planta *Gas to Liquid*.

<sup>57</sup> Dólares de 2007.

<sup>58</sup> Ver REMER *et al.* (2008).

Com a consideração do fator escala e com os valores atualizados para dólares de 2010 e convertidos para reais pela taxa paridade de poder de compra de 2010, obtém-se um custo de investimento de aproximadamente R\$ 4.800 por kW instalado<sup>60</sup>. Em relação aos custos de operação e manutenção, SEABRA (2008) estima que uma planta de geração de energia elétrica a partir de biomassa gaseificada possui um custo de 4% do investimento. Desta forma, haveria um custo anual de R\$ 192 por kW instalado.

### **1.3 – Etanol Lignocelulósico**

Os principais componentes da matéria vegetal não são o açúcar ou o amido e, sim, a celulose, a hemicelulose e a lignina (IEA, 2004)<sup>61</sup>. Dentre estes elementos, a celulose e a hemicelulose podem ser convertidas em etanol. Entretanto, o processo de conversão é mais complexo e mais intensivo em energia do que aquele necessário para a produção de etanol a partir de sacarídeos ou de amido. A Figura 1.5 compara de forma sucinta as tecnologias de produção de etanol a partir de diferentes matérias primas.

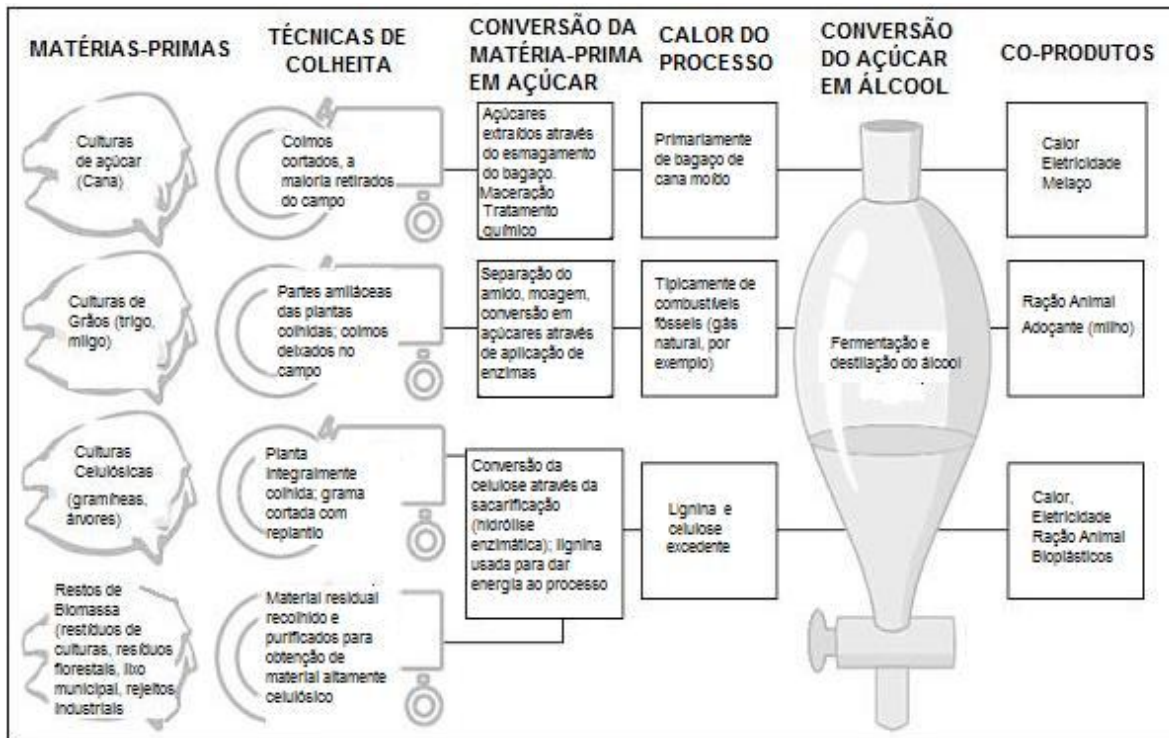
---

<sup>59</sup> Ver KREUTZ *et al.* (2008) e HAMELINCK *et al.* (2004b).

<sup>60</sup> Taxa de câmbio paridade poder de compra de 1,69 que será adotada como referência nesta tese.

<sup>61</sup> A lignina pode ser utilizada para geração de energia que atenda a demanda dos próprios processos e para produção de outros tipos de produtos químicos.

**Figura 1.5 – Técnicas de Produção de Etanol**



Fonte: IEA (2004).

De acordo com NOGUEIRA (2008), em contraste com os processos termoquímicos, a produção de biocombustíveis celulósicos por intermédio da rota bioquímica é fortemente influenciada pela composição e estrutura da biomassa. Esse fato tem estimulado um grande esforço de pesquisa visando obter maior compreensão dos componentes dessa estrutura<sup>62</sup> e de que forma seria possível modificá-la para aumentar os rendimentos da rota bioquímica.

IEA (2008a) enuncia que em uma primeira aproximação é possível considerar que o processo produtivo de etanol a partir de material celulósico através da rota bioquímica é semelhante à produção de etanol com base em grãos. Isso porque ambos apresentam uma fase de hidrólise dos polissacarídeos da biomassa em açúcares fermentáveis a serem convertidos em etanol na posterior etapa de fermentação.

<sup>62</sup> No âmbito da biomassa da cana de açúcar, o bagaço apresenta em sua composição uma participação de 39,01% de celulose, 24,91% de hemicelulose e 23,09% de lignina. Por sua vez, a palha é composta por celulose, hemicelulose e lignina, nas proporções respectivas de 37, 28 e 26% (SEABRA, 2008).



Contudo, de acordo com PEREIRA JÚNIOR (2010) e TALEBNIA (2008), a estrutura cristalina da celulose dificulta sua hidrólise assim como a associação lignina-celulose-hemicelulose forma uma barreira física que impede o acesso enzimático ou microbiológico ao substrato. Estas duas características dos materiais lignocelulósicos tornam mais difícil a utilização eficaz deste tipo de material em processos microbiológicos como, por exemplo, a produção de biocombustíveis.

A produção de etanol celulósico possui basicamente de 3 fases: o pré-tratamento, a hidrólise e a fermentação. O pré-tratamento é a fase onde é removida a lignina, tornando possível a conversão da celulose e da hemicelulose<sup>63</sup> em açúcares fermentáveis. Por sua vez, a hidrólise consiste na conversão dos polissacarídeos em açúcares fermentáveis. Finalmente, a fermentação é a fase onde ocorre a produção de etanol propriamente dita a partir da fermentação dos açúcares (HAMELINCK *et al.*, 2005) .

O processo de produção de etanol utilizando material ligno-celulósico torna-se complexo em virtude das 3 questões centrais:

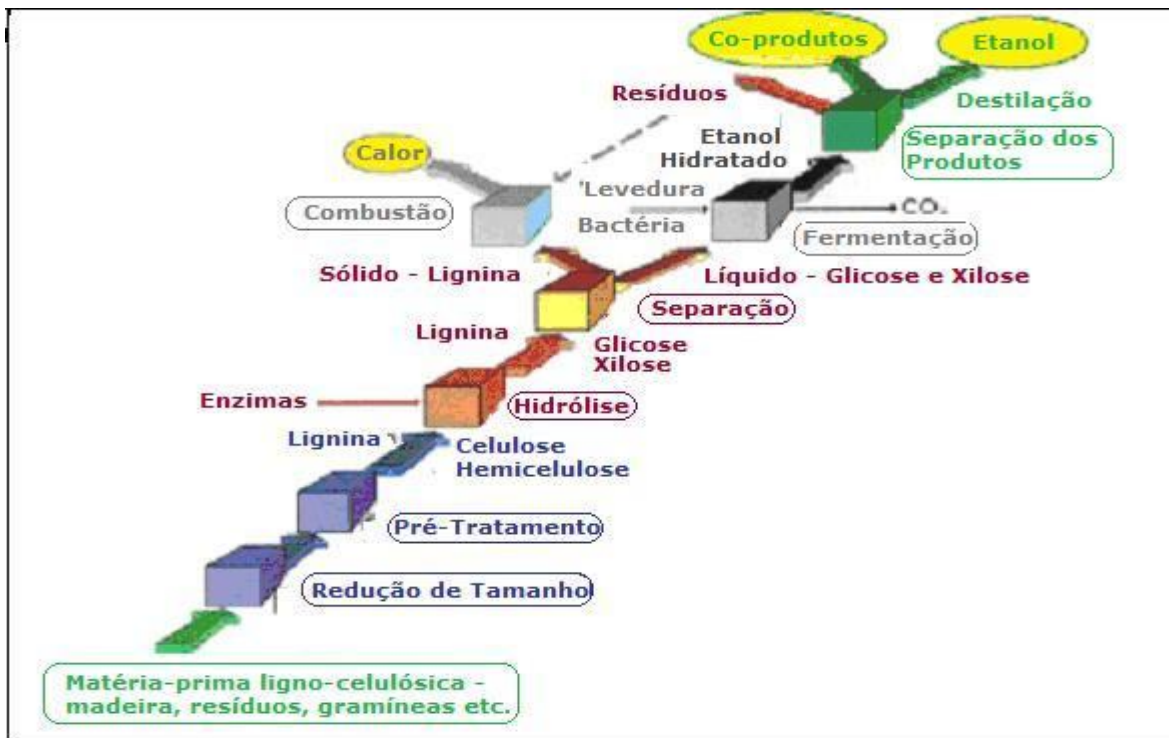
- i. A necessidade do pré-tratamento para remoção da lignina;
- ii. O fato de enzimas convencionais não serem capazes de hidrolisar a celulose;
- iii. A grande dificuldade de fermentar as pentoses oriundas da hidrólise da hemicelulose.

A Figura 1.6 ilustra a rota bioquímica de produção de etanol celulósico. Em seguida, será feito o exame de cada uma das etapas do processo de produção de etanol a partir de material lignocelulósico.

---

<sup>63</sup> A celulose é um polímero linear rígido e difícil de ser convertido em glicose que é um açúcar de 6 carbonos cuja técnica de fermentação já é conhecida e disseminada. Em contrapartida, a hemicelulose é facilmente hidrolisada, mas existe uma grande dificuldade em se fermentar a xilose oriunda de sua hidrólise.

**Figura 1.6 – Rota Bioquímica de Produção de Etanol Celulósico\***



\* A ilustração se refere a uma planta de produção que utiliza hidrólise enzimática.  
Fonte: IEA (2008a).

### 1.3.1 – Pré Tratamento

A produção de etanol a partir de material lignocelulósico requer a separação de suas frações. Para que ocorra esta separação, é indispensável a realização do pré-tratamento da biomassa que tem como objetivo desorganizar o complexo lignocelulósico (PEREIRA JÚNIOR, 2010). Segundo SEABRA (2008) e NEVES *et al.* (2007), o objetivo do pré-tratamento<sup>64</sup> é quebrar a proteção de lignina de forma a romper a estrutura cristalina da celulose com vistas a alterar a estrutura da biomassa celulósica e permitir que as etapas posteriores do processo ocorram com maior nível de eficiência. SEABRA (*ibid.*), citando MOSIER *et al.* (2005), ressalta que essa fase é a mais custosa no processo de conversão de biomassa em etanol podendo atingir o valor de US\$ 0,30 por galão<sup>65</sup> de etanol.

<sup>64</sup> O pré-tratamento também possui os objetivos de adequar o tamanho das partículas de biomassa, aumentar a densidade do insumo e remover os detritos e cinzas da biomassa.

<sup>65</sup> Um galão norte-americano, aqui referido, equivale a 3,78 litros.

IEA (2008a) ressalta que o pré-tratamento é uma fase essencial no processo produtivo por criar as condições adequadas para que a hidrólise da celulose e da hemicelulose tenham o maior rendimento possível. Neste sentido, existem alguns princípios basilares que um pré-tratamento eficaz deve atender e que devem ser considerados como parâmetros na escolha do pré-tratamento a ser utilizado para o bagaço e para a palha da cana de açúcar:

- i. Maximizar os rendimentos das hexoses e das pentoses na fase de hidrólise;
- ii. Facilitar a recuperação da lignina para posterior combustão;
- iii. Minimizar a produção de elementos químicos que atuam como inibidores das fases seguintes do processo produtivo;
- iv. Ter reduzida demanda energética;
- v. Apresentar baixo custo de investimento.

FINGUERUT *et al.* (2009) ressaltam que a hemicelulose é normalmente quebrada nos monômeros que a constitui durante o pré-tratamento. Estes monômeros são uma mistura de hexoses (essencialmente glicose, além de manose e galactose) e uma quantidade expressiva de pentoses (principalmente xilose com alguma arabinose)<sup>66</sup>. Existem diferentes tipos de pré-tratamento, os quais se dividem entre métodos baseados em procedimentos biológicos, métodos físicos, métodos químicos e combinação de métodos. O Quadro 1.1 apresenta de forma sucinta as principais vantagens e desvantagens dos principais pré-tratamento disponíveis.

---

<sup>66</sup> No caso de pré-tratamento ácido, a hidrólise da hemicelulose ocorre durante o pré-tratamento. Em contrapartida, os pré-tratamentos físicos hidrolisam apenas parcialmente a hemicelulose e neste caso se a hidrólise for ácida ocorrerá a formação de furfural porque as condições de hidrólise da celulose são mais severas que aquelas aplicadas para a hidrólise da hemicelulose.

## Quadro 1.1 – Sistemas de Pré-Tratamento

<i>Sistema de Pré-tratamento</i>	<i>Descrição</i>	<i>Observações</i>
Ácido Diluído (Químico)	Se processa através do uso de ácido sulfúrico, clorídrico ou nítrico. A fração da hemicelulose é hidrolisada em pentoses e se melhora a hidrólise da celulose.	É um processo caro porque exige investimentos em componentes do reator e a neutralização do ácido. A alta temperatura do sistema pode degradar os açúcares.
Ácido Concentrado (Químico)	Processa-se através do uso de ácido sulfúrico, clorídrico ou nítrico. Permite menores temperaturas e desta forma a degradação dos açúcares é reduzida.	É um processo caro que pode se tornar mais competitivo com a recuperação e o reaproveitamento dos ácidos.
Alcalina (Químico)	Ocorre através de bases como hidróxido de sódio ou de cálcio. Neste sistema, toda lignina e parte da hemicelulose são removidas e a reatividade da celulose para a hidrólise é aumentada.	A hidrólise alcalina é mais barata que os processos ácidos, entretanto, é mais demorada e em altas concentrações resulta em riscos ambientais.
Organosolv (Químico)	Este sistema consiste na utilização de um solvente orgânico (etanol, metanol, acetona, por exemplo) com um catalisador ácido (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , HCl) com o objetivo de se quebrar as ligações internas da lignina e hemicelulose.	A altas temperaturas (acima de 185°C) a adição de catalisadores se apresenta irrelevante para a remoção da lignina, entretanto, possibilita um alto rendimento de xilose.
Fungos (Biológico)	A lignina é solubilizada a partir de fungos. As vantagens deste processo são a reduzida demanda de energia e as condições brandas em que o mesmo se processa.	Este processo apresenta baixa taxa de hidrólise não sendo até o momento uma opção viável a ser desenvolvida em termos comerciais.
Explosão a Vapor (Físico)	Consiste em tratar a biomassa triturada com vapor e em seguida realizar uma rápida descompressão. Desta forma, a hemicelulose é parcialmente hidrolisada.	É preciso uma lavagem para remover componentes degradados que reduz a solubilidade dos açúcares.
LHW – Liquid Hot Water (Físico)	Este método utiliza água quente à alta pressão. O contato da biomassa com a água quente pressurizada é inferior a 15 minutos com temperaturas que variam entre 200 e 230° C.	Este pré-tratamento apresenta uma alta recuperação da xilose, da ordem de 88 a 98%. Além disso, não existe necessidade de ácido ou catalisadores químicos, tornando o processo economicamente atrativo. Porém, este método ainda encontra-se em estágio laboratorial.
AFEX (Combinado)	É um sistema similar a explosão a vapor. O material ligno-celulósico é exposto a amônia líquida à alta temperatura e pressão por um determinado período de tempo quando então é realizada uma rápida descompressão. A hemicelulose não é significamente solubilizada em açúcar. A principal vantagem deste sistema é a reduzida produção de produtos inibidores nas etapas seguintes.	É um sistema caro, especialmente devido à presença da amônia. A reciclagem da amônia é um meio de reduzir os custos do processo.

Fonte: Elaboração Própria a partir de SEABRA (2008) e IEA (2008a).

Diante a variedade de sistemas de pré-tratamento existentes, e tendo em vista que não existe expressiva variedade nos custos dos investimentos dos diferentes processos, a escolha deve se basear nas vantagens e desvantagens destas opções em relação às características específicas da biomassa que será utilizada como insumo. Além disso, os custos operacionais e a disponibilidade de *know-how* são variáveis adicionais que necessitam ser utilizadas como parâmetros na escolha do sistema de pré-tratamento (IEA,2008a; MARTÍN *et al.*, 2007).

### 1.3.2 – Hidrólise

Após o pré-tratamento, se processa a hidrólise da celulose. Esta etapa consiste na conversão da celulose em glicose com base em uma reação catalítica onde o agente catalisador pode ser ácido diluído, ácido concentrado ou uma enzima. De acordo com HAMELINCK *et al.* (2005), caso não haja pré-tratamento, o rendimento da hidrólise é inferior a 20% em contraste com rendimentos superiores a 90% quando ocorre pré-tratamento.

Conforme FINGUERUT *et al.* (2009), a rota de hidrólise ácida é eficiente e relativamente competitiva. Entretanto, tal processo gera resíduos poluentes e produtos que inibem a fermentação posterior<sup>67</sup>. Logo, ganha importância a necessidade de aprimoramento da sacarificação enzimática que, entretanto, ainda se encontra em desenvolvimento não se apresentando como um processo economicamente viável. O elevado custo deste processo está associado ao custo das enzimas utilizadas (celulases). No entanto, os autores ressaltam que o processo enzimático possui um expressivo potencial de redução de custos no longo prazo porque permite que sejam atingidos rendimentos próximos dos estequiométricos em condições menos críticas de temperatura e pressão, além de consistir em um processo menos poluente. Desta forma, é necessária uma breve descrição dos princípios de funcionamento destas duas rotas.

---

<sup>67</sup> Ver TALEBNIA (2008).

## A - Hidrólise Ácida

A hidrólise ácida pode ser realizada para a obtenção de hexoses de forma direta ou como pré-tratamento, visando uma posterior hidrólise enzimática. Esta rota pode ocorrer de forma concentrada ou diluída, sendo a hidrólise com ácido diluído a tecnologia mais antiga de conversão de biomassa em etanol.

De acordo com NOGUEIRA (2008), a hidrólise ácida ocorre em 2 estágios devido às diferenças existentes entre a celulose e a hemicelulose. Inicialmente, ocorre a hidrólise da hemicelulose, em linha com o discutido na subseção anterior. Em seguida, no segundo estágio do processo, que ocorre a temperaturas mais elevadas, busca-se a otimização da hidrólise da celulose. As condições do processo diferenciam a hidrólise ácida concentrada da diluída: enquanto que o processo com ácido diluído utiliza altas temperaturas e pressões, com um tempo de reação de segundos a alguns minutos, o processo com ácido concentrado é conduzido em condições mais amenas, mas com maiores tempos de reação.

FINGUERUT *et al.* (2009) afirmam que as condições da reação determinam a possível formação de produtos resultantes da degradação da glicose e da xilose<sup>68</sup>. Logo, o reator da hidrólise deve ser dimensionado de forma correta a favorecer a formação dos açúcares e minimizar a formação de produtos secundários que possam limitar a fermentação destes açúcares dado que estes produtos atuam como inibidores do processo biológico.

## B - Hidrólise Enzimática

Na hidrólise enzimática, as enzimas são o agente de catálise. IEA (2008a) afirma que a hidrólise enzimática da matéria lignocelulósica é mais complexa do que a hidrólise enzimática do amido, por se tratar de uma matriz interconectada de celulose, hemicelulose e lignina. Desta forma, a celulose apresenta-se mais resistente ao ataque da enzima e, assim

---

<sup>68</sup> Em condições severas a glicose pode ser degradada em furfural enquanto que a xilose pode ser transformada em hidroximetilfurfural.

como na hidrólise ácida, é preciso realizar-se o pré-tratamento para tornar o processo mais eficiente.

As enzimas utilizadas neste tipo de hidrólise são genericamente conhecidas como celulases. O complexo enzimático das celulases é composto por pelo menos 3 enzimas que são necessárias para a hidrólise enzimática, as quais são listadas a seguir com suas respectivas funções (FINGUERUT *et al.*, 2009) :

- i. Endoglicanases: atacam regiões de baixas cristalinidade na fibra celulósica com o intuito de produzir polissacarídeos de menor comprimento;
- ii. Exoglicanases: degradam ainda mais a molécula separando as unidades de celobiose;
- iii.  $\beta$ -glicosidases: hidrolisam a celobiose para produzir glicose.

Segundo HAMELINCK *et al.* (2005), a celulase pode ser comprada de um fornecedor ou fabricada na própria planta em um outro reator. Contudo, o autor vislumbra que no longo prazo estas enzimas poderão ser produzidas no mesmo reator em que ocorre a hidrólise e a fermentação. Logo, é possível se vislumbrar uma redução de custos desta rota tecnológica.

Na hidrólise enzimática, não existe a formação de inibidores ao processo biológico e o processo ocorre em condições mais amenas e com um menor consumo energético em comparação a rota ácida. Porém, o custo das enzimas é mais elevado que o custo do ácido e esta situação é ainda mais problemática no Brasil que não produz catalisadores enzimáticos.

Conforme SEABRA (2008), as condições amenas em que se processa a hidrólise enzimática permitem maiores rendimentos e possibilitam que a fermentação ocorra de forma simultânea à sacarificação (SSF)<sup>69</sup>. O autor prossegue enunciando que enquanto a

---

<sup>69</sup> Na configuração SSF, os açúcares produzidos na hidrólise são simultaneamente fermentados a etanol. Desta forma, se reduz de forma significativa a inibição dos produtos à hidrólise. Em contrapartida, o processo onde a hidrólise e a fermentação ocorrem de forma segmentada (SHF) permite a condução de cada etapa do processo em condições ótimas. Entretanto, como os produtos da hidrólise enzimática inibem as enzimas, ocorre uma redução da taxa de sacarificação.

hidrólise com ácido diluído possui rendimento limitado a 70%<sup>70</sup>, a hidrólise enzimática apresenta rendimentos entre 75 e 85% e o desenvolvimento desta rota permite que se vislumbre rendimentos de até 95%. Logo, associar a competitividade do etanol celulósico no longo prazo ao aprimoramento da hidrólise enzimática é uma hipótese plausível<sup>71</sup>.

### 1.3.3 – Fermentação

De acordo com PEREIRA JÚNIOR (2010), apesar de as enzimas que realizam a hidrólise da celulose apresentarem altas atividades catalíticas, estas enzimas são inibidas pelos produtos da hidrólise (glicose e celobiose). Por isso, a configuração SSF ao acoplar a atividade hidrolítica do processo fermentativo desloca o equilíbrio da reação de hidrólise através da “retirada” da glicose do meio reacional na medida em que ela se forma. Logo, verifica-se a importância da realização da fermentação de forma simultânea a hidrólise para que seja possível a obtenção de consideráveis níveis de produtividade na rota tecnológica bioquímica de produção de etanol a partir de material lignocelulósico.

Por outro lado, a viabilidade comercial do etanol celulósico requer o desenvolvimento de um método eficiente que permita a fermentação de todos os açúcares oriundos dos processos de pré-tratamento e hidrólise. A fermentação de hexoses em etanol é um processo dominado e maduro, que pode ser realizado através do uso de leveduras ou de bactérias. No entanto, de acordo com GRAY *et al.* (2006), a maioria dos processos não fermenta as pentoses ou realizam a fermentação em etapas distintas<sup>72</sup> porque as leveduras comumente utilizadas para fermentar a glicose não conseguem metabolizar a xilose. Neste sentido, vêm sendo realizados grandes esforços de pesquisa no desenvolvimento de rotas metabólicas capazes de fermentar de forma conjunta pentoses e hexoses com rendimentos satisfatórios. Este processo é uma evolução do SSF e é denominado de Sacarificação Simultânea e Co-

---

<sup>70</sup> A hidrólise com ácido concentrado possui maiores rendimentos e produz menor quantidade de inibidores. Porém, a necessidade de recuperação do ácido e de os equipamentos serem resistentes à corrosão tornam o processo bastante custoso.

<sup>71</sup> A hidrólise enzimática não exige equipamentos com materiais resistentes à corrosão. Assim, pode se utilizar equipamentos com materiais mais baratos, o que também contribui para que este processo venha a se configurar mais competitivo que a hidrólise ácida no médio e longo prazo.

<sup>72</sup> A realização da fermentação de pentoses e hexoses de forma segmentada aumenta o custo do processo, comprometendo sua viabilidade econômica.



Fermentação (SSCF). Contudo, este processo só deverá estar disponível em escala comercial no médio prazo, pois requer microorganismos re-combinantes e o atendimento de normas de biosegurança.

SEABRA (2008) enuncia que, no âmbito da hidrólise enzimática, o final da evolução tecnológica tende a ser a rota tecnológica *Consolidated Bioprocessing* (CBP). Neste processo, a produção de enzimas, a sacarificação e a fermentação das pentoses e das hexoses ocorrem em uma única etapa. O autor ressalta que nesta configuração ocorre uma sinergia entre enzimas e microorganismos, que permite o aumento da efetividade da celulase na presença do complexo celulose-enzima-microorganismos em comparação ao complexo celulose-enzima.

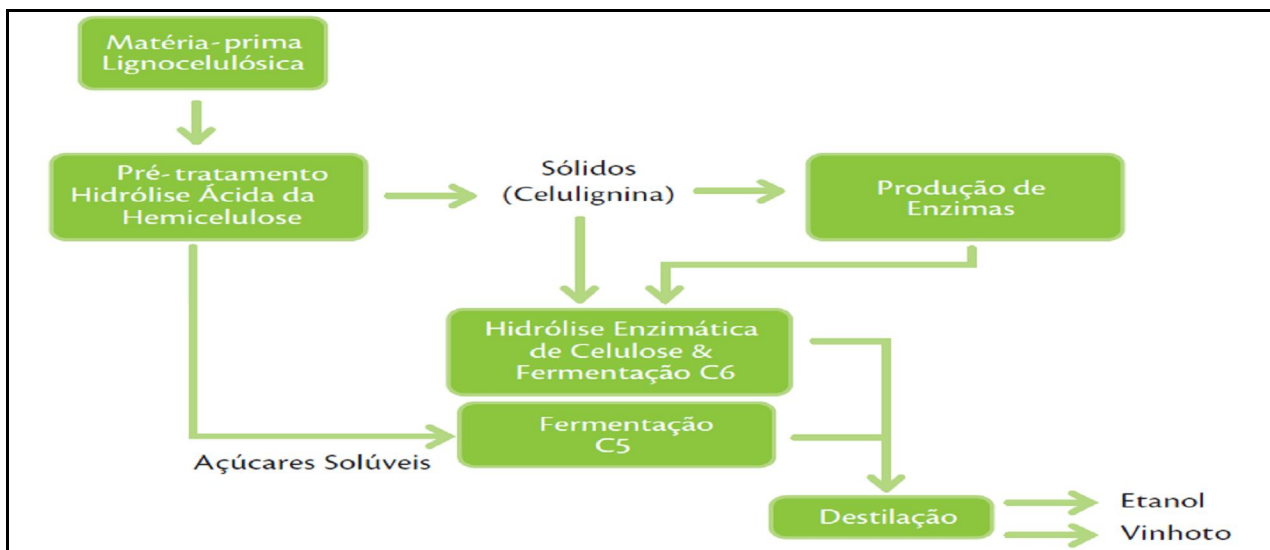
#### **1.3.4 – Processo Escolhido e seus Custos**

A partir do exposto nesta subseção e de acordo com a revisão bibliográfica, além de consulta a especialistas, definiu-se a seguinte configuração básica da planta produtora de etanol celulósico, a partir da rota bioquímica, a ser considerada nesta tese:

- planta com pré-tratamento com ácido diluído [considerado o método mais utilizado e promissor para a biomassa da cana (CARDONA *et al.*, 2010; CHEN *et al.*, 2011)];
- hidrólise enzimática (IEA, 2008a; FINGUERUT *et al.*, 2009); e
- processo SSF (HAMELINCK *et al.*, 2005).

A Figura 1.7 ilustra a configuração SSF que será considerada nesta tese.

**Figura 1.7 – Diagrama de Blocos do Processo SSF**



Fonte: PEREIRA JÚNIOR (2010).

De acordo com SCHILITTLER (2006), em nível laboratorial é possível obter-se aproximadamente 162 litros de etanol por tonelada de bagaço processada a partir desta tecnologia, sendo 55% provenientes da fração celulósica e o restante da fração hemicelulósica.

A hipótese aqui adotada é que 20% da biomassa disponível será utilizada para o suprimento da demanda energética do processo produtivo de etanol convencional. No que se refere à unidade de produção de etanol através de hidrólise enzimática, considera-se que o montante de lignina disponível para ser utilizado como combustível é insuficiente para o atendimento das necessidades energéticas do processo<sup>73</sup> e parte do bagaço e da palha disponíveis é usada como insumo energético desta unidade. Portanto, a disponibilidade de biomassa a ser utilizada como insumo para produção de etanol celulósico será de 650.000 mil toneladas e a produtividade de referência é de 35 litros de etanol celulósico por tonelada de cana processada através do processo SSF.

<sup>73</sup> Para cada 1.000 toneladas de bagaço (base úmida) processadas, o suposto é que são recuperadas 95 toneladas de lignina e 27 toneladas de celulose. O uso desta biomassa permite reduzir o consumo energético do processo de 39,93 MJ por litro de etanol para 23,52 MJ. Cabe destacar, que a recuperação de outros resíduos, como enzimas e leveduras, poderia reduzir ainda mais o consumo energético do processo.

No que se refere aos custos de produção, existe uma grande dificuldade em estimá-los de forma precisa, devido à incipiente maturidade dessa rota tecnológica. Observa-se assim que os custos mensurados são ainda muito sensíveis aos pressupostos adotados pelo analista<sup>74</sup>, sobretudo no que se refere à escala considerada.

SCHLITTLER (2006) estima em aproximadamente US\$ 214 milhões o custo do investimento para uma planta que processe aproximadamente 100.000 toneladas de bagaço ao longo de 100 dias por ano<sup>75</sup>. Por sua vez, WRIGHT e BROWN (2005) apresentam um custo de US\$ 756 milhões para uma planta que produza 150 milhões de galões equivalentes de gasolina por ano, enquanto que RISMILLER e TYNER (2009) estimam em US\$ 338 milhões<sup>76</sup> o custo médio do investimento de uma planta com capacidade de 50 milhões de galões de etanol, em 2009, com este custo reduzindo-se para US\$ 254 milhões em 2015. Ressalte-se que ambos os estudos possuem como base a rota tecnológica de hidrólise enzimática com pré-tratamento com ácido diluído.

Esta tese adotará como referência de custo os valores de KAZI *et al.* (2010) que estimaram os custos de investimento da enésima planta a ser construída, e entrar em operação comercial, em um horizonte de 5 a 10 anos. De acordo com os autores, as estimativas foram baseadas nas informações disponíveis referentes ao “estado da arte” atual da produção de etanol celulósico a partir da rota bioquímica até 2007, não contemplando aprimoramentos futuros da tecnologia. A partir desta publicação do *National Renewable Energy Laboratory of the U.S Department of Energy*, é possível verificar-se um custo da ordem de US\$ 328 milhões<sup>77</sup> para a uma planta SSF que utilize ácido diluído como pré-tratamento e processe diariamente 2.000 toneladas de biomassa seca, ao longo de 350 dias do ano.

Contudo, é preciso fazer a ressalva de que a usina padrão da presente tese processa 3 milhões toneladas de cana por safra e, além do bagaço, utiliza 50% da palha disponível

---

<sup>74</sup> Ver WRIGHT e BROWN (2007) e RISMILLER e TYNER (2009).

<sup>75</sup> Conforme SCHLITTLER (2011), entre 2006 e 2011 não ocorreram variações relevantes nos custos apresentados em SCHLITTLER (2006). Logo, os mesmos continuam sendo uma estimativa consistente dos custos de investimento em uma planta de produção de etanol celulósico a partir da biomassa da cana de açúcar.

<sup>76</sup> Dólares de 2005.

<sup>77</sup> Dólares de 2007.

operando por 200 dias. Como se trata de uma estimativa preliminar de custos, será adotado novamente o método exponencial utilizado na seção anterior [equação (1)], com N igual a 0,7, para se estimar o custo dos investimentos. O ajuste de escala permite estimar um custo de US\$ 376 milhões que, corrigido para 2010 e convertido para reais, indica um valor de R\$ 663 milhões.

Além do custo do investimento, a viabilidade econômica da rota bioquímica é fortemente influenciada pelos seus custos variáveis, que ainda são muito elevados, sobretudo o custo das enzimas. De acordo com RISMILLER e TYNER (2009), o custo médio do complexo enzimático em 2009 era de US\$ 0,13 por litro de etanol. Este valor é compatível com o anunciado recentemente por alguns produtores de enzimas<sup>78</sup>.

Com base em KAZI *et al.* (2010), será adotado o custo de operação da planta de US\$ 0,43 por litro de etanol produzido, sendo a parcela com enzimas da ordem de US\$ 0,18 por litro de etanol. Portanto, na análise financeira do Capítulo 5 o valor utilizado será de R\$ 0,73 por litro de etanol<sup>79</sup>.

## **Considerações Finais**

Este capítulo analisou algumas das alternativas tecnológicas que podem ser utilizadas para o aproveitamento energético do bagaço e da palha disponível no setor sucroenergético brasileiro. Como a realização de investimentos nestas tecnologias tem fins comerciais, é preciso analisar as oportunidades de comercialização desta bioenergia. Neste sentido os capítulos 2 e 3 desta tese dedicam-se, respectivamente, à identificação do mercado potencial para a bioeletricidade e para o etanol lignocelulósico, com vistas a ter elementos suficientes para avaliar qual das rotas é a mais atrativa economicamente.

---

<sup>78</sup> Segundo LEBER (2010), a empresa Novozymes, maior produtora mundial de enzimas, anunciou em 2010 ser capaz de produzir enzimas para a hidrólise de biomassa com um preço de US\$ 0,50 por galão de etanol, representando uma queda de 80% do valor de 2 anos antes. A Danisco também aponta em direção a este nível de preços. De acordo com o artigo, esta redução faz com que os custos com enzimas deixem de representar mais da metade dos custos de produção de etanol celulósico através de hidrólise enzimática, passando a responder por algo em torno de 25% desses custos.

<sup>79</sup> Este valor não contempla o custo com biomassa.

Contudo, dado que as tecnologias BIG/GTCC e de produção de etanol, a partir da hidrólise enzimática de material lignocelulósico, não se encontram disponíveis comercialmente, existem muitas incertezas em relação aos seus custos que precisam ser tratadas antes da realização da análise financeiras das possíveis alternativas. Isso será feito no Capítulo 4, de forma a permitir que no Capítulo 5 seja finalmente realizado o exame da atratividade relativa das tecnologias estudadas.

## **2 – O Sistema Elétrico Brasileiro e as Oportunidades de Comercialização para a Bioeletricidade**

O objetivo basilar deste capítulo é analisar as oportunidades de comercialização para a bioeletricidade produzida nas usinas sucroenergéticas. Devido às peculiaridades do sistema elétrico brasileiro, é necessário um conhecimento prévio de sua lógica de funcionamento e suas perspectivas para que seja possível identificar a importância da bioeletricidade e, sobretudo, os nichos de mercado para a venda de bioeletricidade.

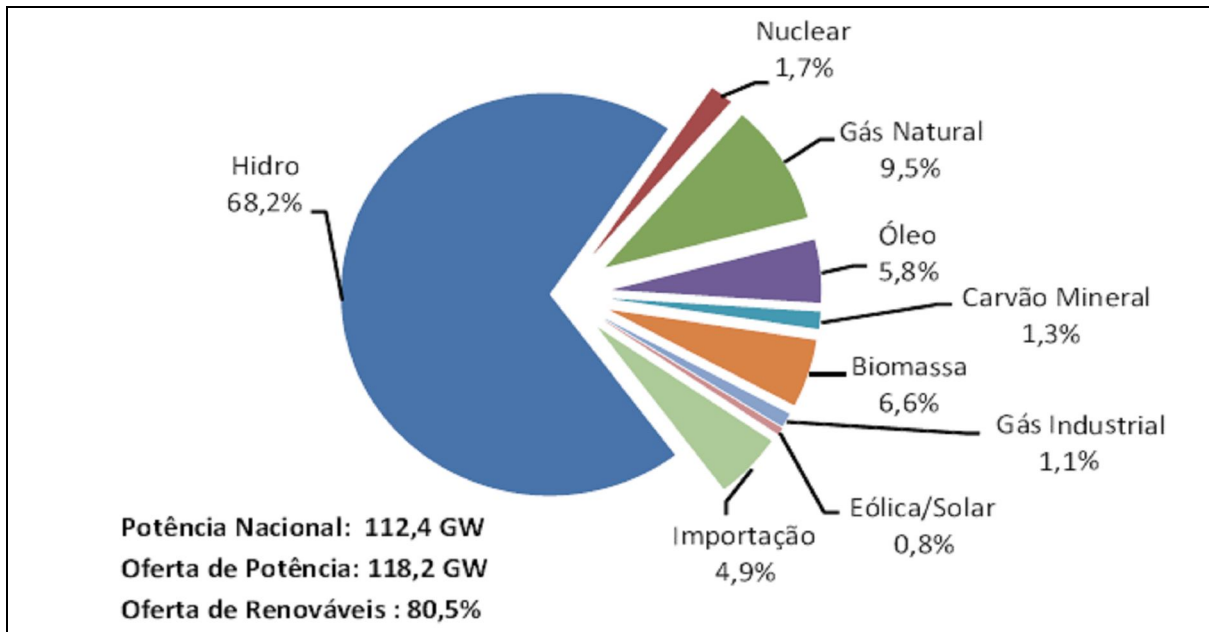
O capítulo está dividido em três seções. A primeira seção discorre sobre o sistema elétrico brasileiro com o intuito de mostrar as implicações para a operação e planejamento da predominância hídrica do parque gerador, especialmente no que se refere à segmentação existente entre as esferas de operação e comercial. Em seguida, são examinadas as perspectivas de expansão da oferta brasileira de energia elétrica com vistas ao atendimento da demanda crescente por energia elétrica. Nesta seção, serão mostrados argumentos que sustentam a hipótese de que nos próximos anos existirá crescente necessidade de geração complementar ao parque hídrico, ao longo do período seco do ano e que indicam que a bioeletricidade poderá exercer uma função importante nesta complementação.

Por fim, após identificar a importância da bioeletricidade para o sistema elétrico brasileiro, a última seção apresenta as características do mercado brasileiro de energia elétrica e as oportunidades de comercialização para a bioeletricidade neste mercado.

### **2.1 – O Sistema Elétrico Brasileiro**

O sistema elétrico brasileiro se expandiu e consolidou ao longo do século XX sob o paradigma da geração centralizada em grandes Usinas Hidroelétricas (UHE) associadas à construção de extensas linhas de transmissão (SOITO, 2011). Em linha com este modelo, o Gráfico 2.1 mostra a predominância hidroelétrica na potência instalada em 2010.

**Gráfico 2.1 – Potência Instalada do Sistema Elétrico Brasileiro em 2010**



Fonte: MME e EPE (2011a).

Com base nos dados do Gráfico 2.1, verifica-se que aproximadamente 70% da capacidade instalada do Brasil é hídrica. No entanto, a participação hídrica na geração efetiva é ainda maior porque o parque térmico possui essencialmente uma função de *backup* do sistema<sup>80</sup>. De acordo com MME e EPE (2011a), a geração hidroelétrica representou em torno de 80% da oferta brasileira de energia elétrica em 2010<sup>81</sup>. Observa-se assim que em anos de afluições típicas o parque térmico é acionado com baixa frequência e o sistema é atendido essencialmente pela geração hídrica, conforme pode ser verificado na Tabela 2.1.

<sup>80</sup> Dada a impossibilidade de estocar energia elétrica, deve existir um equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda. Neste sentido, a indústria de energia elétrica precisa não apenas produzir energia elétrica como garantir que a mesma estará disponível no mesmo momento em que for demandada. Porém, não se pode abster do fato que a oferta de energia hidroelétrica no médio e longo prazo é função das afluições verificadas. Como consequência, a segurança de um sistema de base hídrica é sempre um conceito probabilístico associado a um nível de risco definido como aceitável. Neste sentido, é preciso que a capacidade instalada do sistema seja consideravelmente superior à demanda de ponta do sistema e que o sistema tenha centrais térmicas instaladas e atuando como *backup* estrutural para o parque gerador. Ao mesmo tempo, estas térmicas cumprem o papel de atender a ponta do sistema.

<sup>81</sup> Inclui importação de energia.

**Tabela 2.1**  
**Evolução da Participação da Geração Hidroelétrica na Oferta do Sistema Interligado Nacional (SIN)<sup>82</sup>: 2000-2010**

<i>Ano</i>	<i>Participação (%)</i>
2000	94,11
2001	89,65
2002	90,97
2003	92,14
2004	88,63
2005	92,45
2006	91,81
2007	92,78
2008	84,6
2009	93,3
2010	88,8

Fonte: Histórico da Geração do Site do ONS.

Os dados da Tabela 2.1 são bastante expressivos quando comparados com a participação da hidroeletricidade na oferta mundial de energia elétrica em torno de 16% (IEA, 2011b). A Tabela 2.2 mostra que os países que apresentam uma participação hídrica na oferta de energia elétrica da mesma ordem de grandeza do Brasil são países que possuem mercados de energia elétrica com escala muito menor.

---

<sup>82</sup> O Sistema Interligado Nacional compreende aproximadamente 98% do sistema elétrico brasileiro. É composto por 4 subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.



**Tabela 2.2 - Participação da Hidroeletricidade na Geração Doméstica de Energia Elétrica em 2009**

<i>País</i>	<i>Participação (em %)</i>
Noruega	95,7
Brasil <sup>83</sup>	83,8
Venezuela	72,8
Canadá	60,3
Suécia	48,3
Rússia	17,8
China	16,7
Índia	11,9
Japão	7,8
EUA	7,1
Resto do Mundo	13,9
Mundo	16,5

Fonte: IEA (2011b).

CASTRO *et al.* (2010b) ressaltam que o atendimento da carga de um sistema de grande porte como o brasileiro, com cerca de 90% de energia de fonte natural é um feito notável e ímpar em termos mundiais, sobretudo levando em conta que a energia hídrica depende das chuvas, que são sazonais. Os autores enfatizam que em um ano médio, a energia hídrica que corre pelos rios com aproveitamentos energéticos é até superior à carga, mas se trata de uma energia distribuída ao longo do ano de forma desigual e sujeita a níveis elevados de incerteza<sup>84</sup>.

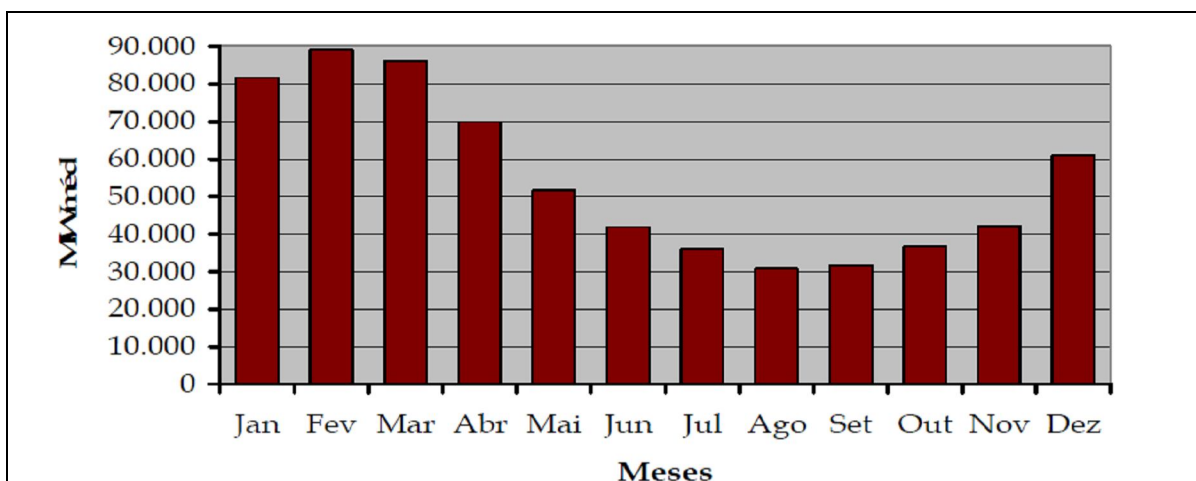
O Gráfico 2.2 ilustra o caráter sazonal do regime fluvial brasileiro. A Energia Natural Afluente (ENA) é superior à carga durante a estação úmida, entre dezembro e abril, mas o inverso ocorre durante a estação seca predominante, que vai de maio a novembro. Neste período, a média de longo prazo da ENA é de apenas 38.609 MW<sub>méd</sub>. Entretanto, devido

<sup>83</sup> Não inclui a energia importada da parte paraguaia da Usina de Itaipu.

<sup>84</sup> No ano de 2008, por exemplo, os aproveitamentos existentes tinham um potencial energético de 54.830 MW<sub>méd</sub> de energia, com aflúncias na média histórica de longo termo. E neste mesmo ano, a carga do SIN era um pouco menor – 50.998 MW<sub>méd</sub>. (Dados compilados pelo Gesel-IE-UFRJ a partir do banco de dados do histórico da operação disponível no site do ONS).

ao caráter aleatório da ENA, as afluições observadas em um determinado ano podem se mostrar bastante inferiores à média de longo prazo. Os dados deste gráfico incluem todas as bacias exploradas atualmente no país. A disponibilidade de energia natural afluente, que ultrapassa os 89 mil MWméd em fevereiro, cai a um piso de pouco mais que 30 mil MWméd em agosto-setembro, ou seja, há uma redução de 2/3 das afluições entre o mês de pico e o mais seco.

**Gráfico 2.2 – Energia Natural Afluente: média histórica de longo prazo\***



\*Inclui todos os subsistemas do SIN.  
 Fonte: CASTRO *et al.* (2010b).

Diante ao caráter sazonal do regime fluvial brasileiro, com vistas a regularizar a oferta de energia hidroelétrica ao longo de todo o ano, a expansão do sistema hídrico brasileiro ao longo do Século XX se processou concomitante à construção de reservatórios de acumulação<sup>85</sup> com a função de estocarem água no período úmido a ser convertida em energia no período seco do ano. Logo, passa a ser relevante o conceito de Energia Armazenada (EAR) que é a energia acumulada nos reservatórios e para ser utilizada ao longo do período seco, permitindo regularização da oferta de energia hidroelétrica durante todo o ano para o atendimento da demanda.

<sup>85</sup> Toda usina hidroelétrica possui reservatório. A diferença é a capacidade de regularização das vazões do reservatório associado à usina. Usinas com reservatórios de compensação — comumente denominadas de usinas a fio d'água — possuem capacidade suficiente para a regularização de apenas descargas semanais ou diárias. Em contrapartida, UHEs com reservatórios de acumulação de maior porte são capazes de regular vazões por períodos de um mês, um ano ou vários anos.

Em termos de capacidade, os reservatórios brasileiros, quando cheios, possuem EAR suficiente para atender a carga por aproximadamente 5 meses, mesmo que não se verifique afluência alguma no período. A Tabela 2.3 apresenta a capacidade de estocagem de energia do SIN no ano de 2007.

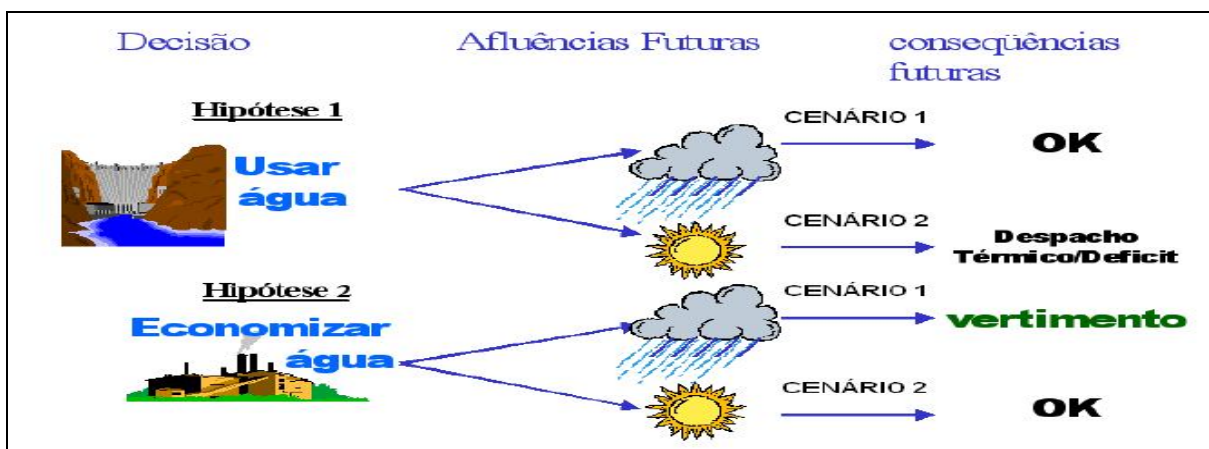
**Tabela 2.3 – Energia Armazenada Máxima e Carga por Subsistema: 2007**

Regiões	EAR Max (MWhmês)	% Total	Carga (Mwmed)	EARMáx/Carga (meses de carga)
SE/CO	190.419	69,7	30.846	6,2
S	18.425	6,8	8.168	2,3
N	12.414	4,6	3.476	3,6
NE	51.690	18,9	10.721	4,8
Total	272.314	100,0	53.211	5,1

Fonte: CASTRO *et al.* (2010b).

A presença de reservatórios busca amenizar a dependência do sistema hidroelétrico em relação às afluências, que são variáveis estocásticas sujeitas às condições hidrológicas futuras (TOLMASQUIM, 2011a). Neste sentido, verifica-se que a operação deste sistema encontra-se diante ao problema intertemporal descrito na Figura 2.1.

**Figura 2.1 – O Dilema Intertemporal da Operação do Sistema Brasileiro**



Fonte: LOUREIRO (2009).

Em síntese, a operação do SIN deve ser realizada de forma a otimizar o uso dos recursos energéticos disponíveis para que a carga seja atendida com qualidade e ao menor custo possível, observando-se todas as restrições técnicas-operativas e ambientais existentes (LOUREIRO, 2009). Entretanto, esta otimização tem caráter intertemporal porque existe uma interdependência entre os despachos presente e futuro. Logo, não se trata de minimizar o custo de geração presente ou o custo de geração futuro e, sim, a minimização do custo total que engloba todo o horizonte temporal.

Segundo D'ARAÚJO (2009), a otimização do uso dos recursos energéticos e a exploração das sinergias associadas a este sistema requer a operação centralizada do sistema, essa função é desempenhada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) que é o responsável pelo despacho de cada usina no SIN. A operação centralizada é ainda mais relevante devido às seguintes peculiaridades do sistema elétrico brasileiro:

- i) *Efeito Regularização*: devido à extensão dos rios brasileiros<sup>86</sup>, é comum a coexistência de diversas usinas hidroelétricas ao longo de um mesmo rio. Logo, a água efluente da usina a montante determina a afluência da usina imediatamente a jusante no rio. Observa-se que quando existem várias usinas em cascata numa bacia hidrográfica, a geração de cada usina não depende apenas de sua própria estratégia de reservar água, mas principalmente das estratégias de geração das usinas a montante. Cabe destacar, que a própria existência de reservatórios a montante da usina ao regularizarem as afluências, aumenta a energia firme<sup>87</sup> da usina localizada a jusante. Portanto, verifica-se a necessidade de a estratégia adotada considerar o sistema elétrico em sua totalidade, porque a ação individual de cada usina não permitiria maximizar a geração presente sujeita à restrição de não comprometer a geração futura.
- ii) *Efeito Diversidade*: além da sazonalidade das afluências, existe uma diversidade hidrológica acentuada entre as regiões Sul e Sudeste-Centro Oeste e uma

---

<sup>86</sup> Em função de sua geografia composta por planaltos e planícies, o Brasil possui rios com grande extensão. Por exemplo, o Rio Paraná tem uma extensão de 3942 km e o Rio São Francisco uma extensão de 2800 km.

<sup>87</sup> De acordo com D'ARAÚJO (2009), a energia firme de uma usina é definida com a energia média que esta usina conseguiria gerar no cenário correspondente ao pior período do histórico de afluências.

diferença de aproximadamente 1 mês entre a afluência máxima na Região Sudeste e na Região Norte. A diversidade espacial do regime fluvial faz com que o sistema de transmissão brasileiro exerça o papel de um reservatório “virtual”, permitindo atender a carga a partir de uma grande variedade de combinações de unidades geradoras distribuídas pelo território nacional. Desta forma, torna-se possível evitar vertimentos desnecessários, permitindo ainda realizar o esvaziamento estratégico dos reservatórios de forma a disponibilizar um volume de reserva<sup>88</sup>. Estes benefícios do sistema de transmissão explicam a razão pela qual o Brasil possui um dos maiores sistemas interligados do mundo com uma extensão da ordem de 4000 km<sup>89</sup>. Portanto, o sistema de transmissão brasileiro deve ser dimensionado de forma a não apenas permitir o atendimento da demanda como também tornar possível a transferência de grandes quantidades de energia, através de longas distâncias.

- iii) *Efeito Seguro*: a diferença do regime fluvial das regiões e a possibilidade de intercâmbio de grandes blocos de energia entre os subsistemas que compõem o SIN não elimina, em anos de hidrologia ruim, a possibilidade de esvaziamento total dos reservatórios de todas as regiões. Logo, continuaria a existir o dilema basilar de um sistema hidroelétrico puro: utilizar a EAR para gerar energia no presente ou mantê-la nos reservatórios para utilização futura? O equacionamento desta questão exige a presença de outras formas de geração que estejam disponíveis para o atendimento da carga, complementando assim utilização da geração hídrica. É neste contexto que emerge a relevância do parque térmico atuando como *backup* do sistema. A presença deste parque

---

<sup>88</sup> Também conhecido como “volume de espera”. Tem por finalidade permitir o amortecimento de ondas de cheia na calha do rio.

<sup>89</sup> O SIN foi construído, e vem sendo ampliado, com vistas a aproveitar a diversidade de afluências e de capacidade de armazenamento entre as bacias hidrográficas. Esta rede reduz a nível inter-regional os riscos associados à sazonalidade na disponibilidade de energia e ao montante total de energia natural afluente. Como ilustração, o subsistema Norte na estação úmida exporta grandes blocos de energia excedente provenientes da usina hidroelétrica Tucuruí para os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. Em contrapartida, a partir de junho, o subsistema Norte, que tem uma estação seca longa e não possui reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente as afluências, passa a importar energia, sobretudo da Região Sudeste, que dispõe de grande capacidade de armazenamento. Estes fluxos de exportação e importação de energia, embora tenham um padrão sazonal relativamente estável no caso do subsistema Norte, podem ser mais ou menos intensos conforme as afluências, o nível corrente dos reservatórios nas diversas bacias hidrográficas e o comportamento da carga (CASTRO *et al.*, 2010b).

possibilita a utilização de forma mais “agressiva” dos reservatórios, porque ameniza as incertezas decorrentes das variações hidrológicas, aumentando dessa forma as alternativas de deplecionamento e permitindo maiores volumes de espera.

O exposto até aqui elucidado a compreender a assertiva que no Brasil quem atende a carga por energia é o sistema elétrico e não o conjunto de unidades geradoras. D’ARAÚJO (2009) afirma que os ganhos energéticos do Sistema Hidrotérmico Brasileiro, ou seja, da combinação UHEs (Usinas Hidroelétricas), UTEs (Usinas Térmicas) e linhas de transmissão – térmicas são da ordem de 25% da carga.

Devido à variação instantânea da carga (potência) é necessário que a capacidade instalada do sistema elétrico seja superior à demanda de ponta<sup>90</sup>. Por outro lado, para garantir o suprimento futuro de energia — ou para torná-lo mais econômico — pode ser necessário poupar a água dos reservatórios. Isso é realizado pelas UTEs, que estão disponíveis a serem acionadas de forma quase contínua, atuando assim como uma espécie de *backup* do sistema<sup>91</sup>. Em outras palavras, no sistema hidrotérmico brasileiro as usinas termoelétricas operam essencialmente como uma reserva do parque hídrico (CASTRO *et al.*, 2010b).

CASTRO e BRANDÃO (2010) enfatizam que em um sistema hidrotérmico como o brasileiro, onde devido à aleatoriedade das afluições, é preciso necessariamente manter capacidade de geração ociosa, em muitos casos pode ser possível atender a uma carga maior através do acionamento mais intenso das usinas térmicas. Contudo, este tipo de estratégia resulta em custos de operação elevados e, por esta razão, o dimensionamento da carga que o sistema pode atender adota tanto critérios energéticos como econômicos.

---

<sup>90</sup> No jargão do setor, consumo e demanda de eletricidade são entendidos de maneira distinta. *Consumo* se refere à energia requerida pela carga durante determinado período, e *demanda* à potência necessária para atender ao requerimento de potência da carga nesse período. “Ponta” ou “demanda de ponta” se refere à demanda máxima no período. De acordo com o Boletim Semanal de Operação do ONS da semana 17/03/2012 a 23/03/2012, a demanda máxima recorde do SIN foi de 76.733 MW em 08/02/2012.

<sup>91</sup> No Brasil, essa estimativa é efetuada pelo Programa Mensal da Operação – PMO, em reunião coordenada pelo ONS e com a participação de todos os agentes envolvidos na geração. O PMO leva em conta critérios elétricos e econômicos, e busca ainda manter o risco de déficit em níveis toleráveis.

Neste sentido, o planejamento do sistema calcula a “carga crítica”, também conhecida como a garantia física do sistema. Tal carga crítica é definida como a maior carga que o sistema pode atender mantendo um risco de déficit considerado tolerável<sup>92</sup> e fazendo, ao mesmo tempo, que os custos operacionais sejam equivalentes aos custos para expandir o sistema, construindo e contratando novas geradoras. Este dimensionamento da garantia física do sistema é realizado através de modelagem computacional utilizando o software Newave, desenvolvido pelo CEPEL<sup>93</sup>. Desta forma, a garantia física do sistema é a maior carga que pode ser atendida respeitando simultaneamente um critério de segurança de abastecimento (risco anual de déficit menor que 5%) e um critério econômico, baseado na igualdade entre o custo de expandir o sistema, construindo novas usinas (Custo Marginal de Expansão – CME) e o custo de operar o sistema (Custo Marginal de Operação – CMO), considerando-se o custo do déficit (TOLMASQUIM, 2011a). São justamente estes critérios que o planejamento da expansão deve atender e a legislação estabelece como diretrizes para a expansão do sistema.

Cabe frisar, que o conceito de garantia física é específico ao SEB no qual não se comercializa energia física e sim certificados de energia que representam uma garantia de abastecimento<sup>94</sup>. Logo, os consumidores precisam comprar energia em termos de garantia física e cada gerador recebe do Ministério de Minas de Energia (MME) um montante de garantia física que pode ser vendido para lastrear consumo. Este lastro é o que constitui a base para contratos de longo prazo<sup>95</sup>. D’ARAÚJO (2009) ressalta que a operação do sistema elétrico brasileiro deve se manter alheia a aspectos comerciais, mesmo dentro de um ambiente de competição no segmento de geração. Isso porque para otimizar a operação

---

<sup>92</sup> Uma das restrições do problema é o custo do déficit de energia, ou seja, o custo para a sociedade da falta de energia elétrica. No âmbito do planejamento, se utiliza uma função de custo de déficit com patamar único em contraste com a modelagem da operação onde a função de custo de déficit de 4 patamares.

<sup>93</sup> O processo iterativo para cálculo da carga crítica do sistema utiliza o *Newave* da seguinte forma: varia-se a carga do sistema até que o CMO seja igual ao CME. A partir daí verifica-se se o risco de déficit está dentro do aceitável (menor que 5%). Caso isso não ocorra, diminui-se a carga até que o risco seja aceitável. A cada carga testada, o programa calcula os riscos de déficit e o CMO médio. O processo termina quando tanto o critério de segurança de abastecimento quanto o critério econômico são atendidos e a carga correspondente a essa situação é a carga crítica ou garantia física do sistema (CASTRO *et al.*, 2010c).

<sup>94</sup> Em outros sistemas elétricos, em linhas gerais a energia comercializada corresponde à energia que pode ser efetivamente gerada e consumida.

<sup>95</sup> Um detalhe relevante deste arranjo comercial é que o gerador muitas vezes não tem permissão para comercializar toda a energia que é capaz de gerar num determinado período, ficando limitado a vender o montante de energia correspondente à garantia física que lhe foi atribuída.

de um sistema com as características do brasileiro é necessário existir um agente monopolístico, no caso o ONS, que atue de forma independente.

O rateio da garantia física consiste na divisão do sistema proporcionalmente à geração esperada das usinas ponderada pelo CMO<sup>96</sup>. No caso de usinas termoeletricas, esta divisão é feita diretamente, a partir de dados de saída do *Newave*<sup>97</sup>. Por sua vez, para as usinas hidroelétricas, que são representadas no *Newave* agrupadas por submercados, o cálculo é feito em duas etapas: primeiro calcula-se a garantia física do bloco hídrico e depois se faz o rateio desta entre as hidrelétricas, de acordo com as energias firmes de cada uma, calculadas usando o programa MSUI<sup>98</sup>. Sob o ponto de vista comercial, apenas um número interessa em todo o estudo sobre garantia física: qual a parcela correspondente (garantia física) da nova usina, calculada após o rateio.

A garantia física é um conceito que visa compatibilizar as esferas o comercial e operativa do setor elétrico brasileiro. Observa-se assim que o cálculo da garantia física de cada gerador permite que a energia passível de ser vendida por um gerador seja proporcional à sua contribuição para a capacidade do sistema elétrico como um todo de atender à carga em uma operação coordenada. Para o empreendedor de uma nova usina, a garantia física tem um significado estritamente comercial. Porém, a definição da garantia física obedece a critérios eminentemente energéticos. Desta forma, o empreendedor não tem influência direta na garantia física de seu projeto, que é definida em estudos que determinam seu valor para o sistema.

---

<sup>96</sup> CASTRO *et al.* (2010c) realizaram uma análise dos cálculos das garantias físicas de novas usinas e identificaram indícios de que a metodologia empregada para medir a contribuição dessas usinas para a energia total do sistema possui imperfeições. De acordo com os autores, a abordagem adotada pela metodologia oficial, que consiste no rateio da carga crítica entre os geradores, se apresenta inadequada para avaliar a contribuição dos novos projetos para a expansão do sistema. Sustenta-se que os benefícios dos novos empreendimentos de geração são melhores mensurados pelo ganho proporcionado ao sistema em termos de aumento da capacidade de atendimento de carga e não por um critério de rateio de uma carga dada (metodologia atual). Os autores argumentam que o cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova deve utilizar uma abordagem capaz de medir o ganho energético de um novo projeto para o sistema.

<sup>97</sup> Geração de cada UTE individualmente, geração total de cada subsistema e os CMOs correspondentes.

<sup>98</sup> Para as geradoras eólicas e as usinas de bioeletricidade não é feita a modelagem completa do funcionamento do Sistema Interligado, existindo uma metodologia específica para definição de suas garantias físicas.



A metodologia de cálculo das garantias físicas<sup>99</sup> assegura que a energia comercializada esteja lastreada em capacidade efetiva de atendimento de carga pelo sistema. Por consequência, a comercialização de energia na forma de garantia física permite que haja uma correta sinalização econômica para a expansão do parque gerador. Portanto, esta metodologia visa permitir que as necessidades de aumento de consumo resultem na contratação de novos empreendimentos de geração na medida certa para atender à carga adicional, possibilitando que o sistema seja automaticamente dimensionado para atender à carga estimada.

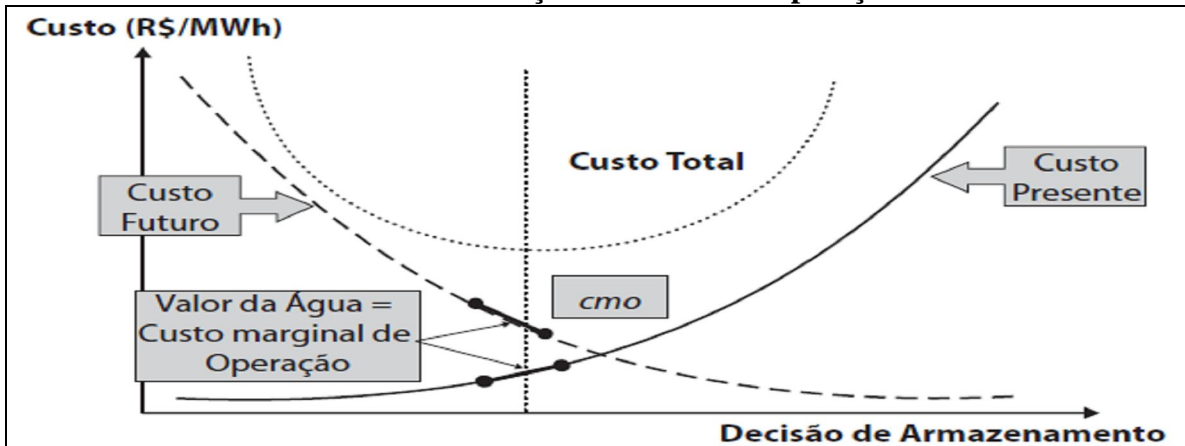
Devido ao caráter intertemporal da decisão a ser tomada, a operação do sistema elétrico brasileiro se estende por um período de 5 anos, tornando-o um problema de longo prazo<sup>100</sup>. Segundo D'ARAÚJO (2009), além das projeções da oferta e da demanda, é preciso fazer a modelagem das afluências futuras, adotar-se um custo de déficit para a energia e uma taxa de desconto. Logo, a questão que se coloca é como definir o despacho hidráulico e o despacho térmico em cada estágio de tempo que minimizem o valor esperado do custo total de geração. Para responder a esta questão a variável relevante é o valor de uma unidade de reserva energética em termos de volume d' água. Esta variável é justamente o custo marginal de operação do sistema elétrico brasileiro que define o valor da água (ibid.). Esta relação é ilustrada pelo Gráfico 2.3.

---

<sup>99</sup> A garantia física é calculada pela EPE com base na metodologia oficial estabelecida pela portaria nº 268 do MME, de 12 de setembro de 2008. Para a maioria dos projetos de geração, estes estudos consistem na modelagem do Sistema Interligado, simulando como seria sua operação caso a nova usina fosse construída. Esta modelagem permite calcular a capacidade global de atendimento de carga e a contribuição de cada usina específica para ela. É com base nestes estudos realizados pela EPE que o MME define legalmente a garantia física de cada nova usina.

<sup>100</sup> Para se ter uma noção do quão longo é o horizonte da operação do sistema elétrico brasileiro, este horizonte é o horizonte de planejamento em outros sistemas elétricos.

**Gráfico 2.3 – Funções de Custo da Operação**



Fonte: D'ARAÚJO (2009).

O Gráfico 2.3 mostra que o custo presente é uma função positiva do nível de armazenamento. Em outras palavras, quanto maior o nível de armazenamento desejado maior o custo de geração no presente devido à necessidade de utilização de térmicas para o atendimento da carga. Em contrapartida, a função de custo futuro possui um formato inverso porque quanto maior o nível de armazenamento menor será o custo futuro. Logo, deve adotar-se uma modelagem capaz de minimizar o custo total (custo presente + custo futuro) através da determinação do nível ótimo de armazenamento. A solução para este problema é o ponto de mínimo da curva de custo total que corresponde ao ponto onde o custo presente marginal e o custo futuro marginal se igualam, fornecendo o custo marginal de operação (CMO), conforme mostra o gráfico 2.3 (ibid.).

O custo marginal de operação é a variável chave para definição das usinas que serão chamadas a despachar por representar o custo de oportunidade da água (ibid.). Em suma, enquanto o custo marginal de operação for inferior ao custo de operação das térmicas, a carga é atendida pelas usinas hidroelétricas, e conforme o custo marginal de operação vai aumentando de valor as térmicas que possuem um custo de operação inferior ao mesmo passam a ser despachada. Isto é o que se denomina despacho por ordem de mérito onde as

usinas são despachadas em função do custo de oportunidade da água e dos seus respectivos custos de operação<sup>101</sup>.

Como fora mencionado anteriormente, o sistema elétrico brasileiro apresenta uma nítida segmentação entre as esferas operativa e comercial e o que se transaciona são certificados de energia, a chamada garantia física, e não energia física propriamente dita. Observa-se assim que uma determinada usina que comercializou energia pode não ter sido chamada a despachar, por exemplo, enquanto que outro agente pode ter produzido uma quantidade de energia superior à garantia física que lhe foi concedida. Desta forma, após a geração e consumo efetivos, é preciso realizar um ajuste de posições.

Este ajuste ocorre no mercado de liquidação das diferenças onde ofertantes e demandantes confrontam a quantidade de garantia física que venderam (compraram) com a energia física gerada (consumida) e liquidam as diferenças. Estas transações possuem o preço da liquidação das diferenças (PLD) como parâmetro monetário. Este preço é derivado do custo marginal de operação com o estabelecimento de um piso e um teto com vistas a impedir a insolvência do sistema em um ano onde se verificassem hidrologias extremamente críticas.

---

<sup>101</sup> Pode ocorrer o despacho fora da ordem de mérito por razões elétricas, no caso de usinas que tenham geração inflexível como é o caso, por exemplo, da bioeletricidade sucroenergética ou da energia eólica. Outra situação é quando por razões de segurança do sistema (a denominada “aversão ao risco”), os procedimentos operativos de curto prazo do ONS determinam o despacho de térmicas de forma preventiva, de modo a atender aos níveis metas estabelecidos para os reservatórios.

## 2.2 – Perspectivas do Setor Elétrico Brasileiro<sup>102</sup>

A análise das perspectivas do setor elétrico brasileiro tem como parâmetro inicial o estudo do comportamento da demanda. De acordo com PINTO JUNIOR *et al.* (2007), a demanda por energia é função da renda, da tecnologia e da estrutura econômica. Desta forma, é necessária uma análise econométrica prospectiva da trajetória destas variáveis de modo a possibilitar a projeção da demanda energética e, mais especificamente, da demanda por energia elétrica.

Entretanto, como em qualquer análise econométrica, há incertezas que devem ser consideradas e que se tornam maiores com o horizonte de análise. Uma das alternativas para o tratamento de incertezas é por meio da construção de cenários, cujo objetivo é identificar as diferentes trajetórias que estas variáveis podem percorrer<sup>103</sup>. O uso deste instrumental permite aos planejadores analisar quais seriam os resultados esperados no contexto de cada um dos cenários considerados.

No caso específico do setor elétrico brasileiro, EPE (2007) constrói diversos cenários relativos ao comportamento do consumo final de energia elétrica no Brasil no período compreendido entre 2005 e 2030 que variam, sobretudo em função dos pressupostos relativos ao crescimento econômico. Assumindo como referência o cenário “surfando a marola<sup>104</sup>”, o consumo final de energia elétrica no Brasil atingiria o valor de 1.047 TWh<sup>105</sup> o que corresponde a aproximadamente a uma carga de 126.000 MWmed em 2030. Por sua vez, IEA (2011a) em seu cenário “*New Policies*” estima que o consumo de energia elétrica

---

<sup>102</sup> No âmbito da expansão da oferta brasileira de energia elétrica, o foco analítico está restrito às seguintes fontes: hídrica, gás natural, eólica e bioeletricidade, pois em um horizonte de 20 a 30 anos são as fontes que devem ser priorizadas na expansão da matriz elétrica brasileira. Esta assertiva é embasada por EPE (2007) e EPE (2011a). Porém, cabe destacar que as fontes nuclear, solar e o carvão também poderiam ser utilizadas nesta expansão. Enquanto a expansão da fonte nuclear em boa medida é uma decisão política devido aos riscos inerentes ao seu funcionamento, o principal entrave à fonte solar é sua (ainda) reduzida competitividade. Por sua vez, o maior entrave à utilização do carvão é o seu impacto ambiental (emissões de poluentes locais e de CO<sub>2</sub>), sendo que os mecanismos de redução destas emissões possuem custo elevado.

<sup>103</sup> A metodologia de cenários será apresentada com maiores detalhes no Capítulo 4.

<sup>104</sup> Neste cenário, a economia brasileira cresce a uma taxa anual média de 4,1% entre 2005 e 2030 enquanto que a economia mundial cresce no mesmo período a uma taxa de 3,0% ao ano.

<sup>105</sup> Não inclui o consumo do setor energético.

no Brasil atingirá o valor de 750 TWh em 2035, significando um crescimento anual médio da demanda de 2,4% entre 2009 e 2035<sup>106</sup>.

Segundo MME e EPE (2011b), o consumo final de energia elétrica no Brasil em 2010 totalizou 456 TWh. As projeções indicam portanto um expressivo crescimento do consumo de energia elétrica nos próximos anos 20 anos. No cenário “surfando a marola”, elaborado pela EPE, o crescimento do consumo entre 2010 e 2030 totalizaria 129% enquanto que no cenário “*New Policies*” da IEA o crescimento do consumo entre 2009 e 2035 seria de aproximadamente 64%. Para atender a esse crescimento seria necessário expandir a potência instalada para aproximadamente 225 GW até 2030, conforme a EPE (EPE, 2007). A questão que se coloca é quais fontes deveriam ser priorizadas nesta expansão da oferta do parque gerador de energia elétrica.

De acordo com TOLMASQUIM (2011b), o Brasil já teria explorado 34% do seu potencial hídrico. Isto significa que, na condição de detentor do terceiro maior potencial hidroelétrico do mundo, existe um potencial remanescente a ser explorado de aproximadamente 160 GW. Entretanto, para atender à demanda crescente basicamente a partir destes recursos, seria preciso que a exploração deste potencial hídrico viesse associada à construção de reservatórios de acumulação.

A análise do potencial hidroelétrico remanescente aponta para uma concentração deste potencial na Região Norte do país (SOITO, 2011). Esta região apresenta uma topografia suave e, como consequência, a construção de reservatórios que sejam capazes de estocar volumes expressivos de energia exigiria o alagamento de grandes extensões de terra. Além

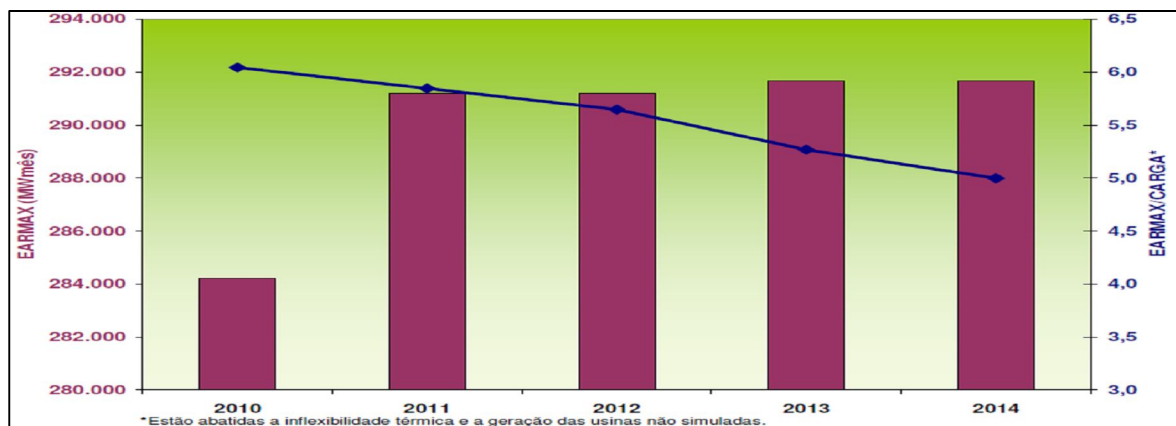
---

<sup>106</sup> Essa estimativa tem como base o pressuposto de que a economia brasileira, assim como a economia mundial, irá crescer a uma taxa anual média de 3,6% entre 2009 e 2035. Cabe destacar, que os cenários apresentados por IEA (2011a) não se distinguem pelos pressupostos relativos ao crescimento econômico e demográfico e sim a forma como o setor energético irá responder às alterações climáticas com o intuito de mitigá-la. O cenário *New Policies* é aquele que contempla todas as medidas e acordos já anunciados, mesmo que ainda não implementados, de redução das emissões de gases do efeito estufa do setor energético com vistas a mitigação das alterações climáticas. No caso do Brasil, a diferença em relação a um cenário onde não houvesse preocupação com a questão climática é que no “*New Policies*” projeta-se uma redução de 36% das emissões de gases do efeito estufa até 2020 e uma maior participação de fontes renováveis de energia. Como em grande medida a redução das emissões estão associadas a medidas de eficiência energética, isto justifica em boa parte a projeção mais conservadora de IEA (2011a) em comparação com a projeção de EPE (2007).

disso, o caráter mais rígido da legislação ambiental brasileira desde a Constituição de 1988 constitui um fator limitante à construção de grandes reservatórios. As exigências e restrições impostas tendem a restringir o alagamento de grandes áreas. Desta forma, verifica-se que as usinas que estão sendo construídas ou que venham a ser implementadas no bioma amazônico não possuem reservatórios de grande porte, ou seja, são usinas a fio d'água, como, por exemplo, as usinas de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira e Belo Monte no Rio Xingu (CASTRO *et al.*, 2010b).

Como consequência, tenderá a prevalecer, gradualmente, um sistema com muita energia hídrica no período úmido, com algumas usinas até mesmo vertendo água, e pouca energia no período seco do ano, devido à limitada da capacidade de estocar água. EPE (2011a) calcula que entre 2011 e 2020 a capacidade instalada de geração hídrica se expandirá 39%, enquanto que a capacidade de armazenamento irá aumentar apenas 6%. O Gráfico 2.4, onde no eixo vertical esquerdo está indicada a EAR e no eixo vertical direito é apresentada a razão entre a EAR e a carga, busca retratar esta tendência da redução da capacidade de regularização da oferta hídrica no período de 2010-2014, representada pela linha azul marinho, devido ao o crescimento marginal da capacidade de armazenagem do sistema (barras roxas) em contraste com o crescimento da carga.

**Gráfico 2.4 – Evolução da Energia Armazenada Máxima e Grau de Regularização do SIN: 2010-2014**

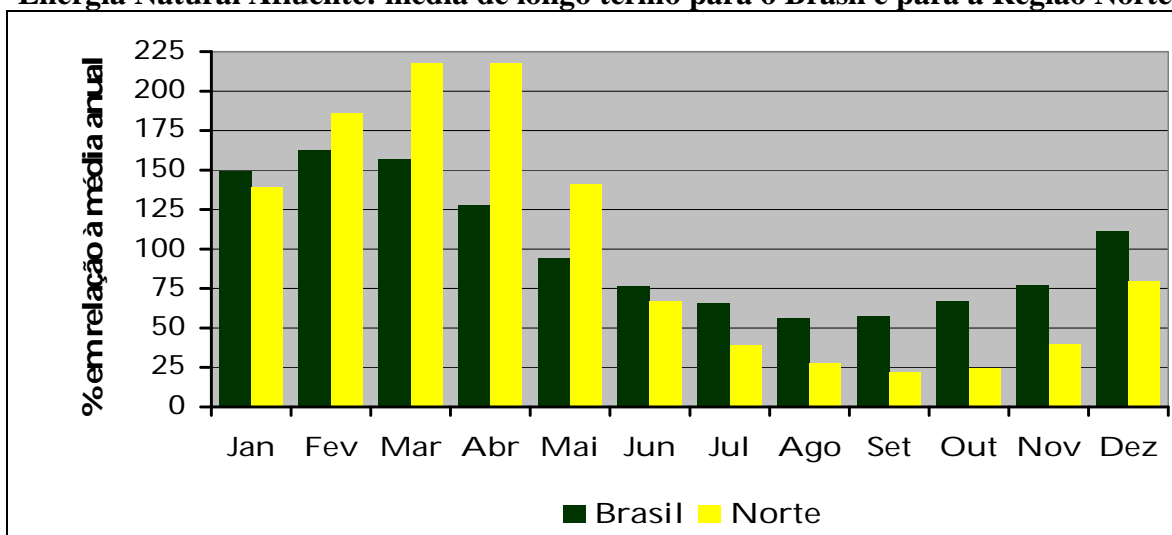


Fonte: ONS (2010).

O Gráfico 2.4 mostra que em 2010 os reservatórios possuíam capacidade para atender a demanda total do sistema durante 6 meses na ausência de aflúncias. Com o crescimento estimado da demanda de energia elétrica e o aumento da oferta sem ampliação da capacidade de armazenamento, medido pela variável EAR, a relação apresenta-se nitidamente decrescente.

É importante ressaltar que o fato de as novas usinas hidroelétricas na Região Norte serem a fio d'água, torna a questão da integração com o SIN mais problemática, uma vez que o regime fluvial dessa região é ainda mais sazonal que o padrão nacional. O Gráfico 2.5 compara a ENA do Brasil com a Região Norte (Rio Tocantins), onde fica evidenciada a diferença do padrão da ENA.

**Gráfico 2.5 -  
Energia Natural Afluenta: média de longo termo para o Brasil e para a Região Norte**

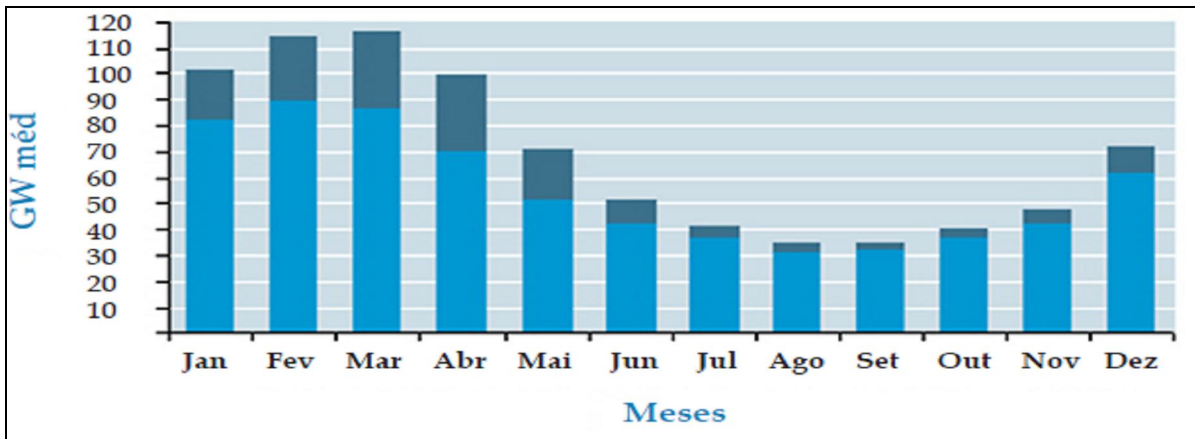


Fonte: CASTRO *et al.* (2010b).

Apesar de existir alguma diversidade hidrológica entre os regimes de chuvas das diversas bacias da Região Norte, o padrão é bastante semelhante ao verificado no Rio Tocantins. A aflúncia e por conseqüência a ENA do período úmido, que no Rio Tocantins ocorre entre janeiro e maio, contrasta com as aflúncias da estação seca. Durante o período úmido, as aflúncias são superiores em 180% da média anual (138% no Brasil), enquanto no período seco, entre junho e dezembro, elas são apenas 42% da média anual (73% no Brasil), chegando a apenas a 24% entre agosto e outubro (60% no Brasil). Portanto, o caráter

sazonal das ENA do sistema elétrico brasileiro irá acentuar-se com a entrada em operação das usinas hidroelétricas previstas no planejamento da EPE, estimadas em mais 30 mil MW, conforme verificado no Gráfico 2.6.

**Gráfico 2.6 - Energia Natural Afluyente com Inclusão de 30 GWmed na Região Norte**



Fonte: CASTRO *et al.* (2010b).

De acordo com CASTRO *et al.* (2010b), um recurso para contrabalançar esta redução relativa na capacidade dos reservatórios seria uma operação mais agressiva dos reservatórios existentes. Em outras palavras, grandes montantes de energia das usinas hidroelétricas a fio d'água da Região Norte seriam utilizados para abastecer o consumo do resto do país durante o período úmido, permitindo que as usinas existentes que possuem reservatórios estoquem a água que seria utilizada para geração de energia no período seco do ano. Porém, os autores ressaltam que esta estratégia possui duas importantes limitações:

- i) Alguns dos reservatórios atuais não permitem uma operação em regime estritamente anual;
- ii) A existência de água nos reservatórios não elimina o fato de que muitas usinas terão reduzida capacidade de geração no período seco do ano.

Portanto, o corolário desta nova configuração do parque hídrico brasileiro que se vislumbra será a necessidade crescente de geração complementar ao parque hidroelétrico durante o período seco do ano. Esta complementação é distinta daquela requerida pelo padrão de geração do século XX, porque não se trata de usinas de *backup* contratadas para serem



despachadas eventualmente em anos de má hidrologia e sim de usinas a serem despachadas de forma contínua (i.e. na base) do sistema ao longo do período seco do ano.

Desta forma, o problema que se coloca é a definição de quais fontes devem ser priorizadas na complementação do parque hidroelétrico, tendo como premissa que expressiva parte do potencial hidroelétrico remanescente deverá ser explorado nos próximos anos (EPE, 2007).

Entre 2007 e 2008 verificou-se a contratação de uma expressiva quantidade de térmicas movidas a óleo<sup>107</sup>. Embora com características técnicas e econômicas compatíveis para operarem na ponta do sistema e atuarem como *backup* do parque hidroelétrico, estes empreendimentos são excessivamente custosos quando operados na base do sistema. Esta expressiva contratação térmica ocorreu devido à oferta limitada de projetos hidroelétricos nos certames de contratação de energia e a problemas metodológicos na métrica de comparação da economicidade dos projetos (CASTRO e BRANDÃO, 2010).

Contudo, CASTRO *et al.* (2010b) enfatizam que térmicas com custo variável baixo ou térmicas contratadas de forma inflexível são fontes compatíveis com a necessidade de geração na base do sistema durante o período seco do ano. A opção térmica torna-se ainda mais pertinente diante da oferta crescente de gás natural projetada para os próximos anos, conforme pode ser verificada na Tabela 2.4.

**Tabela 2.4 – Previsão da Produção de Gás Natural**<sup>108</sup>

(em milhões de metros cúbicos diários)

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
89,128	99,158	106,817	121,904	131,236	140,448	154,191	172,059	180,079	186,66

Fonte: EPE (2011a).

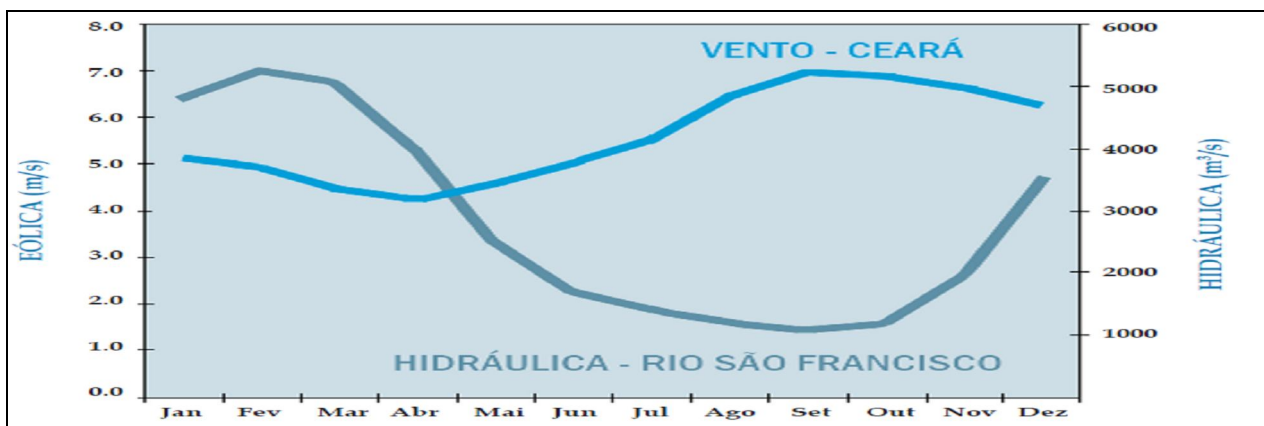
<sup>107</sup> Estas térmicas comercializaram nos leilões um total de 4.421 MWmed.

<sup>108</sup> Considera a produção nos campos já em produção ou em exploração e a produção prevista dos recursos contingentes nas descobertas em estágio de avaliação exploratória em blocos concedidos até a Rodada 10 realizada pela ANP.

Observa-se assim que a expansão térmica através da construção de plantas a gás natural é uma importante e justificável alternativa de complementação do parque hídrico brasileiro. Os autores ressaltam que o desafio consiste na elaboração de arranjos logísticos e comerciais junto à indústria de suprimentos de combustíveis para que a mesma abasteça este parque térmico apenas ao longo do período seco do ano.

Apesar da contribuição de térmicas a gás natural para a segurança do suprimento, e mesmo considerando que dentre os combustíveis fósseis o gás natural é aquele com menor intensidade em carbono, a inserção destas térmicas na matriz brasileira irá resultar em um aumento da emissão de gases do efeito estufa da oferta brasileira de energia elétrica. Logo, observa-se a relevância de explorar as potencialidades de fontes renováveis aptas a exercerem a complementação do parque hidroelétrico ao longo do período seco do ano. TOLMASQUIM (2011b) assinala que o potencial eólico brasileiro auferido a 100 metros de altura é da ordem de 300 GW. O autor resalta que o regime de ventos brasileiro, sobretudo na Região Nordeste, onde está concentrada a maior parte do potencial eólico brasileiro, caracteriza-se justamente por ventos mais intensos e regulares durante o período seco do ano. Desta forma, nota-se uma complementariedade intrínseca entre os regimes fluvial e de vento no Brasil que coloca a energia eólica como uma alternativa importante de complementação do parque hídrico brasileiro no período seco do ano. O Gráfico 2.7 a seguir ilustra esta complementariedade para a Região Nordeste.

**Gráfico 2.7 - Complementaridade entre Energia Hídrica e Eólica**

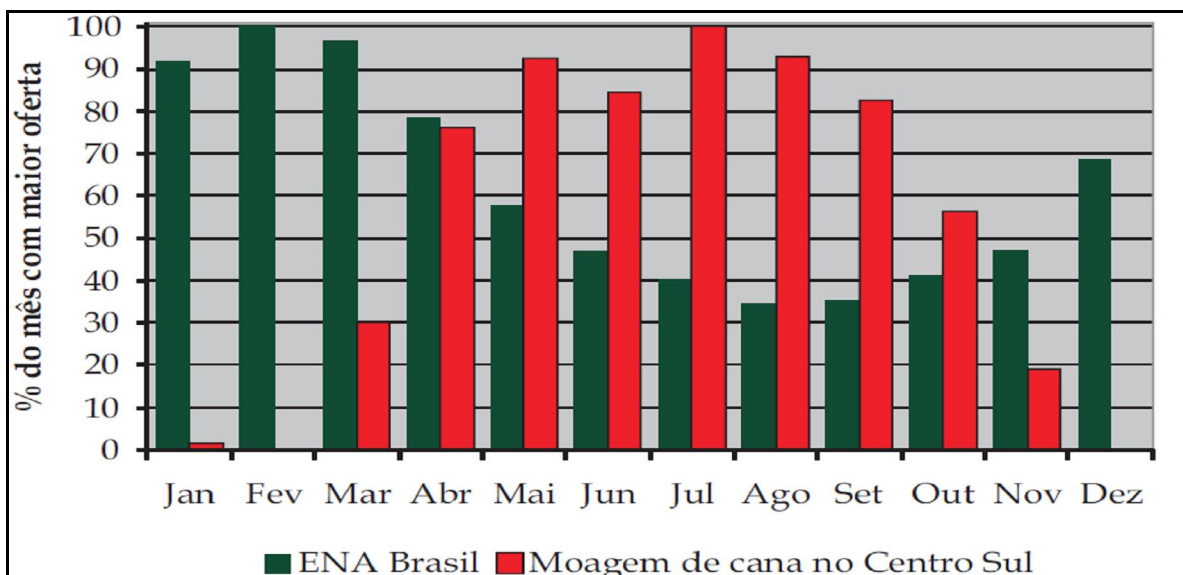


Fonte: TORRES (2009).

Além das alternativas de investimentos em plantas a gás natural e em usinas eólicas, destaca-se a possibilidade de investimentos em plantas de cogeração eficientes e capazes de exportarem excedentes de energia elétrica para o sistema elétrico brasileiro nas usinas sucroenergéticas brasileiras. Conforme SZWARC (2010), com base em uma perspectiva de processamento de 1.038 milhões de toneladas de cana na safra 2020/21, é possível estimar em 13.158 MWmed o potencial de geração de bioeletricidade em 2020.

A importância da inserção da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira em uma escala compatível com seu potencial advém de sua complementariedade em relação ao parque hídrico. Explica-se: a produção de etanol e de açúcar está concentrada na Região Centro-Sul, onde o período de colheita da cana ocorre essencialmente entre maio e novembro, sendo coincidente com o período seco do subsistema Sudeste/Centro Oeste que detém aproximadamente 70% da capacidade dos reservatórios brasileiros (CASTRO *et al.*, 2008). O Gráfico 2.8 ilustra esta relação.

**Gráfico 2.8 – Complementariedade entre ENA e Moagem de Cana no Centro Sul**



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do ONS e da UNICA.

CASTRO *et al.* (2010d) ressaltam que a bioeletricidade sucoenergética é uma fonte de geração distribuída<sup>109</sup> pois o cultivo de cana está localizado basicamente nas regiões Sudeste e Centro Oeste, logo próxima ao centro de carga de país. Ou seja, a geração distribuída reduz a necessidade de expansão do sistema de transmissão, resultando em benefícios em termos ambientais e econômicos<sup>110</sup>. Portanto, sob a ótica do sistema elétrico brasileiro, investimentos em bioeletricidade justificam-se devido ao caráter complementar que esta fonte possui em relação ao parque hídrico e por ter seu potencial localizado próximo ao centro de carga do país.

### **2.3 – Oportunidades de Comercialização de Bioeletricidade**

As seções anteriores apresentaram a lógica de funcionamento e as perspectivas do sistema elétrico brasileiro com vistas a elucidar a importância que a bioeletricidade pode vir a ter neste sistema. Porém, é necessário ainda analisar, sob a ótica do agente investidor, quais os condicionantes de mercado para a comercialização de bioeletricidade. O objetivo desta seção é justamente examinar as oportunidades de comercialização de bioeletricidade no contexto do marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

Conforme o modelo institucional e regulatório vigentes, o objetivo do sistema elétrico brasileiro é garantir a segurança de suprimento e a universalização do acesso, buscando, ao mesmo tempo, a modicidade tarifária. SOUZA e LEGEY (2010) enfatizam que para atingir esse objetivo, é necessário adotar regras, ferramentas de gerenciamento de risco e, sobretudo, uma estrutura de mercado, que garantam a atração de investimentos em novas plantas.

---

<sup>109</sup> A geração distribuída pode ser definida como a produção de energia elétrica junta ou próxima ao consumo, independente da tecnologia empregada, da potência do gerador e da fonte de energia utilizada. Por reduzir as perdas relativas ao sistema de transmissão, a geração distribuída pode ser vista como um mecanismo de promoção de eficiência energética (DANTAS, 2008).

<sup>110</sup> As distribuidoras possuem a permissão de adquirir até 10% de sua demanda a partir de geração distribuída. A demanda das distribuidoras também é atendida pela energia adquirida das plantas contratadas no PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia) e da Usina Itaipu Binacional (SOUZA e LEGEY, 2010).

Neste sentido, como forma de incitar a expansão da oferta, todo o consumo de energia elétrica passou a ser regido por contratos de energia,<sup>111</sup> que devem possuir um lastro físico de geração para que não existam contratos de energia sem a correspondente capacidade física de suprimento<sup>112</sup>.

O mercado de comercialização de energia elétrica no Brasil é subdividido em dois ambientes: o ambiente de contratação regulada (ACR) onde as distribuidoras devem adquirir energia para atender a demanda de seus consumidores cativos e o ambiente de contratação livre (ACL) onde consumidores livres<sup>113</sup> podem comprar energia de produtores independentes de energia ou de comercializadoras de energia elétrica (BAJAY, 2006). A Figura 2.2 apresenta a configuração do arcabouço organizacional do mercado de comercialização brasileiro.

**Figura 2.2 – Ambientes de Contratação de Energia no Setor Elétrico Brasileiro**



Fonte: CCEE.

<sup>111</sup> Todos os contratos de compra e venda de energia devem ser registrados na Câmara da Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

<sup>112</sup> Ver Lei 10.848 de 2004 que instituiu o atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

<sup>113</sup> São passíveis de serem enquadrados como consumidores livres todos os consumidores com carga igual ou maior a 3 MW.

De acordo com TOLMASQUIM (2011a), este desenho comercial foi formatado com o intuito de estimular a expansão da geração concomitantemente à busca pela modicidade tarifária. O autor destaca que a segmentação do mercado de comercialização ocorre apenas pelo lado da demanda porque os geradores, comercializadores e importadores de energia estão aptos a comercializarem energia em ambos os mercados. SOUZA e LEGY (2010) ressaltam que a racionalidade deste modelo de mercado consiste na promoção da competição na geração com a presença de um considerável número de ofertantes de energia.

De acordo com o modelo institucional do setor, as distribuidoras estão obrigadas a firmar contratos de energia para o atendimento de suas respectivas demandas com uma antecedência de 5 anos. Desta forma, é necessário que estas distribuidoras façam a previsão de suas demandas e a comuniquem para Empresa de Pesquisa Energética porque no âmbito do ACR a compra de energia é realizada de forma compulsória pelas distribuidoras (pool de compradores) em leilões reversos<sup>114</sup>, ou seja, leilões onde os vencedores são aqueles projetos que ofertem energia ao menor preço<sup>115</sup> (TOLMASQUIM, 2011a).

Os leilões A-3 e A-5 são os certames destinados a contratação de empreendimentos que expandam a capacidade instalada, realizados com antecedência de 3 e 5 anos, respectivamente, e são conhecidos como leilões de energia nova (LEN)<sup>116</sup>. Em contrapartida, os leilões A-1 são aqueles onde se contrata energia de plantas existentes<sup>117</sup> enquanto que os leilões de ajustes são realizados de forma periódica com vistas a permitir que as distribuidoras façam compras complementares para atender suas respectivas demandas em um montante de até 1% da energia que possuem contratada<sup>118</sup>.

---

<sup>114</sup> A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por definir as regras dos leilões enquanto que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a condutora do leilão propriamente dito.

<sup>115</sup> Cada um dos empreendedores de um leilão é obrigado a assinar contrato com cada uma das distribuidoras participantes do pool demandante em montantes proporcionais à demanda declarada por cada distribuidora participante do leilão.

<sup>116</sup> Os leilões A-5 priorizam a contratação de energia hidroelétrica pois trata-se da fonte que requer o maior tempo de construção da planta de geração. Os contratos de energia nova possuem duração de 15 a 30 anos, sendo normalmente estabelecidos contratos de 30 anos para projetos hidroelétricos e de 15 anos para projetos térmicos.

<sup>117</sup> Os leilões de energia existente resultam em contratos com duração entre 5 e 8 anos.

<sup>118</sup> Trata-se de contratos de curto prazo com a duração entre 3 meses e 2 anos.

Além destas tipologias convencionais de leilão, é preciso mencionar-se a possibilidade da realização de leilões de reserva (LER) que possuem justificativa e dinâmica distinta dos demais. Esta tipologia de leilão necessita ser entendida, pois grande parte do montante de bioeletricidade contratada nos últimos anos ocorreu em leilões deste tipo. O objetivo destes leilões é aumentar a segurança do SIN, e a energia contratada sob esta modalidade possui despacho inflexível. Observa-se assim que a energia de reserva consiste em uma energia adicional ao sistema que não deve ser usada para lastrear o consumo. Desta forma, o custo da energia de reserva é repartido entre todas as distribuidoras e demais consumidores de energia através do Encargo Energia de Reserva (CASTRO *et al.*, 2008).

A possibilidade de contratos de longo prazo com preços corrigidos pelo IPCA no ACR permite o estabelecimento de um fluxo financeiro estável e consistente para o empreendedor. Este fluxo estável representa um recebível apto a ser dado como garantia na obtenção de crédito em melhores condições de prazo e custos<sup>119</sup>. Ao mesmo tempo, a estabilidade do fluxo de caixa da venda de energia para o mercado cativo reduz o risco financeiro da indústria sucroenergética exposta à volatilidade dos mercados de etanol e de açúcar. Neste sentido, a comercialização de bioeletricidade no mercado cativo permite que o negócio sucroenergético tenha um portfólio mais diversificado, com receitas totais um pouco menos voláteis.

No entanto, a análise da participação de empreendimentos de bioeletricidade no ACR aponta um caráter decrescente após a expressiva contratação desta fonte no Leilão de Energia de Reserva realizado em 2008<sup>120</sup>, conforme pode ser verificado na Tabela 2.5. A diminuta contratação desta fonte de energia em leilões recentes é função da perda de competitividade da bioeletricidade em relação a outras fontes de energia, sobretudo para

---

<sup>119</sup> A existência de recebíveis de longo prazo é especialmente importante para investimentos no setor elétrico brasileiro, pois o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que é o maior financiador dos projetos do setor, em geral utiliza uma formatação de financiamentos na modalidade *project finance*. Essa modalidade toma como base o fluxo de caixa esperado do projeto. O objetivo é segregare o risco do projeto do risco do empreendedor, distinguindo-se de financiamentos na modalidade *corporate finance*. Esta segregação de riscos permite aumentar o grau de alavancagem financeira e por consequência a obtenção de maiores retornos sobre o investimento. Um projeto de investimento financiado na modalidade *project finance* deve possuir recebíveis de longo prazo a serem dados de garantia. Logo, verifica-se a relevância dos contratos estabelecidos no ACR.

<sup>120</sup> Este leilão foi exclusivo para empreendimentos de biomassa.

fonte eólica<sup>121</sup>. Explica-se: os leilões de energia nova normalmente são genéricos, podendo participar projetos de qualquer tipo de fonte. Embora a legislação permita a adoção de instrumentos que direcionem as fontes que deverão participar de um determinado leilão<sup>122</sup>, e até mesmo leilões específicos para contratação de uma determinada fonte, a principal diretriz dos leilões é a busca pela modicidade tarifária. Logo, com o intuito de incitar a concorrência, os leilões tendem a ter o caráter genérico.

**Tabela 2.5 – Evolução da Quantidade de Bioeletricidade Contratada nos Leilões**

<i>Leilões</i>	<i>Quantidade (MWmed)</i>
2005 – LEN A-3 e A-5	97
2006 – LEN A-3	58
2006 – LEN A-5	61
2007 - LFA	140
2008 - LER	548
2008 – LEN A-5	35
2009 – LEN A-3	10
2010 - LER	168
2010 - LFA	22,3
2011 – LEN A-3	58,1
2011 - LER	23,3
2011 – LEN A-5	21

Fonte: Elaboração Própria a partir de COGEN (2012).

Neste sentido, dado o atual patamar de custos de fontes como eólica e gás natural, é consistente a hipótese que não ocorrerão leilões específicos para a contratação de

<sup>121</sup> Entre 2009 e meados de 2011 foram contratados 5.848,8 MW de potência eólica (2.653,8 MWmed) ao mesmo tempo em que o preço saiu do patamar de R\$ 279,56 por MWh (preço do Proinfa corrigidos para julho de 2011) para aproximadamente R\$ 100,00 por MWh praticados nos leilões de 2011 (OLIVEIRA, 2011).

<sup>122</sup> Um dos instrumentos utilizados, sobretudo após a excessiva contratação de térmicas a óleo em 2007 e 2008, é o estabelecimento de um teto para o custo variável unitário das usinas participantes dos leilões de energia nova.



bioeletricidade. Observa-se assim que a comercialização de bioeletricidade no ACR irá requerer que a mesma se torne mais competitiva.

Em contrapartida, é possível vislumbrar-se maiores oportunidades de comercialização de bioeletricidade no ACL. Neste ambiente, transacionam-se contratos bilaterais de médio e longo prazo. Os grandes consumidores de energia não podem (e não devem) ficar demasiadamente expostos à volatilidade do PLD. Desta forma, a oferta de energia elétrica em uma escala condizente com as necessidades dos consumidores livres, tem um papel estratégico para a promoção da competitividade que está na base, e lógica, da própria existência do mercado livre de energia.

Entretanto, de acordo com CASTRO *et al.* (2009), existe um déficit potencial estrutural de energia no mercado livre em função das características regulatórias do sistema elétrico brasileiro que restringem a oferta de contratos bilaterais por parte de usinas hidroelétricas<sup>123</sup> e de usinas termoelétricas<sup>124</sup> neste mercado. Logo, existe uma necessidade estrutural de buscar outras fontes de energia que garantam a expansão da oferta de energia no ACL.

---

<sup>123</sup> No caso das usinas hidroelétricas, como possuem custos de operação baixos e previsíveis, as mesmas são naturalmente competitivas para comercializar energia por contratos bilaterais a preço fixo. Desta forma, a comercialização de energia no mercado livre é uma janela de oportunidade interessante para os geradores hídricos, desde que, obviamente, os preços sejam compensatórios. Entretanto, tais usinas só podem comercializar parte da energia assegurada em contratos bilaterais. Explica-se: embora possam de fato destinar uma parcela importante de sua energia para o mercado livre, é uma estratégia prudente manter parte do lastro descontratado a fim de fazer *hedge* para situações hidrológicas ruins e reduzir a exposição ao PLD.

<sup>124</sup> O despacho do parque térmico brasileiro, excetuando-se as usinas contratadas na modalidade inflexível, caracteriza-se por um elevado nível de incerteza, pois a predominância hídrica da matriz brasileira faz com que em anos de hidrologia favoráveis as usinas térmicas sejam despachadas em um reduzido número de horas do ano; entretanto, em anos de hidrologia crítica este parque térmico pode ser despachado com grande intensidade. Esta aleatoriedade do despacho torna difícil a obtenção de bons contratos de suprimento de combustíveis. Logo, a geração térmica no Brasil tende a ter elevado custo variável de geração e por consequência existe uma grande dificuldade no estabelecimento de contratos de longo prazo no ACL. Na maior parte do tempo, esta térmica não seria despachada e o contrato até se mostraria um excelente negócio. No entanto, nos momentos em que esta térmica for despachada, sobretudo, se esse despacho for por um longo período, o gerador térmico pode ser obrigado a vender energia muito abaixo do custo de produção, tendo que arcar com um prejuízo operacional vultoso. O risco é particularmente elevado levando-se em conta que os custos de combustíveis para geração térmica são determinados pelas cotações no mercado internacional, que variam em uma lógica que é totalmente independente da formação de preços do setor elétrico brasileiro. No âmbito do ACR, a solução encontrada foi a contratação de usinas térmicas por disponibilidade onde o risco financeiro foi transferido para os consumidores cativos das distribuidoras.

Observa-se assim que a bioeletricidade sucroenergética é uma relevante alternativa para o equacionamento desta questão. Em contraste com a maior parte das novas geradoras térmicas que vêm sendo incorporadas ao parque gerador, a bioeletricidade não depende de um insumo energético com preço cotado em dólar no mercado internacional e, por isto, o empreendedor não corre o risco de se ver na situação de vender energia abaixo do custo de produção, como pode ocorrer com a geração térmica à base de combustíveis fósseis. Em paralelo, o mercado livre configura-se para o setor sucroenergético como uma oportunidade para alavancar a rentabilidade dos investimentos em bioeletricidade porque permite a negociação de contratos mais flexíveis e normalmente com preços superiores aos dos contratos firmados no mercado cativo.

Cabe frisar, que a bioeletricidade produzida em plantas sucroenergéticas com potência injetada na rede até 30 MW possuem desconto de 50% na tarifa de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição<sup>125</sup>. Este incentivo aumenta a competitividade da bioeletricidade no mercado livre em relação a projetos térmicos e hídricos.

Segundo FERREIRA (2012), em 2011 o mercado livre de energia representou 25,8% da carga do SIN. Os dados apresentados pelo autor indicam que nos últimos anos a participação do ACL na carga situou-se entre 25 e 30%. O mercado livre de energia brasileiro pode ser ampliado com a redução das exigências de elegibilidade do consumidor para o mercado livre. Esta assertiva tem como base o fato de que em muitos países, especialmente na União Européia, todos os consumidores já são livres. Mesmo no âmbito da América do Sul, o Brasil é um dos países com critérios mais rigorosos de elegibilidade, conforme pode ser verificado no Quadro 2.1 a seguir.

---

<sup>125</sup> Este benefício também é válido para projetos eólicos, de pequenas centrais hidroelétricas e solares. Ver Lei 10.438/02.

### Quadro 2.1 – Critérios de Elegibilidade para o Mercado Livre na América do Sul

<i>Países</i>	<i>Critérios</i>
Argentina	Consumidores com demanda acima de 30 kW
Colômbia	Consumidores com demanda acima de 100 kW
Chile	Consumidores com demanda acima de 200 kW, sendo compulsoriamente livres os consumidores com demanda acima de 2 MW
Peru	Consumidores com demanda acima de 200 kW, sendo compulsoriamente livres os consumidores com demanda acima de 2,5 MW

Fonte: FERREIRA (2012).

Contudo, a necessidade de redução dos critérios de elegibilidade ao mercado livre deve se relativizada para a bioeletricidade porque a legislação brasileira possui a figura do consumidor especial de energia, que se caracteriza por ter uma demanda contratada entre 500 kW e 3 MW e ser enquadrado como consumidor livre, desde que adquira energia de fontes alternativas e renováveis.

CASTRO (2009), com base nos dados do mercado brasileiro de 2008, enuncia que 4% da carga era composta por consumidores potencialmente livres que permaneciam como consumidores cativos, ou seja, dado os atuais critérios de elegibilidade, o universo para a expansão dos consumidores livres convencionais é pequeno. Por outro lado, o autor identifica que o universo de consumidores potencialmente aptos a serem enquadrados como livres incentivados no ACR era de 22% da carga, representando uma demanda potencial para fontes incentivadas de 10.988 MW<sub>med</sub>. Na mesma linha, BARROSO (2011) mensura em 11.018 MW<sub>med</sub> o potencial do mercado para consumidores especiais enquanto que SAVOIA *et al.* (2010) estimam que o mercado livre brasileiro pode representar 46% da carga de energia ao considerar o potencial total de consumidores livres e incentivados.

Neste sentido, identifica-se o mercado livre de energia como o principal nicho de comercialização de bioeletricidade, sobretudo quando se trata de projetos onde o empreendedor tenha capacidade de autofinanciamento e por conseqüência os recebíveis de

longo prazo que podem ser obtidos no mercado regulado não sejam tão relevantes para a viabilidade do projeto.

Portanto, é possível concluir que, não apenas as perspectivas do setor elétrico brasileiro são favoráveis a inserção da bioeletricidade em uma escala compatível com seu potencial na matriz elétrica brasileira, como o mercado brasileiro de energia apresenta uma configuração que permite que se vislumbre oportunidades para a comercialização de bioeletricidade tanto no ACR como no ACL.

### **3 – A Frota de Veículos Leves e as Oportunidades de Comercialização para o Etanol Celulósico**

Este capítulo irá realizar uma análise prospectiva da demanda mundial por etanol e identificar o mercado potencial para a comercialização do etanol produzido a partir de material lignocelulósico. No entanto, para isso, é preciso inicialmente examinar a matriz energética da frota de Veículos Leves (VL) e suas perspectivas, devido aos desafios e incertezas inerentes ao suprimento energético dessa frota nos próximos anos.

O capítulo é composto por 3 seções. Na primeira parte, o exame da frota de veículos leves e de sua demanda energética explicita a dependência que o setor possui em relação à gasolina. Em seguida, é feita uma análise das perspectivas da demanda energética da frota de veículos leves, em meio às incertezas das trajetórias tecnológicas que irão predominar diante ao desafio de atender as necessidades energéticas concomitantemente a mitigação das emissões de gases do efeito estufa. Por fim, é realizada a estimativa referente à demanda por etanol para o período entre 2030 e 2035 e do mercado potencial para o etanol celulósico no mesmo período.

#### **3.1 – A Frota de Veículos Leves e sua Demanda Energética**

O setor de transporte é responsável por aproximadamente 27% do consumo final de energia (IEA, 2010a). De acordo com IEA (2011a), o atendimento da demanda energética deste setor é realizado essencialmente através de derivados de petróleo, tendo sido consumidos uma média de 46 milhões de barris de petróleo por dia no setor em 2010. Este mesmo estudo relata que o modal rodoviário é responsável por algo em torno de 75% da demanda energética do setor.

O exame do modal rodoviário indica que o segmento de veículos leves responde por mais de 45% da demanda energética do setor de transportes (IEA, 2009a). Os *light-duty vehicles*

(VLs)<sup>126</sup> são essencialmente utilizados para o transporte de passageiros e é onde são encontrados os veículos com motores Ciclo Otto<sup>127</sup>. Como consequência, é neste segmento que se encontra a principal demanda por etanol combustível. Desta forma, é necessária a análise do mesmo. A frota de VLs mundial é superior a 800 milhões de veículos. A Tabela 3.1 apresenta os valores desta frota em 2010 distribuídos por regiões.

**Tabela 3.1 – Frota de Veículos Leves em 2010**

<i>Regiões</i>	<i>Número de Veículos Leves (milhões de unidades)</i>
OCDE – América do Norte	276,8
OCDE – Europa	235,1
OCDE – Pacífico	95,2
Europa Oriental	60,1
China	33,5
Índia	18,1
América Latina	50,6
África	24,7
Outros	38,8
Total	833

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

Conforme IEA (2009a), existe uma nítida correlação entre o nível de renda *per-capita* e a posse de veículos leves. Neste sentido, nota-se que a taxa de propriedade destes veículos é muito maior nos países desenvolvidos em comparação com os níveis verificados nos países em vias de desenvolvimento. O corolário desta assimetria é que existe uma considerável demanda reprimida por veículos leves nos países em vias de desenvolvimento, que tende a ser atendida com o crescimento da renda *per-capita* destes países, ocasionando um aumento

<sup>126</sup> Inclui veículos sedans, caminhões pick-up, carros esportivos e mini vans. Apesar de os conceitos poderem variar, os VLs são normalmente veículos de uso pessoal com capacidade de transportar no máximo 7 passageiros (IEA, 2009a).

<sup>127</sup> Quase toda a frota de VLs atual é composta por veículos com motores de combustão interna que funcionam com base no Ciclo Otto e são abastecidos basicamente por gasolina ou no Ciclo Diesel, sendo abastecidos por óleo diesel. A opção por esses motores deve-se à sua versatilidade, que permite responderem de forma rápida às necessidades dos usuários, aliada à elevada densidade energética do petróleo, e ao custo moderado dos motores de combustão interna em comparação com as alternativas (IEA, 2009a). Devido à sua elevada octanagem, o etanol é um combustível apto a ser utilizado em veículos Ciclo Otto.

do consumo energético do modal de veículos leves que será analisado na seção 3.2. A Tabela 3.2 ilustra as taxas de propriedades de VLS para diferentes regiões.

**Tabela 3.2 – Número de VLS por cada 1.000 habitantes em 2010**

<i>Regiões</i>	<i>VLS por 1.000 pessoas</i>
OCDE – América do Norte	609
OCDE – Europa	486
OCDE – Pacífico	472
Europa Oriental	157
China	24
Índia	16
América Latina	105
África	25
Outros	30
Mundo	123

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

Com base no Banco de Dados do IEA Mobility Model, é possível afirmar que mais de 80% da frota de VLS é composta por veículos Ciclo Otto basicamente abastecidos a gasolina. Os dados indicam que, exceto na Europa e em algumas partes da Ásia, onde os veículos movidos a óleo diesel possuem uma considerável participação na frota de veículos leves, os veículos com motores Ciclo Otto representam 90% ou mais da frota de VLS nos demais países. A Tabela 3.3 indica a venda de VLS em 2010 e a participação dos veículos com motores Ciclo Otto nestas vendas. A partir dos dados desta tabela é possível afirmar que no curto prazo a frota de veículos leves continuará sendo composta essencialmente por veículos com motores Ciclo Otto.

**Tabela 3.3 – Vendas de VLS e Participação de Veículos Ciclo Otto em 2010**

<i>Regiões</i>	<i>Número de VLS Comercializados em 2010 (milhões de unidades)</i>	<i>% de Veículos com Motores Ciclo Otto nas Vendas</i>
OCDE – América do Norte	17,6	97
OCDE – Europa	17,7	48
OCDE – Pacífico	7,3	85
Europa Oriental	4,2	95
China	3,4	94
Índia	1,6	89
América Latina	3,9	93
África	2,0	93
Outros	3,2	91
Mundo	60,9	79

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

O consumo energético de uma determinada frota não é determinado apenas pelo seu tamanho. Também é preciso considerar a distância média percorrida pelos veículos e o consumo específico médio da frota. A partir destes dados é possível a realização do cálculo da demanda por energia através da metodologia Asif, conforme a fórmula a seguir:

$$C_{i,j} = F_{i,j} \cdot D_{i,j} \cdot CS_{i,j} \quad (2)$$

Onde:

C – Consumo total da frota de veículos por tipo de combustível no ano i;

F – Frota de Veículos no ano i;

D – Distância média percorrida pelos veículos por tipo de combustível no ano i;

CS – Consumo específico médio da frota em litros/km no ano i;

j – Tipos de combustíveis.



As tabelas 3.4 e 3.5 apresentam, respectivamente, os dados relativos à distância média percorrida e o consumo específico médio da frota VLs com motores Ciclo Otto no ano de 2010.

**Tabela 3.4 – Distância Média Percorrida por VLs com Motores Ciclo Otto em 2010**

<i>Regiões</i>	<i>km</i>
OCDE – América do Norte	17.600
OCDE – Europa	12.500
OCDE – Pacífico	10.000
Europa Oriental	12.338
China	10.000
Índia	8.000
América Latina	12.000
África	10.000
Outros	10.741
Mundo	13.762

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

**Tabela 3.5 – Consumo Específico Médio dos VLs com Motores Ciclo Otto em 2010**

<i>Regiões</i>	<i>Litros de gasolina por 100 km</i>
OCDE – América do Norte	11,6
OCDE – Europa	8,1
OCDE – Pacífico	9,8
Europa Oriental	10,2
China	11,4
Índia	10,9
América Latina	11,0
África	13,1
Outros	11,18
Mundo	10,7

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

Com base nestes dados, é possível estimar o consumo energético da frota de veículos leves com motores em Ciclo Otto em 2010. A Tabela 3.6 apresenta este consumo mensurado em bilhões de litros de gasolina.

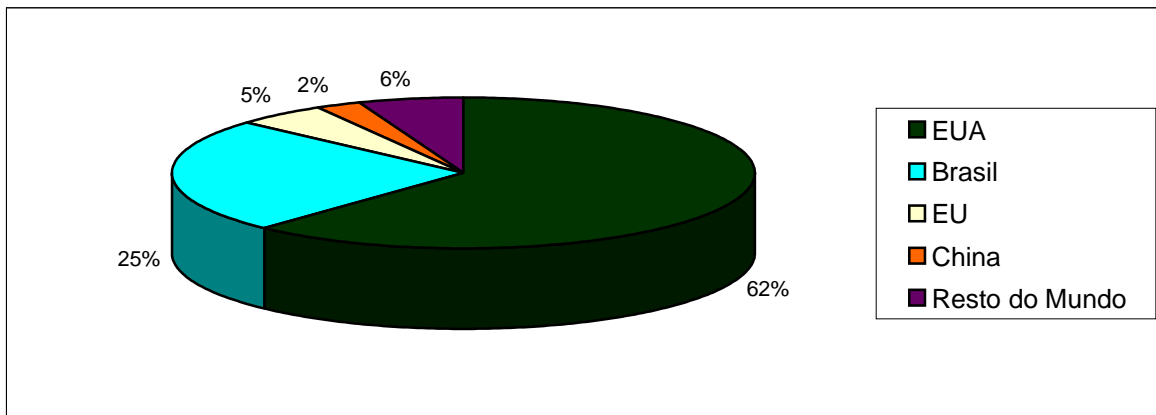
**Tabela 3.6 – Consumo Energético da Frota de VLS com Motores Ciclo Otto em 2010**

<i>Regiões</i>	<i>Consumo de Energia</i> <i>(bilhões de litros de gasolina equivalentes)</i>
OCDE – América do Norte	549,4
OCDE – Europa	138,6
OCDE – Pacífico	78,1
Europa Oriental	65,1
China	36,2
Índia	13,3
América Latina	62,3
África	30,4
Outros	43,7
Mundo	1017,1

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

O consumo de etanol representa algo em torno de 5% deste consumo. De acordo com IEA (2011c), as motivações históricas para o uso do etanol estão relacionadas às políticas de garantia do suprimento energético, promoção de renda rural, e mais recentemente à necessidade de redução das emissões de gases do efeito estufa, sobretudo nos países desenvolvidos. A produção e o consumo de etanol estão concentrados nos EUA e no Brasil, sendo estes dois países responsáveis por 87% dos 85 bilhões de litros de etanol produzidos em 2011 (RFA, 2012), conforme pode ser visto no Gráfico 3.1.

**Gráfico 3.1 – Distribuição da Produção Mundial de Etanol em 2011**



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do RFA (2012).

No mercado norte americano, o etanol é utilizado misturado à gasolina em um percentual de até 15% (E-15). Também está disponível o etanol E-85<sup>128</sup>; entretanto, devido à restrição na distribuição, o uso deste combustível é bastante reduzido. Por sua vez, no caso brasileiro, o etanol é utilizado em larga escala desde a segunda metade dos anos 1970, misturado à gasolina em percentuais que variam entre 20 e 25% ou como combustível exclusivo na forma de etanol hidratado em veículos Ciclo Otto. O uso disseminado de etanol na frota brasileira teve início com o Pró-Álcool<sup>129</sup> e mais recentemente ganhou novo impulso com a introdução no mercado de veículos *flex fuel*<sup>130</sup> (NIGRO e SZWARC, 2010).

A análise da frota brasileira de veículos leves indica que das 29.797.903<sup>131</sup> unidades que a compunha em 2010, 49% eram veículos *flex fuel* e 4% de veículos a etanol (TOLMASQUIM, 2011b). Observa-se assim a expressiva demanda potencial por etanol que existe no Brasil. Some-se a isso o fato de que entre 20 e 25% da gasolina

<sup>128</sup> Mistura de um percentual entre 70 e 85% de etanol anidro a gasolina dependendo da estação do ano.

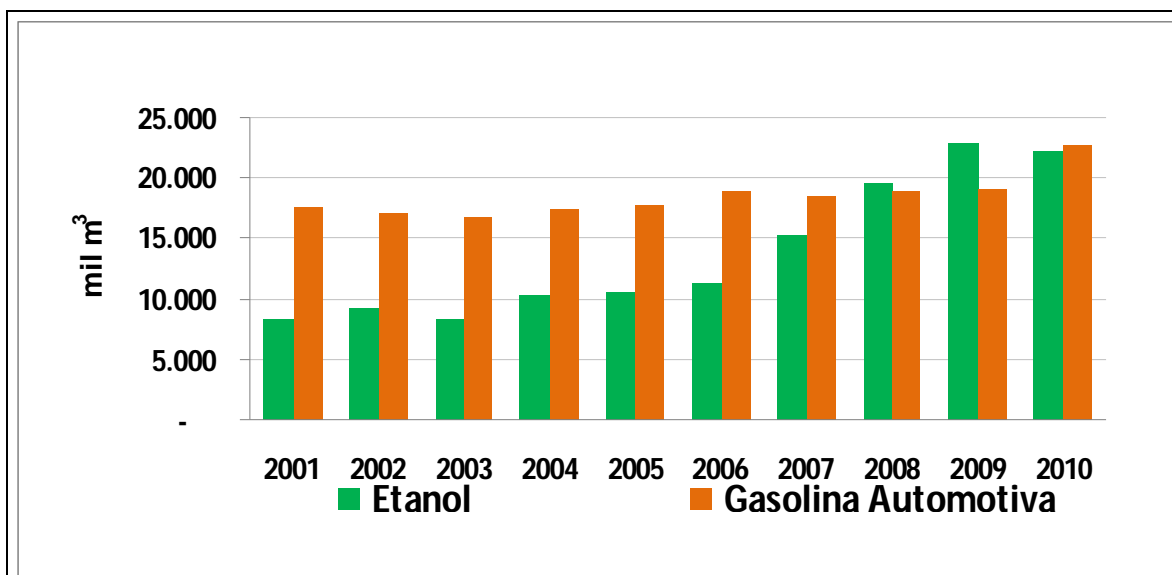
<sup>129</sup> O Pró-Álcool foi um programa criado pelo governo brasileiro com uma das respostas ao choque do petróleo. Seu objetivo principal era a redução da dependência externa de energia e por consequência uma melhora da balança de pagamentos. Além disso, o programa tinha metas sócio-econômicas, dentre as quais, a redução das assimetrias de renda entre as diferentes regiões brasileiras e a geração de empregos. Ao mesmo tempo, havia a crença de que os investimentos do programa acabariam por gerar conhecimento científico para o desenvolvimento de uma agroindústria moderna no Brasil.

<sup>130</sup> Veículos que podem ser abastecido por etanol e/ou gasolina em qualquer proporção entre os combustíveis. A introdução destes veículos na frota brasileira flexibilizou o mercado brasileiro de combustíveis e foi fundamental para o aumento da demanda por etanol hidratado na medida em que incentivou os consumidores a adquirirem este tipo de veículo, sem o receio de falta de etanol que tanta prejudicava a venda de veículos movidos a etanol, sobretudo após o racionamento do final da década de 1980.

<sup>131</sup> Dados estimados por ANFAVEA (2011) que incluem veículos comerciais leves. Esta inclusão justifica-se pela presença de veículos *flex fuel* e movidos a etanol dentro do universo de veículos comerciais leves.

comercializada é composta por etanol e compreende-se o expressivo consumo de etanol em relação à gasolina, sobretudo a partir de 2004 com a introdução no mercado dos veículos *flex fuel*. Esta relação está ilustrada no Gráfico 3.2

**Gráfico 3.2– Vendas de Etanol<sup>132</sup> e Gasolina Automotiva<sup>133</sup> no Brasil: 2001-2010**



Fonte: ANP (2011).

A análise das vendas de veículos leves no Brasil em 2010 mostra que 82% dos 3.328.948 veículos vendidos em 2010 eram *flex fuel*. Desta forma, vislumbra-se um expressivo crescimento da participação destes veículos na frota brasileira. EPE (2011a) estima que em 2020 os veículos *flex fuel* representarão 78% da frota brasileira de veículos leves<sup>134</sup>.

Conforme IEA (2004) e IEA (2008a), a produção convencional de etanol<sup>135</sup> utiliza como matérias primas plantas ricas em açúcares ou em amido<sup>136</sup>. Estes estudos enfatizam que a

<sup>132</sup> Inclui o etanol hidratado e o etanol anidro contido na gasolina C (gasolina composta por gasolina A e etanol anidro que é comercializada nos postos de combustíveis).

<sup>133</sup> Inclui apenas a Gasolina A que é a gasolina básica produzida nas refinarias na qual ainda não foi adicionado etanol anidro.

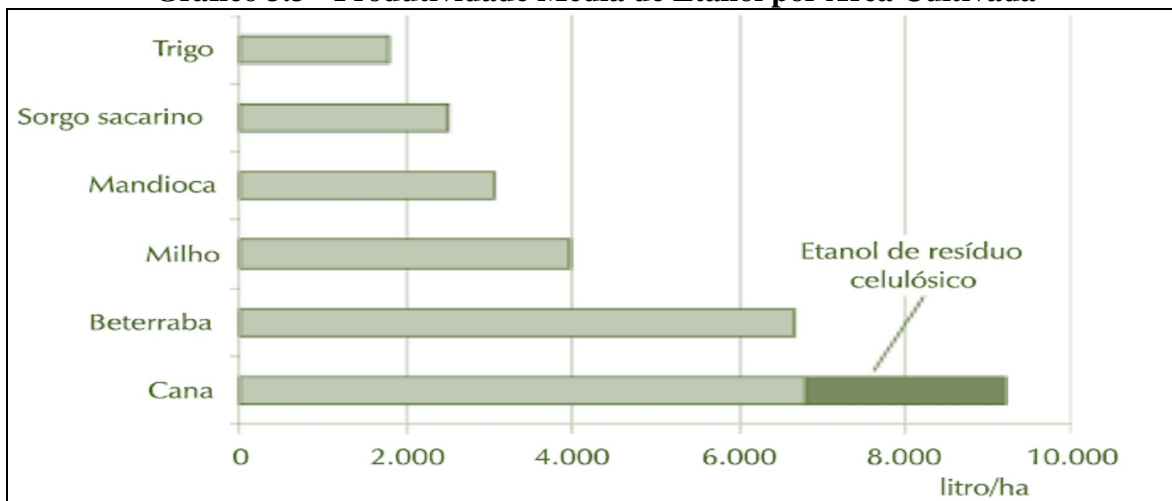
<sup>134</sup> De acordo com os dados de ANFAVEA (2011), o Brasil em 2009 possuía uma taxa de 6,5 habitantes por veículos enquanto que esta taxa era de 1,2 nos EUA, 1,8 na Alemanha, 1,7 no Japão e países como Argentina e México possuíam valores menores que os brasileiros com taxas de, respectivamente, 4,5 e 3,6.

<sup>135</sup> Denomina-se como etanol convencional aquele produzido com base em rotas tecnológicas maduras e comercialmente disponíveis.

<sup>136</sup> A sacarose extraída de plantas como a cana de açúcar ou beterraba, é fermentada para a produção de etanol. No caso do etanol produzido a partir de grãos, é necessário hidrolisar o amido para convertê-lo em

matéria prima e as condicionantes tecnológicas associadas às mesmas determinam a competitividade e a sustentabilidade da produção. A comparação entre o etanol de milho norte americano e o etanol de cana de açúcar brasileiro ilustra com bastante nitidez os diferentes custos e benefícios entre o etanol de grãos e o etanol de plantas ricas em açúcares. NOGUEIRA (2008) afirma que o etanol de cana de açúcar brasileiro possui uma produtividade da ordem de 6.800 litros por hectare enquanto que o etanol de milho dos EUA possui uma produtividade inferior a 4.000 litros por hectare. O Gráfico 3.3 apresenta a produtividade média de etanol por área cultivada para diferentes matérias primas, sendo que no caso do etanol de cana acrescenta-se o ganho estimado de produtividade que pode ocorrer com a utilização de resíduos da cana para a produção de etanol celulósico.

**Gráfico 3.3 - Produtividade Média de Etanol por Área Cultivada**



Fonte: NOGUEIRA (2008).

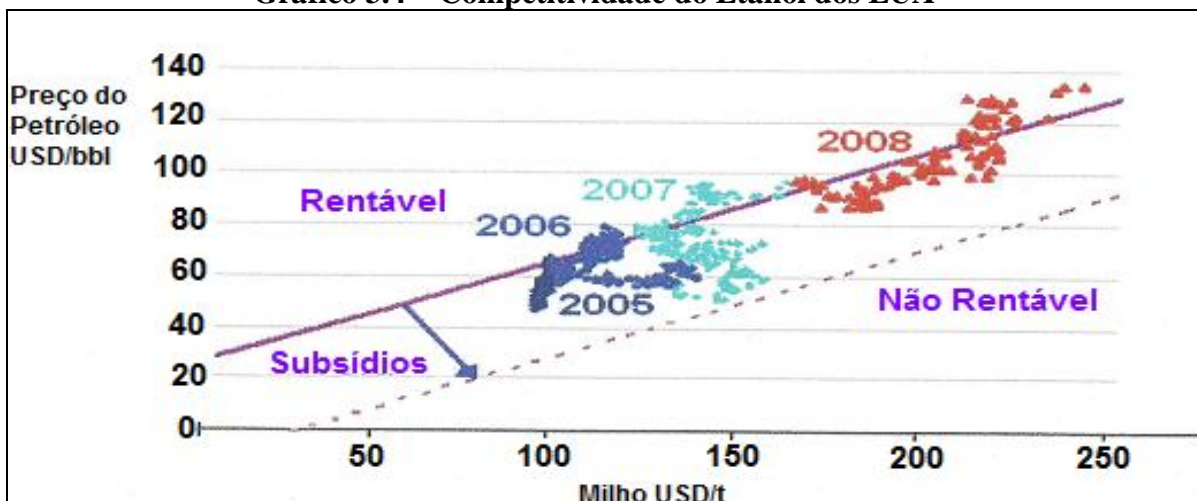
Como consequência das diferentes produtividades, além dos distintos custos das matérias primas agrícolas, verifica-se que nível de competitividade das rotas tecnológicas de produção de etanol é bastante distinto. UNCTAD (2008) estima que o etanol de cana brasileiro é competitivo a partir de um preço de petróleo de US\$ 32,00 por barril. Em contrapartida, o *break-even* do etanol de milho dos EUA e do etanol de trigo europeu ocorre quando o preço do barril do petróleo atinge, respectivamente, US\$ 54,00 e US\$ 72,00. O estudo enuncia que apenas o etanol brasileiro é viável economicamente sem a

---

açúcares. As etapas seguintes do processo produtivo são idênticas ao processo a partir de plantas ricas em açúcares.

necessidade de subsídios<sup>137</sup>. IEA (2008a) relata que o etanol de milho norte americano recebe subsídios da ordem de US\$ 0,50 por litro, destacando a expressiva participação que o milho possui na estrutura de custos do etanol. Este trabalho ressalta que em boa medida o aumento do preço do milho acaba por compensar o ganho de competitividade oriundo do aumento do preço do petróleo dentro de uma dinâmica onde o aumento do preço do petróleo ocasiona um aumento na demanda por etanol e como consequência ocorre a elevação do preço do milho e do etanol. O Gráfico 3.4 apresenta a relação entre o preço do petróleo e o do milho, e ilustra como o aumento do preço do petróleo é compensado pelo aumento do preço do milho de forma que os subsídios permanecem sendo essenciais para a garantia da competitividade do etanol norte americano.

**Gráfico 3.4 – Competitividade do Etanol dos EUA**



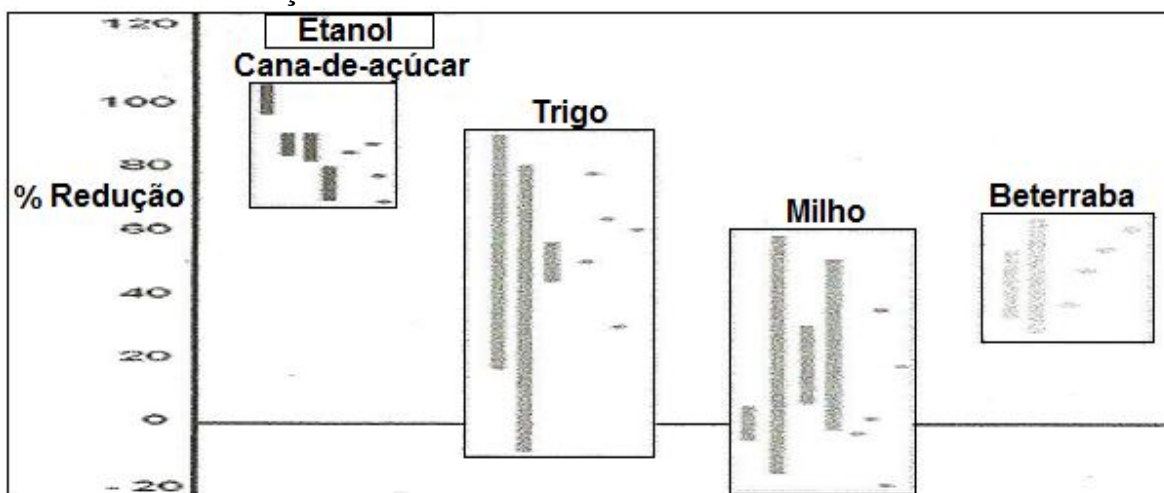
Fonte: IEA (2008a).

Em paralelo, sendo a mitigação dos gases do efeito estufa um dos principais objetivos da promoção dos biocombustíveis, é necessária uma análise da eficácia do etanol como redutor destas emissões quando utilizado em substituição à gasolina. Este tipo de exame deve considerar todo o ciclo de vida do etanol, ou seja, não apenas as emissões em seu uso como também aquelas associadas às suas produções. Desta forma, emissões relativas ao cultivo da biomassa, inclusive às inerentes ao uso de fertilizantes, e de insumos fósseis

<sup>137</sup> É importante enfatizar que em anos recentes o etanol de milho dos EUA vem ganhando competitividade devido ao aumento do preço dos seus co-produtos. Em contrapartida, o etanol produzido no Brasil vem perdendo competitividade devido à política brasileira de preços da gasolina e ao aumento da atratividade da produção de açúcar.

devem ser contabilizados (IEA, 2001c; IEA, 2008a; IEA, 2004). Observa-se assim que o balanço energético do processo produtivo é uma variável chave para a mensuração da quantidade de emissões evitadas<sup>138</sup>. É justamente a utilização do bagaço da cana de açúcar para o atendimento de 98% das necessidades energéticas do processo de produção de etanol no Brasil<sup>139</sup> que permite o mesmo reduzir em mais de 80% das emissões de gases do efeito estufa enquanto que as reduções das emissões do etanol produzido a partir de plantas amiláceas são menores e mesmo a eficácia desta redução é uma questão controversa (UNCTAD, 2008; IEA, 2004). O Gráfico 3.5<sup>140</sup> permite identificar a grande variabilidade que existe na mensuração das emissões de gases do efeito estufa a partir do uso do etanol, não apenas entre as matérias primas diferentes, como também nas estimativas do etanol produzido a partir de uma determinada matéria prima devido aos diferentes pressupostos adotados nas modelagens.

**Gráfico 3.5 – Redução das Emissões de Gases do Efeito Estufa com o Uso de Etanol**



Fonte: IEA (2008a).

Os resultados do Gráfico 3.5 devem ser vistos como parciais, pois não contemplam as emissões relativas à mudança no uso da terra. O impacto pode ser direto pelo desmatamento com vistas à implementação de cultivos agrícolas para produção de

<sup>138</sup> A razão entre energia produzida e consumo fóssil da produção de etanol brasileiro é em torno de 9 enquanto que este valor é da ordem de 1,3 para o etanol de milho dos EUA (NOGUEIRA, 2008).

<sup>139</sup> Ver CORRÊA NETO e RAMON (2002).

<sup>140</sup> Elaborado por IEA (2008a) com base na revisão de 60 trabalhos relativos ao ciclo de vida dos biocombustíveis e a redução das emissões de gases do efeito estufa.

biocombustíveis ou indiretos quando se trata do deslocamento de outras culturas. A mensuração destas emissões, sobretudo as indiretas, é bastante complexa porque é muito difícil modelar as interações entre a expansão agrícola e a mudança do uso da terra devido às incertezas relativas a variáveis como o comportamento do estoque de carbono no solo ao longo do tempo. Além disso, o cultivo agrícola com fins energéticos pode ter impactos negativos sobre a biodiversidade e sobre os recursos hídricos. Soma-se a estas questões ambientais, o impacto de ordem social referente à ameaça que a produção de biocombustíveis pode representar em termos da segurança alimentar em base competitiva de custos<sup>141</sup> (IEA, 2008a; IEA, 2011c).

Portanto, nota-se que, exceto o etanol de cana brasileiro, a sustentabilidade das demais rotas tecnológicas é questionável nas esferas ambiental, econômica e social. Como consequência, o potencial de expansão da produção de etanol com base no paradigma tecnológico atual é limitado e daí emerge a oportunidade para a inserção do etanol celulósico no mercado. Esta questão será tratada na seção 3.3. Entretanto, para isso é necessário o exame prévio das perspectivas da demanda energética da frota de veículos leves para que seja possível o dimensionamento do tamanho do mercado de etanol em um horizonte temporal de 20 anos.

### **3.2 – Perspectivas da Demanda Energética da Frota de Veículos Leves**

As estimativas indicam que a frota de veículos leves em 2035 terá o dobro do tamanho verificado em 2010. Tal crescimento concentra-se nos países em vias de desenvolvimento, com a frota dos mesmos que era de aproximadamente 200 milhões de veículos em 2010 passando a ser superior a 900 milhões de unidades em 2035, projeção esta que é consistente com o ainda reduzido nível de veículos por habitantes e a expectativa de crescimento de

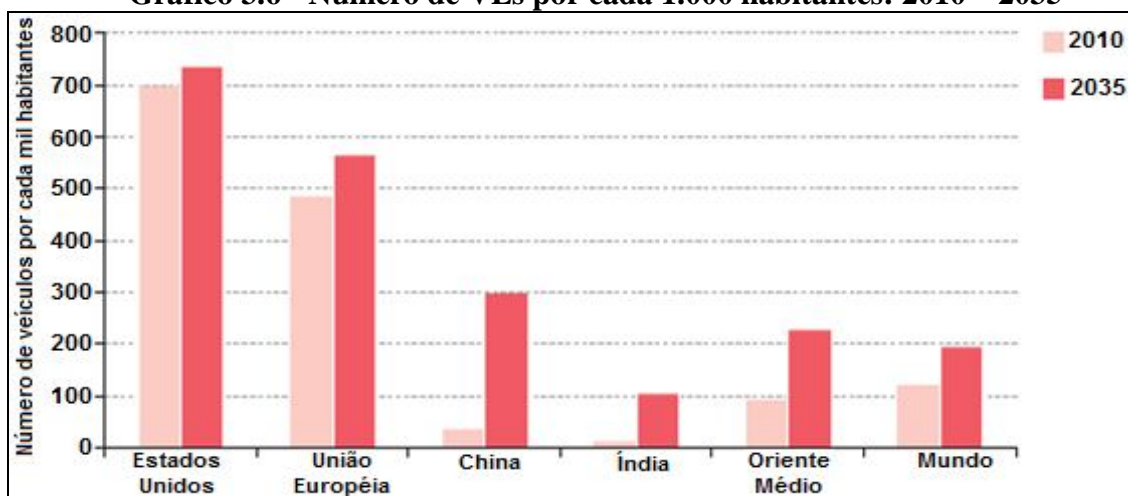
---

<sup>141</sup> A necessidade de grandes extensões de terra para a produção de biocombustíveis em larga escala é condizente com o argumento que esta produção tende a ocasionar aumento no preço dos alimentos. Este argumento tem um grande apelo porque traz para a opinião pública a idéia de um conflito entre biocombustíveis e alimentos. De acordo com FGV (2008), embora existam situações onde isso possa, de fato, ocorrer, em particular, o aumento dos preços de alimentos ocorrido em 2007/08 pode ser atribuído a uma série de outros fatores relevantes. Dentre eles, cabe citar: o forte crescimento da demanda mundial por alimentos; o aumento do preço do petróleo (que impacta desde o custo dos fertilizantes até o transporte dos alimentos); os subsídios agrícolas dos países desenvolvidos; a desvalorização do dólar; sucessivas safras ruins; e especulação financeira.



renda destes países. A venda de veículos leves nos países não pertencentes a OCDE deve ultrapassar as vendas nos países da OCDE em 2020 atingindo mais de 100 milhões de unidades comercializadas em 2035<sup>142</sup>. Neste sentido, a frota de VLs dos países em vias de desenvolvimento deverá ultrapassar a frota dos países desenvolvidos por volta de 2030, representando aproximadamente 55% da frota de veículos em leves em contraste com a participação atual inferior a 30%. Porém, cabe destacar, que com uma relação de 125 veículos por 1000 habitantes em 2035, os países não pertencentes a OCDE continuarão com níveis de propriedade de veículos bastante inferiores àqueles verificados nos dos países da OCDE que serão da ordem de 550 veículos por 1000 habitantes (IEA, 2011a). O Gráfico 3.6 ilustra a evolução do número de veículos leves por 1000 habitantes para algumas regiões.

**Gráfico 3.6 - Número de VLs por cada 1.000 habitantes: 2010 – 2035**



Fonte: IEA (2011a).

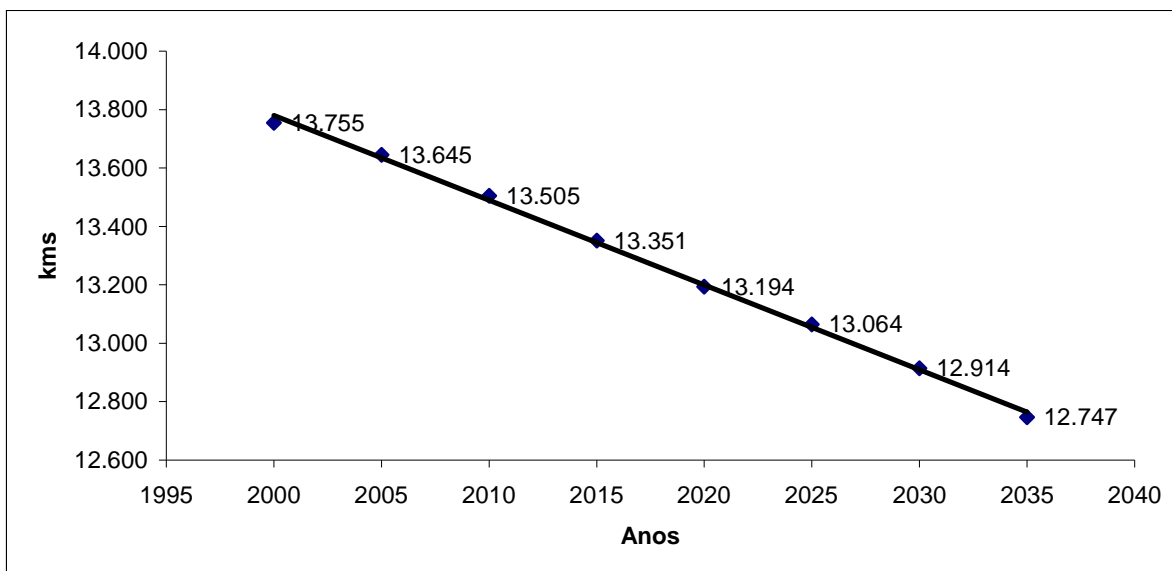
IEA (2009a) estima que o setor de transportes é responsável por 23% das emissões de CO<sub>2</sub> relativas à produção e ao consumo de energia e mantidas as tendências atuais esta participação tende aumentar com as emissões crescendo 50% entre 2005 e 2030. As emissões do modal rodoviário possuem aproximadamente uma participação de 75% no

<sup>142</sup> Segundo IEA (2011a), historicamente os EUA seguido por Japão e alguns países da União Européia, como Alemanha e França, são os principais mercados de veículos leves, entretanto, nos últimos anos verificou-se um expressivo crescimento nas vendas chinesas fazendo com que a China seja hoje o principal mercado do mundo. Em 2000, foram comercializados menos de 1 milhão de veículos na China enquanto que em 2010 o total de veículos vendidos foi de 14 milhões de unidades.

total das emissões do setor de transportes, sendo a frota de veículos leves a principal responsável por estas emissões (SCHMITT, 2010). Logo, nota-se que a adoção de uma estratégia que permita o setor energético se expandir em bases sustentáveis requer modificações no paradigma atual da frota de veículos leves.

Cabe destacar, que o impacto do aumento da frota de veículos sobre a demanda por combustível é em parte atenuado pois este crescimento da frota está concentrado nos países não pertencentes a OCDE que possuem menores níveis médios de utilização dos veículos<sup>143</sup> (IEA, 2011a). O Gráfico 3.7 mostra a evolução da distância média percorrida pela frota mundial entre 2000 e 2035.

**Gráfico 3.7 – Evolução da Distância por VLS: média mundial**



Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

De todo modo, mantido o paradigma tecnológico atual, esta expansão da frota de veículos leves resultaria em um exponencial aumento da demanda por petróleo no modal rodoviário. Neste sentido, com base em SMITH (2010), é preciso se ressaltar a importância da melhoria da eficiência energética dos veículos leves como meio de se reduzir a intensidade energética da frota de veículos leves. HEYWOOD (2008) afirma que a adoção de

<sup>143</sup> Ver Tabela 3.4.

tecnologias mais eficientes e a utilização de combustíveis alternativos aos derivados de petróleo são estratégias essenciais para a redução do consumo energético e das emissões de gases do efeito estufa do setor de transportes. KOJIMA e RYAN (2010) relatam que até 2030 é possível reduzir em até 50% o consumo de combustível dos novos veículos em base competitiva de custos e que esta melhoria de eficiência energética permitiria que o setor de transportes reduzisse em aproximadamente 1 Gt as suas emissões anuais de CO<sub>2</sub>.

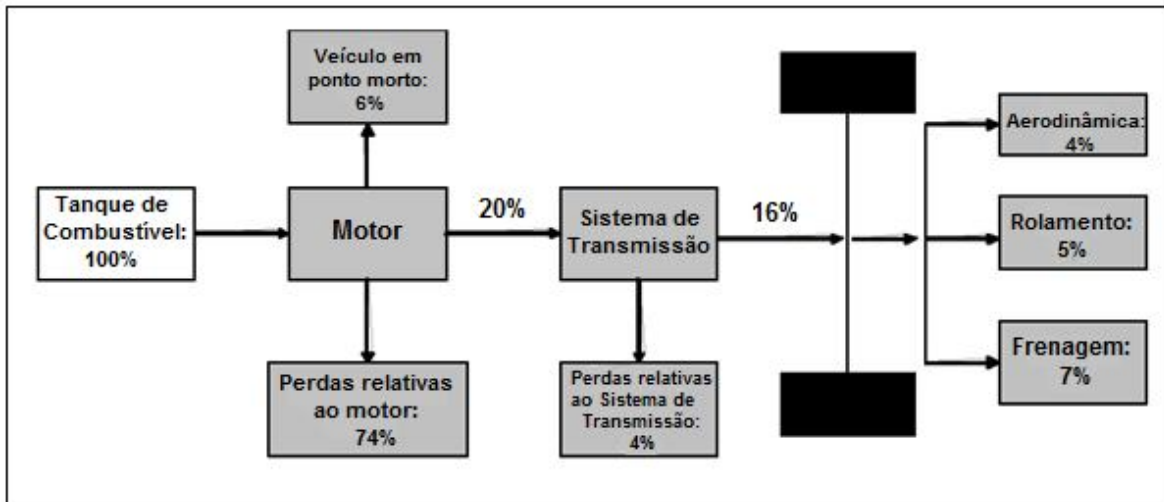
As opções tecnológicas para o aumento da eficiência energética dos veículos leves vão desde modificações incrementais nos veículos com motores a combustão interna, sobretudo veículos Ciclo Otto, até alterações radicais que representariam uma ruptura tecnológica com a adoção de veículos com novos sistemas de propulsão, como é o caso dos veículos híbridos e dos veículos elétricos (SMITH, 2010).

A eficiência de um motor a combustão interna é inferior a 1/3, sendo o restante da energia dissipada sob a forma de calor. Além desta energia desperdiçada na conversão da energia química dos combustíveis em energia mecânica, existem perdas relativas ao sistema de transmissão, na frenagem, no sistema de refrigeração e o consumo de energia por parte de equipamentos acessórios como iluminação e ar condicionado. Finalmente, a energia remanescente é transmitida às rodas com o objetivo de fazer o veículo superar a inércia, a resistência do ar (arraste aerodinâmico) e a resistência por atrito dos pneus (NRC, 2002). A Figura 3.1 apresenta o fluxo energético típico de um veículo leve trafegando no perímetro urbano<sup>144</sup>.

---

<sup>144</sup> De acordo com SMITH (2010), quando o veículo trafega no meio urbano verifica-se uma perda significativa de energia devido às constantes paradas e ao período em que o veículo permanece em ponto morto (*stand by*). Em contrapartida, quando utilizado em estradas o mesmo veículo apresenta um menor consumo de combustível porque o motor opera de forma mais eficiente.

**Figura 3.1 - Fluxo de Energia de um Veículo Leve Trafegando no Perímetro Urbano**



Fonte: HEYWOOD (2008).

HEYWOOD (2008) afirma que nos próximos 25 anos diversas medidas, dentre as quais a melhoria da aerodinâmica e a redução do peso dos veículos podem ser adotadas para a redução das perdas de energia, ao mesmo tempo em que podem existir melhorias nos sistemas de transmissão. O autor também destaca as modificações que podem ser implementadas em motores Ciclo Otto com vistas à melhoria de sua eficiência. Com base em IEA (2009a), BANDIVADEKAR *et al.* (2008), NRC (2002) e SMITH (2010), a seguir serão apresentadas algumas medidas que podem ser adotadas com o objetivo de reduzir o consumo de combustíveis dos veículos leves com motores de combustão interna Ciclo Otto.

- Injeção Direta do Combustível: a injeção direta na câmara de combustão, em substituição aos injetores utilizados na injeção indireta, permite um melhor controle da combustão e a adoção de misturas ar-combustíveis mais pobres. Esta tecnologia apresenta uma maior taxa de compressão e resulta em um ganho de potência e torque de aproximadamente 5% ao mesmo tempo em que reduz o consumo de combustível entre 10 e 15%.
- Redução do Atrito no Motor: a utilização de melhores materiais, de um novo design do anel de pistão e de lubrificantes sintéticos, são alguns dos meios existentes para reduzir o atrito no motor e por consequência melhorar sua eficiência.
- Comando Variável de Válvula: este sistema permite uma redução entre 3 e 7,4% no consumo de combustível e consiste na possibilidade de adaptação do momento de

abertura e de fechamento, assim como do levantamento das válvulas, com a rotação do motor e a abertura do acelerador por comando eletrônico.

- Desativação de Cilindros: a adoção de um sistema de gerenciamento do motor capaz de cortar a injeção de combustível e a ignição a partir da desativação de alguns cilindros de forma individual. Esta tecnologia pode reduzir o consumo de combustível entre 4,5 e 6%.
- *Downsizing* do Motor e *Supercharging*: a utilização de motores com menores cilindradas significa um menor consumo de combustível. Para compensar a redução do tamanho do motor de forma a minimizar as perdas de potência e de torque, utiliza-se um turbocompressor. O ganho de eficiência é proporcional ao tamanho da redução do motor. Desta forma, é possível obter uma economia de combustível de 3 a 4% para reduções pequenas e da ordem de 7,5% para casos de reduções de capacidade de maior porte, sendo que estes ganhos de economia de combustível são mais latentes quando os veículos estão em marcha lenta porque os veículos passam a consumir menos neste estado que ocorre com maior frequência nos veículos que estão trafegando no perímetro urbano.
- Razão de Compressão Variável: este sistema permite que o motor funcione à taxa de compressão mais alta em cargas baixas aproveitando a máxima energia do combustível e depois reduzindo a taxa de compressão em cargas altas de forma que a potência seja aumentada por superalimentação. Desta forma, a razão de compressão variável possibilita uma economia de combustível entre 2 e 6%, sendo especialmente importante no caso brasileiro, dado que a mesma permite que os motores dos veículos *flex-fuel* operem de forma mais otimizada por possibilitar que se esteja sempre utilizando a razão de compressão condizente com a octanagem do combustível.
- Melhorias no Sistema de Transmissão: a utilização de caixa de marchas com 6 ou 7 velocidades associada a melhorias nos rolamentos e na engrenagem permite a redução das perdas de energia do sistema de transmissão. Uma outra alternativa ao uso de marchas, é a tecnologia de transmissão variável contínua onde se utiliza um sistema de polias de diâmetros variados conectados em uma correia, podendo

produzir uma infinidade de razões de velocidade motor/roda. Esta tecnologia pode reduzir em 6% o consumo de combustível.

- Melhorias da Aerodinâmica: os VLS possuem um coeficiente aerodinâmico ( $C_x$ ) entre 0,30 e 0,35. Alterações no design dos veículos nos próximos 25 anos podem reduzir o  $C_x$  para 0,21. A maior facilidade no “rompimento do ar” a sua frente por parte do veículo reduz as perdas de eficiência relativas ao arrasto aerodinâmico. Por exemplo, estima-se que uma redução de 10 a 15% do  $C_x$  reduza entre 1 e 3% o consumo de combustível do veículo.
- Redução da Resistência do Rolamento: o uso de pneus com baixa resistência do rolamento permite ganhos de eficiência entre 20 e 25%. Dado que 15 a 20% da energia oriunda do sistema de transmissão é dissipada pelos pneus na forma de calor, a utilização de pneus com menores resistência do rolamento poderia aumentar a eficiência energética global do veículo entre 3 e 4%. Os veículos novos vêm com este tipo de pneu, entretanto, raramente os proprietários de veículos substituem os pneus ao longo da vida útil do veículo por pneus com baixa resistência de rolamento devido ao seu maior custo. Ao mesmo tempo, a adoção de sistemas de monitoramento é uma ferramenta importante para evitar que os veículos trafeguem com os pneus sub-inflados e desta forma se reduza o consumo de combustíveis dos veículos porque o nível de calibragem do pneu é uma das variáveis que determina a energia gasta para vencer a resistência do rolamento;
- Redução do Peso do Veículo: a diminuição da inércia do veículo aumenta a eficiência energética do mesmo. Esta redução pode ser obtida por uma opção por veículos menores ou com melhores designs mas principalmente pela redução do peso dos veículos através da substituição de materiais, especialmente alumínio e aço de alta resistência no lugar do aço e ferro tradicionalmente utilizados. Estima-se que a cada 10% de massa reduzida de um veículo obtém-se uma economia de combustível de 7%.
- Iluminação mais Eficiente: a iluminação representa entre 2 e 3% do consumo de combustível de um veículo leve, sendo que algo entre 60 e 70% desta demanda é dos faróis. A substituição das lâmpadas de halogênio por lâmpadas de xênon, que

são 4 vezes mais eficientes, permitiria a redução do consumo energético total do veículo de 2% para uma dada luminosidade.

- Melhorias nos Sistemas de Ar Condicionado: nas condições típicas da Europa, o ar condicionado de um veículo leve responde por algo entre 6 a 7% do combustível consumido ao longo do ano, sendo que em áreas mais quentes, como o Sul da Espanha, esta participação chega a 15% e em países tropicais o consumo dos sistemas de ar condicionado respondem por uma parcela ainda maior do consumo energético total do veículo. A adoção de compressores mais eficientes e um melhor isolamento térmico do interior do veículo são mecanismos que permitiriam uma redução de 3 a 4 % no consumo total de combustível do veículo nas condições de temperatura da Europa.

No âmbito das inovações de carácter radical nos sistemas de propulsão dos veículos leves, os veículos elétricos híbridos (VEH) se caracterizam pela presença de um motor elétrico acoplado ao motor de combustão interna de forma que os mesmos acabam possuindo mais de um sistema de propulsão<sup>145</sup> (IEA, 2009a). Conforme FRIEDMAN (2003), a lógica de funcionamento de um veículo híbrido é a recuperação da energia das frenagens com o motor elétrico atuando como um gerador que converte esta energia cinética em eletricidade, a qual deve ser estocada em uma bateria para posterior uso como fonte de energia para a propulsão do veículo. Desta forma, os veículos elétricos híbridos apresentam um menor consumo de combustível, sobretudo porque o motor elétrico substitui o uso do motor a combustão interna justamente nos momentos em que as condições de tráfego fazem com que a performance destes sejam mais ineficientes. Além disso, SCHMITT (2010), destaca a importância da possibilidade de desligamento do motor quando o veículo encontra-se parado e a redução do tamanho e da potência do motor de combustão interna como razões do menor consumo de combustível dos veículos híbridos.

IEA (2009a) afirma que um veículo elétrico híbrido a gasolina possui um consumo de combustível 30% menor que o consumo verificado em um veículo leve Ciclo Otto

---

<sup>145</sup> Também existe a configuração tecnológica de veículos híbridos onde se utiliza um motor hidráulico em conjunto com o motor de combustão interna, sendo esta uma promissora alternativa tecnológica para veículos pesados (IEA,2009a).

convencional. Esta economia de combustível pode atingir aproximadamente 44% caso concomitantemente sejam adotadas medidas com vistas à melhoria da eficiência energética do motor Ciclo Otto. Este estudo destaca a importância das baterias para os sistemas híbridos, as quais não precisam ter grande quantidade de estocagem de energia, entretanto, devem possuir consideráveis potências<sup>146</sup>.

Uma variante dos veículos elétricos híbridos é o veículo elétrico híbrido *plug-in* que se diferencia pela possibilidade de carregar suas baterias a partir da rede de energia elétrica. Estes veículos exigem baterias com maior capacidade de estocagem de energia porque são projetados para trafegarem em uma expressiva parte do tempo movidos pelo sistema elétrico (IEA, 2009a). Concomitantemente, por terem duas fontes de energia disponível, estes veículos requerem a adoção de modos de gerenciamento de energia. De acordo com BRADLEY e FRANK (2009), estes modos de gerenciamento dos veículos *plug-in* objetivam controlar a fonte de energia que tracionará o veículo e desta forma permitir que estes veículos trafegarem com níveis de eficiência energética superiores aos níveis dos veículos híbridos convencionais.

Em contrapartida, a propulsão dos veículos elétricos a bateria é realizada apenas pelo motor elétrico que utiliza a energia armazenada em um conjunto de baterias, as quais são abastecidas a partir da rede elétrica, além da recuperação da energia da frenagem do veículo (SMITH, 2010). Os veículos elétricos apresentam eficiências bastante elevadas<sup>147</sup> e FRIEDMAN (2003) ressalta que este tipo de veículo não necessita de um complexo sistema de transmissão, logo são mais simples que os veículos com motores de combustão interna tradicionais.

Ao mesmo tempo em que o sistema de propulsão baseado em baterias e em um motor elétrico sem a necessidade de um motor de combustão interna garante elevados níveis de

---

<sup>146</sup> A bateria utilizada deve ter capacidade suficiente para estocar energia gerada através da regeneração da eletricidade por frenagem ou gerada pelo motor de combustão interna (SMITH, 2010). Neste sentido, as baterias dos veículos híbridos tipicamente possuem uma capacidade de armazenamento de 1 kWh e uma potência de 45 kW.

<sup>147</sup> Segundo (IEA, 2009b), o veículo elétrico é 3 vezes mais eficiente que o veículo ciclo Otto convencional e 2 vezes mais eficiente que os veículos híbridos.



eficiência aos veículos elétricos, esta formatação tecnológica faz com que estes veículos tenham a necessidade de terem baterias com grandes capacidades de estocar energia de forma a possuírem autonomias compatíveis com aquelas verificadas nos veículos movidos a combustíveis líquidos<sup>148</sup>. No entanto, os veículos elétricos podem representar o símbolo de um novo paradigma de mobilidade se forem destinados especificamente para a circulação urbana porque além de exigir menores autonomias, os veículos elétricos urbanos podem ser menores, mais leves e por consequência mais eficientes (IEA, 2009a).

Cabe destacar, que os veículos híbridos elétricos a pilha combustível<sup>149</sup> se constituem em mais uma alternativa de sistema de propulsão para os veículos leves. Contudo, é a alternativa com maiores dificuldades para ser difundida, pois precisa equacionar obstáculos técnicos e logísticos, como por exemplo a inexistência de uma infra estrutura para o transporte e distribuição de grandes quantidades de hidrogênio (SMITH, 2010). Dentre os desafios técnicos deste sistema, BANDIVADEKAR *et al.* (2008) destacam a necessidade do desenvolvimento de uma tecnologia adequada para a estocagem do hidrogênio a bordo.

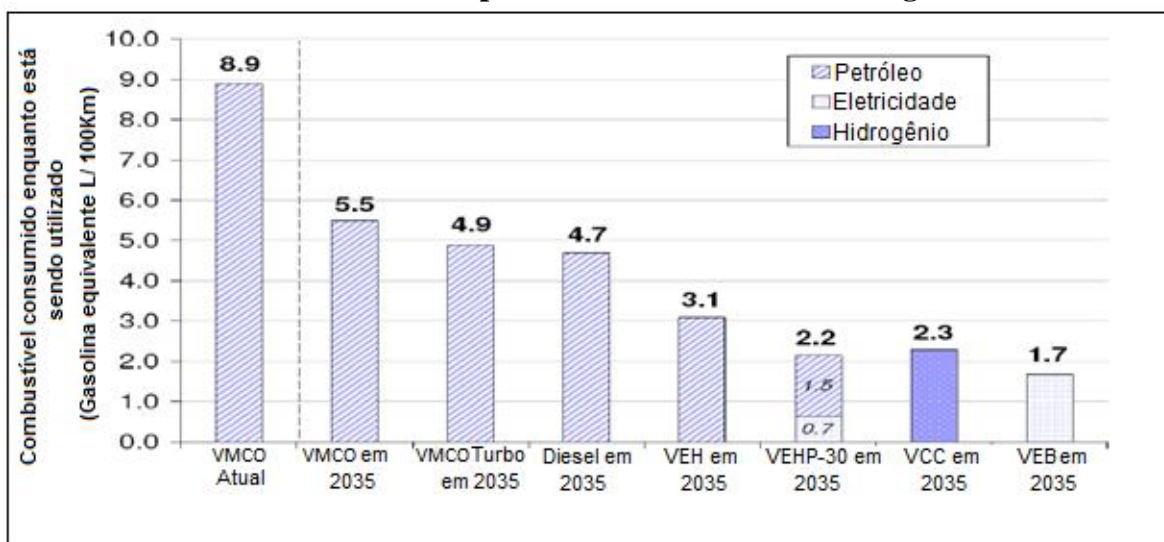
O Gráfico 3.8 a seguir sintetiza as reduções no consumo de combustíveis no caso da adoção das diferentes alternativas descritas nos parágrafos precedentes. Nota-se que somente a adoção de inovações incrementais nos veículos Otto seria capaz de uma redução de quase 40% no consumo de combustível enquanto que a adoção de novos sistemas de propulsão como veículos elétricos a bateria e veículos movidos a célula combustível permitiriam uma redução da ordem de 80%.

---

<sup>148</sup> SMITH (2010), com base em IEA (2009b), estima que um veículo elétrico com autonomia de 500 km exige baterias com capacidade de estocagem de no mínimo 75 kWh.

<sup>149</sup> As pilhas combustíveis convertem a energia química do hidrogênio em eletricidade. Esta reação ocorre em uma membrana de troca de prótons, na qual a qual a reação entre hidrogênio e oxigênio produz eletricidade e água. Embora tenham sido desenvolvidos vários tipos de pilhas combustíveis, a pilha do tipo próton exchange membrane (PEM) é a mais adequada para utilização em veículos por serem pequenas, leves e operarem a temperaturas moderadas. A eletricidade produzida é utilizada no motor elétrico do veículo. Ver IEA (2009a) e SMITH (2010).

**Gráfico 3.8 – Consumo Específico das Diferentes Tecnologias de VLS**



Fonte: BANDIVADEKAR *et al.* (2008).

A efetiva inserção de veículos com estas inovações no mercado é função não apenas da economia de combustível que as mesmas permitem, mas como também da preferência dos consumidores e, sobretudo, do custo incremental que destas alterações representam sobre o custo de um veículo leve Ciclo Otto convencional. IEA (2009a), com base em dados de 2005, estima que no curto prazo seja possível reduzir em 24% o consumo de combustível de um veículo Ciclo Otto através somente de alterações relacionados ao motor de combustão interna a um custo incremental de US\$ 2.200. O mesmo estudo relata que a adoção de sistemas híbridos reduziria o consumo de combustível em 41% em relação aos veículos convencionais a um custo adicional de US\$ 2.980 enquanto que a configuração híbrida *plug-in* nos atualmente permite reduzir o consumo de combustível em 49% com um acréscimo de custo de US\$ 6.990. No que se refere aos veículos elétricos movidos à bateria, o custo dos mesmos ainda são bastante elevados devido ao custo das baterias. Por exemplo, uma bateria com capacidade de estocagem de 30 kWh que permite o veículo percorrer 150 km possui um custo entre US\$ 16.000 e US\$ 20.000. No que se refere aos veículos à pilha combustível, IEA (2009a) relata que os mesmos já no curto prazo seriam capazes de reduzir o consumo de combustível do veículo em 61% a um custo incremental de US\$ 13.340.

Por se tratar de tecnologias nascentes, algumas das quais com desafios técnicos a serem equacionados, o desenvolvimento e a disseminação das mesmas poderão torná-las mais

eficientes e principalmente reduzir seus custos no médio/longo prazo. A Tabela 3.7 apresenta os custos incrementais destas inovações atualmente e seus respectivos custos em 2035.

**Tabela 3.7 – Custo Incremental das Alternativas Tecnológicas para Veículos Leves**

<i>Veículo</i>	<i>Referentes ao MCI atual (US\$)</i>	<i>Referentes ao MCI 2035 (US\$)</i>
MCI atual a Gasolina	0	-
MCI atual a Diesel	1700	-
Motor Turbo Atual a Gasolina	700	-
Híbrido Atual	4900	-
MCI a Gasolina em 2035	2000	0
MCI a Diesel em 2035	3600	1700
Motor Turbo a Gasolina em 2035	2700	700
Híbrido em 2035	4500	2500
Híbrido <i>plug-in</i> em 2035	-	5900
Elétricos a Bateria em 2035	-	14400
Movido a Células Combustíveis em 2035	-	5300

Fonte: HEYWOOD (2008).

Em realidade, existe um elevado nível de incerteza sobre as perspectivas da demanda energética da frota de VLS, especialmente no nível de disseminação dos veículos híbridos e dos veículos elétricos. Em anos recentes, verifica-se um aumento da importância atribuída a veículos com sistemas de propulsão alternativos no equacionamento do desafio energético do setor de transportes. Tal tendência pode ser atestada pela inserção no mercado e crescimento das vendas de veículos como o Prius da Toyota e o Volt da General Motors<sup>150</sup>. No entanto, a venda destes veículos ainda é marginal quando comparada ao número total de veículos leves comercializados<sup>151</sup>. Desta forma, esta tese irá adotar a hipótese que a frota continuará sendo essencialmente composta por veículos com motor de combustão interna

<sup>150</sup> O veículo Prius da Toyota, é atualmente fabricado como veículo elétrico híbrido ou como veículo híbrido elétrico *plug in*. Cabe mencionar, que no âmbito de veículos híbridos elétricos *plug in* ou elétricos a bateria, encontram-se disponíveis no mercado o Volt da General Motors, o LEAF da Nissan e o Roadster da Tesla (BORBA, 2012).

<sup>151</sup> Segundo BARAN (2012), em 2011 as vendas de veículos híbridos nos EUA totalizaram 268.755 unidades em um universo de aproximadamente 12 milhões de veículos leves comercializados no mesmo ano. Logo, o autor conclui que não é possível ter noção exata da participação que tais veículos poderão ter na frota de veículos leves.

no curto/médio prazo. Esta é uma suposição razoável corroborada por uma série de estudos que analisam a questão.

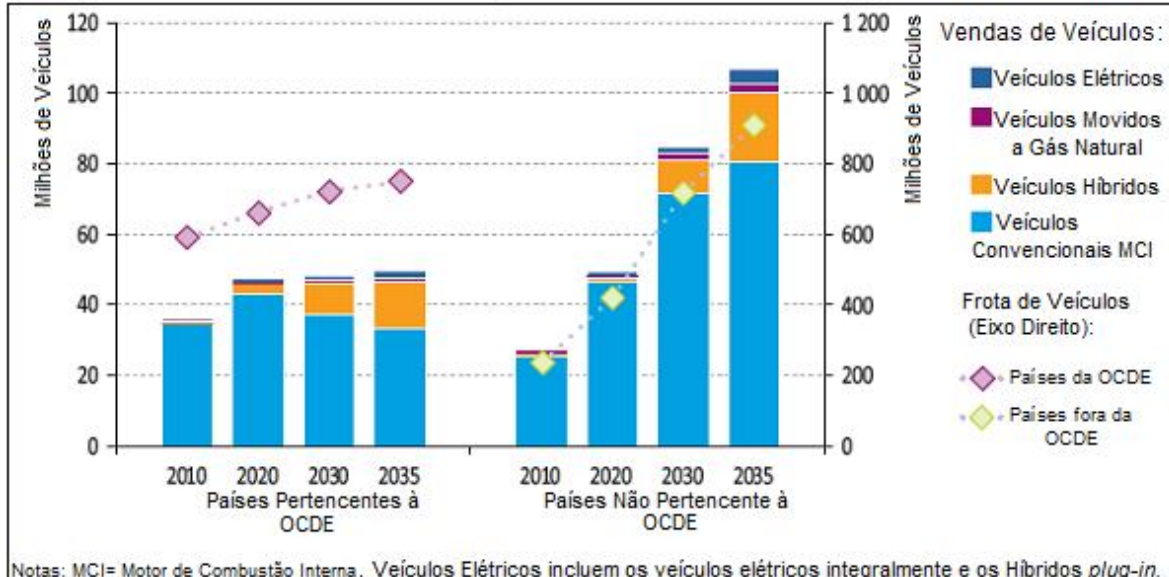
BANDIVADEKAR *et al.* (2008) indicam que no horizonte de 20 a 30 anos o veículo elétrico híbrido será uma importante alternativa de ganhos de eficiência dos veículos leves com custos incrementais cada vez menores. Em contrapartida, os veículos elétricos a bateria e os veículos movidos a pilhas combustíveis permanecerão com reduzida penetração no mercado devido aos elevados custos e limitações técnicas. No caso dos veículos elétricos à bateria, mesmo assumindo pressupostos otimistas relativos às baterias, os mesmos não serão competitivos com outras alternativas<sup>152</sup>, sobretudo com os veículos híbridos *plug-in*, enquanto que os veículos a pilha combustível ainda precisam solucionar obstáculos técnicos para que seja desenvolvido um mercado para estes veículos concomitantemente ao desenvolvimento da infra-estrutura de produção e distribuição de hidrogênio. Os autores ressaltam a importância da melhoria dos motores Ciclo Otto e a redução do peso e do tamanho dos veículos como mecanismos essenciais para a redução do consumo de combustível por parte dos veículos leves.

Conforme IEA (2011a), os veículos leves com motores de combustão interna permanecerão dominando a venda de veículos novos no horizonte até 2035. Estima-se que em 2035 os veículos híbridos representem 28 e 18% do total das vendas, respectivamente, nos países da OCDE e nos países não pertencentes a OCDE. As projeções deste estudo também indicam para uma diminuta penetração no mercado das demais alternativas, com os veículos a gás natural atingindo 2% das vendas e os veículos elétricos à bateria juntamente com os veículos *plug-in* híbridos respondendo por menos de 4% das vendas em 2035. O Gráfico 3.9 apresenta a evolução estimada das vendas de veículos para as diferentes tecnologias e da frota de veículos.

---

<sup>152</sup> Estes veículos apresentam um contundente *trade off* entre custo e autonomia. HEYWOOD (2008) resalta a implausibilidade da disseminação de veículos elétricos a bateria com autonomia de 400 milhas devido ao acréscimo de custo e peso ocasionado pela bateria requerida. O autor resalta que mesmo para uma autonomia de 200 milhas não é plausível a hipótese de uma disseminação de veículos deste tipo. Apenas veículos com autonomia de 100 milhas seriam viáveis, entretanto, os mesmos exigiriam recargas.

**Gráfico 3.9 – Evolução das Vendas e da Frota de VLs**



Fonte: IEA (2011a).

A hipótese de que os motores de combustão interna irão permanecer sendo o principal sistema de propulsão dos VLs nos próximos 25 anos também está presente em KASSERIS (2006) e NAS (2009). Esta hipótese é reforçada pelo *lag* em torno de 10 anos que existe entre a mudança no mercado de veículos e alterações na composição da frota de VLs<sup>153</sup>. Desta forma, mesmo que ocorra uma gradual entrada de veículos híbridos na frota, o impacto dos mesmos sobre o padrão de consumo de combustível da frota de veículos leves será reduzido e permanecerão os veículos com motores de combustão interna sendo os determinantes da demanda energética da frota de VLs (BANDIVADEKAR *et al.*, 2008).

Portanto, é necessária a estimativa da evolução da frota de veículos leves e do consumo específico médio de combustível dos veículos para que seja possível a projeção da evolução do consumo de combustíveis da frota de veículos leves. A Tabela 3.8 apresenta a evolução da frota de veículos leves enquanto que o Gráfico 3.10 mostra a evolução da trajetória do consumo específico dos VLs no caso onde as medidas de redução do consumo sejam mais

<sup>153</sup> A mudança do perfil da frota é função das vendas de veículos novos e do sucateamento da frota existente. O ritmo de sucateamento da frota está associado à vida útil média dos veículos. De acordo com o Banco de Dados do IEA Mobility Model, os veículos leves a gasolina possuem vida útil de 18 e de 15 anos, respectivamente, nos países OCDE da América do Norte e nos demais países da OCDE. Nos países não pertencentes a OCDE, esta média está em torno de 19 anos.

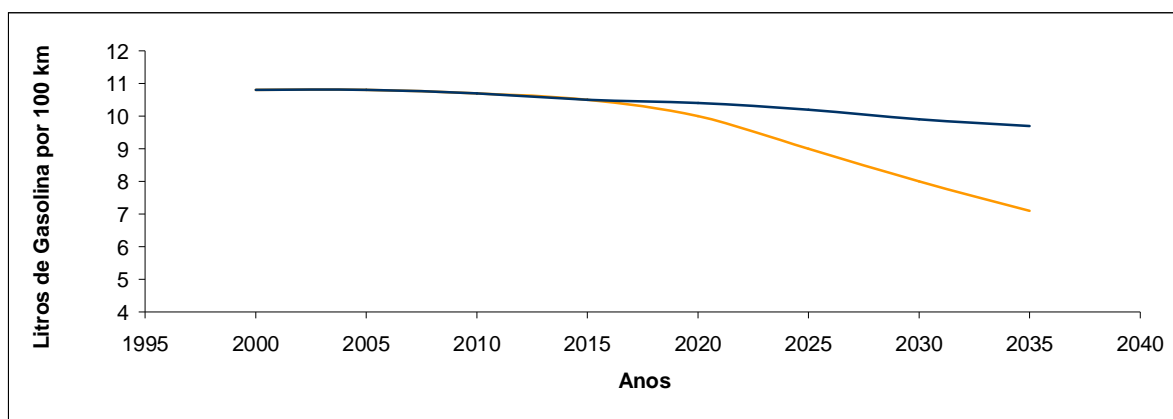
agressivas e para o caso no qual as medidas de eficiência energética adotadas sejam mais discretas.

**Tabela 3.8 – Evolução da Frota de VLS Ciclo Otto (em milhões de veículos)**

<i>Regiões</i>	2015	2020	2025	2030	2035
OCDE – América do Norte	288,8	307,5	321,8	334,8	347,1
OCDE – Europa	132	128,7	127,6	127,5	127,3
OCDE – Pacífico	87,8	91,2	91,8	91,4	91,5
Europa Oriental	60,9	72,6	79,7	88,9	97,4
China	46,2	66,7	88,1	116,7	151,5
Índia	21,7	30,5	38,4	48,8	62,3
América Latina	59	73,5	86,9	96,4	112,7
África	30,4	39,3	49,4	57,4	65,3
Outros	46,6	60,1	72,4	88,7	108,6
Mundo	773,4	870,4	951,9	1.050,5	1.163,7

Fonte: Banco de Dados do IEA Mobility Model.

**Gráfico 3.10 – Possíveis Trajetórias da Evolução do Consumo Específico Médio da Frota Mundial de VLS Ciclo Otto<sup>154</sup>**



Fonte: Elaboração Própria a partir do Banco de Dados do IEA Mobility Model.

<sup>154</sup> Na trajetória em que ocorrem maiores ganhos de eficiência, o pressuposto é que em 2020 todos os novos VLS comercializados terão um consumo de 6 litros gasolina equivalentes para cada 100 km trafegados em 2020 e este consumo atingirá o nível de 5 litros em 2035, valores estes baseados em IEA (2011a). No caso em que as mudanças nos veículos sejam mais modestas, os veículos novos teriam um consumo específico de 7,9 litros em 2020 e de 7,4 litros em 2035.

O Gráfico 3.10 indica que a adoção de medidas mais agressivas de eficiência energética permitiria que o consumo específico médio da frota de VLS fosse de 7,1 litros por 100 km em 2035, sendo de 9 litros já em 2025 em contraste com um consumo médio de 9,7 litros em 2035 caso sejam adotadas medidas mais discretas de eficientização dos veículos. Observa-se assim que a demanda por combustível da frota de veículos leves será fortemente impactada pelas medidas, com seus respectivos ritmos de implementação, de melhorias nos motores de combustão interna e de redução do consumo energético dos veículos que venham a ser adotadas. A Tabela 3.9 apresenta as projeções da evolução do consumo de energia da frota de VLS para o caso em que sejam adotadas medidas discretas de eficiência energética e para aquele onde se adote a grande maioria das medidas descritas ao longo desta seção para a redução das perdas energéticas dos veículos leves.

**Tabela 3.9 – Projeções do Consumo de Combustível da Frota Mundial de VLS  
(em bilhões de litros de gasolina equivalentes)**

<i>Hipótese</i>	<i>2015</i>	<i>2020</i>	<i>2025</i>	<i>2030</i>	<i>2035</i>
Fraca Eficientização dos Veículos	1.107,4	1.209	1.285,1	1.366,9	1457,6
Forte Eficientização dos Veículos	1.107,4	1.162,5	1.134,1	1.094,3	1.059,6

Fonte: Elaboração Própria a partir do Banco de Dados do IEA Mobility Model.

A partir das estimativas da evolução do consumo de combustível da frota mundial de VLS, é possível o dimensionamento do tamanho do mercado de etanol nas próximas décadas com vistas a identificar o potencial de comercialização do etanol lignocelulósico, este será o objetivo da próxima seção. Cabe destacar, que irá se adotar o pressuposto que nos próximos anos ocorrerão expressivos ganhos de eficiência energética nos veículos leves de forma que a demanda por combustível em 2035 da frota mundial de VLS será de 1.059 bilhões de litros equivalentes de gasolina. Esta opção justifica-se por ser a mais conservadora em termos de prospecção das oportunidades de comercialização do etanol lignocelulósico.

### 3.3 – Oportunidades de Comercialização de Etanol Celulósico

O dimensionamento do mercado prospectado para o etanol celulósico requer o prévio conhecimento da participação que o etanol combustível terá no atendimento da demanda por combustíveis da frota de veículos leves Ciclo Otto. SORDA *et al.* (2010) relata que a expansão do uso de biocombustíveis vem sendo conduzida através de intervenções governamentais. Segundo SOUZA (2011), é esta intervenção a responsável pela criação do mercado de etanol<sup>155</sup> com medidas tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda.

O Brasil apresenta o caso mais bem sucedido de utilização de etanol em larga escala com o mesmo já tendo representado aproximadamente 50% do consumo de combustíveis da frota de veículos leves (NOGUEIRA, 2008). Conforme foi relatado na seção 3.1, o uso de etanol ocorre através da mistura de etanol anidro e gasolina, em percentagem que varia entre 20 e 25%, e do uso do etanol hidratado como combustível veicular. Logo, a primeira questão a ser analisada é a plausibilidade da replicação do modelo brasileiro no resto do mundo.

SZKLO *et al.* (2007) enunciam que o desenvolvimento e a disseminação de veículos *flex-fuel* permite a combustão de qualquer mistura de etanol hidratado (E-100) com gasolina C (E-20-25) porque estes veículos reconhecem automaticamente a mistura de combustível do tanque e faz o ajuste da razão ar-combustível com base em um sistema de controle<sup>156</sup>. Contudo, este sistema só opera de forma eficiente devido às características físico-químicas da gasolina C e do etanol hidratado brasileiros. Os autores enfatizam que a adoção da experiência brasileira em todo o mundo exigiria mudanças nos automóveis ou um percentual mínimo de 20% de etanol adicionado à gasolina, como é o caso brasileiro. Tendo como base o ano de 2010, a adoção do E-20 em nível mundial representaria uma demanda da ordem de 394 bilhões de litros anuais, simplesmente para permitir que exista a alternativa de utilizar o E-100 e como consequência exista concorrência entre etanol e

---

<sup>155</sup> A autora afirma que é uma criação artificial porque não se origina com base nas leis de oferta e demanda.

<sup>156</sup> Além disso, existe a presença de um sistema auxiliar para a partida quando os momentos em que o etanol hidratado representar mais de 80% do volume de combustível do tanque e a temperatura do motor for inferior a 20° C.



gasolina. Portanto, não parece plausível que o modelo brasileiro seja reproduzido em nível mundial.

No mesmo artigo, é analisada a possibilidade da disseminação da experiência norte americana, pela qual os veículos *flex-fuel* estão aptos a funcionar com qualquer mistura entre gasolina e o E-85, no resto do mundo. Na prática, os veículos *flex-fuel* atendem menos de 1% de sua demanda energética com E-85 em grande medida devido à oferta restrita deste combustível nos postos de abastecimento<sup>157</sup>. Desta forma, observa-se que a adoção deste modelo é justificável apenas se a demanda potencial por E-85 puder ser continuamente atendida. Assim como no caso brasileiro, a flexibilidade destes veículos resulta em perda de eficiência em relação aos veículos Ciclo Otto convencionais. Logo, os autores concluem que este é um padrão de utilização de etanol que não deve ser implementado em nível global<sup>158</sup> porque na maior parte do tempo os veículos estariam utilizando gasolina sem que os mesmos estejam operando com o motor Ciclo Otto otimizado.

Desta forma, a demanda potencial por etanol, exceção feita ao Brasil, está essencialmente associada à promulgação de mandatos de mistura de etanol a gasolina (UNCTAD, 2008; IEA, 2011c). Conforme SCHMITT (2010), o estabelecimento destes mandatos em países como os EUA, a China e em membros da União Européia tem como objetivo a promoção da segurança do suprimento concomitantemente à mitigação das alterações climáticas e a geração de renda no âmbito do agronegócio. SOUZA (2011) afirma que diversos países têm mostrado interesse e estabelecido mandatos de adoção de etanol a gasolina em percentuais que tipicamente variam entre 5 e 15%. O Quadro 3.2 apresenta um resumo das metas e mandatos promulgados de mistura de etanol à gasolina.

---

<sup>157</sup> O desenvolvimento de veículos *flex-fuel* nos EUA ocorreu devido aos incentivos concedidos aos fabricantes. Contudo, não foi desenvolvido o mercado de distribuição de E-85 porque o retorno sobre o investimento não se mostrava atrativo. Como consequência, a oferta de E-85 é restrita a um reduzido número de postos localizados essencialmente no Centro Oeste dos EUA.

<sup>158</sup> Algumas regiões do mundo como o Brasil, o Centro Oeste dos EUA e possivelmente a Índia, estariam aptos a atender a necessidade de garantia da oferta de etanol. Entretanto, não é plausível a hipótese de garantia da segurança do suprimento com E-85 em escala mundial.

**Quadro 3.2 – Metas e Mandatos de Mistura de Etanol à Gasolina**

País / Região	Mandatos / Metas Atuais	Mandatos / Metas Futuros	Situação Atual (Mandato / Meta)
Argentina	E5	--	Mandato
Austrália: Nova Gales do Sul (NGS), Queensland (QL)	NGS: E4	NGS: E6(2011), QL: E5(suspenso até outono de 2011)	Mandato
Bolívia	E10	--	Meta
Brasil	E20-25	--	Mandato
Canadá	E5(até E8.5 em 4 províncias)	--	Mandato
Chile	E5	--	Meta
China (9 províncias)	E10( 9 províncias)	--	Mandato
Colômbia	E10	--	Mandato
Costa Rica	E7	--	Mandato
República Dominicana	--	E15(2015)	--
União Européia	5,75% de biocombustíveis	10% de energia renovável em transportes	Meta
Índia	E5	E20(2017)	Mandato
Indonésia	E3	E5(2015), E15(2025)	Mandato
Jamaica	E10	Energia Renovável em transportes: 11%(2012);12.5%(2015);20% (2030)	Mandato
Japão	500Ml/y(petróleo equivalente)	800Ml/y (2018)	Meta
Quênia	E10(Kisumu)	--	Mandato
Coreia	--	--	--
Malásia	--	--	--
México	E2(em Guadalajara)	E2 (em Monterrey e na Cidade do México; 2012)	Mandato
Moçambique	--	E10(2015)	--

Noruega	3,5% de biocombustíveis	Proposta de 5% para 2011(possível alinhamento com o mandato da União Europeia)	Mandato
Nigéria	E10	--	Meta
Paraguai	E24	--	Mandato
Peru	E7.8	--	Mandato
Filipinas	E5	E10 ( Fevereiro de 2012)	Mandato
África do Sul	--	2%( 2013)	--
Taiwan	E3	--	Mandato
Tailândia	--	3MI/ d de etanol(2011); 9MI/d de etanol(2017)	Mandato
Uruguai	--	E5(2015)	Mandato
Estados Unidos	48 bilhões de litros para cada 0.02% bln. de etanol celulósico	136 bilhões de litros para cada 60% bln. de etanol celulósico(2022)	Mandato
Venezuela	E10	--	Meta
Vietnã	--	500ML de etanol(2020)	--
Zâmbia	--	E5(2011)	--

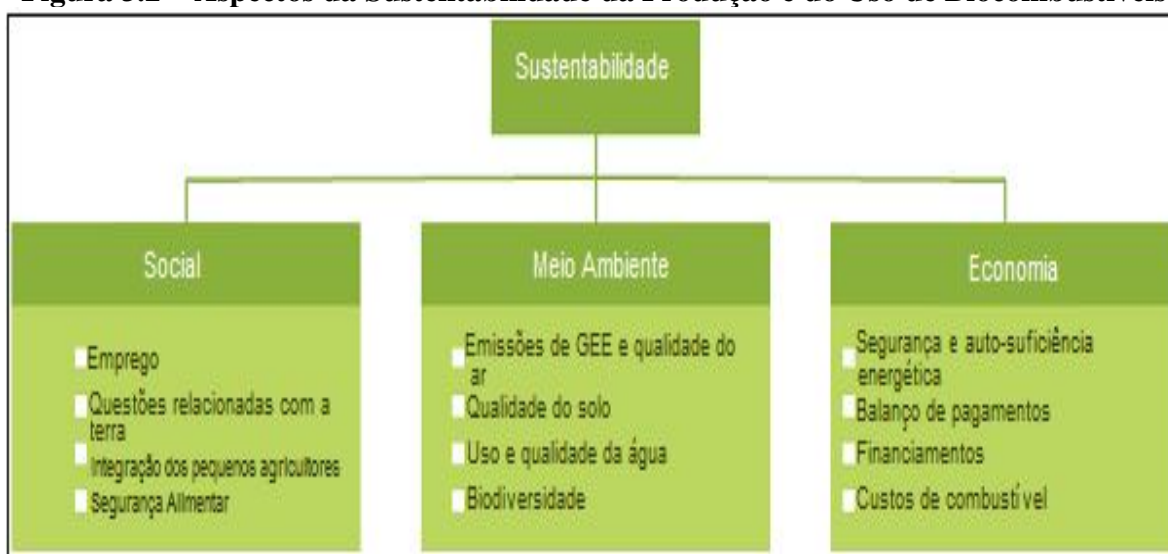
Fonte: IEA (2011c).

Portanto, a partir destas metas e com base no Banco de Dados do IEA Mobility Model é possível se estimar uma demanda por etanol de aproximadamente 228 bilhões de litros no período compreendido entre 2030 e 2035<sup>159</sup>. Este resultado é compatível com os dados de IEA (2011c) que estima em aproximadamente 224 bilhões de litros a demanda de etanol para o mesmo período. Ao se comparar este número com a produção mundial de etanol da ordem de 85 bilhões de litros em 2011 (RFA, 2012), fica explícito o desafio de expansão da oferta de etanol em mais de 160% nos próximos 20 anos com vistas ao atendimento desta demanda. O dimensionamento do mercado potencial para o etanol celulósico requer o exame dos limites de expansão da produção de etanol convencional, seja aquele produzido a partir de grãos assim como do etanol que utiliza plantas ricas em sacarose como matéria prima.

<sup>159</sup> No escopo do continente americano, a partir dos volumes correntes e projetados de consumo de etanol nos EUA verificou-se o quanto representava do consumo de combustíveis veículos leves Ciclo Otto e determinou-se o percentual de etanol. O percentual de 17% (oriundo do consumo de 136 bilhões de biocombustíveis em 2022) foi mantido constante até 2030. Ao mesmo tempo, em que se aplicou um percentual de 10% para Canadá e México. Metodologia análoga foi utilizada para o Brasil em relação ao resto da América Latina.

Em linha com os argumentos apresentados na seção 3.1, IEA (2011c) ressalta os questionamentos existentes relativos à eficácia dos biocombustíveis tradicionais na redução das emissões de gases do efeito estufa quando se contabilizam as emissões oriundas da mudança no uso da terra. Além disso, permanece em aberto a questão da ameaça que a expansão da produção de biocombustíveis convencionais pode representar para a segurança alimentar mundial<sup>160</sup>, especialmente quando se trata de biocombustíveis com menores produtividades, como é o caso do etanol produzido a partir de grãos. Observa-se assim que devido à natureza e a dinâmica da produção e uso dos biocombustíveis é necessária a análise da interação dos mesmos com o meio ambiente, e com questões econômicas e sociais com vistas a identificar se um determinado biocombustível é sustentável, conforme mostra a Figura 3.2.

**Figura 3.2 – Aspectos da Sustentabilidade da Produção e do Uso de Biocombustíveis**



Fonte: IEA (2011c).

Neste sentido, diversos organismos<sup>161</sup> vêm estabelecendo critérios e padrões de certificação da sustentabilidade dos biocombustíveis. Conforme SOUZA (2011), as políticas dos EUA e da União Européia sobre a promoção de biocombustíveis estabelecem diretrizes relativas à certificação dos mesmos<sup>162</sup>. O corolário do estabelecimento destes critérios é a limitação

<sup>160</sup> Ver RATHMANN *et al.* (2010).

<sup>161</sup> A *Global Bioenergy Partnership* e a *Roundtable on Sustainable Biofuels* são exemplos de iniciativas com este intuito.

<sup>162</sup> A legislação norte americana estabelece que o etanol de milho deve reduzir em pelo menos 20% as emissões de gases considerando todo seu ciclo de vida enquanto que a redução para o etanol celulósico e para

do potencial de expansão dos biocombustíveis convencionais, como por exemplo, o etanol produzido a partir de grãos. O caso norte americano é bastante ilustrativo desta limitação, a diretriz que estabelece o consumo de 136 bilhões de litros de biocombustíveis em 2022 estabelece que o consumo de etanol de milho esteja limitado a 56,7 bilhões de litros, quando a produção em 2011 já totalizou 52,54 bilhões de litros (RFA, 2012). Em linha com o caso norte americano, o suposto adotado nesta tese é que a expansão da produção mundial de etanol produzido a partir plantas amiláceas também será marginal. Como consequência, estima-se que a produção de etanol convencional nos EUA, Europa e Ásia estará limitada a aproximadamente um montante total de 67 bilhões de litros de etanol<sup>163</sup>.

Em contrapartida, existe um considerável potencial de expansão da produção de etanol de cana de açúcar no Brasil. SOUSA (2009) projeta uma produção de 65,3 bilhões de litros de etanol de cana em 2021, dos quais 49,7 bilhões de litros seriam destinados ao atendimento da demanda interna enquanto que EPE (2012) projeta uma produção de 64,9 bilhões de litros de etanol carburante. Por sua vez, LEITE *et al.* (2009) calculam que o Brasil pode produzir 102 bilhões de litros de etanol utilizando menos de 7% de suas terras agricultáveis<sup>164</sup>.

Cabe destacar, que o Brasil possui uma extensão territorial de 851 milhões de hectares, sendo 45% área agricultável. Deste montante, a área de cana cultivada com finalidade de produção de etanol representa aproximadamente 1% dos 383 milhões de hectares aptos para prática agrícola no Brasil (RODRIGUES, 2008). Logo, verifica-se que existe uma grande disponibilidade de terras para expansão do cultivo de cana, sobretudo em terras degradadas pela pecuária<sup>165</sup>. De acordo com MACEDO (2009), as regiões de maior

---

o etanol avançado, onde se enquadra o etanol de cana, seriam, respectivamente, de 60% e de 50%. No caso europeu, o critério de sustentabilidade estabelece que os biocombustíveis devem reduzir em pelo menos 35% as emissões de gases do efeito estufa.

<sup>163</sup> Inclui etanol produzido a partir matéria prima rica em açúcar.

<sup>164</sup> Com base no pressuposto conservador de uma produtividade de aproximadamente 6.000 litros de etanol por hectare dedicado ao cultivo de cana de açúcar. Desta forma, seriam requeridos 17 milhões de hectares para o cultivo de cana e mais 4 milhões de hectares para o atendimento da exigência legal do produtor manter uma reserva de preservação ambiental equivalente a 20% da área cultivada.

<sup>165</sup> A expansão da produção de cana no Brasil tem condição de ocorrer sem resultar em desmatamento porque existe uma grande quantidade de terra degradada e o caráter altamente extensivo da pecuária brasileira permite que se vislumbre uma grande disponibilidade de hectares com a adoção de práticas de pecuária mais

produtividade do país são capazes de produzir 90 toneladas de cana por hectare que somada ao rendimento industrial de 86 litros de etanol por tonelada de cana processada resulta no expressivo valor de 7740 litros de etanol por hectare de cana cultivado. O autor vislumbra que estes índices de produtividade irão se elevar nos próximos anos<sup>166</sup>.

Neste sentido, embora a questão do uso da terra e do custo de oportunidade da mesma em relação a outras culturas deva ser considerada nas perspectivas da produção brasileira de etanol (RATHMANN *et al.*, 2010), as potencialidades brasileiras indicam que seria possível o Brasil produzir em 2030 um montante da ordem de 105 bilhões de litros de etanol, dos quais 45 bilhões seriam destinados a exportação.

Como os países do hemisfério sul possuem características nacionais que possibilitam a produção de biocombustíveis mais sustentáveis e competitivos, MATHEWS (2007) descreve o modelo ideal do mercado de biocombustíveis como sendo aquele onde a produção esteja concentrada nos países do hemisfério sul e os países do hemisfério norte garantam a demanda deste mercado. Logo, o crescimento do comércio internacional de biocombustíveis é essencial para a promoção dos biocombustíveis e cumprimento dos mandatos promulgados (IEA, 2011c; UNCTAD, 2008).

No entanto, de acordo com SOUZA (2011), o mercado de etanol possui um caráter local com diversos países estabelecendo medidas promotoras de suas produções internas com vistas ao atendimento da demanda. Este desenvolvimento do mercado interno comumente contempla a concessão de subsídios e barreiras tarifárias<sup>167</sup> que geram distorções econômicas e dificultam o estabelecimento de um mercado global de etanol. A justificativa destas políticas de incentivos à produção interna de etanol é a busca incessante pela segurança do suprimento energético. Explica-se: uma das principais motivações para o uso do etanol é a redução do consumo de petróleo e por consequência a diminuição da

---

intensiva. Além disso, é importante se mencionar que a Região Norte não possui as condições propícias para o cultivo de cana de açúcar.

<sup>166</sup> A utilização de cana transgênica pode representar um expressivo aumento da produtividade da cultura da cana de açúcar.

<sup>167</sup> Embora pertinentes e justificáveis, a crescente necessidade de certificação da sustentabilidade dos biocombustíveis constitui-se em uma barreira não tarifária que dificulta o estabelecimento do mercado internacional de etanol porque não existe convergência entre as legislações de diferentes países e regiões.

dependência energética nos países que necessitam importar grandes montantes de petróleo para o atendimento de suas respectivas demanda. Logo, estes países acreditam que se o uso de etanol não estiver em grande medida associado à produção doméstica, não haverá uma redução da dependência energética.

Conforme MATHIAS (2008), a presença de diversos agentes distribuídos por um grande número de países é um dos pré-requisitos para que uma indústria tenha caráter global. Desta forma, o desenvolvimento do mercado internacional de etanol exige que a produção ocorra em um grande número de países e isto é incompatível com a hipótese de grande parte da demanda mundial por etanol ser atendida pela produção brasileira.

Cabe destacar, que países como a Colômbia e a Índia, possuem condições naturais favoráveis para a expansão da produção de etanol de cana<sup>168</sup>. Porém, em comparação com a produção de etanol no Brasil, a produção nestas regiões apresenta uma menor produtividade devido à menor produtividade da terra, dos recursos humanos e menor domínio sobre as técnicas de produção (IEA, 2008a). A Tabela 3.10 apresenta a produtividade de alguns países.

**Tabela 3.10 – Produtividade da Cultura da Cana de Açúcar**

<i>Regiões</i>	<i>Produtividade (toneladas por hectare)</i>
África do Sul	63,4
Colômbia	84,1
Índia	62,8
Média Mundial	65,2

Fonte: Disponível em <[www.sugarcane crops.com](http://www.sugarcane crops.com)>.

Portanto, apesar de estas regiões terem condições de apresentar um expressivo crescimento de suas produções de etanol de cana nos próximos 20 anos, a conjugação da menor produtividade do cultivo da cana com os limites existentes de disponibilidade de terras agricultáveis para a produção de biocombustíveis faz com que não seja plausível a hipótese do desenvolvimento de um mercado internacional de etanol onde a oferta seja

<sup>168</sup> Apesar de algumas regiões possuírem grandes extensões territoriais, como é o caso do continente africano, uma considerável parte não é adequada à prática agrícola (EPE, 2007). Logo, vislumbram-se limites para a destinação de terras aráveis para a produção de bioenergia .

essencialmente oriunda do etanol de cana. Logo, a hipótese adotada nesta tese é que a produção de etanol de cana de açúcar será de aproximadamente 80 bilhões de litros entre 2030 e 2035, sendo de 60 bilhões de litros a produção brasileira<sup>169</sup>.

O confronto entre a demanda estimada de etanol com as perspectivas da produção de etanol convencional nos próximos 20 anos indica para um déficit de 81 bilhões de litros de etanol. Neste sentido, é possível vislumbrar-se uma janela de oportunidade existente para a inserção do etanol celulósico no mercado. SOUZA (2011) ressalta que a disseminação da produção de etanol seria um fator indutor do desenvolvimento de um mercado internacional de etanol dado que desconcentraria a produção. Concomitantemente, nota-se que as próprias políticas de uso de etanol associadas às diretrizes de certificação podem definir a demanda por etanol celulósico. Por exemplo, a política dos EUA estabelece que dos 136 bilhões de litros de biocombustíveis a serem consumidos em 2022, aproximadamente 60 bilhões de litros deverão ser celulósicos (UNITED STATES, 2007). Portanto, é consistente, e talvez até conservadora, a premissa de que entre 2030 e 2035 o etanol celulósico terá uma demanda potencial praticamente equivalente à produção mundial de etanol atual.

---

<sup>169</sup> Este valor é compatível com EPE (2007) que projeta uma produção brasileira de etanol em 2030 de 66,6 bilhões de litros, dos quais 56,7 bilhões de litros seriam produzidos a partir da sacarose da cana de açúcar.



## **4 – A Lógica e as Incertezas das Inovações**

As tecnologias apresentadas no Capítulo 1, com exceção da queima de biomassa em plantas Ciclo Rankine, são inovações nos processos produtivos de eletricidade e de biocombustíveis líquidos. Inovações ao nível dos processos produtivos são motivadas pela expectativa de reduções de custos que resultem em lucros extraordinários até que tais inovações sejam difundidas. No entanto, verifica-se que estas rotas possuem custos bastante superiores às alternativas convencionais e a incitação das mesmas requer políticas públicas que permitam os seus respectivos desenvolvimentos de forma que o aumento da escala produtiva associado às inovações incrementais e a uma maior destreza no uso da tecnologia permita a redução do custo unitário de produção destas tecnologias.

As estimativas de custos de rotas tecnológicas incipientes, assim como suas possíveis trajetórias de redução, possuem um considerável nível de incerteza. Por se tratar de incertezas difíceis de serem mensuradas, a adoção da técnica da construção de cenários se constitui em um importante instrumental a ser utilizado na elaboração de políticas públicas e na definição de estratégias empresariais.

O intuito deste capítulo é apresentar a lógica econômica das inovações e as incertezas inerentes às mesmas e ao mesmo tempo enfatizar a importância da utilização da metodologia da construção e análise de cenários. A primeira seção tem como objeto de estudo a dinâmica das inovações, essencialmente os mecanismos necessários para que haja investimentos em tecnologias ambientalmente sustentáveis que não seriam adotadas dentro de uma lógica estritamente econômica. Em seguida, é realizado o exame das incertezas inerentes às inovações destacando a dificuldade de mensuração das mesmas. Nesta mesma seção, é apresentada a técnica de construção e análise de cenários que é adequada para o tratamento de incertezas não quantificáveis. Por fim, constroem-se diferentes cenários de evolução dos custos das tecnologias que serão utilizados nas análises econômico-financeiras do Capítulo 5.

## 4.1 – A Dinâmica das Inovações

FREEMAN e SOETE (2008) ressaltam a relevância da tecnologia para a esfera econômica, destacando que as inovações são essenciais tanto para a promoção do progresso técnico como na dinâmica econômica por se tratar de um aspecto central da lógica concorrencial entre as firmas e até mesmo entre as diferentes nações. Os autores enfatizam a importância das inovações não apenas no sentido de sustentar, ou mesmo acelerar, o crescimento econômico com vistas ao mero aumento da prosperidade, mas principalmente como elemento indutor do desenvolvimento sócio econômico. Neste sentido, o progresso técnico apresenta-se como propulsor do aumento do nível de bem estar social com as pessoas tendo acesso a bens e serviços que não existiam anteriormente. Além disso, o desenvolvimento tecnológico é um dos condicionantes necessários para a promoção do desenvolvimento sustentável<sup>170</sup> na medida em que possibilita a exploração dos recursos naturais em um ritmo condizente com os limites impostos pela natureza<sup>171</sup>.

Conforme ROSENBERG (2006), o progresso técnico pode ser descrito como um processo que compreende a reunião de conhecimentos específicos que possibilitam a produção de uma maior volume do produto ou de um produto qualitativamente superior. Enquanto que o primeiro tipo de inovação está associado aos processos produtivos e resultam na redução dos custos de produção de um bem que permanece com suas características inalteradas, a segunda categoria refere-se à introdução de novos produtos no mercado ou o aprimoramento da qualidade de produtos existentes<sup>172</sup>.

---

<sup>170</sup> BÜRGENMEIER (2005) define, com base no Relatório Brundtland publicado em 1987, desenvolvimento sustentável como um processo de mudança onde a exploração dos recursos naturais, as mudanças técnicas e institucionais, assim como os investimentos, são realizados de tal forma que permitam o desenvolvimento sócio-econômico da geração atual sem que isto comprometa o atendimento das necessidades das gerações futuras.

<sup>171</sup> A compreensão destes limites requer o prévio conhecimento dos conceitos de sustentabilidade. Conforme FAUCHEUX e NOËL (1995), em sua vertente forte, existe sustentabilidade se o stock de capital natural for não decrescente enquanto a vertente fraca é aquela onde a soma de capital natural e capital construída é não decrescente. A sustentabilidade fraca pressupõe substitutabilidade entre o capital natural e o capital construído.

<sup>172</sup> O autor ressalta que é comum o progresso técnico ser abordado estritamente como alterações técnicas do processo. Este enfoque simplificado do progresso técnico permite que a partir de um instrumental analítico simples sejam analisadas diversas questões inerentes ao progresso técnico. Porém, é preciso a ciência que as mudanças tecnológicas ao nível dos produtos constituem-se na contribuição mais importante do progresso técnico para o bem estar humano no longo prazo.

NELSON (2006), com base na obra de Joseph Schumpeter<sup>173</sup>, afirma que a dinâmica capitalista é baseada na competição através das inovações. Observa-se assim que o incentivo da firma para a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento, e conseqüente implementação de uma inovação, é a obtenção de um monopólio temporário do novo produto ou processo. Em outras palavras, isso significa que uma inovação bem sucedida permite ao empreendedor obter lucros acima da taxa de lucros normal da economia. Entretanto, é preciso enfatizar o caráter temporário deste “lucro extraordinário” porque a difusão desta nova tecnologia faz com que as firmas concorrentes eliminem esta situação de monopólio e a taxa de lucro retorne ao seu nível normal.

NELSON e WINTER (2005) ressaltam que a concorrência é um processo dinâmico ativo onde a busca pelo lucro incita as empresas a inovarem e permite que as empresas bem sucedidas no desenvolvimento de tecnologias novas cresçam em relação às demais firmas. DOSI (2006) corrobora esta argumentação ao enfatizar que a expectativa de um retorno econômico satisfatório é condição basilar para a implementação de atividades inovadoras por parte do setor empresarial no âmbito do sistema capitalista.

As rotas tecnológicas de gaseificação da biomassa e de hidrólise enzimática são inovações ao nível do processo porque tanto a eletricidade como os biocombustíveis são produtos transacionados em mercados bem organizados. Dado que o incentivo à realização de inovações ao nível do processo é a redução dos custos de produção e a imaturidade das rotas analisadas resulta em custos superiores aos das rotas convencionais, é preciso fazer a seguinte indagação: quais os condicionantes necessários para incitar investimentos em tecnologias de produção imaturas e a posterior disseminação das mesmas nas circunstâncias circunscritas?

Segundo FREEMAN e SOETE (2008), a promoção do desenvolvimento sustentável requer expressivas alterações nos paradigmas tecnológicos vigentes através da difusão de tecnologias que representem o estado da arte em termos de sustentabilidade e já estejam

---

<sup>173</sup> Dentre as obras de Schumpeter, destacam-se *Teoria do Desenvolvimento Econômico* publicada em 1911 e *Capitalismo, Socialismo e Democracia* de 1942.

disponíveis assim como pela incitação de atividades inovadoras que não apenas desenvolvam como também permitam a utilização em larga escala de novas tecnologias. Contudo, os autores destacam a dificuldade da implementação de tecnologias sustentáveis no escopo de uma economia de mercado na qual os produtos e processos são selecionados com base em variáveis estritamente econômicas. Neste sentido, torna-se essencial a elaboração de políticas públicas que contemplem variáveis ambientais e direcionem a mudança técnica para tecnologias condizentes com o desenvolvimento sustentável, como é o caso das tecnologias analisadas nesta tese.

Conforme IEA (2008b), o processo de inovação de tecnologias sustentáveis no setor energético tem início com a atividade de pesquisa e desenvolvimento que possui como objetivo equacionar desafios técnicos e reduzir custos, sendo uma fase caracterizada pelo elevado nível de incerteza em relação aos resultados econômico-financeiros da inovação. Em seguida, ocorre a fase de demonstração onde a tecnologia precisa provar sua viabilidade técnica, na qual os custos costumam ser elevados e a presença de políticas de fomento, sobretudo em termos de financiamento, é bastante relevante. Finalmente, ocorre o momento do desenvolvimento e inserção da tecnologia no mercado. De acordo com TURKENBURG (2002), nesta última fase, é comum haver a necessidade de um período inicial onde se crie uma reserva de mercado para este bem enquanto seus custos sejam superiores ao custo das alternativas convencionais. Nota-se assim que o processo de inovação muitas vezes não se desencadeia de forma autônoma a partir das forças de mercado e de fato se faz necessária a elaboração de políticas públicas e privadas de gastos com pesquisa e desenvolvimento e mecanismos de introdução no mercado para que este novo produto possa se desenvolver.

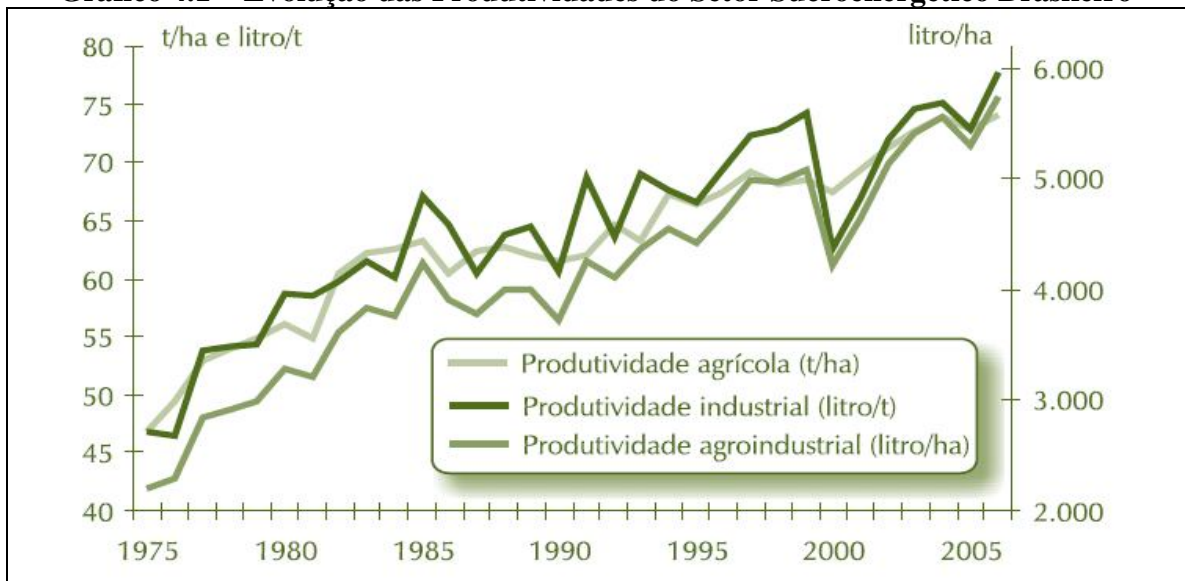
Os mandatos de utilização de biocombustíveis apresentados no Capítulo 3<sup>174</sup> são um típico exemplo de política pública de incentivo a uma tecnologia sustentável. É importante frisar que a necessidade de instrumentos de promoção destas rotas é função inversa do nível de desenvolvimento, grau de amadurecimento e inserção no mercado das mesmas, sendo que em muitos casos a tecnologia passa a ser competitiva com as tecnologias inicialmente ditas como convencionais. Por exemplo, o programa brasileiro de incentivo à utilização de

---

<sup>174</sup> Ver também IEA (2011c) e SORDA *et al.* (2010).

etanol como combustível veicular teve início em meados da década de 1970 contemplando uma série de benefícios e subsídios de forma a viabilizar economicamente a utilização do etanol. No entanto, a utilização em larga escala deste combustível resultou em ganhos de produtividade que o tornaram competitivo (NOGUEIRA, 2008). O Gráfico 4.1 apresenta os ganhos de produtividade entre 1975 e 2005.

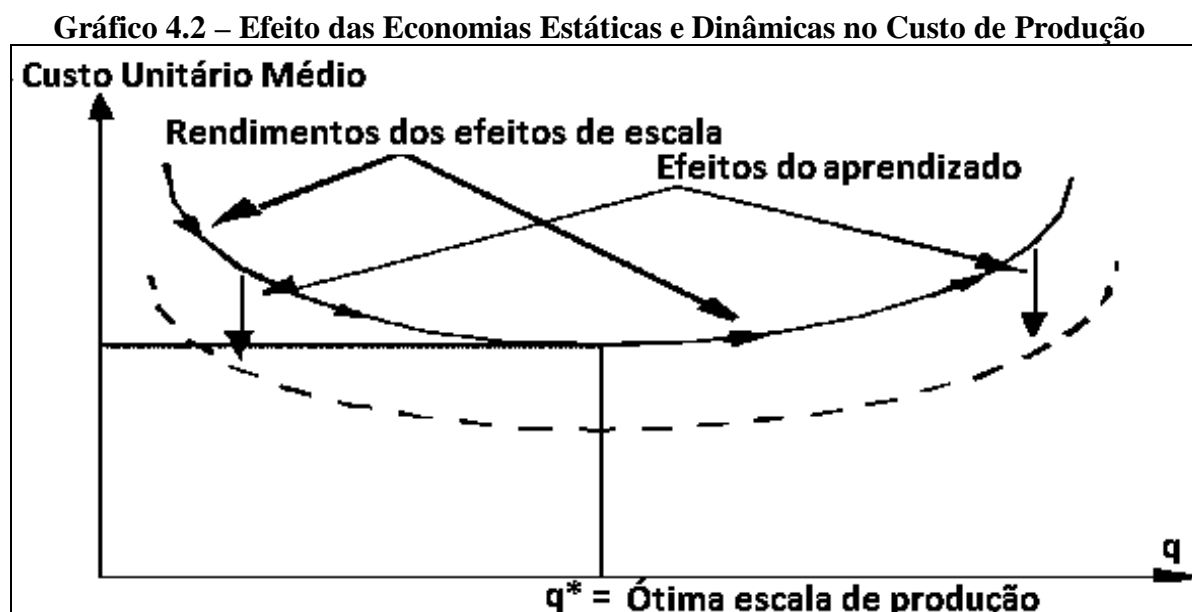
**Gráfico 4.1 – Evolução das Produtividades do Setor Sucroenergético Brasileiro**



Fonte: NOGUEIRA (2008).

O ganho de competitividade ocorre em função da redução dos custos unitários de produção conforme a produção cumulativa de uma determinada tecnologia aumenta. De acordo com YEH e RUBIN (2012), esta redução origina-se essencialmente do aumento da escala da produção, de inovações incrementais e ganhos de produtividade oriundos de uma maior destreza dos trabalhadores, sobretudo no que se refere à habilidade para lidar com o maquinário. Além disso, cabe destacar que a redução dos custos dos insumos produtivos também é um elemento redutor dos custos de produção. ISOARD e SORIA (2001) destacam a importância dos efeitos de escala e de aprendizado na redução do custo unitário de produção enquanto que PAPINEAU (2006) enfatiza o caráter estático das economias de escala em contraste com o caráter dinâmico das reduções de custos associadas às economias de aprendizado. Esta distinção é importante porque enquanto as economias estáticas são reversíveis pois um decréscimo da produção ou um nível de produção que

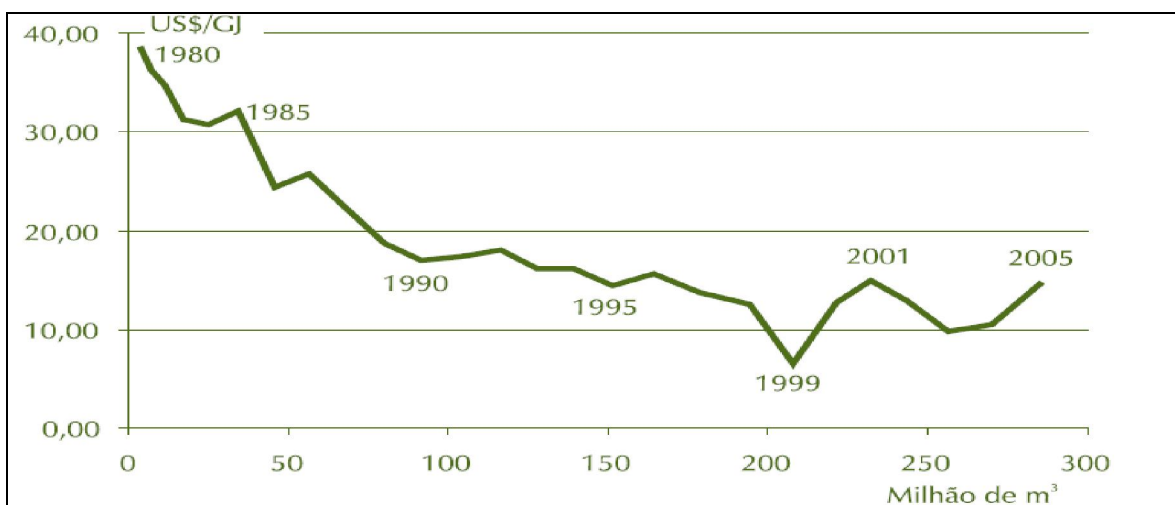
resulte em deseconomias de escala podem gerar um aumento do custo unitário de produção, as economias de aprendizado são definitivas. Em termos gráficos isso significa que economias estáticas representam o deslocamento ao longo de uma determinada curva de custos enquanto que as economias de aprendizado significam o deslocamento da curva de custos, conforme pode ser verificado no Gráfico 4.2.



Fonte: ISOARD e SORIA (2001).

Como ilustração, o preço do investimento em plantas de ciclo combinado com turbinas a gás no período compreendido entre 1981 e 1997 sofreu um decréscimo da ordem de 20% (COLPIER e CORNLAND, 2002). Por sua vez, no âmbito dos biocombustíveis, HETTINGA *et al.* (2009), estimam que o custo de produção de etanol de milho nos EUA teve uma redução de aproximadamente 57% entre 1980 e 2005 e BAKE *et al.* (2009) calculam uma redução de aproximadamente 70% no custo de produção de etanol a partir de cana de açúcar no Brasil entre 1975 e 2004 em linhas com o resultado apresentado por NOGUEIRA (2008) de uma redução superior a 60% dos preços pagos aos produtores no período compreendido entre 1980 e 2005, conforme pode ser verificado no Gráfico 4.3.

**Gráfico 4.3 – Evolução dos Preços Pagos aos Produtores de Etanol no Brasil**



Fonte: NOGUEIRA (2008).

Em suma, a expansão da produção tem como corolário a redução dos custos unitários devido à exploração de economias de escala e de aprendizado. Contudo, isto não elimina a necessidade da elaboração de políticas públicas indutoras de rotas tecnológicas de inovação ao nível do processo, como as analisadas nesta tese, que tendem a não ser adotadas pela iniciativa privada a partir de uma lógica estritamente econômica. Como existe muita incerteza em relação aos dados de custos estimados destas rotas e à trajetória dos mesmos, é preciso a adoção de um instrumental que permita lidar com estas incertezas de forma a fornecer parâmetros para as estratégias empresarias e políticas públicas que venham a ser fomentadas.

## **4.2 – Como lidar com as Incertezas da Inovação?**

De acordo com FREEMAN e SOETE (2008), além do malogro de muitos processos de inovação oriundos da interdependência entre os sucessos técnicos de inovações concorrentes, diversos processos de inovação são mal sucedidos devido a questões técnicas, de mercado e do ambiente de negócios<sup>175</sup>. Desta forma, é essencial a realização do exame das incertezas inerentes a estas questões.

<sup>175</sup> Estão associadas às incertezas políticas e econômicas.

Dentre estas incertezas, aquelas relativas ao mercado não serão aqui analisadas porque o foco analítico deste trabalho são inovações no âmbito do processo de produtos que já estão disponíveis comercialmente. A existência das oportunidades de comercialização para a eletricidade e para biocombustíveis celulósicos apresentadas nos capítulos 2 e 3 permite que se assumam o suposto que não existe risco de mercado para os derivados energéticos produzidos a partir do bagaço e da palha da cana de açúcar.

As incertezas relativas aos negócios estão presentes em qualquer decisão de investimento e podem ser mitigadas através da utilização de uma taxa de desconto ajustada ao risco do projeto (BREALEY e MYERS, 2003). Por exemplo, dado um projeto com determinadas características, deve ser adotada uma taxa de desconto maior caso este projeto seja implementado em um país com arcabouço institucional e legislações frágeis, ou com instabilidade econômica, em relação à taxa de desconto que seria adotada se este projeto ocorresse em um país com estabilidade política e econômica.

São as incertezas técnicas aquelas que devem ser examinadas e tratadas com grande atenção e se constituirão no objeto de estudo até o final deste capítulo. A análise feita no Capítulo 1 apresentou uma série de fatores de risco técnico relativos às tecnologias consideradas. Estas questões são especialmente complexas no caso de rotas que ainda se encontram em estágio embrionário de desenvolvimento porque experimentos que apresentam rendimentos satisfatórios em nível laboratorial com condições controladas podem apresentar decréscimos significativos de produtividade quando implementados em escala industrial<sup>176</sup>. De acordo com HOFFMANN (2010), o risco de uma tecnologia incipiente não apresentar em plantas de grande porte um desempenho minimamente equivalente ao verificado em plantas de tecnologias convencionais é denominado risco tecnológico.

Cabe destacar, que o nível de incerteza é função do nível de profundidade da inovação. TIGRE (2006) destaca que as mudanças tecnológicas costumam variar no que se refere ao

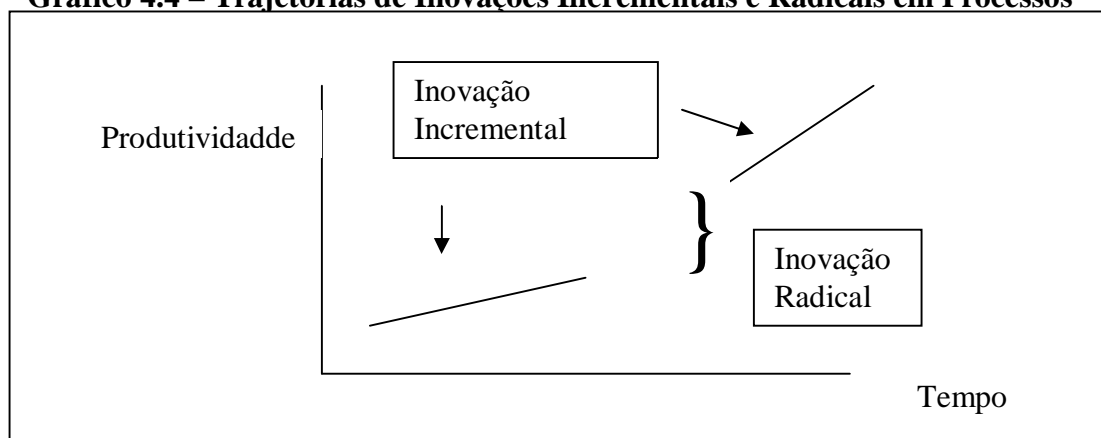
---

<sup>176</sup> Merece especial atenção a produção de etanol através da hidrólise enzimática porque como as enzimas são muito sensíveis, as dificuldades para sair do nível laboratorial para a escala industrial são consideráveis.



grau de inovação e de alteração em relação ao paradigma tecnológico vigente até então. Neste sentido, o autor descreve que as inovações incrementais seriam o nível mais elementar de mudanças tecnológicas e ocorreriam de forma contínua não sendo necessariamente resultados de atividades de pesquisa e desenvolvimento<sup>177</sup>. Em contrapartida, quando a inovação rompe trajetórias tecnológicas vigentes e estabelece uma nova nota tecnológica, trata-se de uma mudança tecnológica radical e normalmente origina-se de atividades de pesquisa e desenvolvimento<sup>178</sup>. O Gráfico 4.4 ilustra a distinção destes dois tipos de inovação e através dele pode se verificar o caráter descontínuo no tempo das inovações radicais.

**Gráfico 4.4 – Trajetórias de Inovações Incrementais e Radicais em Processos**



Fonte: TIGRE (2006).

No âmbito desta tese, pode-se afirmar que eventuais inovações na rota de produção de bioeletricidade em plantas Ciclo Rankine terão caráter incremental por se tratar de uma tecnologia madura. Em contrapartida, tanto a geração de eletricidade em plantas BIG-GTCC como a produção de etanol através de hidrólise enzimática são típicos casos de inovações radicais e por conseqüência com relevantes incertezas técnicas.

<sup>177</sup> Ver DOSI (2006).

<sup>178</sup> De acordo com TIGRE (2006), também existem inovações que representam mudanças no sistema tecnológico que ocorrem quando a abrangência da mudança tecnológica é capaz de afetar outros setores e originar novas atividades econômicas. Por fim, o estágio mais avançado da mudança tecnológica é aquele que afeta toda a economia, contemplado não apenas mudanças técnicas como também inovações na esfera sócio-econômica em que a tecnologia está inserida.

O conceito de incerteza técnica não é restrito ao mero funcionamento da tecnologia. Explica-se: não é uma questão absoluta e sim relativa onde o nível de desempenho, as produtividades verificadas e os custos de produção são pontos críticos. Em síntese, as incertezas técnicas são referentes à forma com que a inovação será capaz de atender a critérios técnicos sujeitos às restrições econômicas impostas pelos custos de produção (FREEMAN e SOETE, 2008). Esta definição é importante porque os vetores de incerteza que serão enfatizados e trabalhados nesta tese são aqueles relativos aos custos das tecnologias, tanto das estimativas dos custos atuais das mesmas como a trajetória a ser percorrida por estes custos nos próximos anos.

Em linha com esta visão mais ampla de incerteza técnica, HOFFMANN (2010) ressalta a necessidade de contemplar o risco tecnológico na avaliação econômico-financeira dos projetos e isto pode ocorrer de diversas maneiras, dentre as quais, pela adição de um custo de contingência<sup>179</sup> ao projeto relativo a custos incorridos durante o desenvolvimento e a execução do projeto que não foram contabilizados na avaliação preliminar do projeto e pela consideração de um prêmio de risco<sup>180</sup>.

O grau de precisão da estimativa de custos de um determinado projeto é função do nível de informações disponível. Logo, existem desde estimativas que apenas apresentam a ordem de magnitude dos custos da planta até estimativas detalhadas que já consideram as especificidades do projeto, passando por mensurações de estudo e preliminares do projeto. Como ilustração do nível de incerteza que pode existir diante a indisponibilidade de informações, PETRIDES (2003) relata que em projetos de bioprocessos, o erro da estimativa da ordem de grandeza pode atingir o valor de 50% enquanto que o erro dos custos previstos em contrato é inferior a 10%. Por sua vez, FREEMAN e SOETE (2008), apresentam dados indicativos do grande desvio que existe entre custos estimados para projetos de inovações e os custos de fato verificados.

---

<sup>179</sup> Os custos apresentados no capítulo 1 já contemplam os custos de contingência.

<sup>180</sup> Esta alternativa será analisada no Capítulo 5.

Enquanto os dados apresentados para a tecnologia Ciclo Rankine no Capítulo 1 são uma estimativa da tipologia orçamento de um projeto e logo com nível de incerteza muito reduzido, as estimativas das demais rotas são em realidade mensurações das ordens de grandezas dos custos e por conseqüência possuem considerável nível de incerteza.

O objetivo deste trabalho é o exame das alternativas de investimento no horizonte temporal de 2030. Neste sentido, também é preciso a realização da prospecção das trajetórias dos custos das tecnologias que ainda não são maduras nem estão disponíveis comercialmente. Este tipo de análise também possui significativas incertezas oriundas do ritmo de difusão da nova rota e de como os custos unitários das mesmas irão se reduzir conforme esta difusão ocorra.

A relação inversa entre produção cumulativa de uma determinada tecnologia e seu custo unitário de produção é descrita pela curva de experiência (PAPINEAU, 2004). Esta curva mensura a redução dos custos verificados para cada duplicação da produção cumulativa<sup>181</sup> e é um importante instrumento para avaliação de uma nova tecnológica através da estimação dos custos e tempo necessários para que a mesma se torne competitiva em relação à tecnologia convencional IEA (2008b) .

YEH e RUBIN (2012) enunciam que nas últimas décadas as curvas de aprendizado permitiram uma expressiva melhora na capacidade de modelos energéticos e ambientais de longo prazo de compreenderem as relações entre as atividades de pesquisa e desenvolvimento, tecnologias a serem adotadas e as reduções de custos esperadas. NEIJ *et al.* (2003) ressaltam a importância que curvas de experiência podem ter como ferramenta analítica das políticas energéticas, sobretudo em um contexto onde existe a necessidade de promoção de um sistema energético sustentável.

Portanto, pode-se afirmar que as curvas de experiência são um instrumental relevante para a elaboração de estratégias empresarias, especialmente na definição das diretrizes das atividades de pesquisa e desenvolvimento, e de políticas públicas de fomento a inovação,

---

<sup>181</sup> O valor desta redução é dado pela taxa de aprendizado.

na medida em que possibilita a estimativa da trajetória de custos de uma nova tecnologia. Contudo, a utilização de tais curvas deve ser feita com ressalvas devido às questões metodológicas e a incertezas inerentes aos parâmetros da modelagem.

Por exemplo, devido à dificuldade de se obter dados de custos, em muitos casos as curvas são construídas utilizando dados de preço e isto pode resultar em distorções, especialmente na fase inicial de desenvolvimento da tecnologia, porque apenas em mercados perfeitamente competitivos ocorreria a convergência entre o comportamento da curva baseada em custos e da curva construída a partir de dados de preço (COLPIER e CORNLAND, 2002). Concomitantemente, é preciso que a seleção dos dados seja bastante criteriosa<sup>182</sup> e o conhecimento dos fatores que podem resultar em reduções de custos futuras que não necessariamente são os mesmos que permitiram reduções no passado (IEA, 2008b). Conforme NEIJ *et al.* (2003), além da disponibilidade de dados consistentes, a construção da curva de experiência requer o adequado conhecimento da tecnologia. Estes autores destacam que a curva de experiência é uma ferramenta que deve ser utilizada em conjunto com outros métodos analíticos relativos as fontes de redução de custos para que de fato seja possível o correto exame da trajetória dos custos de uma determinada tecnologia.

Embora as questões metodológicas sejam relevantes e por vezes esteja indissociável da problemática das incertezas de dados e parâmetros do modelo, são estas incertezas que requerem maiores cuidados e precisam de tratamento para que não se atribua um caráter determinístico à variável “redução dos custos de produção”, cujo nível de incerteza é incompatível com tal tratamento. Nessa situação, nem mesmo uma abordagem econométrica é viável, porque não se tem como estimar as distribuições de probabilidade necessárias, dada a inexistência de dados empíricos. Neste sentido, YEH e RUBIN (2012) afirmam que as projeções dos custos de longo prazo de tecnologias do setor energético são incertas e extremamente sensíveis às taxas de aprendizado consideradas. Os autores

---

<sup>182</sup> O delineamento espacial dos dados e da curva é uma questão relevante. Por exemplo, a aplicação da taxa de aprendizagem mundial de uma determinada tecnologia para um país em específico pode resultar em conclusões errôneas porque como se trata de uma base inicial inferior é possível que haja uma estimativa excessivamente otimista do ritmo de redução dos custos desta tecnologia neste país.

ênfatizam as dificuldades e incertezas inerentes à prospecção dos custos de uma tecnologia com base na extrapolação da curva de aprendizado de tecnologias distintas.

Desta forma, os métodos de estimativas de custos e o ferramental da curva de experiência não são suficientes para eliminar a incerteza intrínseca à prospecção da trajetória custos de uma nova tecnologia. O conhecimento das características desta incerteza é uma condição prévia para que se possa adotar uma abordagem que permita o tratamento da mesma de forma consistente.

De acordo com MORGAN e HENRION (1990), incerteza é uma expressão utilizada em diversos sentidos e que pode ter origem em informações incompletas<sup>183</sup>, nas divergências das informações de diferentes fontes, ou até mesmo na imprecisão lingüística. Neste sentido, é essencial a distinção entre os tipos e fontes de incerteza, pois o tratamento a ser dado é diferente e a crença de que a probabilidade pode ser utilizada como meio de mensuração da incerteza precisa ser relativizada, ainda que se utilize uma abordagem subjetiva ou Bayesiana de probabilidade<sup>184</sup>. Os autores afirmam que normalmente é inapropriada a utilização de distribuições de probabilidades para representar a incerteza referente às variáveis de decisão e valores dos parâmetros.

Segundo KNIGHT (1921), é preciso fazer a distinção entre as incertezas que são mensuráveis e que podem ser representadas através de uma distribuição de probabilidades<sup>185</sup> das incertezas que não são calculáveis. Porém, o autor ressalta que esta distinção é por vezes tênue, sendo bem delimitada apenas nos casos limites. FREEMAN e SOETE (2008) ressaltam que as incertezas inerentes às inovações técnicas normalmente não são calculáveis, destacando que as inovações não são uma classe homogênea de

---

<sup>183</sup> Mesmo em situações onde toda a informação necessária esteja disponível, as simplificações e aproximações do modelo podem ocasionar incertezas.

<sup>184</sup> A visão probabilística Bayesiana não elimina a necessidade de a variável aleatória estar bem especificada para que seja possível a elaboração de uma distribuição de probabilidades consistente. Embora a análise Bayesiana permita que se estimem probabilidades mesmo na ausência de dados suficientes para uma análise baseada em distribuições empíricas, é preciso que existam informações suficientes para que as pessoas consultadas atribuam probabilidades aos eventos. Em realidade, verifica-se uma grande dificuldade para a construção de distribuições de probabilidade quando se trata de temas específicos para os quais existem informações limitadas a partir da consulta a especialistas (MORGAN e HENRION, 1990).

<sup>185</sup> Alguns autores denominam as incertezas calculáveis de risco.

eventos e devem ser divididas de acordo com seu nível de incerteza. Dado o elevado nível de incertezas referentes aos custos das rotas de gaseificação da biomassa e de produção de etanol a partir do processo bioquímico, o exame da atratividade econômica relativa entre as tecnologias concorrentes aqui efetuado não será baseado em abordagens probabilísticas.

Em casos onde a incerteza não pode ser mensurada, é comum a adoção da metodologia de construção e análise de cenários como ferramenta analítica. De acordo com SCHNAARS (1987), a análise de cenários difere-se de outras ferramentas de prospecções de variáveis que contêm incerteza porque é uma tentativa de identificar comportamentos possíveis destas variáveis no futuro através de um enfoque narrativo, em contraste com a realização da predição das mesmas. O pressuposto desta abordagem é que o futuro não é função de manipulação matemática do passado e sim o resultado da conjugação de forças passadas, presentes e futuras<sup>186</sup>. Neste sentido, a abordagem dos cenários possui um caráter eminentemente qualitativo e busca descrever de forma contextual as trajetórias das variáveis e os diferentes comportamentos que as mesmas podem ter e que são representados pelos diferentes cenários, os quais devem estar fundamentados em hipóteses sólidas e coerentes.

Conforme SWART *et al.* (2004), cenários podem ser definidos como histórias plausíveis relatadas em palavras e números sobre os possíveis caminhos a serem percorridos por sistemas com variáveis interdependentes e que possuem incerteza. A utilização desta metodologia requer a definição dos limites do problema, o conhecimento das condições atuais das principais variáveis e os condicionantes das possíveis mudanças com vistas a identificar as incertezas críticas e elaboração de pressupostos a partir dos quais seja possível visualizar “imagens” do futuro. Na esfera das estratégias empresariais, POSTMA *et al.* (2012) afirmam que cenários são representações de configurações possíveis do futuro, construídas a partir dos supostos estabelecidos e que realçam para o investidor as incertezas inerentes às decisões a serem tomadas.

---

<sup>186</sup> O aumento da complexidade dos modelos matemáticos de previsão não tem sido capazes de tornar mais precisas as previsões de longo prazo em um contexto de incerteza e possibilidade de mudanças inesperadas SCHNAARS (1987).

HUSS (1988) enuncia que a técnica de cenários deve ser utilizada em análises de longo prazo onde exista muita incerteza oriunda da falta de dados e a presença de variáveis não quantificáveis. O autor destaca a dificuldade dos modelos de previsão baseados em instrumental estatístico e cada vez mais sofisticados em lidar com maiores horizontes temporais porque os mesmos possuem como fundamento básico o processamento de dados históricos e a realização de extrapolações com o intuito de realizar previsões. Como consequência, estas ferramentas de previsão possuem grande dificuldade em lidar com variáveis qualitativas e daí emerge a importância da construção de cenários.

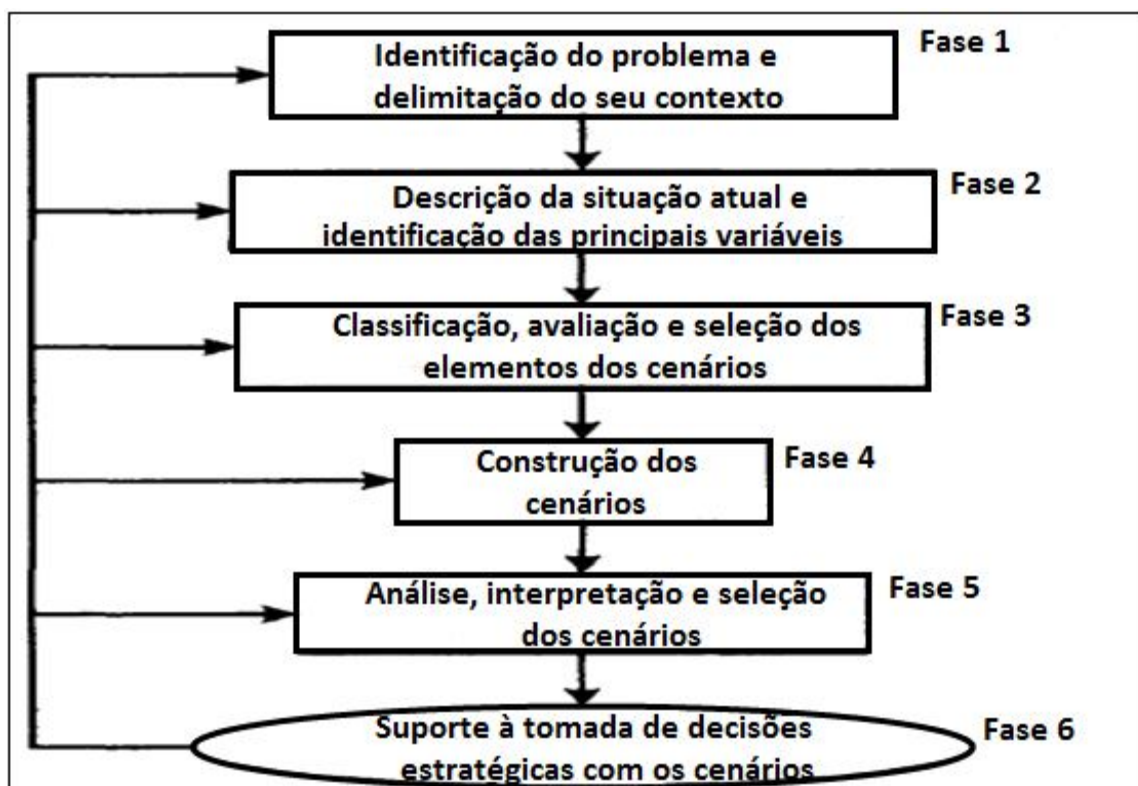
A precisa definição dos pressupostos dos cenários é condição basilar para a construção de cenários consistentes. Ao mesmo tempo, é fundamental reduzir o número de trajetórias futuras possíveis para um número plausível de cenários. Isso não é trivial porque o número de cenários a serem construídos cresce rapidamente em função do número de incógnitas consideradas. Desta forma, a identificação das variáveis chaves que de fato contenham incerteza não mensurável é vital para que não haja a construção de uma quantidade excessiva de cenários que dificulte a análise (SCHNAARS, 1987).

POSTMA e LIEBL (2005) enfatizam que é preciso fazer a distinção dos fatores determinantes da trajetória futura entre aqueles que são constantes, os pré-determinados e aqueles que contêm incerteza. Os fatores constantes possuem um caráter estrutural e não costumam sofrer alterações, por isso são tidos como dados. Por sua vez, as variáveis pré-determinadas possuem mudanças previsíveis com seus resultados e probabilidades sendo conhecidos em contraste com as variáveis que se caracterizam pela incerteza, sendo justamente estas últimas o foco da análise de cenários.

BOOD e POSTMA (1997) descrevem que a metodologia dos cenários é um processo que envolve 6 etapas. Inicialmente, é preciso definir o problema. Nesta fase, também ocorre a delimitação do contexto no qual está inserido o problema, incluindo o horizonte temporal da análise. Em seguida, ocorre o exame da situação atual do problema associada à identificação de suas variáveis, sendo relevante destacar a influência de decisões e ações presentes sobre o futuro. A terceira etapa consiste na distinção das variáveis mencionadas

no parágrafo anterior e é uma fase essencial, pois as variáveis com incerteza que irão determinar a construção dos diferentes cenários, enquanto que as variáveis constantes assim como as pré-determinadas assumirão o mesmo comportamento em todos os cenários construídos. Finalmente, é possível a construção propriamente dita dos cenários que é seguida da análise e interpretação dos cenários com vistas a dar suporte a tomada de decisões estratégicas .

**Figura 4.1 – Fluxograma da Análise de Cenários**



Fonte: BOOD e POSTMA (1997).

Com base no arcabouço teórico apresentado sobre a técnica de construção e análise de cenários, a próxima seção deste capítulo tem como objetivo a construção de cenários que permitam que a análise econômico-financeira das tecnologias concorrentes, a ser realizada no Capítulo 5, contemple as incertezas inerentes à mesma.



## **4.3 – Construção dos Cenários**

A construção dos cenários terá como base o esquema descrito na Figura 4.1. Neste sentido, é necessário prosseguir de acordo com as diferentes fases ilustradas no fluxograma apresentado nessa Figura.

### **4.3.1 - Identificação e Delimitação do Problema**

A perspectiva de que no horizonte temporal de 2030 haverá a disponibilidade de diversas alternativas para o aproveitamento com fins energéticos do bagaço e da palha aponta para uma situação na qual o empreendedor terá que escolher entre opções de investimentos concorrentes. A decisão do investidor será baseada em parâmetros econômicos e financeiros. Logo, nota-se a necessidade do exame dos dados econômicos e financeiros das diferentes rotas de forma a identificar a atratividade relativa das tecnologias. Contudo, a falta de maturidade tecnológica e a indisponibilidade comercial das tecnologias BIG/GTCC e hidrólise enzimática tornam este exame bastante difícil devido às incertezas inerentes aos custos estimados e das suas trajetórias futuras.

O resultado financeiro do investimento é função não apenas de seus custos como também do preço pelo qual os produtos são comercializados. O nível de incerteza intrínseco ao comportamento dos preços, sobretudo de combustíveis líquidos que são transacionados em mercados com alta volatilidade, tende a ser ainda maior do que o dos custos. Entretanto, o foco aqui é a incerteza inerente aos custos. O exame do comportamento dos preços foge do escopo deste trabalho e não será uma variável contemplada na construção dos cenários. Desta forma, a questão dos preços estará presente apenas na parte da discussão dos resultados dos cenários como um parâmetro da competitividade das rotas a partir da comparação com os preços de viabilidade calculados.

Outra importante delimitação do problema se refere às produtividades das tecnologias. O argumento é que no horizonte temporal considerado as produtividades atualmente obtidas em nível laboratorial e em caráter experimental serão atingidas em escala industrial. A

questão relevante é saber em qual ritmo ocorrerá o equacionamento dos desafios técnicos e a conseqüente difusão comercial das rotas porque a redução dos custos através dos ganhos de escala e aprendizado será função direta deste ritmo.

Por fim, cabe ressaltar que um importante pressuposto adotado para a construção dos cenários é que em 2030 a indústria brasileira será capaz de ofertar os equipamentos necessários para a implementação de todas as rotas consideradas nesta tese<sup>187</sup>. Esta hipótese é embasada no suposto que o sistema de inovações e a política industrial brasileira serão capazes de induzir a indústria de bens de capital brasileira a realizar investimentos na fabricação destes equipamentos a partir do reconhecimento que se trata de um pré-requisito para a competitividade da produção brasileira em escala comercial de bioenergia a partir do bagaço e da palha da cana de açúcar.

#### **4.3.2 – Situação Atual do Problema e Identificação das Principais Variáveis**

As usinas do setor sucroenergético em operação utilizam o bagaço da cana de açúcar como combustível em plantas de cogeração Ciclo Rankine. Os investimentos atuais são direcionados para plantas que possuem caldeiras de alta pressão com o objetivo de maximizar a produção de excedentes de eletricidade a serem comercializados<sup>188</sup>. No que se refere à palha, apesar da crescente mecanização da colheita, a utilização ainda é muito marginal e possui um caráter experimental.

Todas as demais rotas tecnológicas estão na fase de pesquisa e desenvolvimento e por conseqüência não estão disponíveis comercialmente. Portanto, a questão da escolha entre opções de investimento concorrentes ainda não existe porque a única a opção para o aproveitamento do bagaço e da palha é a sua queima em plantas Ciclo Rankine.

---

<sup>187</sup> Como as estimativas de custos para as rotas que ainda não se encontram disponíveis comercialmente foram feitas em base FOB, este suposto significa que não será preciso adicionar custos relativos ao frete internacional. Por conseqüência, os custos com frete não constituem um diferencial de competitividade das alternativas de investimento.

<sup>188</sup> Em linha com este objetivo, também ocorre a busca pela minimização do consumo energético dos processos produtivos de etanol e de açúcar.

No entanto, como é esperado que a questão de alternativas de investimento concorrentes ocorrerá no futuro, é preciso mapear as principais variáveis envolvidas com vistas à criação dos cenários, as quais são listadas a seguir:

- i. Disponibilidade de Biomassa;
- ii. Produtividades das Rotas Tecnológicas;
- iii. Custos de Investimento e de Operação e Manutenção;
- iv. Custo do Capital;
- v. Incidência Tributária;

#### **4.3.3 – Classificação das Variáveis**

Dentre as variáveis a serem consideradas para a construção dos cenários, a disponibilidade de biomassa é um dado enquanto que o custo do capital e a incidência tributária podem ser ditos como pré-determinados, assim como as produtividades das rotas tecnológicas como base no suposto que as produtividades hoje verificadas em estágio laboratorial ou experimental serão obtidas em escala industrial. Observa-se assim que o custo das rotas será a variável de distinção dos cenários<sup>189</sup>. Logo é preciso fazer a narrativa da trajetória de desenvolvimento destas tecnologias porque seus respectivos custos em 2030 serão função destas trajetórias.

#### **4.3.4 – Cenários Construídos**

A seguir são apresentados os três cenários considerados neste trabalho.

---

<sup>189</sup> Exceção feita aos custos da tecnologia de produção de eletricidade em plantas Ciclo Rankine que irá se assumir como constantes no período com base no argumento de que eventuais reduções de custo oriundas de uma maior escala de produção da indústria, assim como de inovações incrementais, terão caráter marginal devido à maturidade desta tecnologia.

## *A – Crise Econômica e Postergação de Acordos Ambientais*

A crise econômica mundial se prolonga até o fim da década de 2010 e faz com que toda a discussão ambiental e de redução das emissões de gases do efeito estufa seja relegada para segundo plano. O menor crescimento da demanda por energia e como consequência das emissões de gases do efeito estufa ao longo desta década contribui para postergação das discussões e estabelecimentos de novos compromissos ambientais que ocorrem de forma bastante morosa. Diante a estas circunstâncias, ocorre uma redução dos recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento em tecnologias energéticas sustentáveis.

A implementação de plantas pilotos e algumas unidades comerciais de produção de etanol através da hidrólise enzimática de matéria lignocelulósica ocorre de forma pontual ao longo da década de 2010 e muitas destas unidades não permanecem em operação durante muito tempo devido às dificuldades inerentes ao processo de pré-tratamento, e sobretudo da hidrólise enzimática e da fermentação das pentoses, que impossibilitam a obtenção em escala industrial das produtividades verificadas a nível laboratorial.

Em meados dos anos 2020, os desafios técnicos inerentes ao pré-tratamento e a hidrólise enzimática são finalmente equacionados. Porém, a dificuldade em fermentar as pentoses faz com que os rendimentos permaneçam modestos de forma que a viabilidade econômica do processo fica comprometida e não existem investimentos expressivos na rota bioquímica de produção de etanol. Somente por volta de 2030 que é solucionado o desafio da fermentação das pentoses, mas de forma separada da hexoses. Os custos não sofrem reduções devido à ausência de desenvolvimento e disseminação comercial desta tecnologia no horizonte temporal da análise.

Por sua vez, no que se refere à rota BIG/GTCC, notam-se poucos avanços técnicos no curto e no médio prazo e, portanto investimentos nestas tecnologias são bastante restritos. Em grande medida, o desenvolvimento desta tecnologia está associado ao progresso e difusão

comercial de plantas Integrated Gafisication Combined Cycle (IGCC)<sup>190</sup>. A menor importância concedida à redução das emissões de gases do efeito estufa associada à tendência de redução dos custos do gás natural, essencialmente pela crescente oferta de *shale gas*, ocasiona a ausência de investimentos em larga escala de plantas IGCC até 2025. Apenas na segunda metade fim da década de 2020 que se inicia uma inserção comercial mais efetiva da geração de eletricidade a partir de carvão gaseificado e os aprimoramentos desta tecnologia resultam em melhorias nas alternativas de aproveitamento do bagaço e da palha da cana de açúcar através de processos termoquímicos de forma que em 2030 as produtividades apresentadas nesta tese sejam uma realidade em escala industrial, contudo sem que haja reduções nos custos.

### *B – Gradativa Inserção de Tecnologias Sustentáveis no Setor Energético*

Os acordos de mitigação das emissões de gases do efeito estufa são gradativamente implementados, mesmo que em um ritmo inferior àquele necessário para a efetiva mitigação das alterações climáticas. As políticas energéticas dos países atribuem o mesmo nível de importância aos objetivos conflitantes de segurança do suprimento e sustentabilidade ambiental, sendo vital a realização de investimentos em fontes renováveis e alternativas de energia em conjunto com medidas de eficiência energética. Basicamente, o que ocorre é o cumprimento de diretrizes já estabelecidas, como as diretivas de uso de biocombustíveis apresentadas no Quadro 3.1 e para isto são gastos vultosos montantes financeiros na pesquisa e desenvolvimento de tecnologias sustentáveis.

No âmbito da rota bioquímica de produção de etanol lignocelulósico, as unidades produtivas que entram em operação ao longo da década de 2010 possibilitam o desenvolvimento da rota ao mesmo tempo em que se intensificam as pesquisas a nível laboratorial. Neste sentido, já no início da década de 2020 o pré-tratamento com ácido diluído e a hidrólise enzimática são tecnologias dominadas e em meados da mesma década finalmente as tentativas de fermentação das pentoses em larga escala apresentam êxito. A

---

<sup>190</sup> Esta tecnologia apresenta vantagens em relação às tecnologias de geração de eletricidade a partir do carvão, pois possui um maior nível de eficiência e aptidão para aplicações de captura e armazenamento de carbono (CCS) por permitir a captura pré-combustão (HOFFMANN, 2010).

partir de então ocorre a difusão comercial da tecnologia SSF de forma que em 2030 seu custo de investimento é 30% inferior ao seu nível atual assim como seus custos de operação e manutenção<sup>191</sup>. Cabe frisar, que a tecnologia SSCF começa a se apresentar como viável apenas no início da década de 2030, enquanto que a rota CFB ainda não estará disponível para uso em escala comercial.

Por outro lado, a tecnologia BIG/GTCC começa a se difundir comercialmente na primeira metade da década de 2020 devido aos avanços técnicos e os crescentes investimentos realizados na tecnologia IGCC desde o final dos anos 2010<sup>192</sup>. Observa-se assim que os custos da rota tecnológica de produção de bioeletricidade a partir da gaseificação da biomassa em plantas ciclo combinado sofrem uma redução de 20% em relação aos seus patamares atuais<sup>193</sup>.

### *C – Busca da Efetiva Mitigação das Alterações Climáticas*

São firmados acordos climáticos e adotadas medidas condizentes com uma drástica redução das emissões de gases do efeito estufa. Logo, ocorre a destinação de grandes volumes de recursos financeiros para a pesquisa e, sobretudo desenvolvimento de tecnologias sustentáveis, ao mesmo tempo em que são elaboradas políticas de inserção destas tecnologias no mercado até que as mesmas consigam ser competitivas com as tecnologias convencionais. Devido à dimensão do desafio, é preciso desenvolver diferentes tecnologias e isto permite que todas explorem economias de aprendizado e de escala, ressaltando-se que no âmbito do setor de transporte o mercado potencial para biocombustíveis celulósico é maior do que aquele estimado no Capítulo 3.

Os gastos com pesquisas permitem que ao fim da década de 2010 os entraves técnicos relativos ao pré-tratamento e a hidrólise enzimática estejam equacionados, enquanto que a fermentação das pentoses em escala industrial com resultado compatíveis com os obtidos

---

<sup>191</sup> Redução de custo compatível com as projeções de IEA (2008a).

<sup>192</sup> Estas melhorias ocorrem basicamente em termos do processo de gaseificação do combustível sólido e das turbinas a gás específicas para gás de síntese.

<sup>193</sup> Este valor é compatível com a redução estimada por IEA (2008b) para BIG/GTCC.

em laboratório ocorre no início dos anos 2020. A partir de então verifica-se a disseminação comercial da tecnologia, de forma que o crescimento da indústria resulta em uma redução de 75% nos seus custos em 2030, comparativamente aos custos atuais<sup>194</sup>. Em contrapartida, embora disponíveis comercialmente, as alternativas SSCF e CFB ainda serão muito custosas em 2030.

Ao mesmo tempo, em linhas com o desenvolvimento e conseqüente inserção comercial da tecnologia IGCC, os desafios técnicos para as rotas termoquímicas são vencidos no início dos anos 2020 e ao final da década o custo de uma planta BIG/GTCC é 40% inferior ao seu custo atual<sup>195</sup>.

#### **4.3.5 – Análise dos Cenários**

Com a construção destes cenários é possível realizar no próximo capítulo a análise financeira das diferentes tecnologias considerando as incertezas relativas aos custos. A partir destes resultados financeiros será feito o exame dos cenários construídos.

---

<sup>194</sup> Valor baseado na estimativa de redução de custos apresentada por LEAL *et al.* (2010).

<sup>195</sup> Valor condizente com os dados de URFER *et al.* (2004) que calculam uma redução anual dos custos para geração de eletricidade através de biomassa gaseificada de 1,5% entre 2010 e 2030 e com a estimativa de HOEFNAGELS (2008) que indica um custo da tecnologia IGCC 40% inferior ao nível de custos verificado em 2001.

## **5 – Análise Financeira das Alternativas de Investimento**

Este capítulo apresenta a análise econômico-financeira das rotas tecnológicas descritas ao longo desta tese como as alternativas mais promissoras para o aproveitamento com fins energéticos do bagaço e da palha da cana de açúcar de uma usina a ser construída em 2030. O exame da atratividade das tecnologias será realizado para cada um dos cenários construídos no Capítulo 4 com vistas a definir de forma consistente a melhor opção de investimento em cada um destes cenários que variam justamente no que se refere à trajetória dos custos destas tecnologias.

O capítulo inicia-se com uma breve revisão de conceitos inerentes a teoria de Finanças Corporativas que darão embasamento a metodologia a ser utilizada. Após esta revisão teórica e a descrição da metodologia, são apresentados os dados necessários para a realização da análise de investimentos: caracterização da usina padrão, custos e produtividades das tecnologias, carga tributária e, taxa de desconto e custo de capital. Por fim, são examinados os resultados obtidos.

### **5.1 – Conceitos Básicos de Análise de Investimentos**

Um dos princípios basilares em Finanças Corporativas é que só devem ser realizados investimentos em projetos<sup>196</sup> que ofereçam um retorno financeiro minimamente atrativo. No entanto, para que seja possível esta análise é preciso a construção do fluxo de caixa do projeto e a determinação da respectiva taxa de desconto, que deve ser definida com base na estratégia de financiamento adotada. A partir desta modelagem, é possível a estimativa de indicadores de retorno financeiro do projeto que são balizadores da decisão de investimento a ser tomada (DAMODARAN, 2004).

---

<sup>196</sup> A definição de projeto aqui utilizada é qualquer decisão que requeira o uso de recursos escassos com vistas a gerar receitas ou reduzir custos.



O primeiro passo para o exame da atratividade econômico-financeira de um projeto é a estimativa de suas receitas brutas e de seus custos<sup>197</sup>. Com base nestas estimativas, pode ser obtido o EBTIDA<sup>198</sup> do projeto que será igual à diferença entre as receitas e despesas do mesmo. Para efeitos de cálculo do passivo tributário, se subtrai a depreciação do EBTIDA e a partir do EBIT resultante é feita a subtração da alíquota de imposto de renda e o resultado é o lucro operacional do projeto. Por fim, o fluxo de caixa do projeto é obtido com a adição ao lucro operacional dos encargos não monetários, especialmente a depreciação e com a subtração de fluxos de saída de capital<sup>199</sup>.

Segundo DAMODARAN (2004), a opção por trabalhar com o fluxo de caixa em vez de resultados contábeis tem como fundamento o fato de a metodologia dos fluxos de caixa proporcionar estimativas mais precisas do retorno do projeto, porque os resultados contábeis são influenciados pelos critérios de contabilidade adotados, como por exemplo, o tipo de método de depreciação utilizado, e sobretudo pela constatação que a rotina de pagamentos e recebimentos de uma firma é baseada em fluxos financeiros e não em provisões contábeis. Concomitantemente, é necessário destacar que o fluxo de caixa a ser considerado ao longo deste capítulo é o fluxo de caixa do projeto e não do acionista<sup>200</sup>. Esta distinção é importante porque tem implicações na escolha da taxa de desconto a ser utilizada, porque enquanto na análise sob a ótica do acionista tal taxa tem como base o custo do capital próprio, nos fluxos de caixa do projeto é preciso a adoção de uma taxa que também contemple o custo do capital de terceiros. O Quadro 5.1 descreve de forma sucinta o método a ser utilizado nesta tese para a construção dos fluxos de caixa dos projetos.

---

<sup>197</sup> Esta previsão é bastante complexa em contextos onde o nível de incerteza é tamanho que a adoção de técnicas baseadas na experiência histórica da firma e testes de mercados apresentam-se ineficazes. Nestes casos, a análise de cenários com a atribuição de probabilidades a cada um dos cenários é uma importante alternativa para a estimativa de receitas e despesas do projeto (DAMODARAN, 2004).

<sup>198</sup> Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização).

<sup>199</sup> Também é preciso considerar o efeito de mudanças no capital de giro não monetário. Porém, como a necessidade de capital de giro não é relevante na análise a ser feita neste capítulo, este ajuste será desconsiderado.

<sup>200</sup> O fluxo de caixa do acionista também contempla o pagamento dos juros e do principal da dívida.

### Quadro 5.1 – Construção do Fluxo de Caixa do Projeto

Receitas
- Despesas Operacionais
- Depreciação
= Lucro antes do Pagamento de Juros e Impostos (EBIT)
- Impostos
= Lucro Operacional (EBIT x (1-t))
+ Depreciação
- Desembolsos de Capital
= Fluxo de Caixa do Projeto

Fonte: Elaboração Própria a partir de DAMODARAN (2004).

Após a construção do fluxo de caixa, existe a necessidade de trazer os valores obtidos para o instante inicial, ou seja, calcular o Valor Presente (VP) do fluxo de caixa<sup>201</sup>, tendo em vista o valor do dinheiro no tempo<sup>202</sup>. Este processo é função da taxa de desconto adotada, a qual deve contemplar a incerteza, devendo ser maior para investimentos com maior nível de incerteza. No nível empresarial, a taxa de desconto utilizada deve ter como base o custo de capital do projeto. No caso de fluxos de caixa do projeto, deve ser adotado o custo médio ponderado de capital Weighted Average Cost of Capital (WACC)<sup>203</sup>. Dado que este é uma média entre o custo do capital próprio e do capital de terceiros, nota-se a importância da estratégia de financiamento a ser utilizada no resultado financeiro do projeto, ou seja, o montante do projeto que será financiado com recursos próprios e aquele que será viabilizado através de endividamento.

Finalmente, após a construção do fluxo de caixa descontado é possível construir indicadores do desempenho financeiro a partir do fluxo de caixa descontado, sendo o valor

<sup>201</sup> O valor presente do fluxo de caixa no período t é igual a Fluxo de Caixa em  $t \times [1/(1+r)^t]$ , onde r é a taxa de desconto.

<sup>202</sup> O valor do dinheiro no tempo se deve ao fato de ser preferível usufruir de algo logo do que esperar para fazê-lo.

<sup>203</sup> A fórmula de cálculo do WACC é: custo do capital próprio  $\times$  E + custo da dívida  $\times$  D  $\times$  (1-t), onde E (equity) é a participação de capital próprio, D (debt) a participação de capital de terceiros e t é alíquota dos impostos incidentes sobre o lucro (BREALEY e MYRES, 2003). É importante mencionar que este benefício tributário representado pelo fator (1-t) compensa o cálculo do imposto sobre lucro tendo o EBIT como base que resulta em passivo tributário, que pode ser considerado em boa medida como hipotético.

presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR) as regras para decisões de investimento mais utilizadas.

O VPL de um projeto é a mera soma dos fluxos de caixa descontados, tanto os fluxos positivos como os negativos que ocorrem ao longo da vida do projeto. A regra de tomada de decisão de investimento baseada neste indicador é bastante simples: devem ser aceitos projetos com VPL positivos e rejeitados projetos com VPL negativos. A lógica por trás desta regra é que VPL nulos representam o caso onde o retorno financeiro do projeto é exatamente igual à taxa de desconto, leia-se custo de capital e, portanto, projetos com VPL positivo apresentam um retorno que excedem ao custo do capital ocorrendo o contrário para projetos com VPL negativo. Por sua vez, a TIR é justamente a taxa de desconto que torna o VPL igual a zero. Trata-se de uma medida do retorno obtido sobre um determinado investimento que considera tanto o valor dos fluxos de caixa quanto sua duração. O projeto deve ser aceito quando a TIR exceder o custo do capital e rejeitado nos casos em que a TIR é inferior ao custo do capital (BREALEY e MYERS, 2003).

Em linhas gerais, estes dois indicadores apresentam conclusões convergentes sobre a viabilidade do investimento. Entretanto, nos casos em que o investidor precisa escolher entre projetos mutuamente excludentes<sup>204</sup>, estes critérios podem apresentar resultados distintos a respeito de qual investimento deve ser realizado<sup>205</sup>. Nestes casos, na ausência de restrição de capital para projetos futuros, o investidor deve optar pelo projeto com maior VPL porque é aquele que maximiza a geração de valor (DAMADARAN, 2004). Explica-se: a TIR é um indicador adequado para o exame da viabilidade econômica de um determinado projeto, entretanto, não é o melhor parâmetro analítico para comparar alternativas de investimentos excludentes. Neste caso, a escolha deve ter como base o VPL dos projetos.

---

<sup>204</sup> Este é o caso das alternativas consideradas nesta tese, tendo em vista que a quantidade de biomassa disponível é um dado que acaba por se constituir em uma restrição do problema.

<sup>205</sup> A principal causa desta divergência é a existência de projetos com escalas de investimento distintas.

## 5.2 – Metodologia

A análise econômico-financeira das alternativas tecnológicas terá como base a construção dos seus respectivos fluxos de caixa com vistas à estimação dos preços de viabilidade das mesmas. Tais preços serão obtidos com o estabelecimento da restrição que o VPL tem quer maior igual a zero. Cabe ressaltar, que os fluxos de caixa serão elaborados em termos constantes com preços de 2010, logo os mesmos serão descontados a uma taxa real. Em seguida, os preços de viabilidade serão comparados aos preços da eletricidade transacionada no setor elétrico brasileiro, mais especificamente aos preços da bioeletricidade transacionada nos leilões, e aos preços do etanol, com vistas a se realizar a análise da atratividade financeira das diferentes opções de investimento.

É importante ressaltar que a modelagem financeira será feita apenas para unidade produtiva de energia com fins comerciais a partir do bagaço e da palha disponíveis, ou seja, assume-se que o investimento na planta de produção de etanol convencional através do processamento da cana e extração do caldo é uma decisão já tomada<sup>206</sup>. Logo, a única decisão de investimento é a escolha da tecnologia a ser adotada para o aproveitamento energético do bagaço e da palha da cana de açúcar.

## 5.3 – Dados do Problema

A seguir são apresentados os dados necessários para a construção dos fluxos de caixa.

---

<sup>206</sup> Em realidade existe alguma interdependência entre as duas opções de investimento porque a alternativa adotada para aproveitamento do bagaço e da palha influencia o custo do investimento da planta de cogeração que deve atender as necessidades energéticas do processo produtivo da usina convencional. Conforme foi visto no Capítulo 1, os investimentos em plantas de cogeração Ciclo Rankine são muito sensíveis à escala do projeto. Desta forma, o custo unitário de investimentos nestas plantas para o auto-suprimento energético da usina é menor no caso de a opção ser pela geração de excedentes de eletricidade com base nesta tecnologia em comparação ao custo que se verificaria caso a escolha fosse utilizar o bagaço e a palha excedentes em plantas BIG/GTCC ou para produção de etanol através de hidrólise enzimática. No entanto, por efeito de simplificação, esta questão não será considerada.

### 5.3.1 – Caracterização da Usina Padrão

A usina padrão está situada no Estado de São Paulo e possui uma capacidade de moagem de 3 milhões de toneladas de cana por safra. A operação da usina ocorre apenas durante a safra que dura 200 dias por ano, sendo a produção restrita a etanol<sup>207</sup>. No que se refere à palha, um montante de 50% será utilizado para geração de energia enquanto os outros 50% permanecerão na área de cultivo por razões agrícolas. Desta forma, haverá uma disponibilidade anual de 1,230 milhões de toneladas de biomassa para o atendimento das necessidades energéticas da produção de etanol na usina convencional e para geração de excedentes de energia a serem comercializados.

### 5.3.2 – Os Custos das Rotas Tecnológicas<sup>208</sup>

Em termos de custo da matéria prima, o suposto é que o bagaço não acarreta custos financeiros porque, exceto o custo de estocagem, seu custo é essencialmente um custo de oportunidade de se utilizá-lo em uma determinada alternativa tecnológica em detrimento das demais<sup>209</sup>, tendo em vista que o bagaço já está no pátio da usina. Por sua vez, o uso da palha apresenta custos devido à necessidade de transportá-la do canavial para a unidade industrial. Com base em SEABRA (2008), será utilizado um custo da palha de R\$ 30,00 por tonelada de matéria seca<sup>210</sup> e por consequência existe um custo anual de R\$ 6.300.000,00, que independe da rota tecnológica escolhida.

No que se refere aos custos do investimento e de operação e manutenção das diferentes alternativas tecnológicas, os mesmos foram apresentados no Capítulo 1 e estão sistematizados na Tabela 5.1.

---

<sup>207</sup> Este suposto é importante porque os processos produtivos de etanol e de açúcar apresentam diferentes consumos energéticos. Logo, a opção entre produzir etanol ou açúcar tem impactos na disponibilidade de bagaço e de palha para produção de bioenergia com fins comerciais.

<sup>208</sup> Todos os valores monetários apresentados neste capítulo possuem 2010 como ano de referência, sendo os preços corrigidos pelo IPCA.

<sup>209</sup> O fundamento deste suposto é que os custos de estocagem são marginais em relação ao montante investido e que o mercado de bagaço *in matura* é muito restrito, não se constituindo em real oportunidade de negócios.

<sup>210</sup> A partir de consulta a empresas do setor, houve a constatação da validade deste valor para o ano de 2010.

**Tabela 5.1 – Custos das Tecnologias**

<i>Tecnologias</i>	<i>Investimento</i> <i>(milhões de R\$)</i>	<i>Operação e Manutenção</i> <i>(milhões de R\$/ano)</i>	<i>Seguro Operacional</i> <i>(milhões de R\$/ano)<sup>211</sup></i>
Ciclo Rankine	199,238	11,931	0,598
BIG-GTCC	806,400	32,256	3,226
Hidrólise Enzimática	663	76,650	3,978

Fonte: Elaboração Própria.

Além destes custos, no caso das opções de geração de energia elétrica, é preciso considerar os custos de conexão à rede e do uso do sistema de transmissão e dos encargos inerentes ao mesmo<sup>212</sup>. Os custos de conexão variam em função da distância da usina em relação à subestação mais próxima. Desta forma, será adotado o valor de R\$ 10.000.000,00 relatado por SEABRA e MACEDO (2011). Por sua vez, o custo de uso e os encargos do sistema de transmissão são de R\$ 8,33/kW mensais (EPE, 2008)<sup>213</sup>. Também é preciso contabilizar o pagamento de R\$ 1,82/kW anuais referentes à Taxa de Fiscalização da Aneel (ANEEL, 2009).

### 5.3.3 – Produtividades das Tecnologias

A Tabela 5.2 sintetiza os rendimentos das rotas tecnológicas com base nos supostos e dados apresentados no Capítulo 1.

<sup>211</sup> Adota-se um seguro operacional anual de 0,03% do investimento para tecnologia Ciclo Rankine, em linha com o valor apresentado por EPE (2008), e 0,04% de 0,06% do investimento, respectivamente para a planta BIG/GTCC e para unidade produtora de etanol celulósico, sendo estes valores proporcionais à complexidade do processo produtivo.

<sup>212</sup> No caso da alternativa de produção de etanol, o suposto é que não existiriam custos adicionais relativos à logística de distribuição porque seria utilizada a infra-estrutura da usina convencional.

<sup>213</sup> Na época da realização do 1º. Leilão de Energia de Reserva, EPE (2008) estimou este custo em R\$ 7,80 mensais por kW.

**Tabela 5.2 – Rendimentos das Rotas Tecnológicas**

<i>Tecnologias</i>	<i>Produção Anual (milhões de GJ)</i>	<i>Produtividade (MJ/tonelada de cana)</i>
Ciclo Rankine	1,673	558
BIG-GTCC	2,903	968
Hidrólise Enzimática	2,347	783

Fonte: Elaboração Própria.

### 5.3.4 – Carga Tributária

A carga tributária incidente sobre a energia elétrica produzida na usina é distinta da tributação da produção de etanol. Conforme EPE (2008), a produção de bioeletricidade possui alíquotas de PIS e COFINS de 1,65% e 7,6%, respectivamente. Por sua vez, de acordo com REZENDE *et al.* (2011) e CAVALCANTI (2011), existe a incidência de PIS, COFINS e ICMS sobre a produção de etanol hidratado<sup>214</sup>. Com base em GIANNETTI e SOUSA (2012), será considerado o valor de R\$ 0,05 por litro relativo a PIS/COFINS e uma alíquota de ICMS de 12% como a tributação referente à produção de etanol hidratado na usina padrão.

Em termos de imposto de renda, a alíquota total é de 34%, sendo de 25% a tributação do imposto sobre a renda propriamente dito e 9% a Contribuição sobre o Lucro Líquido (RECEITA FEDERAL, 2012).

Cabe destacar, a possibilidade de compensação do ICMS inerente ao custo do investimento<sup>215</sup>. Esta recuperação ocorre na proporção de 1/48 ao mês, conforme regimento da Lei Complementar – 87/1996 (Lei Kandir). No caso da produção de etanol, esta

<sup>214</sup> Toda a análise financeira será baseada no etanol hidratado e não no etanol anidro devido ao seu maior volume de comercialização. De acordo com NOGUEIRA (2008), a legislação brasileira estabelece que o etanol hidratado deva conter entre 4,02 e 4,87% de água em termos volumétricos a 20<sup>o</sup> C enquanto que no caso do etanol anidro este teor é de no máximo 0,48%. Aqui se adotará como hipótese simplificadora que 4,5% do volume de etanol é água, logo os 105 milhões de litros de etanol produzidos anualmente representariam 109,725 milhões de litros a serem comercializados.

<sup>215</sup> A participação do ICMS em investimentos no setor sucroenergético é da ordem de 8% (GIANNETTI e SOUSA, 2012). O suposto é que os custos dos investimentos nas tecnologias de BIG/GTCC e de hidrólise enzimática terão a mesma incidência de ICMS.

compensação é direta, tendo em vista que existe a incidência de ICMS sobre o etanol comercializado pelo produtor. Porém, como não existe a cobrança de ICMS sobre a produção de bioeletricidade, a obtenção deste crédito tributário ainda não está completamente equacionada<sup>216</sup>, sobretudo porque a unidade que gera energia elétrica comumente está organizada sob a forma de sociedade de propósito específico, constituindo uma pessoa jurídica distinta daquela que produz etanol (GIANNETTI e SOUSA, 2012). Em contraste com esta situação atual, adota-se o suposto que até 2030 esta questão estará resolvida de modo a ser possível obter este crédito tributário.

### **5.3.5 – Taxa de Desconto e o Custo do Capital**

A taxa de desconto será baseada no custo do capital do projeto calculado pela técnica WACC. Apesar de ser comum a utilização de taxas de desconto maiores para projetos de tecnologias novas como forma de lidar com o risco tecnológico, esta distinção não será feita para o custo do capital de terceiros pelas seguintes razões:

- i. Em casos onde o nível de incerteza é muito elevado, é comum a adoção da metodologia de construção de cenários em detrimento a opção de descontar a taxas maiores os projetos mais incertos (BREALEY e MYERS, 2003);
- ii. O Banco Nacional de Desenvolvimento Social e Econômico, principal financiador de longo prazo da economia brasileira não faz distinção das condições de financiamento de projetos de fontes alternativas e renováveis de energia em função da maturidade das fontes (BNDES, 2012).

O mix do financiamento dos projetos será composto por 30% de recursos próprios e os 70% restantes serão financiados pelo BNDES que oferta capital com uma taxa de juros composta pelos seguintes elementos (BNDES, 2012):

---

<sup>216</sup> Esta é uma questão que atinge mais especificamente o Estado de São Paulo, que embora tenha criado regime para desoneração deste investimento, ainda não concede este benefício por impedimento dado pela Secretaria de Fazenda.

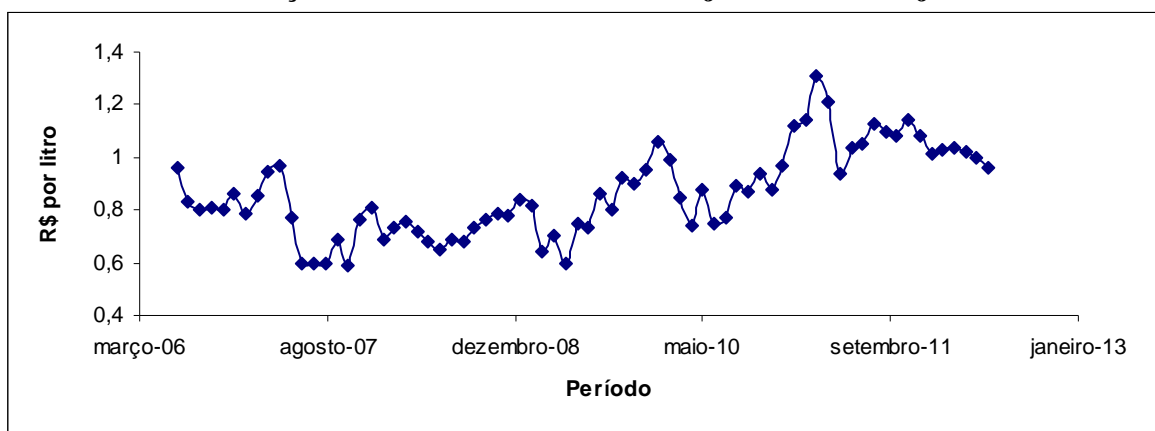


- i. Custo Financeiro: TJLP<sup>217</sup>;
- ii. Remuneração Básica do BNDES: 0,9% ao ano;
- iii. Taxa de Risco de Crédito: até 4,18% ao ano, conforme o risco de crédito do cliente;
- iv. Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% ao ano.

Com base na TJLP vigente em janeiro de 2010 que era de 6% ao ano e uma taxa de risco de crédito de 1,1%, será considerado um custo nominal do capital de terceiros de 8,5% ao ano.

Em termos de remuneração do capital próprio, será adotado um valor maior para o projeto de etanol em comparação com os projetos de geração de eletricidade. Historicamente o setor sucroenergético trabalha com maiores taxas de retorno devido ao maior risco inerente aos mercados em que comercializa seus produtos. Esta questão se acentua diante a possibilidade de a bioeletricidade ser transacionada nos leilões do ACR com o estabelecimento de contratos de longo prazo<sup>218</sup>, ou seja, um modelo de negócios com nível de risco muito baixo em contraste com a volatilidade dos preços do etanol e que está ilustrada no Gráfico 5.1 que apresenta a evolução de preços sem impostos pagos ao produtor para o período compreendido entre julho de 2006 e junho de 2012.

**Gráfico 5.1 –Preços do Etanol Hidratado entre julho de 2006 e junho de 2012**



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do CEPEA (2012).

<sup>217</sup> Taxa de Juros de Longo prazo que é fixada pelo Conselho Monetário Nacional com base na meta de inflação e de um prêmio de risco.

<sup>218</sup> O suposto é que a energia elétrica seja comercializada nos leilões do ACR em contratos de 15 anos e nos 10 anos seguintes do projeto a energia possa ser transacionada no ACL na mesma base de preço do contrato estabelecido inicialmente no ACR.

Logo, será adotado um custo nominal do capital próprio de 12%<sup>219</sup> e de 16%, respectivamente, para projetos de eletricidade e de etanol.

Dado os custos do capital de terceiros e próprio, assim como das alíquotas de imposto de renda, é feito o cálculo da taxa de desconto através da metodologia WACC. Como fora destacado anteriormente, serão adotadas taxas reais, logo é preciso expurgar a inflação da taxa nominal estimada. Para efeito deste ajuste, será adotada como referência uma taxa de inflação de 4,5% ao ano<sup>220</sup>.

O custo do capital definido pela técnica WACC é uma média ponderada pela participação de capital próprio e de terceiros no projeto. Desta forma, a taxa de desconto utilizada deve refletir esta proporção em cada período e por consequência não deve ser utilizada a mesma taxa para toda a vida útil do projeto, porque conforme a dívida vai sendo paga ocorre o aumento da participação de capital próprio e por consequência uma alteração na taxa de desconto. O suposto aqui adotado será que o empréstimo será pago em 16 anos<sup>221</sup> a partir da entrada em operação do projeto e a taxa de desconto irá crescer de forma linear nos anos subsequentes até passar a ser equivalente ao custo do capital próprio quando a dívida estiver toda paga. Portanto, no caso dos projetos de geração de eletricidade a taxa de desconto nominal inicial é de 7,53% no início do projeto e de 12% quando o mesmo passa a ser inteiramente de propriedade do empreendedor enquanto que para o projeto de etanol a taxa nominal inicial é de 8,73% e aumenta para 16% com o pagamento da dívida.

### **5.3.6 – Vida Útil e Tempo de Construção**

A vida útil das alternativas de geração de energia elétrica é de 25 anos (CORRÊA NETO e RAMÓN, 2002). Por sua vez, a vida útil da planta de produção de etanol celulósico é de 20 anos (KAZI *et al.*, 2010).

---

<sup>219</sup> Valor compatível com a taxa de desconto de 8% em termos reais adotada por EPE (2011).

<sup>220</sup> Esta é a meta de inflação definida pelo Banco Central do Brasil para o período compreendido entre 2005 e 2014 (BACCEN, 2012).

<sup>221</sup> Prazo máximo de amortização do BNDES (BNDES, 2012).

A construção destas unidades está associada ao cronograma de construção da usina produtora de etanol convencional que será de 2 anos e a hipótese é que ao final da vida útil o valor residual do projeto será igual a 10% do capital investido.

## **5.4 – Resultados**

A partir dos dados apresentados na seção 5.3 foram estimados os preços de viabilidade e realizadas análises financeiras das diferentes tecnologias nos cenários construídos, cujos resultados são apresentados a seguir.

### *Cenário 1 - Crise Econômica e Postergação de Acordos Ambientais*

No âmbito das alternativas de geração de eletricidade, em linha com os supostos enunciados no Capítulo 4, o preço mínimo de comercialização que viabiliza investimentos em plantas Ciclo Rankine é de R\$ 109,84/MWh enquanto que para a alternativa BIG/GTCC, o preço seria de R\$ 174,41. Para examinar a competitividade destas rotas, é necessária uma comparação com os preços pelos quais a bioeletricidade vem sendo transacionada, o qual terá como base os resultados dos leilões de energia que contrataram bioeletricidade, conforme constam na Tabela 5.3.

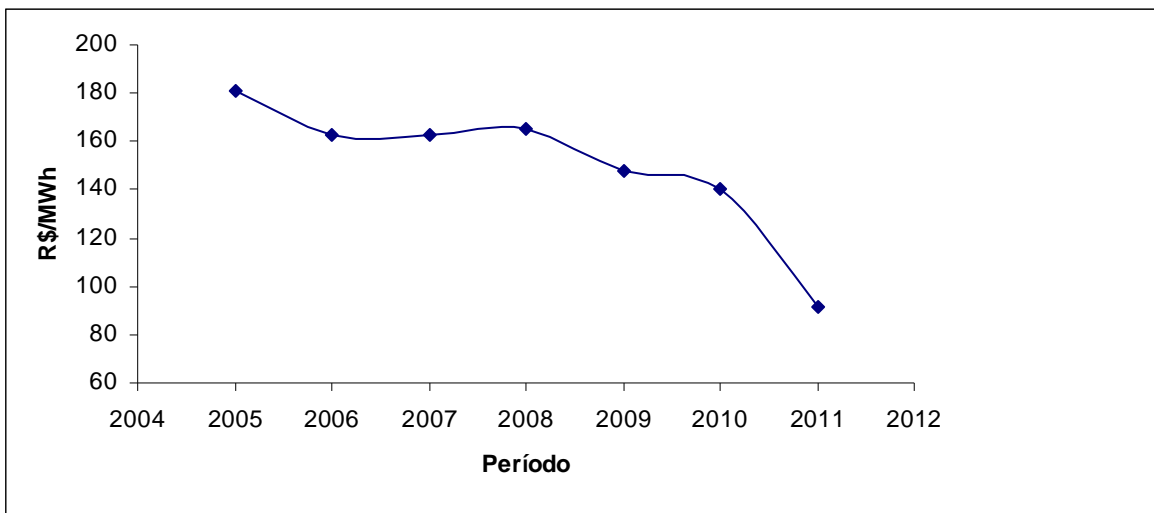
**Tabela 5.3 – Preços de Bioeletricidade nos Leilões de Energia**

<i>Leilões</i>	<i>Preço (R\$/MWh)</i>	<i>Preço em janeiro de 2010 (R\$/MWh)</i>
2005 – LEN A-3 e A-5	150,6	181,24
2006 – LEN A-3	135,1	159,55
2006 – LEN A-5	141,5	166,35
2007 - LFA	142,6	162,86
2008 - LER	155,7	166,32
2008 – LEN A-5	145	154,05
2009 – LEN A-3	144,6	147,59
2010 - LER	145,3	140,88
2010 - LFA	137,9	133,7
2011 – LEN A-3	102,4	92,59
2011 - LER	99,4	89,87
2011 – LEN A-5	103,1	91,94

Fonte: Elaboração Própria a partir de COGEN (2012).

O preço médio de R\$ 140,53 indica que o preço de viabilidade de R\$ 109,84 para plantas Ciclo Rankine é bastante competitivo com os preços praticados nestes certames. Esta assertiva é até um tanto quanto óbvia, tendo em vista que a totalidade dos projetos contratados tem a queima de bagaço em caldeiras como paradigma tecnológico. Logo os resultados dos leilões tendem a refletir a estrutura dos custos de plantas Ciclo Rankine, principalmente diante a constatação que alguns destes certamente foram exclusivos para a contratação de bioeletricidade, não existindo competição com outras fontes de energia. Entretanto, nota-se uma nítida tendência de redução dos preços. O Gráfico 5.2 mostra este comportamento da evolução dos preços de bioeletricidade no período compreendido entre 2005 e 2011.

**Gráfico 5.2 – Evolução dos Preços de Bioeletricidade: 2005 - 2011<sup>222</sup>**



Fonte: Elaboração Própria a partir de COGEN (2012).

Desta forma, é preciso fazer algumas considerações relativas a esta trajetória de preços. O patamar de preços verificado até 2008 não deve ser retomado porque o desenvolvimento do setor resultou na redução da estrutura de custos desta fonte e ao mesmo tempo também não se vislumbra a formação de novos certames de contratação exclusivos para biomassa, sobretudo diante a redução de custos da fonte eólica que se constitui em uma concorrente para a bioeletricidade por também ser renovável e complementar ao parque hídrico. Em anos recentes, existiram leilões específicos para as fontes alternativas e renováveis, entretanto, perante a atual competitividade da biomassa e da fonte eólica é razoável supor que nos próximos anos a contratação das mesmas se dará essencialmente nos leilões de energia nova com estas fontes tendo que competir com as fontes convencionais. Em contrapartida, é preciso observar os preços resultantes dos leilões de 2011 com ressalvas porque os mesmos foram influenciados por fatores conjunturais como a reduzida energia demandada e a expressiva oferta de projetos eólicos e de térmicas a gás natural com preços extremamente competitivos.

É razoável supor um aumento do custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro em função não apenas da crescente necessidade de complementação do parque hídrico, conforme fora relatado no Capítulo 2, como também da dificuldade crescente de expandir

<sup>222</sup> Nos anos em que ocorreu a contratação de bioeletricidade em mais de um leilão, o preço foi calculado a partir da média ponderada pelas quantidades contratadas em cada certame.

esse parque, considerando as especificidades sócio-ambientais do bioma amazônico (CASTRO *et al.*, 2012). Em síntese, o argumento é que em 2030 a maior parte do potencial hídrico da Região Norte tecnicamente e economicamente apto para a construção de centrais hidroelétricas já terá sido explorado e novos projetos hidroelétricos terão papel reduzido na expansão da matriz. Logo, dada à imensa competitividade destas grandes centrais hidroelétricas (vide o resultado dos leilões das usinas de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte e Teles Pires<sup>223</sup>), uma expansão baseada essencialmente em outras fontes de energia tende a elevar o custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro.

A metodologia adotada para a estimativa do custo marginal de expansão parque gerador brasileiro em 2030 foi calcular o preço médio de toda a energia não hídrica contratada nos certames realizados entre 2007 e 2011<sup>224</sup> ponderado pela quantidade de energia transacionada em cada um destes leilões<sup>225</sup> corrigido para janeiro de 2010. Desta forma, adota-se o valor de R\$ 129,11 por MWh como referência do preço da energia elétrica a ser comercializada<sup>226</sup>.

Com base nesta projeção de preço de energia elétrica, pode-se afirmar que a geração de eletricidade através da queima do bagaço e da palha em plantas Ciclo Rankine é uma alternativa bastante competitiva. A atratividade desta opção de investimento pode ser constatada pelo VPL de R\$ 77.118.761,00 que seria obtido caso a eletricidade gerada fosse comercializada a R\$ 129,11 por MWh.

---

<sup>223</sup> Em valores monetários de janeiro de 2010, o preço da energia contratada no ACR das usinas de Santo e Jirau, localizadas no Rio Madeira, é de, respectivamente, R\$ 88,43/MWh e de R\$ 77,82 por MWh. Por sua vez, o preço da energia da Usina Hidroelétrica de Belo Monte é de R\$ 75,99 por MWh enquanto que o da usina de Teles Pires é de R\$ 63,56 por MWh. Cabe destacar que estes são preços praticados nos leilões que não necessariamente refletem o preço de viabilidade do empreendimento, pois é preciso considerar também a parcela de energia disponível para ser comercializada no ACL.

<sup>224</sup> Valores obtidos nos sites da EPE e da CCEE.

<sup>225</sup> Foi excluído o resultado Leilão A-5 de 2008, pois o mesmo ocorreu em um contexto de grande instabilidade financeira internacional e os preços altos praticados neste leilão podem ser atribuídos essencialmente ao elevado custo de capital e do crédito da ocasião.

<sup>226</sup> Esta metodologia é consistente com a adotada pela EPE no cálculo do custo marginal de expansão do Plano Decenal de Expansão. Conforme EPE (2011b), o custo médio da energia é estimado a partir dos preços verificados em leilões recentes e das tendências das variações dos custos de cada fonte.

Em contrapartida, o preço mínimo de viabilidade da tecnologia BIG/GTCC é 35% superior ao valor adotado como custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro. Mesmo considerando um caso extremo, onde se repetissem os preços praticados nos leilões de 2005, esta tecnologia não seria atrativa economicamente porque o investimento na mesma resultaria em um VPL de R\$ 47.490.409,77, logo inferior ao VPL da alternativa Ciclo Rankine quando esta comercializa energia a R\$ 129,11 por MWh. Desta forma, apesar de esta rota estar disponível comercialmente em 2030, em bases estritamente econômicas, investimentos para a geração de eletricidade continuariam a ser canalizados para plantas Ciclo Rankine.

No que se refere à produção de etanol a partir da hidrólise enzimática, o preço de viabilidade foi estimado em R\$ 1,73 por litro de etanol hidratado, sendo de R\$ 1,47 por litro o preço sem impostos. A comparação deste preço com os preços mensais médios do etanol hidratado sem impostos no Estado de São Paulo entre julho de 2006 e junho de 2012, indica a falta de competitividade desta tecnologia, pois o preço médio neste período foi de R\$ 0,86 por litro e o preço máximo no período foi de R\$ 1,31 por litro em março de 2011. A comercialização da produção a estes preços resultaria em VPL negativos de, respectivamente, - R\$ 474.845.409,4 e - R\$ 120.286.852.

A possibilidade de produzir etanol celulósico com vistas à exportação também esbarra nos elevados custos desta tecnologia. Por exemplo, o programa dos EUA de promoção de etanol celulósico possui como meta atingir níveis de eficiência na produção que o viabilizem economicamente a um preço de US\$ 1,07 dólares por galão de etanol<sup>227</sup> (ADEN *et al.*, 2002). Portanto, não é uma hipótese plausível que a produção de etanol celulósico poderia ser exportada para o exterior a preços que viabilizem o negócio.

A análise econômico-financeira deste cenário reflete o status corrente dos custos das tecnologias onde, de acordo com WRIGHT e BROWN (2007), a produção de etanol a partir de matéria lignocelulósica não é viável economicamente. Neste sentido, a destinação

---

<sup>227</sup> Preço livre de imposto.

do bagaço e da palha disponíveis para a geração de eletricidade é um resultado consistente com as premissas deste cenário.

Portanto, apesar de todas as rotas tecnológicas estarem disponíveis comercialmente em 2030, na ausência de políticas de promoção de plantas BIG/GTCC ou de hidrólise enzimática, a inviabilidade econômica destas duas rotas em bases estritas de mercado as exclui das opções de investimento do empreendedor de forma que o mesmo não precisará fazer análises financeiras que contemplem, por exemplo, a ponderação do VPL pelo volume do capital investido, sendo o investimento em plantas Ciclo Rankine a única alternativa viável.

### *Cenário 2 - Gradativa Inserção de Tecnologias Sustentáveis no Setor Energético*

A redução de 20% nos custos da tecnologia BIG/GTCC faz com que o preço de viabilidade de plantas que utilizam esta tecnologia seja de R\$ 146,15 por MWh, o qual ainda é 13,2% superior ao custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro em 2030, logo constata-se que tal redução de custos tende a não ser suficiente para tornar esta rota viável economicamente nos leilões genéricos de contratação de energia.

Contudo, o exame dos preços praticados em certames exclusivos para fontes renováveis, sobretudo no momento de desenvolvimento inicial destas fontes, indica para valores superiores ao preço de viabilidade de plantas BIG/GTCC. Por exemplo, o preço do leilão de energia de reserva exclusivo para biomassa apresentou um preço médio de R\$ 166,32 por MWh, ou seja, 13,8% superior ao preço mínimo pelo qual a bioeletricidade gerada em plantas BIG/GTCC precisa ser comercializada para ser viável. Neste sentido, é plausível supor a possibilidade da realização de leilões específicos para esta tecnologia com vistas ao seu desenvolvimento e conseqüente redução de custos em uma estratégia análoga a que foi utilizada para fonte eólica<sup>228</sup>.

---

<sup>228</sup> A conjugação do desenvolvimento da indústria de turbinas eólicas com políticas de desoneração tributária, incentivos fiscais e leilões de contratação específicos foi fundamental o desenvolvimento da energia eólica no Brasil (NOGUEIRA, 2011). Conforme OLIVEIRA (2011), entre 2004 e 2011 ocorreu uma redução da ordem de 80% no preço da energia eólica.



Caso de fato aconteçam leilões deste tipo, seria necessário comparar a atratividade de investimentos em plantas BIG/GTCC com o retorno econômico de projetos em plantas convencionais Ciclo Rankine de geração de eletricidade. Verifica-se que o preço da energia transacionada neste leilão específico teria que ser de no mínimo R\$ 157,29 por MWh para que o empreendedor opte por investir em plantas BIG/GTCC em detrimento da queima direta da biomassa em caldeiras para a geração de eletricidade. Explica-se: para preços maiores que R\$ 157,29 projetos BIG/GTCC apresentam VPL maiores que projetos Ciclo Rankine que comercializem energia ao preço de R\$ 129,11 e portanto maximizam a riqueza do investidor em termos monetários.

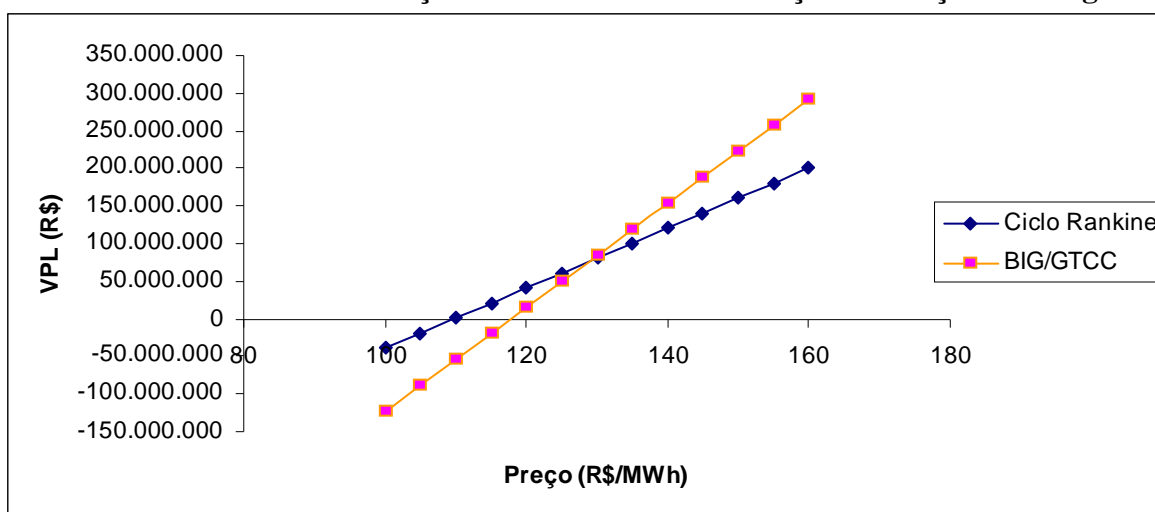
Por sua vez, a produção de etanol celulósico através de hidrólise enzimática seria viável para um preço de comercialização de R\$ 1,25 por litro de etanol hidratado. Excluindo os impostos, este preço é de R\$ 1,05 por litro e ao compará-lo com a série de preços médios mensais de etanol hidratado entre julho de 2006 e junho de 2012, verifica-se que em 10 meses deste período, o etanol celulósico seria viável economicamente. Porém, uma análise financeira consistente não pode adotar valores máximos de uma série histórica como parâmetro de preços, porque os mesmos podem ser função de fatores conjunturais e não estruturais relativos à dinâmica da indústria. Em termos de mercado internacional, a evolução do preço do etanol no mercado dos EUA, apresentada por PHILIPS *et al.* (2007), corrobora o argumento de que esta redução também seria insuficiente para tornar o etanol celulósico brasileiro competitivo no mercado internacional.

Em suma, dada às premissas relativas aos custos deste cenário e as condições de mercado, o bagaço e a palha da cana de açúcar disponíveis devem ser destinados para a geração de eletricidade porque a alternativa de produção de etanol celulósico não é viável economicamente, sendo que a escolha da tecnologia de gaseificação da biomassa e utilização do gás combustível em plantas ciclo combinado em detrimento à queima direta da biomassa estará condicionada a possível formatação de leilões específicos para esta tecnologia, com preços que a tornem mais atrativa que a tecnologia convencional.

### Cenário 3 - Busca da Efetiva Mitigação das Alterações Climáticas

A redução de 40% dos custos da tecnologia BIG/GTCC a torna viável a um preço de comercialização de energia de R\$ 117, 92 que é inteiramente competitivo com o custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro, adotado como referência. Logo, existe a necessidade da realização de uma análise de sensibilidade da opção do investidor entre investir em plantas Ciclo Rankine e plantas BIG/GTCC de acordo com o preço de comercialização de energia elétrica. Este exame é feito pelo Gráfico 5.3 que apresenta os VPL destas duas tecnologias em função do preço da energia.

**Gráfico 5.3 – VPL da Geração de Eletricidade em Função do Preço da Energia**



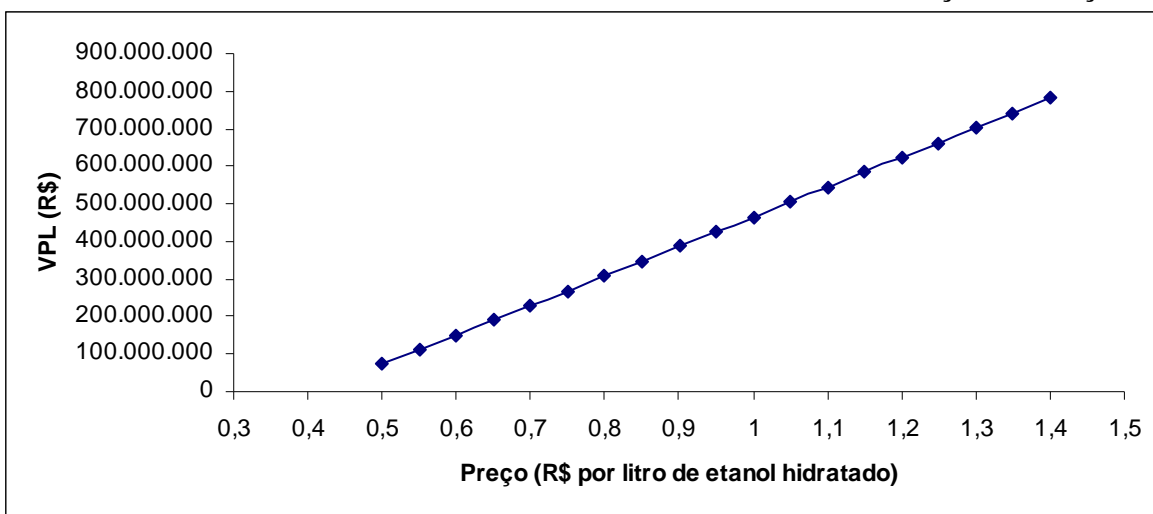
Fonte: Elaboração Própria.

A análise do Gráfico 5.3 mostra que os projetos BIG/GTCC são a melhor alternativa de investimento se o preço da energia elétrica for superior a R\$ 128,90 por MWh pois a este preço o VPL das tecnologias Ciclo Rankine e BIG/GTCC são de, respectivamente, R\$ 76.281.258,97 e R\$ 76.295.953,85. Como este preço é inferior ao custo marginal de expansão, a conclusão é que neste cenário a tecnologia BIG/GTCC se apresenta como a opção mais atrativa economicamente para a geração de eletricidade.

Por sua vez, no que se refere à produção de etanol a partir da hidrólise enzimática da biomassa, a redução de 75% dos custos de produção resulta em um preço mínimo de

viabilidade de R\$ 0,53 por litro de etanol hidratado, sendo de R\$ 0,42 por litro o preço sem impostos. Este valor é extremamente competitivo até mesmo com os custos de produção de etanol com base na sacarose da cana de açúcar. Conforme fora visto no Gráfico 5.1, o mínimo preço sem impostos no Estado de São Paulo pelo qual etanol hidratado foi negociado entre julho de 2006 e junho de 2012 foi de R\$ 0,59 por litro. Logo, supondo uma comercialização ao preço mínimo, o VPL do projeto seria de R\$ 142.825.063,6, sendo que o mesmo valeria R\$ 355.560.098,05 no caso de o etanol ser comercializado pelo preço médio da série. A atratividade econômica desta opção de investimento é ilustrada pelo Gráfico 5.4 que apresenta o VPL do projeto em função do preço de comercialização do etanol.

**Gráfico 5.4 – VPL do Investimento em Etanol Celulósico em Função do Preço**



Fonte: Elaboração Própria.

Nestas bases de custos, o etanol celulósico brasileiro também seria bastante competitivo no mercado internacional, pois seria rentável com um preço de comercialização inferior ao estabelecido pelo Departamento de Energia Norte Americano como meta para o etanol celulósico. Cabe destacar, que a isenção de tributação sobre o etanol exportado é um fator que torna o etanol brasileiro ainda mais competitivo no mercado internacional<sup>229</sup>.

<sup>229</sup> A produção de etanol exportada é isenta do pagamento de PIS/COFINS e de ICMS (GIANNETTI e SOUSA, 2012).

Portanto, a produção de etanol será competitiva tanto no mercado interno como no externo e a questão passa a ser a comparação da atratividade do investimento na produção de etanol em relação às alternativas de geração de eletricidade. Adotando como referência o caso onde o preço da energia seja o custo marginal de expansão do sistema elétrico e o preço do etanol hidratado seja o preço médio do Gráfico 5.1, o VPL do investimento em energia elétrica seria de R\$ 77.749.427,23 enquanto que o VPL do investimento na planta de etanol seria de R\$ 355.560.098,05. Desta forma, nota-se que a opção pela produção de etanol é mais rentável. Logo, neste cenário, a opção de investimento a ser escolhida por maximizar o retorno financeiro do investidor é a construção da unidade produtora de etanol celulósico.

## Conclusão

O setor energético mundial encontra-se diante de um grande desafio, que necessita ser equacionado ao longo do século XXI: expandir a oferta mundial de energia para atender ao elevado crescimento da demanda e, ao mesmo tempo, mitigar os impactos ambientais decorrentes da produção e uso da energia. Esse desafio decorre da necessidade de se atender a dois importantes objetivos de uma política energética responsável, mas que se apresentam conflitantes: segurança do suprimento e sustentabilidade ambiental. Um dos principais instrumentos disponíveis para equacionar este desafio é a maior participação de fontes renováveis na matriz energética mundial. Contudo, fontes renováveis tendem a ter custo superior às fontes convencionais, ao menos nos momentos iniciais de desenvolvimento, o que é incompatível com o terceiro objetivo basilar de uma política energética bem delineada: ofertar energia ao menor custo possível. Portanto, a discussão sobre fontes renováveis também deve contemplar uma análise sobre as perspectivas de redução de custos.

A matriz energética brasileira é ímpar, com expressiva participação de fontes renováveis de energia. Porém, ainda existe um imenso potencial de energia renovável a ser explorado no setor sucroenergético nacional. Esse potencial advém da possibilidade de melhor conversão do bagaço em outras formas de energia, a partir da utilização de rotas tecnológicas mais eficientes. Ao mesmo tempo, com o fim das queimadas nas plantações de cana e a destinação da palha para fins energéticos, é possível vislumbrar um aumento expressivo da quantidade de biomassa passível de ser utilizada como insumo para produção de energia.

Nesse contexto, a exploração da totalidade do potencial energético da cana é um imperativo nacional e, dependendo de como essa exploração irá ocorrer, talvez até mesmo mundial, pois o aumento da produção de etanol pode vir a ser destinado à exportação e, dessa forma, contribuir para que os países desenvolvidos cumpram suas metas de maior participação de energias renováveis em suas respectivas matrizes energéticas.

Este trabalho se propôs a realizar uma análise comparativa entre algumas das alternativas tecnológicas mais promissoras para utilização do bagaço e da palha da cana, com o objetivo de examinar as perspectivas e os possíveis cenários que poderão servir de guia para as decisões de investimento no setor sucroenergético brasileiro.

Verificou-se que todos os investimentos no setor já contemplam plantas de cogeração, compostas com caldeiras de alta temperatura e pressão conjugadas com turbinas de condensação e extração visando à geração de excedentes de eletricidade a serem comercializados. Com base nas características da planta de referência adotada nesta tese, uma unidade de cogeração Ciclo Rankine, projetada para maximização da geração de eletricidade seria capaz de gerar algo em torno de 155 kWh por tonelada de cana processada, com um custo de investimento de R\$ 2.054 por kW instalado.

Em contrapartida, embora ainda não estejam disponíveis comercialmente, existem tecnologias mais eficientes para o aproveitamento energético do bagaço e da palha, que podem vir a ser adotadas no médio/longo prazo. Dentre estas alternativas, destaca-se a possibilidade de gaseificação da biomassa, que permite a produção de uma série de produtos a partir do gás de síntese. No caso específico desta tese, o foco de estudo foi o uso deste gás para a produção de eletricidade em plantas de ciclo combinado. A pesquisa resultou na definição de uma planta BIG/GTCC com gaseificador de leito de arraste como a configuração mais promissora, a qual apresentaria uma produtividade de 269 kWh por tonelada de cana processada, com um custo de investimento estimado em R\$ 4.800 por kW instalado.

Outra tecnologia de elevada eficiência analisada no escopo deste trabalho é a produção de etanol a partir da hidrólise do material lignocelulósico. Esta rota apresenta uma série de alternativas devido aos diferentes tipos de pré-tratamento que podem ser utilizados, a possibilidade do emprego de hidrólise ácida ou enzimática, além dos diferentes níveis de integração das etapas do processo. A revisão bibliográfica, associada à consulta a especialistas, permitiu que se estabelecesse como referência uma planta utilizando ácido diluído como pré-tratamento, hidrólise enzimática e um processo baseado na configuração

SSF. A produtividade de uma unidade com tais características seria de 35 litros de etanol por tonelada de cana processada. Por sua vez, o custo de investimento foi estimado em R\$ 663.000.000, com um custo de operação de R\$ 0,73 por litro.

Como o investimento a ser realizado possui fins comerciais, os Capítulos 2 e 3 dedicaram-se ao exame do setor elétrico brasileiro e do modal de veículos leves, de forma a identificar oportunidades de comercialização, respectivamente, para a bioeletricidade e para o etanol celulósico.

Neste sentido, a análise do setor elétrico brasileiro indicou que por ser intrinsecamente complementar ao regime hidrológico, a bioeletricidade gerada nas usinas sucroenergéticas tende a exercer importante papel de complementação ao parque hidroelétrico, em conjunto com plantas térmicas movidas a gás natural e a geração eólica. Isso ocorre, sobretudo no período seco do ano, em um contexto onde o potencial hídrico deverá ser gradativamente esgotado, com hidroelétricas sendo construídas sem reservatórios de acumulação (usinas a fio d'água) e logo existirá a redução da capacidade de regularização da oferta hidroelétrica de energia ao longo do ano. Sob a ótica do investidor, a conclusão mais relevante do Capítulo 2 é a existência de oportunidades de comercialização tanto no ACR no ACL.

O capítulo seguinte relatou que o transporte rodoviário responde por aproximadamente 75% da demanda por energia de todo o setor de transportes, sendo a frota de veículos leves responsável por algo em torno de 45% do consumo energético do setor de transportes. Tal frota é essencialmente composta por veículos Ciclo Otto, aptos a utilizarem etanol, e as projeções indicam que a frota de veículos deste tipo atingiria 1.163 milhões de veículos em 2035, sobretudo porque se adotou o suposto de que a participação de veículos com sistemas alternativos de propulsão será discreta. Desta forma, mesmo considerando a adoção de relevantes medidas de eficiência energética, o consumo energético desta frota entre 2030 e 2035 seria superior a 1 trilhão de litros de gasolina equivalentes por ano. Logo, diante a necessidade de reduzir o consumo de derivados de petróleo e embasado nos mandatos já promulgados de uso de biocombustíveis, é possível afirmar que irá existir uma expressiva demanda por etanol no médio/longo prazo. Dada as limitações para a expansão da produção

de etanol com base nas tecnologias convencionais, o capítulo concluiu estimando um mercado para etanol celulósico da ordem de 81 bilhões de litros no horizonte temporal de 2030.

Com vistas a permitir a realização da análise da atratividade econômica relativa das diferentes alternativas tecnológicas em um contexto onde existem muitas incertezas inerentes às tecnologias que ainda não são maduras, o Capítulo 4 não apenas tratou da questão da lógica econômica do processo de inovações como, principalmente, discutiu as incertezas do mesmo, tanto no escopo dos custos iniciais como da evolução destes custos, pois fora mostrado que a aplicação do ferramental das curvas de aprendizado pode não se apresentar apropriada. Considerando-se as dificuldades em quantificar estas incertezas, foram construídos cenários a partir de distintas narrativas de futuro, implicando diferentes custos das tecnologias em 2030.

Constatou-se que no cenário onde os acordos climáticos sejam postergados e não haja redução nos custos das tecnologias BIG/GTCC e hidrólise enzimática da matéria lignocelulósica, apenas as plantas Ciclo Rankine seriam viáveis economicamente, a um preço de R\$ 109,84 por MWh. Neste sentido, embora existam outras tecnologias disponíveis em 2030, a única alternativa viável economicamente permaneceria sendo o uso de plantas Ciclo Rankine.

Já no cenário onde existe a gradativa inserção de tecnologias sustentáveis no sistema energético, a tecnologia BIG/GTCC apresenta uma redução de 20% em seus custos e passa a ser viável a um preço de R\$ 146,15 por MWh, que ainda é 13,2% superior ao custo marginal de expansão do sistema elétrico brasileiro, tomado como base o ano de 2030. Mesmo supondo a realização de certames de contratação exclusivos para esta tecnologia, a mesma só se tornaria mais atrativa que investimentos em plantas Ciclo Rankine se a energia fosse comercializada nestes certames a um preço mínimo de R\$ 157,29 por MWh. No que se refere à produção de etanol celulósico a partir da hidrólise enzimática, a redução de 30% em seus custos não seria suficiente para torná-la viável economicamente.



Por outro lado, a redução de 40% na tecnologia BIG/GTCC e de 75% na hidrólise enzimática da matéria lignocelulósica de produção de etanol, no cenário de busca efetiva pela mitigação das alterações climáticas, resulta em significativas mudanças na atratividade relativa das rotas tecnológicas. As plantas BIG/GTCC são viáveis a um preço de R\$ 117,92 por MWh e, se o preço de comercialização da energia elétrica for superior a R\$ 128,90 por MWh, são uma opção mais atrativa que plantas Ciclo Rankine porque passam a apresentar um VPL superior. Entretanto, neste cenário, a produção de etanol hidratado é viabilizada R\$ 0,53 por litro. Supondo que a eletricidade seja transacionada ao valor do custo marginal de expansão do setor elétrico e o etanol ao preço médio do período compreendido entre julho de 2006 e junho de 2012, o VPL do projeto de energia elétrica teria o valor de R\$ 77.749.427,23 enquanto que o VPL da na planta de etanol seria de R\$ 355.560.098,05. Logo, o investidor optaria pelo projeto de etanol.

Portanto, a contribuição científica deste trabalho foi apresentar parâmetros econômico-financeiros das tecnologias definidas como mais promissoras de aproveitamento energético do bagaço e da palha da cana de açúcar, de forma a orientar a decisão de investir. No entanto, este trabalho e seus resultados possuem algumas limitações que precisam ser ressaltadas.

A primeira, e mais relevante limitação desta tese, é o restrito número de tecnologias que foram analisadas porque a delimitação, a partir da pesquisa realizada, do escopo do trabalho a estas rotas, não elimina o fato de que existem outras possibilidades, tanto em termos de técnicas de produção como dos bens a serem produzidos. Além disso, adotou-se implicitamente o suposto de que as alternativas são excludentes e, em realidade, podem existir configurações intermediárias onde, por exemplo, coexista a comercialização de excedentes de energia elétrica gerados na planta Ciclo Rankine e a produção de etanol celulósico.

Também é necessário destacar que o suposto adotado de que o bagaço e a palha constituem uma oferta de biomassa uniforme, é preciso ser visto com ressalvas. Isto porque, não apenas os teores de umidade são diferentes, como outras características do bagaço e da

palha são distintas e por consequência estas biomassas não apresentam o mesmo comportamento quando utilizadas como insumo, por exemplo, para combustão ou para produção de gás de síntese. Neste sentido, uma possível alternativa em projetos que utilizem o bagaço e a palha como insumo energético venha a ser o uso da palha para o atendimento das necessidades energéticas da usina e do bagaço para a produção com fins comerciais.

Outra limitação do trabalho é assumir a restrita participação de veículos híbridos e elétricos na frota de veículos leves como um dado. Dada às incertezas relativas à evolução da frota de veículos leves, a construção de cenários onde a variável de distinção seja a participação de veículos com sistemas de propulsão alternativos e o impacto disso sobre a demanda por combustíveis líquidos consistiria em uma abordagem mais precisa.

Em paralelo, cabe mencionar que o nível de agregação com que foram tratados os dados relativos às projeções da demanda por etanol da frota de veículos leves é uma limitação adicional desta tese. Uma análise mais minuciosa deve contemplar especificidades de cada país como a utilização de etanol como combustível em veículos *flex fuel*, como é o caso brasileiro, e diferentes elasticidades em relação ao preço do combustível. Ao mesmo tempo, existe a necessidade de se testar a aderência das hipóteses adotadas sobre a expansão da área destinada à produção de cana de açúcar, com a realidade agrícola dos países que são potenciais produtores de etanol de cana de açúcar. Este tipo de análise deve vir integrada a estudos relativos à expansão da produção de alimentos nestes países e permitiria uma estimativa mais precisa da oferta potencial de etanol de cana de açúcar em 2030, reduzindo ou eventualmente aumentando as estimativas adotadas no presente trabalho.

Logo, em função da amplitude do escopo analítico desta tese e das limitações da mesma, alguns trabalhos podem ser sugeridos com vistas ao entendimento mais preciso desta temática.

Neste sentido, recomenda-se a elaboração de um estudo que contemple o exame da viabilidade econômico-financeira de um maior número de tecnologias, especialmente

tecnologias que resultem em produtos de maior valor agregado que em alguns casos podem se constituir em inovações ao nível de mercado, e a conjugação de mais de uma delas em um mesmo projeto de investimento. No limite, poderia ser realizada uma ampla análise das variáveis econômicas e financeiras de uma biorrefinaria. Tal estudo deve contemplar o preço da flexibilidade, ou seja, a comparação entre o maior custo de investimento de uma planta com maior versatilidade e a possibilidade de se aproveitar melhores oportunidades comerciais derivada da flexibilidade de produzir distintos produtos.

Outra pertinente linha de pesquisa é a realização de modelagens que permitam estimar os impactos da disseminação de veículos híbridos e elétricos na frota de veículos leves sobre a demanda por biocombustíveis, leia-se etanol. Nesta mesma abordagem, também é interessante observar o impacto que os veículos elétricos podem ocasionar na demanda brasileira por energia elétrica porque esta é uma informação relevante para a tomada de decisão do investidor, dado que pode vir a impactar os preços de comercialização de energia elétrica.

O avanço no sentido de uma análise da demanda por etanol mais desagregada e do exame da oferta potencial por este combustível que esteja integrada com as perspectivas para a produção de alimento também seria uma importante contribuição acadêmica. Além disso, seria interessante fazer-se uma análise de sensibilidade a variações no preço do petróleo, que não só determinam a competitividade das tecnologias alternativas como também a própria escala do mercado de combustíveis para veículos leves do Ciclo Otto.

Por fim, destaca-se que os custos e benefícios das tecnologias variam de acordo com a percepção do agente tomador de decisão. Neste sentido, a abordagem utilizada neste trabalho teve como foco analítico a ótica do investidor. Contudo, a elaboração de estudos que analisem a questão sob o prisma da sociedade ou do órgão planejador é certamente relevante e, mais do que isso, fundamental para a definição das diretrizes de estratégias e políticas energéticas.

## Referências

ADEN, A.; RUTH, M.; IBSEN, K. *et al.*, 2002. *Lignocellulosic Biomass to Ethanol Process Design and Economics Utilizing Co-current Dilute Acid Pre-Hydrolysis and Enzymatic Hydrolysis for Corn Stover*. NREL/TP-510-32438. National Renewable Energy Laboratory. Colorado, EUA.

AGUIAR, E. F. S.; SILVA, A. J. G., “Biorrefinarias - Rota Termoquímica”. In: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), *Química Verde no Brasil: 2010-2030*, Capítulo 2, Edição Revista e Atualizada, Brasília, CGEE, 2010.

ANFAVEA, 2011. *Anuário Estatístico 2011*. Anfavea, São Paulo.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009. *ANEXO I AO DESPACHO Nº 4.774, de 22 de Dezembro de 2009*. Brasília.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011*. Rio de Janeiro.

BACEN, Banco Central do Brasil. *Histórico de Metas para a Inflação no Brasil*. Disponível em <<http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>>. Acesso em 04/09/2012.

BAJAY, S. V., 2006. “Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the Brazilian electric power sector”. *Energy*, v. 31, pp. 865-876.

BAIN, R.L.; OVEREND, R.P.; CRAIG, K.R., 1998. “Biomass-fired power generation”, *Fuel Processing Technology*, v. 54, pp. 1-16.

BAKE, J.D.W.; JUNGINGER, M; FAAIJ, A. *et al.*, 2009. “Explaining the experience curve: Cost reductions of Brazilian ethanol from sugarcane”. *Biomass and Bioenergy*, v. 33, pp. 644-658.

BANDIVADEKAR, A.; BODEK, C.; CHEA, L. *et al.*, 2008. *On the Road in 2035 – Reducing Transportation’s Petroleum Consumption and GHG Emissions*. Report. Laboratory for Energy and Environment – Massachusetts Institute of Technology.

BARAN, R., 2012. *A Introdução de Veículos elétricos no Brasil: avaliação do impacto no consumo de gasolina e eletricidade*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

BARROSO, F., 2011. “Comercialização de Energia no Mercado Livre”. In: 2º. *Fórum Bio Energias do Mercado Livre: um instrumento para a competitividade da indústria*. São Paulo.

BERNDES, G.; HOOGWIK, M.; BROEK, R., 2003. “The contribution of biomass in the future global energy supply: a review of 17 studies”. *Biomass & Bioenergy*, v.25, pp. 1-28.

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Condições de Financiamento de Energias Alternativas. Rio de Janeiro. Disponível em <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/FINEM/energias\\_alternativas.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/FINEM/energias_alternativas.html)>. Acesso em 23/08/2012.

BOERRIGTER, H., 2006. *Economy of Biomass-to-Liquids (BTL) plants*. Energy Research Centre of the Netherlands (ECN).

BOOD, R.; POSTMA, T., 1997. “Strategic Learning with Scenarios”. *European Management Journal*, v. 5, pp. 633-647.

BORAT, O., 1982. “Efficiency improvement and superiority of steam injection in gas turbines”. *Energy Convers*, v. 22, pp. 13-18.

BORBA, B.S.M.C., 2012. *Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

BOTHA, T.; VAN BLOTTNITZ, H., 2006. “A comparison of the environmental benefits of bagasse-derived electricity and fuel ethanol on a life-cycle basis”. *Energy Policy*, v. 34, pp. 2654–2661.

BRADLEY, T. H., FRANK, A. A., 2009. “Design, demonstrations and sustainability impact assessments for plug-in hybrid electric vehicles”. *Renewable and Sustainable Energy Review*, v. 13, pp. 115-128.

BRAGATO, M., JOSHI, K., CARLSON, J. *et al.*, 2012. “Combustion of coal, bagasse and blends thereof\* Part I: Emissions from batch combustion of fixed bed of fuels. *Fuel*, v. 96, pp. 43-50.

BREALEY, R.A.; MYERS, S.C., 2003. *Principles of Corporate Finance*. Nova Iorque, McGraw-Hill.

BRIDGWATER, A.V., 1995. “The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation”. *Fuel*, v. 74, pp. 631-654.

BROEK, R.; FAALJI, A.; Wijk, A., 1996. “Biomass combustion for power generation”. *Biomass and Bioenergy*, v. 11, pp. 271-281.

BÜRGENMEIER, B., 2005. *Economia do Desenvolvimento Sustentável*. Lisboa, Instituto Piaget.

CARDONA, C.A.; QUINTERO, J.A.; PAZ, I.C., 2010. "Production of bioethanol from sugarcane bagasse: Status and perspectives". *Bioresource Technology*, v. 101, pp. 4754-4766.

CASTRO, N.J.; DANTAS, G.A; BRANDÃO, R. *et al.*, 2008. *Bioeletricidade e a Indústria de Álcool e Açúcar: possibilidades e limites*. Rio de Janeiro, Synergia.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.A., 2009. *Oportunidades de Comercialização de Bioeletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro*. Texto de Discussão n. 13. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R., 2010. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. Texto de Discussão n. 16. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.A., 2010a. *O Potencial da Bioeletricidade, A Dinâmica do Setor Sucroenergético e o Custo Estimado dos Investimentos*. Texto de Discussão n. 24. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.A., 2010b. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Texto de Discussão n. 15. Gesel/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.A., 2010c. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. Texto de Discussão n. 20. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.A., "A bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica". In: MACEDO, I.; SOUSA, Eduardo. (organizadores), *Etanol e Bioeletricidade: a cana de açúcar no futuro da matriz energética*, Capítulo 5, São Paulo, UNICA, 2010d.

CASTRO, N. J.; BARA NETO, P.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A, 2012. *Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica*. Texto de Discussão n. 50. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CASTRO, A.L., 2009. "Bioenergias". In: *IV Seminário Internacional do Setor de Energia Elétrica*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CAVALCANTI, M.C..B., 2011. *Tributação Relativa Etanol-Gasolina no Brasil: competitividade dos combustíveis, arrecadação do Estado e internalização de custos do carbono*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

CEPEA, Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada. *Série de Preços de Etanol Hidratado no Estado de São Paulo*. ESALQ/USP. Disponível em <http://cepea.esalq.usp.br/etanol/>. Acesso em 20/08/2012.

CHEN, W.H.; TU, Y.J.; SHEEN; H.K., 2011. “Disruption of sugarcane bagasse lignocellulosic structure by means of dilute sulfuric acid pretreatment with microwave-assisted heating”. *Applied Energy*, v. 88, pp. 2726-2734.

CIFERNO, J.P.; MARANO, J.J., 2002. *Benchmarking Biomass Gasification Technologies for Fuels, Chemicals, and Hydrogen Production*. U.S Department Of Energy – National Energy Technology Laboratory.

COGEN, Associação da Indústria de Cogeração de Energia. *Dados sobre Leilões –ACR*. Disponível em < [http://www.cogen.com.br/info\\_com\\_merc\\_dados.asp](http://www.cogen.com.br/info_com_merc_dados.asp)>. Acesso em 21/08/2012.

COLPIER, U.C.; CORNLAND, D., 2002. “The economics of the combined cycle gas turbine – an experience curve analysis”. *Energy Policy*, v. 30, pp. 309-316.

CORNELISSEN, S.; KOPER, M.; DENG, Y., 2012. “The role of bioenergy in a fully sustainable global energy system”. *Biomass & Bioenergy*, v. 41, pp. 21-33.

CORRÊA NETO, V., “Geração de Energia Elétrica com Biomassa da Cana de Açúcar”. In: TOLMASQUIM, M.T. (coordenador), *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*, Capítulo 1, Rio de Janeiro, Editora Relume-Dumará, 2004.

CORRÊA NETO, V.; RAMON, D., 2002. *Análise de Opções Tecnológicas para Projetos de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro*. Setap. Brasília.

CRAIG, K.R.; MANN, M.K., 1996. *Cost and performance analysis of Biomass Based Integrated Gasification Combined Cycle (BIGGCC) Power Systems*. National Renewable Energy Laboratory of the U.S Department of Energy. Colorado.

D’ARAÚJO, R.P., 2008. *Setor elétrico brasileiro: uma aventura mercantil*. Brasília, Confea/Crea.

DAMODARAN, A., 2004. *Finanças Corporativas – teoria e prática*. Porto Alegre, Bookman.

DANTAS, G.A, 2008. *O Impacto dos Créditos de Carbono na Rentabilidade da Co-Geração Sucroalcooleira Brasileira*. Dissertação de Mestrado. ISEG/Universidade Técnica de Lisboa. Lisboa.

DEDINI. *Estimativas de Custos de Projetos de Cogeração de Bioeletricidade*. Contato Pessoal. 2010.

DEDINI. *Estimativas de Custos de Projetos de Cogeração de Bioeletricidade*. Contato Pessoal. 2011.

DENA, Deutsch Energie-Agentur, 2006. *Biomass to Liquid – BTL – Implementation Report*. Berlin.

DIAS, M.O.S.; MODESTO, M.; ENSINAS, A. V. *et al.*, 2011a.. “Improving bioethanol production from sugarcane: evaluation of distillation, thermal integration, and cogenerations systems”. *Energy*, v. 36, pp. 3691-3703.

DIAS, MO.S.; CUNHA, M.P.; JESUS, C.D.F. *et al.*, 2011b. “Second generation ethanol in Brazil: Can it compete with electricity production?” *Bioresource Technology*, v. 102, pp. 8964-8971.

DOSI, G. (1984), 2006. *Mudança Técnica e Transformação Industrial – A Teoria e uma Aplicação à Indústria dos Semicondutores*. Campinas, Editora Unicamp.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2012. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. Rio de Janeiro.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2011a. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020*. Rio de Janeiro.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2011b. *Custo Marginal de Expansão – Metodologia de Cálculo 2011*. Rio de Janeiro.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2010. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*. Rio de Janeiro.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2008. *1º. Leilão de Energia de Reserva – 2008 – Definição do Preço Inicial..* Rio de Janeiro.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2007. *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro.

FAAIJI, A. P.C., 2006. “Bio-energy in Europe: changing technology choices”. *Energy Policy*, v. 34, pp. 322–342.

FAUCHEUX, S.; NOËL, J.F., 1995. *Economia dos Recursos Naturais e do Meio Ambiente*. Lisboa, Instituto Piaget.

FERREIRA, L.E.B., 2012. “Visão Geral das Operações da CCEE”. In: *Seminário Internacional Portugal-Brasil*. Guimarães, Portugal.

FGV, FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS, 2008. *Fatores Determinantes dos Preços dos Alimentos – O Impacto dos Biocombustíveis*.

FINGUERUT, J.; MEIRELLES, A.; GUIRADERLLO, R. *et al.*, “Fermentação, Hidrólise e Destilação”. In: CORTEZ, L.A.B.; LORA, E.E.S.; GÓMEZ, E.O. (organizadores), *Biomassa para Energia*, Capítulo 13, Campinas, Editora Unicamp, 2009.



FOUST, T. D.; ADEN, A.; DUTTA, A. *et al.*, 2009. “An economical and environmental comparison of a biochemical and thermochemical lignocellulosic ethanol conversion processes”. *Cellulose*, v. 16, pp. 547-565.

FREEMAN, C.; SOETE, L.(1997), 2008. *A Economia da Inovação Industrial*. Campinas, Editora Unicamp.

FREY, H. C.; AKUNURI, N., 2001. *Probabilistic Modeling and Evaluation of the Performance, Emissions, and Cost of Texaco Gasifier- Based Integrated Gasification Combined Cycle Systems Using ASPEN*. North Carolina State University.

FRIEDMAN, D., 2003. *A new road: the technology and potential of hybrids vehicles*. USC Publications. Cambridge.

GIANNETTI, F.; SOUSA, E.L. *Consulta a ÚNICA sobre Tributação do Etanol no Estado de São Paulo*. Contato Pessoal. 2012.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O., 2007. *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 3<sup>a</sup> ed, São Paulo, Editora da Universidade de São Paulo.

GRAUS, W; WORREL, E., 2009. “Trend in efficiency and capacity of fossil power generation in the EU”. *Energy Policy*, v. 37, pp. 2147-2160.

GRAUS, W.H.J.; VOOGT, M.; WORREL, E., 2007. “International comparison of energy efficiency of power generation”. *Energy Policy*, v. 35, pp. 3936-3951.

GRAY, K.A.; ZHAO, L.; EMPTAGE, M., 2006. “Bioethanol”. *Current Opinion in Chemical Biology*, v. 10, pp. 1-6.

HAMELINCK, C.N.; FAAIJI, A.P.C.; UIL, H. *et al.*. “Production of Fischer Tropsch transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential”. In: *Outlook for Advanced Biofuels*. Utrecht. 2004a.

HAMELINCK, C.N.; TIMENSEN, M.J.A.; FAAIJI, A.P.C. *et al.*. “Fischer Tropsch liquids and power from biomass gasification: exploration of the possibilities”. In: *Outlook for Advanced Biofuels*. Utrecht. 2004b.

HAMELINCK, C.N.; HOOIJDONK, G.; FAAIJ, A.P.C., 2005. “Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term”. *Biomass e Bioenergy*, v. 28, pp. 384-410.

HENRICH, E.; WEIRICH, F., 2004. “Pressurized Entrained Flow Gasifiers for Biomass”. *Environmental Engineering Science*, v. 21, pp. 53-64.

HENRIQUES, R.M., 2009. *Potencial para a Geração de Energia Elétrica no Brasil com Resíduos de Biomassa através de Gaseificação*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

HETTINGA, W.G.; JUNGINGER, H.M.; DEKKER, S.C. *et al.*, 2009. “Understanding the reductions in US corn ethanol production costs: An experience curve approach”. *Energy Policy*, v. 37, pp. 190-203.

HEYWOOD, J.B., 2008. *More Sustainable Transportation: The Role of Energy Efficient Vehicle Technologies*. Sloan Automotive Laboratory - Massachusetts Institute of Technology.

HOEFNAGELS, R., 2009. *Effects of Technological Learning on Future Cost and Performance of Power Plants with CO<sub>2</sub> Capture*. Dissertação de Mestrado. Sustainable Development, Energy & Resources – Universidade de Utrecht. Utrecht.

HOFFMANN, B.S.; SZKLO, A., 2011. “Integrated gasification cycle combined and carbon capture: A risky option to mitigate CO<sub>2</sub> emissions of coal fired power plants”. *Applied Energy*, v. 88, pp. 3917-3929.

HOFFMANN, B. S, 2010. *O Ciclo Combinado com Gaesificação Integrada e a Captura de CO<sub>2</sub>: uma solução para mitigar as emissões de CO<sub>2</sub> em termoelétricas a carvão em larga escala no curto prazo?* Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

HOFSETZ, K.. SILVA, M.A., 2012. “Brazilian sugarcane bagasse: Energy and non-energy consumption”. *Biomass & Bioenergy*, v. XXX, pp. 1-10.

HUSS, W.R., 1988. “A Move Toward Scenario Analysis”. *International Journal of Forecasting*, v. 4, pp. 377-388.

IEA, International Energy Agency, 2011a. *World Energy Outlook 2011*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2011b. *Key World Energy Statistics 2011*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2011c. *Technology Roadmap – Biofuels for Transport*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2010a. *World Energy Outlook 2010*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2010b. *Sustainable Production of Seconde-Generation Biofuels – Potential and perspectives in major economies and developing countries*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2009a. *Transport, Energy and CO<sub>2</sub> – Moving Toward Sustainability*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2009b. *Technology roadmap: Electric and plug-in hybrid electric vehicles*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2008a. *From 1<sup>st</sup> to 2<sup>nd</sup> – Generation Biofuel Technologies: an overview of current industry and RD e D activities*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2008b *Energy Technology Perspectives 2008 – In support of the G8 Plan of Action*. IEA. Paris.

IEA, International Energy Agency, 2004. *Biofuels for transport – an international perspective*. IEA. Paris.

IPCC, Painel Intergovernamental sobre a Mudança do Clima. *Sumário para os Formuladores de Política – Quarto Relatório de Avaliação do Grupo de Trabalho I do IPCC*. Paris, 2007. Disponível em <[http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/12413.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/12413.pdf)>.

ISOARD, S.; SORIA, A., 2001. “Technical change dynamics: evidence from the emerging renewable energy technologies”. *Energy Economics*, v. 23, pp. 619-636.

JURADO, F.; CANO, A.; CARPIO, J., 2003. “Modelling of combined cycle power plants using biomass”. *Renewable Energy*, v. 28, pp. 743-753.

KAZI, F. K.; FORTMAN, J.; ANEX, R. et al., 2010. *Techno-Economic Analysis of Biochemical Scenarios for Production of Cellulosic Ethanol*. NREL/TP-6A2-46588 National Renewable Energy Laboratory of the U.S Department of Energy. Colorado, EUA.

KASSERIS, E. 2006. *Comparative analysis of automotive powertrain: choices for the near to mid-term future*. Dissertação de Mestrado, M.Sc.. Massachusetts Institute of Technology.

KAUSCHIK, S.C.; DUBEY, A.; SINGH, M.; 1994. “Steam Rankine cycle cooling system: analysis and possible refinements”. *Energy Convers*, v. 35, pp. 871-886.

KIRKELS, A.F.; VERBONG, G.P.J., 2011. “Biomass gasification: promising? A 30-year global overview”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, pp. 471-481.

KITAYAMA, O., 2007. “Tecnologia e operação de unidades de bioeletricidade a partir de biomassa de cana-de-açúcar – condições operacionais”. In: *Cogeração de Energia a Bagaço de Cana no Estado de São Paulo*. São Paulo.

KNIGHT, F. (1921). *Risk, Uncertainty and Profit*. Library Economics and Liberty. Disponível em <[www.econlib.org/library/Knight/knRUP.html](http://www.econlib.org/library/Knight/knRUP.html)>. Acesso em 28/07/2012.

KOJIMA, K.; RYAN, L., 2010. *Transport Energy Efficiency – Implementation of IEA Recommendations since 2009 and next steps*. Information Paper. IEA. Paris.

KREUTZ, T.G.; LARSON, E.D.; LIU, G. et al., 2008. “Fischer-Tropsch Fuels from Coal and Biomass”. In: *25<sup>th</sup> Annual International Pittsburgh Coal Conference*. Pittsburgh, Pennsylvania, EUA.

LANDGRAF, F. J.G. *Dados da Planta Piloto de Gaseificação do Bagaço*. Contato Pessoal. 2011.

LARSON, E.D.; WILLIAMS, R.H.; LEAL, M. R.L.V., 2001. “A review of biomass integrated gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba”. *Energy for Sustainable Development*, v. 1, pp. 54-76.

LASER, M.; LARSON, E.; DALE, B.; WANG, M.; GREENE, N.; LYND, L.R., 2009. “Comparative analysis of efficiency, environmental impact, and process economics for mature biomass refining scenarios”. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining*, v.3, pp. 247–270.

LEAL, M. R. V.; WALTER, A. S.; SILVA, J.E.A.R., 2010, *Emissões da Produção de Etanol*. Estudo de Baixo Carbono para o Brasil – Tema F – Relatório Técnico..

LEBER, Jéssica. *Economics Improve for First Commercial Cellulosic Ethanol Plants*. Energy & Environment – The New York Times. Fevereiro de 2010.

LEIBRANDT, N.H.; KNOETZE, J.H., GÖRGENS, J.F., 2011. “Comparing biological and thermochemical processing sugarcane bagasse: An energy balance perspective”. *Bioenergy*, v. 35, pp. 2117-2126.

LEITE, R. C.C.; LEAL, M.R.L.V.; CORTEZ, L.A.B. *et al.*, 2009. “Can Brazil replace 5% of the 2025 gasoline world demand with ethanol?” *Energy*, v. 34, pp. 655-661.

LORA, E.E.S.; ANDRADE, R.V.; SANCHEZ, C.G. *et al.* “Gaseificação”. In: CORTEZ, L.A.B.; LORA, E.E.S.; GÓMEZ, E.O. (organizadores), *Biomassa para Energia*, Capítulo 9, Campinas, Editora Unicamp, 2009.

LORA, E.S.; ANDRADE, R.V., 2009. “Biomass as energy source in Brazil”. *Renew Sustain Energy Rev*, v. 13, pp. 777-788.

LOUREIRO, P.G.C., 2009. *Custo Marginal do Déficit de Energia Elétrica: histórico, avaliação e proposta de uma nova metodologia*. Dissertação de Mestrado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

MACEDO, Isáias. *A Eficiência dos Veículos Elétricos*. Contato Pessoal. Goiânia, 10 de Dezembro de 2009.

MARTÍN, C.; KLINKE, H.B.; THOMSEN, A.B., 2007. “Wet oxidation as pretreatment method for enhancing the enzymatic convertibility of sugarcane bagasse”. *Enzyme Microb. Tech*, v. 40, pp. 426-432.

MATHIAS, M.C.P.P., 2008. *A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

MATHEWS, J.A., 2007. “Biofuels: What a Biopact between North and South could achieve”. *Energy Policy*, v. 35. pp. 1577-1583.

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2011a. *Resenha Energética Brasileira – Exercício de 2010 (preliminar)*..

MME, Ministério de Minas e Energia; EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2011b. *Balanco Energético 2011 (ano base 2010) – Relatório Final*.

MORGAN, M. G.; HENRION, M., 1990. *Uncertainty – A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis*. Cambridge University Press. Nova Iorque, Cambridge University Press.

MOSIER,N.; WYMAN, C.; DALE, C. *et al.*, 2005. “Features of promising technologies for pretreatment of lignocelulosic biomass”. *Bioresource Technology*, v.96, pp. 673-686.

NAE, Núcleo de Assuntos Estratégicos, 2005. *Biocombustíveis*. Cadernos NAE n.º 2. Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República - Secretária de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica. Brasília.

NAS, National Academy of Sciences, 2009. *Real prospects for Energy efficiency in the United States*. National Academy Press, Washington, DC.

NEIJ, L.; ANDERSEN, D.; DURSTEWITZ, M. *et al.*, 2003. *Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment*. Environmental and Energy Systems Studies. Lund University. Lund, Suécia.

NELSON, R.R. (1996), 2006. *As Fontes do Crescimento Econômico*. Campinas, Editora Unicamp.

NELSON, R.R.; WINTER, S.G. (1982), 2005. *Uma Teoria Evolucionária da Mudança Econômica*. Campinas, Editora Unicamp.

NEVES, Marco A.das; KIMURA, Toshinori; SHIMIZU, Naoto; NAKAJIMA, Mitsutoshi. *State of the Art and Future Trends of Bioethanol Production*. Dynamic Biochemistry, Preprocess Biotechnology and Molecular Biology. 2007.

NIGRO, F.; SZWARC, A. “O etanol como combustível”. In: MACEDO, I.; SOUSA, Eduardo. (organizadores), *Etanol e Bioeletricidade: a cana de açúcar no futuro da matriz energética*, Capítulo 6, São Paulo, UNICA, 2010.

NOGUEIRA, L.P.P.. *Estado Atual e Perspectivas Futuras para a Indústria Eólica no Brasil*. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2011.

NOGUEIRA, L.A.H.; LORA, E.E.S., 2003. *Dendroenergia: fundamentos e aplicações*. 2ª. Edição, Rio de Janeiro, Editora Interciência.

NOGUEIRA, L.A.H. (organizador), 2008. *Sugarcane-Based Bioethanol: Energy for Sustainable Development*. Rio de Janeiro, BNDES e CGEE. Rio de Janeiro.

NRC. *Effectiveness and Impact of Corporate Average Fuel Economy Standards*. National Academy Press, Washington, DC, 2002.

NYKO, D.; FARIA, J.L.G.; MILANEZ, A.Y. *et al.*, 2011. “Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo”. *BNDES Setorial*, v. 33, pp. 421-476.

OLIVEIRA, L.A.S., 2011. “O BNDES e a Energia Eólica”. In: *Políticas estratégicas de inovação e desenvolvimento tecnológico em energia eólica*. Rio de Janeiro.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010. *Plano Anual da Operação Energética – PEN 2010*. Volume I. Relatório Executivo. Rio de Janeiro.

PAPINEAU, M., 2006. “An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies”. *Energy Policy*, v. 34, pp. 422-432.

PENNING, F.M.; LANGE, H.C., 1996. “Steam injection: analysis of a typical application”. *Applied Thermal Engineering*, v. 16, pp. 115-125.

PEREIRA JÚNIOR, N. “Biorrefinarias - Rota Bioquímica”. In: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE), *Química Verde no Brasil: 2010-2030*, Capítulo 1, Edição Revista e Atualizada, Brasília, CGEE, 2010.

PETRIDES, D., 2003. *Bioprocess Design and Economics*. Bioseparations Science and Engineering. Nova Iorque, Oxford University Press.

PHILIPS, S; ADEN, A; JECHURA, J. *et al.*, 2007. *Thermochemical Ethanol via Indirect Gasification and Mixed Alcohol Synthesis of Lignocellulosic Biomass*. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-510-41168. Colorado, EUA.

PILAVACHI, P.A., 2000. “Power generation with gas turbine systems and combined heat and power”. *Applied Thermal Engineering*, v. 20, pp. 1421-1429.

PINTO JUNIOR, H.Q.; ALMEIDA, E.F.; BOMTEMPO, J.V. *et al.*, 2007. *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro, Elsevier.

POSTMA, T.J.B.M.; LIEBL, F., 2005. “How to improve scenario analysis as a strategic management tool?” *Technological Forecasting & Social Change*, v. 72, pp. 161–173.

POSTMA, Theo J.B.M.; BROEKHUIZEN, T.L.J.; BOSCH, F., 2012. “The contribution of scenario analysis to the front-end of new product development”. *Futures*, v. 44, pp. 642-654.

RAJ, N.T.; INIYAN, S.; GOIC, R., 2011. “A review of renewable energy based cogeneration technologies”. *Renew Sustain Energy Rev*, v.15, pp.3640-3648.

RATHMANN, R.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R., 2010. “Land use competition for production of food and liquid biofuels: An analysis of the arguments in the current debate”. *Renewable Energy*, v. 35, pp. 14-22.

RECEITA FEDERAL. *Impostos e Contribuições Federais*. Brasil. Disponível em <<http://www.receita.fazenda.gov.br/aliquotas/default.htm>>. Acesso em 21/08/2012.

REMER, D.S.; LIN, S., YU, N. *et al.*, 2008. “An update on cost and scale-up factors, international inflation indexes and location factors”. *Int. J. Production Economics*, v. 114, 333-346.

RENTIZELAS, A.A.; TOLIS, A.J.; TATSIPOULOS, I.P., 2009. “Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain”. *Renew Sustain Energy Rev*, v. 13, pp. 887-894.

REZENDE, A.J.; NAKAO, S.H.; ABRÃO, G., 2011. *Estudo sobre a Carga Tributária dos Combustíveis – CIDE, PIS, COFINS e ICMS Sub. Tributária*. Núcleo de Estudos em Controladoria e Contabilidade Tributária/USP. Ribeirão Preto, 2011.

RFA, Renewable Fuels Association. *Industry Statiscs*. Disponível em <<http://www.ethanolrfa.org/pages/statistics>>. Acesso em 07/06/2012.

RISMILLER, C. W.; TYNER, W. E., 2009. *Cellulosic Biofuels Analysis: Economic Analysis of Alternative Technologies*. Working Paper. Department of Agricultural Economics – Purdue University. Indiana.

RODRIGUES, R., 2008. “O Contexto Energético Mundial e o Meio Ambiente”. In: *III Congresso Internacional de Bioenergia*. Pinhais-PR.

ROSENBERG, Nathan (1982), 2006. *Por Dentro da Caixa Preta – Tecnologia e Economia*. Campinas, Editora Unicamp.

ROSILLO-CALLE, F.; BAJAY, S.V.; ROTHMAN, H. (organizadores), 2008. *Uso da Biomassa para Produção de Energia na Indústria Brasileira*. Campinas, Editora Unicamp.

SALAM, P.A.; KUMAR, S.; SIRIWARDHANA, M., 2010. *The status of biomass gasification in Thailandia and Cambodia*. Energy Environment Partnership – Asian Institute of Technology.

SAVOIA, R.; MIDEA Jr., G.; KATO, T. *etc al.*, 2010. *Análise do Mercado Nacional para Suportar a Liberação dos Consumidores Livres e Fomento ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) - Assessoria AO PLS nº 402/2009*. Andrade & Canellas. São Paulo.

SCHLITTLER, L.A.F., 2006. *Engenharia de um Bioprocesso para a Produção de Etanol de Bagaço de Cana de Açúcar*. Dissertação de Mestrado. Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SCHMITT, W.F., 2010. *Metodologia de Avaliação de Eficiência Energética em Veículos Leves e seus Impactos em termos de Uso de Combustíveis*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

SCHNAARS, S.P., 1987. “How to Develop and Use Scenarios”. *Long Range Planning*, v. 20, pp. 105-114.

SCHROEDER, D., 2000. *An Introduction to Thermal Physics*, Addison Wesley.

SEABRA, J.E.A., 2008. *Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil*. Tese de Doutorado. Unicamp. Campinas.

SEABRA, J.E.A., MACEDO, I.C., 2011. “Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil”. *Energy Policy*, v. 39, pp. 421-428.

SHI, X.; AGNEW, B.; CHE, D. *et al.*, 2010. “Performance enhancement of conventional combined cycle power plant by inlet air cooling, inter cooling and LNG cold energy utilization”. *Applied Thermal Engineering*, v. 30, pp. 2003-2010.

SMITH, C. B., 2010. *Análise da Difusão de Novas Tecnologias Automotivas em prol da Eficiência Energética na Frota de Novos Veículos Leves no Brasil*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

SOITO, J.L.S., 2011. *Amazônia e a Expansão da Hidroeletricidade no Brasil: vulnerabilidades, impactos e desafios*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.

SORDA, G.; MARTIN, B.; KEMFERT, C., 2010. “An Overview of biofuel across the world”. *Energy Policy*, v. 38, pp. 6977 – 6988.

SOUSA, E.L., 2009. “Etanol: Desafios e Oportunidades nos Mercados Nacional e Internacional”. In: *II Workshop Infosucro/IE/UFRJ*. Rio de Janeiro.

SOUSA, E.L.; MACEDO, I.C. (organizadores), 2010. *Etanol e Bioeletricidade: A cana de açúcar no futuro da matriz energética*. São Paulo, UNICA.

SOUZA, R.R., 2011. *Proposta de Criação de um Mercado Global de Etanol*. Tese de Doutorado. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro.



SOUZA, F.C.; LEGEY, L.F.L., 2010. “Dynamics of risk management tools and auctions in the second phase of the Brazilian Electricity Market reform”. *Energy Policy*, v. 38, pp. 1715–1733.

SOUZA, Z., 2003. *Geração de Energia Elétrica Excedente no Setor Sucroalcooleiro*. Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia de Produção/Universidade Federal de São Carlos. São Carlos.

STOCKS, K.J., 1984. “Discount rate for technology assessment: An application to the energy sector”. *Energy Economics*, v. 6, pp. 177-185.

SUGARCANE. Sugarcane in the World: Area, Production and Productivity. Israel. Disponível em < [www.sugarcane crops.com](http://www.sugarcane crops.com)>. Acesso em 08/06/2012.

SWANSON, R.M.; SATRIO, J.A.; BROWN, R.C. *et al.*, 2010. *Techno-Economic Analysis of Biofuels Production Based on Gasification*. National Renewable Energy Laboratory of the U.S Department of Energy. NREL/TP-6A20-46587 . Colorado.

SWART, R.J.; RASKIN, P.; ROBINSON, J. *The problem of the future: sustainability science and scenario analysis*. *Global Environmental Change* 2004; 14: 137–146.

SZKLO, A.; SCHAEFFER, R.; DELGADO, F., 2007. Can one say ethanol is a real threat to gasoline?” *Energy Policy*, v. 35, pp. 5411-5421.

SZKLO, A.S; TOLMASQUIM, M.T.; SOARES, J.B., 2003. *Mercado de Gás Natural na Indústria Química e no Setor Hospitalar do Brasil*. Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ/PETROBRAS.

SZKLO, A.S. *Gaseificação de Biomassa em Gaseificadores de Leito de Arraste*. Contato Pessoal. Rio de Janeiro, 2011.

SZWARC, A., 2010. “The Sugarcane Industry: an overview”. In: *Deutsch Bank 4th Annual Brazil Agricultural Trip*. São Paulo.

TALEBNIA, F., 2008. *Ethanol Production from Cellulosic Biomass by Encapsulated Saccharomyces cerevisiae*. Tese de Doutorado. Department of Chemical and Biological Engineering – Chalmers University of Technology. Göteborg, Suécia.

TIGRE, P.B., 2006. *Gestão da Inovação – A Economia da Tecnologia no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Campus.

TOLMASQUIM, M.T., 2011a. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro, Synergia.

TOLMASQUIM, M.T., 2011b. “A Matriz Energética Brasileira: um exemplo para o mundo”. In: *11º Fórum de Debates Brasilianas.org – Energia Elétrica para o Século XXI*. São Paulo.

TORRES, M.A.Z. *Desafios para o desenvolvimento do setor de Energias Renováveis no Brasil*. Palestra na UNISUL. Florianópolis 10 de junho de 2009.

TURKENBURG, W.C., 2002. *The Innovation Chain: Policies to Promote Energy Innovations*. Energy for Sustainable Development: a policy agenda. Suécia e África do Sul.

TURNBULL, J.H., 1993. Use of biomass in electric power generation: the California experience. *Biomass and Bioenergy*, v. 4, pp. 75-84.

UNCTAD, United Conference on Trade and Development, 2008. *Biofuel Production technologies: status, prospects and implications for trade and development*. Nova Iorque e Genebra.

UNEP, United Nations Environment Programme, 2012. *The Emissions Gap Report 2012 – A UNEP Synthesis Report*. Nairobi.

UNITED STATES. *Energy Independence and Security Act of 2007*. Disponível em <<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-110hr6enr/pdf/BILLS-110hr6enr.pdf>>. Acesso em 09/06/2012.

URFER, A.; SCAIFE, P.; WIBBERLEY, L., 2004. *Experience Curves – A Tool for Energy Technology Analysis*. Nota Técnica 14. Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development – Established and supported under the Australian Government’s Cooperative Research Centres Program. Pullenvale (Australia).

WALTER, A.; ENSINAS, A.V., 2010. Combined production of second-generation biofuels and electricity from sugarcane residues. *Energy*, v. 35, pp. 874-879.

WALTER, A.; NOGUEIRA, L.A.H.. “Sistemas de Produção de Eletricidade a partir da Biomassa”. Biomassa para Energia. In: CORTEZ, L.A.B.; LORA, E.E.S.; GÓMEZ, E.O. (organizadores), *Biomassa para Energia*, Capítulo 17, Campinas, Editora Unicamp, 2009.

WRIGHT, M.M.; BROWN, R.C., 2007. *Comparative economics of biorefineries based on the biochemical and thermochemical platforms*. Biofuels, Bioproduct, Biorefining. Published online in Wiley InterScience.

YEH, S.; RUBIN, E.S., 2012. *A review of uncertainties in technology experience curves*. *Energy Economics*, v. 34, pp. 762-771.

ZUURBIER, P.; VOOREN, J., 2008. *Sugarcane Ethanol: Contributions to climate change mitigation and the environment*. Wageningen Academic Publishers. Holanda.