



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia **2030**



2006 - 2007



Ministério de Minas e Energia
Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Plano Nacional de Energia 2030



2006 - 2007



Ministério das Minas e Energia – MME

Ministro

Silas Rondeau Cavalcante Silva
Nelson Jose Hubner Moreira (interino)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Márcio Pereira Zimmermann

Diretor do Departamento de Planejamento Energético

Iran de Oliveira Pinto

Ministério das Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios Bloco U – 5º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 3319 5299 Fax : (55 61) 3319 5067
www.mme.gov.br



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Bioenergia

Maurício Tiomno Tolmasquim (interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Sede: SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar | 70051-903
Brasília – DF
Escritório Central: Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar 20090-003
Rio de Janeiro – RJ
Tel.: (55 21) 3512 3100 | Fax : (55 21) 3512 3199
www.epe.gov.br

Catálogo na Fonte
Divisão de Gestão de Documentos e Informação Bibliográfica

Brasil. Ministério de Minas e Energia.

Plano Nacional de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . _ Brasília : MME : EPE, 2007.

12 v. : il.

Conteúdo: v. 1. Análise retrospectiva – v. 2. Projeções – v. 3. Geração hidrelétrica – v. 4. Geração termelétrica a partir de Petróleo e derivados – v. 5. Geração termelétrica a partir do gás natural – v. 6. Geração termelétrica a partir do carvão mineral – v. 7. Geração termonuclear – v. 8. Geração termelétrica a partir da biomassa – v. 9. Geração de energia elétrica a partir de outras fontes – v. 10. Combustíveis líquidos – v. 11. Eficiência energética – v. 12. Transmissão.

1. Energia elétrica – Brasil. 2. Fonte alternativa de energia. 3. Plano Nacional de Energia Elétrica. I. Empresa de Pesquisa Energética. II. Título.

CDU 621.3(81)“2030” : 338.28

Plano Nacional de Energia

2030

Combustíveis Líquidos

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME

Coordenação Geral

Márcio Pereira Zimmermann

Coordenação Executiva

Francisco Romário Wojcicki

Iran de Oliveira Pinto

Paulo Altaur Pereira Costa

Departamento de Planejamento Energético

Diretor

Iran de Oliveira Pinto

Consultores

Albert Cordeiro Geber de Melo – CEPEL

Altino Ventura Filho – MME

Antônio Carlos Tatit Holtz – MME

Maria Elvira Piñeiro Maceira – CEPEL

Equipe Técnica

Adriano Jerônimo da Silva

Andrea Figueiredo

Artur Costa Steiner

Christianity Salgado Faria

Eduardo de Freitas Madeira

Fernando Colli Munhoz

Fernando José Ramos Mello

Flávia Xavier Cirilo de Sá

Gilberto Hollauer

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

João Antônio Moreira Patusco

John Denys Cadman

José Luiz Scavassa

Osmar Ferreira do Nascimento

Renato Augusto Faria de Araújo

Sophia Andonios Spyridakis Pereira

Vanessa Virgínio de Araújo

Equipe de Apoio

Gilda Maria Leite da Fonseca

Leonardo Rangel de Melo Filardi

Maria Soares Correia

Maurílio Amaro de Souza Filho

Coordenação Editorial

Gabriela Pires Gomes de Sousa Costa

Equipe Editorial

Alex Weiler Magalhães

Ana Klea Sobreira de Moraes

Carlos Teixeira da Silva

Daniele de Oliveira Bandeira

Eduardo Gregório

Paulo Alfredo Perissin

Rafael Santiago de Carvalho

Departamento de Desenvolvimento Energético

Diretora

Laura Porto

Coordenação Geral

Ceres Cavalcanti

Impresso na Gráfica da Eletrobrás



Apresentação

O Plano Nacional de Energia - PNE 2030 tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão desse segmento nas próximas décadas.

O PNE é composto de uma série de estudos que buscam fornecer insumos para a formulação de políticas energéticas segundo uma perspectiva integrada dos recursos disponíveis. Estes estudos estão divididos em volumes temáticos cujo conjunto subsidiará a elaboração do relatório final do PNE.

Este volume, cujo tema é “Combustíveis Líquidos”, é composto de cinco notas técnicas fruto de trabalhos contratados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública vinculada ao MME.

Na concepção do referido plano, bem como para os aperfeiçoamentos necessários e, sobretudo, para garantir os melhores resultados possíveis em sua elaboração, foram realizadas no MME apresentações dos estudos preliminares através de seminários públicos, assegurando a efetiva participação dos agentes setoriais e da sociedade no processo de planejamento.

Foram realizados nove seminários cujo cronograma se vinculava ao estágio de desenvolvimento dos estudos temáticos do PNE 2030. O primeiro seminário ocorreu em abril de 2006 e o último em novembro do mesmo ano. O seminário sobre Combustíveis Líquidos ocorreu no dia 29 de agosto de 2006, e as contribuições realizadas neste seminário foram, na medida de sua pertinência, incorporadas nos trabalhos desenvolvidos de que trata este volume.

O presente volume encontra-se dividido em três Notas Técnicas enumeradas a seguir:

1. Combustíveis líquidos: panorama do consumo e da oferta;
2. Combustíveis líquidos: tendências do desenvolvimento tecnológico; e
3. Combustíveis líquidos: perspectivas de oferta de combustíveis líquidos no longo prazo (biomassa).

A nota técnica “Combustíveis líquidos: panorama do consumo e da oferta” tem como objetivos descrever a participação dos combustíveis líquidos na demanda final de energia e analisar o consumo desses combustíveis por setores e as perspectivas de oferta de petróleo e de combustíveis dele derivados, incluindo estimativas de investimentos em refinarias.

A nota técnica “Combustíveis líquidos: tendências do desenvolvimento tecnológico” apresenta as tendências do desenvolvimento tecnológico para produção de combustíveis líquidos derivados da biomassa e as principais rotas tecnológicas em desenvolvimento.

Finalizando este volume, a nota técnica “Combustíveis líquidos: perspectivas de oferta de combustíveis líquidos no longo prazo (biomassa)” tem como objetivo apresentar as perspectivas para a participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira, considerando a demanda destes, a expectativa de produção e o potencial estimado de produção de biocombustíveis.

O processo de desenvolvimento destes trabalhos despendeu esforço de um sem número de profissionais, estudiosos e interessados no tema e, ainda que tais esforços cumpram com seu objetivo, como todo trabalho de natureza complexa, cíclica e, necessariamente, vinculada a um horizonte temporal, o PNE e seus estudos correlatos estão sujeitos a atualizações e aperfeiçoamentos, sendo necessário refazê-los periodicamente.

Assim, com a publicação deste volume, o Ministério de Minas e Energia busca apresentar à sociedade o resultado de estudos que constituem a gênese de um processo que culminará com a publicação do Plano Nacional de Energia – 2030, este que é uma das principais formas de materialização do planejamento energético de longo prazo brasileiro que, paulatinamente, caminha rumo a uma mais intensa e efetiva participação da sociedade em sua elaboração.





SUMÁRIO GERAL

COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

PANORAMA DO CONSUMO E DA OFERTA 11

COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

TENDÊNCIAS DO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO 35

PERSPECTIVAS DA OFERTA DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

NO LONGO PRAZO (BIOMASSA)..... 73

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Marina Elisabete Espinho Tavares
André Luiz Rodrigues Osório
André Luiz Zanette
Renata de Azevedo M. da Silva
Daniele Alcantara de Souza (estagiária)
André Avelar Santiago Castro Montoya (estagiário)

SUMÁRIO

1.	Introdução	13
2.	Participação de combustíveis líquidos na demanda final de energia.....	15
2.1.	Perspectivas da oferta de petróleo	17
2.2.	Perspectivas da oferta de combustíveis líquidos	
	derivados de petróleo.....	18
3.	Perspectivas de investimentos nas refinarias para a produção	
	de combustíveis líquidos.....	28
4.	Considerações finais	31
5.	Referências bibliográficas.....	33

1. Introdução

A participação de petróleo e derivados na oferta interna de energia aumentou de 34%, em 1970, para 46%, no ano 2000, e estima-se recuar a 31%, em 2030.

A estrutura de oferta de energia também se alterou radicalmente a partir de 1970, acompanhando a transformação da demanda. Em 1940, em uma sociedade eminentemente rural, a lenha fornecia mais de 75% da energia primária utilizada no país, contra uma contribuição de apenas 9% do petróleo, 7% do carvão mineral e 7% da hidreletricidade.

Na década de 1970, a lenha ainda dominava, com cerca de 46% do consumo total, mas cedendo espaço rapidamente para o consumo de derivados de petróleo, que, no mesmo ano, chegou a 37,85% de participação, e para a hidreletricidade, alcançou 5,5%.

Da década de 80 até o ano 2000, a participação do petróleo e derivados se consolida na casa dos 40 – 50%, a da hidreletricidade na casa dos 16%, a da lenha reduz-se para 8%, enquanto o gás natural, o bagaço e o álcool ganham participação relativa.

Esta tendência começa a modificar-se ao longo dos 30 anos seguintes até 2030, quando petróleo e derivados perdem participação relativa, reduzindo para a casa dos 32% - 43%, enquanto a hidreletricidade mantém sua participação na faixa dos 17%, a lenha continua perdendo participação e o álcool, o bagaço e outras renováveis (incluindo o biodiesel) aumentam significativamente.

No Brasil, os condicionantes globais e locais geraram, em 2030, a matriz caracterizada pela manutenção dos derivados de petróleo no setor de transportes, como resultado da necessidade de rápida expansão da estrutura de oferta para atender ao elevado crescimento da demanda verificado nas últimas décadas. Vale ressaltar, no entanto, a forte penetração do álcool e do biodiesel, e da própria penetração dos carros híbridos. O programa nuclear brasileiro tem importância relativa diante das perspectivas de alternativas energéticas, bem como as pesquisas na área de eficiência energética.

No caso do petróleo e derivados, o grande aumento de seu consumo acarretou um elevado grau de dependência do petróleo importado, que chegou a 83% em 1980. As importações líquidas de petróleo e derivados (importações menos exportações), no nível de 44 Mtep em 1980, atingiram um valor de 9,4 bilhões de dólares, chegando a representar 47% da receita total de exportações do país.

A política energética brasileira adotada em resposta aos choques do petróleo foi: o lançamento de programas de substituição de derivados de petróleo por fontes energéticas nacionais (álcool de cana, carvão mineral, hidreletricidade, gás natural e carvão vegetal) e o crescimento da produção interna de petróleo através da intensificação dos esforços de prospecção *off shore*.

A política adotada viabilizou a drástica redução da dependência externa de petróleo na década de 80 e nas seguintes. Também, contribuiu, nesse sentido, a queda do ritmo de aumento do consumo de energia, devido à diminuição das taxas de crescimento econômico do país nos anos 80. Houve uma reversão da tendência de aumento da participação dos derivados de petróleo no balanço energético nacional.

A produção nacional de petróleo saltou de 9,3 para 28 Mtep entre 1980 e 1985. Isto contribuiu decisivamente para reduzir os gastos com as importações líquidas de petróleo, que caíram para 3,9 bilhões de dólares em 1985, pouco mais de 15% da receita de exportações no mesmo ano, ou seja, mais de 30 pontos percentuais de redução, caracterizando um grande esforço de ajuste ao choque do petróleo.

Posteriormente, o anti-choque de preços do petróleo, que, em 1986, derrubou suas cotações no mercado internacional, permitiu minimizar as pressões do dispêndio de divisas com importações líquidas de petróleo sobre o balanço de pagamentos: a parcela do valor das exportações brasileiras absorvida para este fim, que chegou a 47% em 1980, era de apenas 12% em 2000.

Este nível vem sendo reduzido desde o ano 2000, quando as importações líquidas de petróleo e derivados custaram cerca de 6,5 bilhões de dólares, ou 12% das exportações totais. Atualmente, apesar do aumento do consumo, que se elevou de 57 Mtep, em 1990, para 83 Mtep, em 2004, as importações líquidas de petróleo e derivados custaram cerca de 5,5 bilhões de dólares, o que representou 5,7% das exportações totais do ano.

O esforço de aumento de reservas e produção vem se confirmando como uma estratégia de sucesso, na medida em que as cotações do petróleo vêm alcançando níveis elevados, acima dos US\$ 60/barril. De fato, levando-se em conta as perspectivas de manutenção de elevados patamares de preço de petróleo para os próximos 30 anos, embora com a tendência de baixa em relação ao patamar atual, confirma a importante busca da redução de dependência externa e conseqüente contribuição para a estabilidade da balança em conta corrente. Vale, também, destacar a queda relativa de participação do petróleo e derivados na oferta interna no horizonte 2030, em virtude do aumento da agroenergia, com a expansão forte do álcool, biodiesel e H-bio substituindo a gasolina e o diesel como energéticos no setor transporte, em especial. O Brasil, neste horizonte, se consolida com uma estratégia de fomentar a energia renovável para enfrentar a era de transição, em que se dá a redução do uso dos hidrocarbonetos.

Existe a intenção de manutenção do equilíbrio entre demanda e produção interna e de redução da dependência com relação às importações de petróleo e seus derivados. Com o intuito de equilibrar oferta e demanda de derivados de petróleo, propôs-se a entrada em operação de quatro novas refinarias voltadas para a produção de combustíveis, especialmente óleo diesel, até 2030, além daquelas já previstas para entrar em operação em 2011 e 2012, Renor e Comperj, respectivamente. Vale ressaltar que considerou-se a entrada em operação de uma nova refinaria petroquímica, cujo impacto da produção de combustíveis líquidos é muito pequeno, mas que tem impacto no aproveitamento de petróleo nacional.

Sendo assim, o Brasil tende a passar de exportador líquido de petróleo em 2010 (em torno de 19% da produção interna de petróleo serão exportados) a importador líquido em 2025 (em torno de 6%).

No âmbito desta nota técnica, denominam-se combustíveis líquidos os seguintes derivados de petróleo: GLP, gasolina, óleo diesel e querosene (destilados médios), óleo combustível, que têm importância significativa no setor de transportes, industrial e residencial, no caso do GLP. A nafta é excepcionalmente incluída neste grupo de produtos, porque é um derivado de petróleo líquido de importância como matéria-prima para a indústria nacional petroquímica, apesar de não ser empregada como combustível líquido.

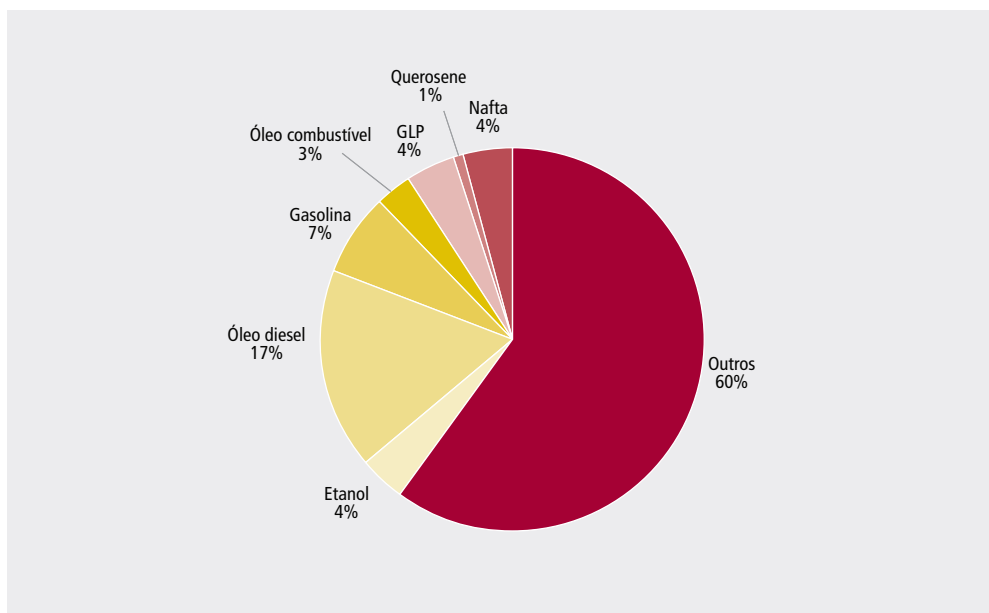
Devido ao significativo aumento da demanda de óleo diesel no horizonte até 2030, a expansão das refinarias visa especialmente o equilíbrio entre a oferta e a demanda deste derivado, sem deixar de levar em consideração a dependência com relação às importações dos demais combustíveis analisados. No caso da gasolina, o país é tradicionalmente exportador do produto, e tal tendência poderá se reverter no final do horizonte, mas pode ser contornada pela substituição do uso deste combustível pelo etanol, em função do crescimento do consumo de carros *flex fuel*. O país tende a deixar de ser importador de GLP para ser exportador no horizonte em análise, em função do crescimento da produção deste energético nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). No caso do óleo combustível, há uma tendência ao equilíbrio entre produção e consumo,

sendo que a produção se reduz drasticamente, em função da implantação das unidades “Fundo de Barril” nas refinarias da Petrobras e das refinarias que praticamente não produzem tal energético. Com relação à nafta, hoje, o Brasil é importador e tal situação não deverá se reverter no horizonte em análise, uma vez que a produção nas refinarias se estagnará e acredita-se que a expansão nas unidades petroquímicas deverá ocorrer usando-se gás natural ou petróleo como matéria-prima.

2. Participação de combustíveis líquidos na demanda final de energia

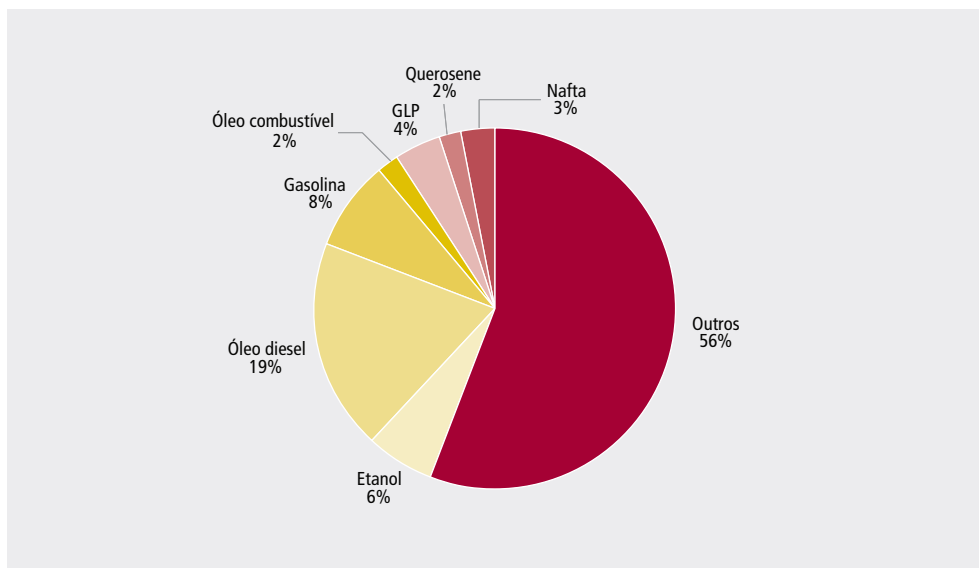
Os combustíveis líquidos representaram cerca de 40% da demanda final de energia em 2004, conforme apresentado na Figura 1. Até 2030, sua participação deverá aumentar, não muito significativamente, conforme se observa na Figura 2. Vale a pena ressaltar o aumento da participação do etanol e do óleo diesel e a redução da participação do óleo combustível e da nafta na demanda final de energia. A queda da demanda da nafta¹ e do óleo combustível se deve basicamente ao aumento esperado para o consumo de gás natural como combustível e matéria-prima no setor petroquímico.

Figura 1 – Participação de combustíveis líquidos na demanda final de energia – 2004



¹ Vale ressaltar que, embora a nafta não seja um combustível, é um derivado líquido de petróleo com importante aplicação como matéria-prima na indústria petroquímica e, por esse motivo, foi aqui analisada.

Figura 2 – Participação de combustíveis líquidos na demanda final de energia – 2030



A participação de combustíveis líquidos no consumo final de energia é especialmente importante, em volume, nos setores de transporte e agropecuário. Na Tabela 1, é apresentada a evolução do consumo de combustíveis líquidos nos diversos setores. Observa-se, além do aumento do consumo total em todos os setores, a manutenção da predominância do consumo de combustíveis líquidos no setor de transportes. O setor de transportes representou em torno de 74% do consumo de combustíveis líquidos no Brasil em 2004, e tal quadro não deverá se reverter até 2030. A tendência é que, em 2030, aproximadamente 77% da demanda total de combustíveis líquidos se destinem ao setor de transportes. Por outro lado, a participação do setor agropecuário na demanda final de energia deverá aumentar de 7%, em 2004, para 9%, em 2030.

Tabela 1 – Evolução da demanda de combustíveis líquidos por setor (mil tep)

	2004	2010	2015	2020	2025	2030
Setor industrial	5.542	5.776	6.756	8.004	9.863	11.196
Setor comercial	528	523	624	737	1.021	1.225
Setor público	637	635	759	901	1.277	1.556
Setor de transportes	49.953	53.454	62.984	77.340	108.118	132.635
Setor agropecuário	4.767	5.033	6.521	8.652	12.251	15.000
Setor residencial	5.841	5.880	6.270	8.268	10.508	11.406
Total	67.268	71.301	83.914	103.902	143.038	173.019

O óleo diesel, a gasolina, o álcool e o querosene representaram 95,7% do consumo no setor de transportes em 2004 e deverão representar 94,4% em 2030. Um olhar mais detalhado a respeito do setor agropecuário, leva à conclusão de que a participação do óleo diesel no setor deverá aumentar até 2030: de 57%, em 2004, para aproximadamente 70%, em 2030.

Ao se realizar uma análise mais detalhada da participação de cada combustível no total da demanda de derivados líquidos, observa-se que a participação do óleo diesel tende a se manter constante, enquanto a

participação de gasolina e etanol, principalmente deste último, cresce até o final do período. A participação do óleo combustível, do GLP e da nafta tende a decrescer, principalmente em função do crescimento da participação do gás natural (Tabelas 2 e 3).

Tabela 2 – Evolução da demanda de combustíveis líquidos por combustível no Brasil (m³/dia) - cenário B1

	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol	47.957	70.045	88.883	111.614	143.832
Óleo diesel	138.799	147.605	169.006	195.174	226.850
Gasolina	56.013	69.532	71.906	92.769	116.870
Óleo combustível	18.043	19.461	20.975	22.118	24.253
GLP	38.985	47.750	56.562	64.219	72.730
Querosene	10.514	13.308	16.820	21.266	26.892
Nafta	36.579	36.579	36.579	36.579	36.579

Tabela 3 – Evolução da participação de cada combustível líquido na demanda total de combustíveis líquidos no Brasil até 2030 (%) - cenário B1

	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol	14	17	19	21	22
Óleo diesel	40	37	37	36	35
Gasolina	16	17	16	17	15
Óleo combustível	5	5	5	4	4
GLP	11	12	12	12	11
Querosene	3	3	4	4	4
Nafta	11	9	8	7	6

■ 2.1. Perspectivas da oferta de petróleo

Conforme já apresentado na nota técnica “Inventário de recursos e reservas de petróleo no Brasil”, do Volume sobre Petróleo e Derivados do PNE 2030, a produção de petróleo, ao contrário da demanda, não acompanha a evolução do PIB, o que pode sugerir que, para a construção de um modelo de projeção, deve-se levar em conta mais os fatores geológicos que os econômicos.

M. King Hubbert, que, em 1956, previu a ocorrência do pico de produção doméstica norte-americana em 1970, ao plotar a série histórica das reservas em ordem cronológica, percebeu que se obtinha uma curva em forma de sino, indicando a tendência de esgotamento de reservas de petróleo nos Estados Unidos. Basicamente, a obtenção da curva de Hubbert se baseia em duas premissas básicas:

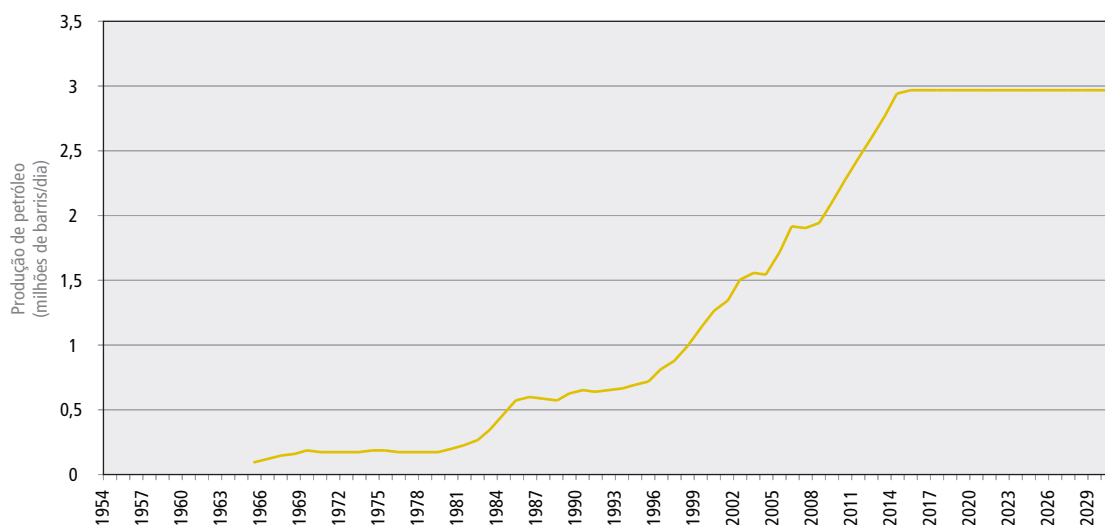
- A primeira, de que a curva de produção é bem comportada, assumindo uma forma de sino com caudas no início e no final da fase de produção; e
- A segunda, de que este comportamento é essencialmente simétrico, implicando que a história de produção inicial tem comportamento especular com a história de produção final até o abandono do poço. Assim, o pico de produção ocorre no momento em que 50% dos recursos foram utilizados.

Convém frisar que estas premissas são muito simplistas, particularmente a simetria entre os eventos anteriores e posteriores ao pico, os quais estão sujeitos à influência aleatória de fatores políticos, econômicos e tecnológicos.

Para projetar o comportamento da produção brasileira de petróleo para os próximos 25 anos, foram adotados os valores estimados de produção de petróleo pela Diretoria de Petróleo e Gás da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) até 2016. Tais valores foram estimados com base nas reservas descobertas e não

descobertas de blocos já licitados. Considerando-se que novas descobertas serão realizadas no horizonte em análise, a partir de blocos não licitados, foi estabelecido um patamar para produção de petróleo a partir de 2016, quando ocorreria o estimado pico de produção, a partir de dados disponíveis para a análise e estudo da EPE. Não se considera provável que haja uma queda na produção de petróleo no horizonte em análise, em função dos esforços exploratórios que serão empreendidos, pelo menos para manter a produção alcançada em 2016, daí a manutenção dos valores alcançados para a produção de petróleo em 2016 até o final do período em análise (2030), conforme se observa na Figura 3.

Figura 3 – Histórico e estimativa de evolução da produção de petróleo no Brasil até 2030



■ 2.2. Perspectivas da oferta de combustíveis líquidos derivados de petróleo

Conforme já mencionado na nota técnica “Centros de transformação – estrutura de produção, refino e transporte de petróleo e derivados”, do Volume sobre Petróleo e Derivados do PNE 2030, o petróleo não é uma substância pura, e sim uma complexa mistura de compostos orgânicos e inorgânicos em que predominam os hidrocarbonetos. Ele por si só tem pouquíssimas aplicações práticas, servindo quase que tão somente como óleo combustível.

Sendo assim, durante o refino, o petróleo é submetido a uma série de processos, definidos segundo o tipo de petróleo utilizado (que geralmente é uma mistura de um ou mais tipos diferentes de petróleo) e dos derivados que se pretende produzir. Em resumo, os esquemas de refino tentam compatibilizar o perfil do mercado consumidor com o elenco de petróleos disponível para processamento.

O desenvolvimento tecnológico da indústria, ao se orientar para atender a uma demanda cada vez maior por produtos de melhor qualidade e mais nobres (“leves”), reforça a importância das economias de escala, na medida em que a complexidade de uma refinaria e, portanto, sua capacidade de atender à demanda por produtos de qualidade superior, é diretamente relacionada com a escala de produção. A disponibilidade de petróleo de alta qualidade no mundo tem diminuído muito nos últimos anos. Se, por um lado a matéria-prima está se tornando mais pesada e com mais teor de enxofre, por outro, a demanda por derivados leves/médios

(gasolina e diesel) e com teores de enxofre cada vez mais reduzidos vem aumentando. Estas restrições forçam a indústria do petróleo a investir em unidades de refino mais complexas para atender a estas especificações. Por isso, o processamento do fundo de barril é, atualmente, o estágio central das operações de refino.

Das 13 refinarias existentes no país, 11 pertencem à Petrobras e duas à iniciativa privada: a pioneira Ipiranga, no Sul (do Grupo Ipiranga) e a de Manguinhos no Rio de Janeiro (do consórcio formado pela Repsol e pela Yacimientos Petrolíferos Fiscales- YPF, da Argentina). A soma da capacidade de refino das duas refinarias particulares representa menos que 2% da capacidade total de refino no país, e as duas tendem, devido à escala, a atender a nichos de mercado específicos.

Nos últimos anos, verificou-se a ampliação da capacidade das unidades existentes nas refinarias brasileiras, principalmente as de destilação atmosférica e de craqueamento catalítico fluido, devido às folgas nos processos e a construção de novas unidades, principalmente unidades de hidrotratamento (HDT) e coqueamento retardado, visando, respectivamente, à melhoria na qualidade dos derivados e ao aumento da produção de óleo diesel.

Box Refinarias

As unidades de destilação primária são responsáveis pelo processo principal de separação, sendo encontradas em todas as refinarias. No entanto, dificilmente são encontradas isoladamente, em virtude da quantidade limitada de derivados nobres produzidos por esse processo.

O desenvolvimento tecnológico da indústria do refino de petróleo, através da introdução de novos processos de conversão, subsequentes à destilação primária, permitiu que a produção de derivados, inicialmente em proporções fixas, se adaptasse à necessidade de processar diferentes tipos de petróleo e atender à demanda por derivados com características específicas de qualidade e quantidade.

O craqueamento catalítico tem sido, por muitos anos, a principal unidade de conversão da refinaria, em função de melhorias contínuas em seu projeto mecânico, assim como nos catalisadores empregados. Produz principalmente GLP e gasolina.

O coqueamento retardado é um processo que surgiu inicialmente para craquear resíduos com o intuito de produzir uma quantidade maior de gasóleo para craqueamento, contribuindo para aumento da produção de óleo diesel. O coque gerado era considerado um subproduto e era vendido a preço de carvão mineral. Com a evolução da indústria do alumínio, o coque do tipo agulha mostrou-se um excelente material para a produção dos eletrodos necessários para a obtenção daquele metal, bem como para uso na siderurgia, na obtenção de aços especiais.

Os processos de tratamento, como o HDT, ganharam importância principalmente na década de 80, com a intensificação das regulamentações ambientais em todo o mundo, especialmente nos Estados Unidos. Por meio do uso de hidrogênio, são retirados contaminantes, tais como enxofre e nitrogênio, dos derivados que devem ser tratados para atender às legislações ambientais.

As ampliações previstas para as refinarias do sistema Petrobras, apresentadas no Plano Decenal de Refino, têm por objetivo o atendimento às necessidades de adaptação do refino para a próxima década, conforme Tabela 4. Tais necessidades, conforme já mencionado, envolvem as seguintes restrições e desafios:

- Necessidade de processamento do óleo pesado nacional;
- Redução na demanda por derivados pesados (óleo combustível);
- Aumento na demanda por derivados médios e leves (diesel e QAV, gasolina);
- Melhoria na qualidade dos produtos (redução dos teores de enxofre por razões ambientais);
- Redução dos custos operacionais do refino; e
- Redução da entrada de produtos importados no mercado brasileiro.

Conforme se observa, a maior parte dos projetos contempla unidades de conversão (coqueamento retardado, RFCC, reforma catalítica) e de tratamento (HDT de diesel, nafta ou gasolina). Poucas são as ampliações das unidades de destilação existentes.

Tabela 4 – Principais projetos previstos pela Petrobras até 2012 para as refinarias existentes

Refinaria	Unidade	Capacidade (m³/dia)	Partida
REDUC	Revamp FCC	1.200	2008
	Coqueamento	5.000	2007
	HDT (nafta)	2.000	2008
	HDS (gasolina)	5.000	2007
	HDT (instáveis)	5.000	2011
	HCC	5.000	2013
REGAP	Revamp FCC	1.000	2011
	Coqueamento	3.200	2012
	HDT (instáveis)	1.000	2011
	Reforma Catalítica	1.000	2011
	HDS (gasolina)	4.000	2008
REFAP	HDS (gasolina)	4.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2010
RLAM	Revamp destilação	2.000	2012
	HDS (gasolina)	16.000	2009
	Coqueamento	4.000	2012
	HDT (nafta)	2.500	2012
	HDT (instáveis)	8.500	2010
	HDT (instáveis)	7.000	2015
	Reforma catalítica	2.000	2014
	Destilação	5.000	2008
REPAR	HDT (instáveis)	6.000	2009
	Coqueamento	5.000	2009
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (diesel)	5.000	2008
	HDS (gasolina)	5.000	2007
	Reforma catalítica	1.000	2009
REVAP	Coqueamento	5.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2009
	HDT (instáveis)	6.000	2014
	HDT (nafta)	3.000	2009
	HDS (gasolina)	7.000	2009
	Reforma Catalítica	1.500	2009
REPLAN	Destilação	5.000	2008
	Coqueamento	5.000	2011
	HDT (instáveis)	10.000	2011
	HDS (gasolina)	16.000	2009
	Reforma catalítica	2.500	2009
RPBC	HDS (gasolina)	5.000	2008
	Revamp Reforma Catalítica	550	2008
	Coqueamento	2.700	2009
	HDT (nafta)	2.200	2008
RECAP	HDS (gasolina)	2.000	2010
	HDS (diesel)	4.000	2010
LUBNOR	Ampliação destilação	1.000	2009

Vale ressaltar que, até 2016, a produção de derivados de petróleo foi a mesma estimada no Plano Decenal de Refino. O cálculo de tal produção baseou-se no uso de um simulador de refino simplificado desenvolvido no Programa de Planejamento Energético da Coordenação dos Programas de Pós-graduação em Engenharia (COPPE/UFRJ). Tal simulador agrega todas as unidades de refino existentes no país e, a partir de premissas de participação de petróleo leve, médio e pesado no processamento nacional e de rendimentos de cada uma das unidades, estima a produção nacional de derivados.

Este simulador representa, de forma simplificada, o parque de refino brasileiro, considerando as principais unidades de processo existentes. Para estas unidades, foram consideradas as capacidades nominais máximas. As unidades semelhantes foram agrupadas como se existisse apenas uma unidade de cada tipo, com uma capacidade igual ao somatório de todas as unidades. Vale destacar que tal instrumento não otimiza o refino quanto a custos, investimentos ou rendimentos. Ele apenas constata que, dada uma determinada quantidade e qualidade de petróleo e uma evolução das unidades de refino, obtém-se um determinado perfil de produção.

Quanto ao tipo de petróleo processado, admitiu-se o processamento de todo o petróleo nacional possível, assumindo que uma das plantas de lubrificantes existentes e que processa necessariamente petróleo importado contribui, através de suas unidades de destilação atmosféricas, com cinco por cento (5%) para a capacidade de refino existente no país. A partir de 2013, em função da instalação de uma unidade de HCC de lubrificantes na Reduc, a importação de tal tipo de petróleo torna-se desnecessária e admite-se que o parque de refino passa a processar somente petróleo nacional, desde que a produção nacional seja suficiente para atender à capacidade instalada de refino. Nesse sentido, assume-se que a implantação dos projetos de adaptação metalúrgica, para processamento de petróleo de alta acidez naftênica, tornará a produção nacional de petróleos leves suficiente para a formação de elenco de petróleos necessários para obtenção de boa eficiência operacional, eliminando a importação de petróleos leves de baixo teor de enxofre, hoje, necessárias para superar gargalos de produção.

É importante destacar que no Plano Decenal, além das unidades de refino previstas pela Petrobras para entrada em operação no horizonte até 2016, considerou-se a entrada em operação de outras unidades em refinarias já existentes, tais como: uma unidade de destilação a vácuo, uma de craqueamento catalítico e uma unidade de HCC de diesel na Replan (SP).

No cenário B1 do Plano Decenal, assume-se a entrada da Renor, com previsão de localização em Pernambuco, do Comperj (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro) e de uma refinaria de 250.000 barris/dia em 2014, para equilibrar especialmente a demanda de óleo diesel e óleo combustível no país e evitar importações excessivas de tais combustíveis.

A partir de 2015, considerou-se a entrada de módulos de refinarias de 250.000 barris/dia, com um perfil de produção semelhante ao perfil da refinaria que entra em 2014, considerando apenas pequenas modificações, tornando a refinaria mais voltada para a produção de óleo diesel e com uma pequena produção de óleo combustível, conforme Figura 4. Apenas em 2030, considerou-se a entrada em operação de uma refinaria com um perfil diferenciado, voltado para a produção de óleo diesel e gasolina, sem produção de óleo combustível, conforme Figura 5. O perfil de produção de cada uma delas é apresentado na Tabela 5. A evolução da capacidade de refino no horizonte em análise é apresentada na Figura 6.

Vale ressaltar que a decisão no número de refinarias que deveriam iniciar operação a cada cinco anos baseou-se na tentativa de equilibrar oferta e demanda de derivados, principalmente leves e médios, não se esquecendo também do equilíbrio entre oferta e demanda de óleo combustível, evitando-se importações de tais combustíveis.

Figura 4 – Esquema das refinarias que entrarão em operação em 2020 e 2025

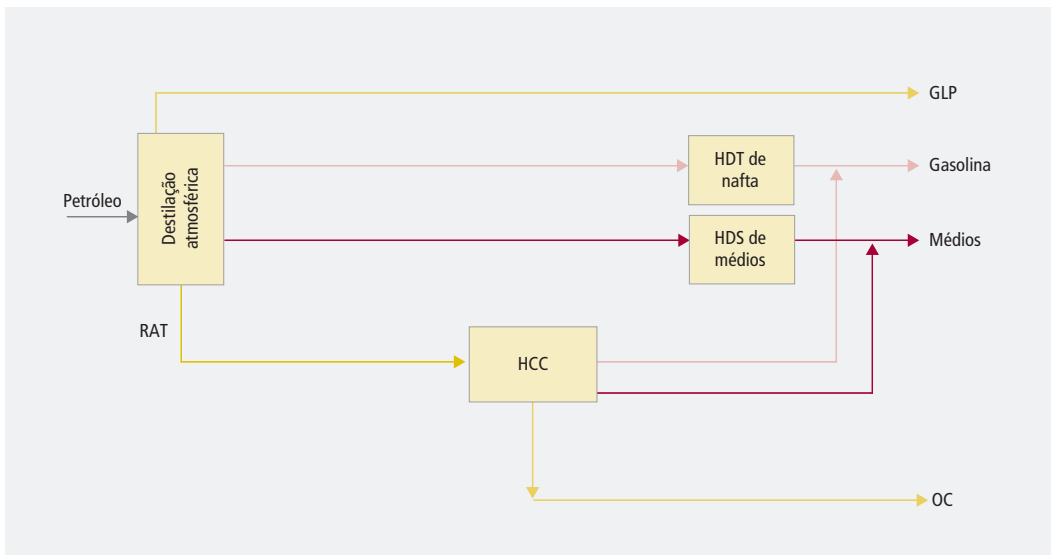


Figura 5 – Esquema da refinaria que entrará em operação em 2030

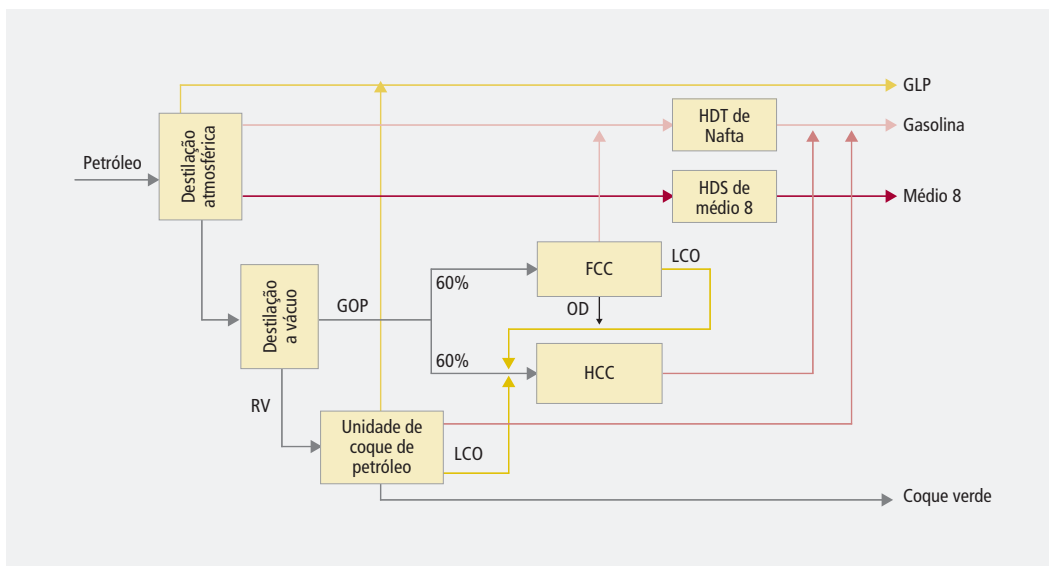
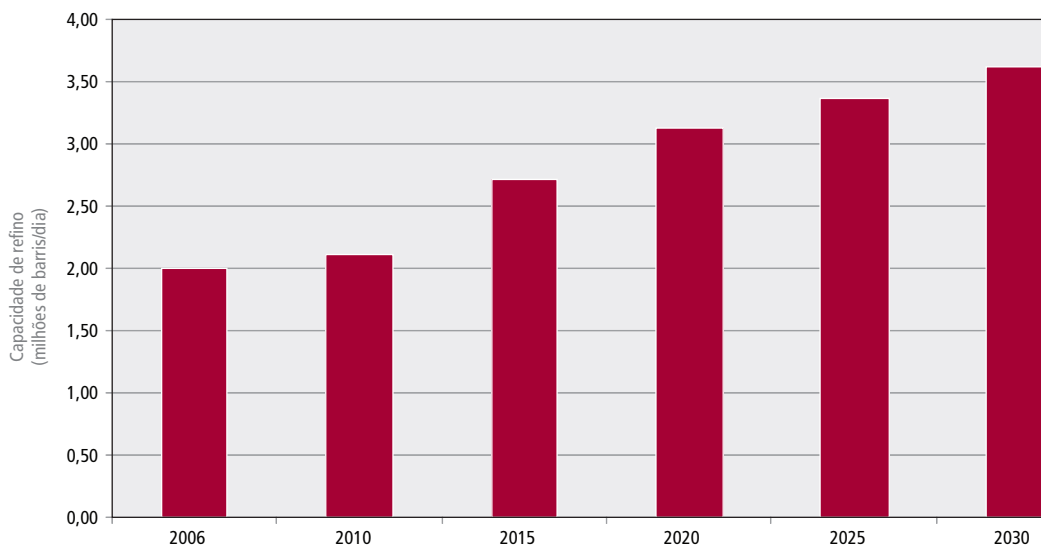


Tabela 5 – Perfil de produção das novas refinarias (%)

	2020 e 2025	2030
GLP	4	9
Gasolina	21	27
Médios	70	54
Óleo combustível	5	-
Coque	-	10

Figura 6 – Evolução da capacidade de refino



Vale ressaltar que a produção de GLP e de gasolina das refinarias deve ser somada a produção destes produtos resultante do processamento de gás natural. Admitiu-se que o processo utilizado nas UPGNs seria sempre o mesmo, voltado para a separação de GLP e C5+ até o fim do período, e que o índice de absorção e a participação de gás associado e não associado na produção total, considerando recursos descobertos e não descobertos, seriam os mesmos estimados em outros estudos desenvolvidos pela EPE até o final do horizonte (2030), o que se reflete na adoção dos fatores de cálculo de produção de GLP e C5+, conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Fatores de cálculo de produção de GLP e C5+ (m^3 de líquido/ mil m^3 de gás natural)

	2010	2015	2020	2025	2030
GLP	0,163	0,150	0,153	0,173	0,255
Gasolina natural	0,041	0,037	0,038	0,043	0,064

Box UPGNs

O processamento de gás natural resulta na recuperação de hidrocarbonetos líquidos e na produção de gás natural seco. Em algumas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), o processamento inclui a separação de LGN (Líquido de Gás Natural) em GLP e C5+. As recuperações de líquidos que podem ser alcançadas dependem do tipo de processo utilizado e da riqueza do gás natural.

Em função do crescimento da produção de gás natural até 2030, haverá a necessidade de implantação de UPGNs para processamento deste energético e disponibilização do gás natural seco para o consumo final. O total de capacidade a ser instalada, até 2030, é de 90 milhões de m³/dia, totalizando um investimento de US\$ 1 bilhão.

Sendo assim, a produção total final de GLP contabilizou também a produção de UPGNs, conforme Tabela 7. Observa-se o aumento da produção de GLP, em função da expectativa de aumento da produção de gás natural no horizonte considerado e do aumento da expectativa de recuperação de GLP considerada.

Tabela 7 - Produção de GLP e gasolina natural a partir de UPGNs (m³/dia)

	2010	2015	2020	2025	2030
GLP	13.712	17.160	23.842	38.555	60.261
Gasolina natural	3.428	4.290	5.961	9.639	15.065

A produção total de derivados é apresentada na Tabela 8. Ressalta-se que a produção total considera, além da produção prevista no Plano Decenal, a entrada de novas refinarias em 2020, 2025 e 2030, conforme já mencionado e a produção de GLP e gasolina natural das UPGNs.

Tabela 8 - Produção de derivados de petróleo (m³/dia)

	2010	2015	2020	2025	2030
GLP	40.877	50.000	58.888	64.545	83.389
Gasolina	55.562	78.441	87.523	956.90	105.773
Nafta	23.809	23.809	23.809	23.809	23.809
Médios	173.079	243.577	279.525	313.521	339.260
Óleo combustível	38.156	17.118	20.811	22.663	22.334

No balanço de derivados médios é considerada a participação de biodiesel em percentuais de 5, 6, 7, 10 e 12% em 2010, 2015, 2020, 2025 e 2030, respectivamente. Vale também mencionar o processo H-bio como uma alternativa que contribui para a produção de óleo diesel, usando uma parcela de matéria-prima renovável.

Box Biodiesel e H-bio

O biodiesel pode ser produzido a partir de diversas matérias-primas, tais como óleos vegetais, gorduras animais, óleos e gorduras residuais, por meio de diversos processos. Pode, também, ser usado puro ou em mistura de diversas proporções com o diesel mineral.

De modo geral, pode-se afirmar que o biodiesel é um produto comercial. O custo não é competitivo com o diesel mineral, mas há contínuo avanço das tecnologias para a produção. Simplificando, os processos para conversão de óleos vegetais em combustíveis podem usar transesterificação ou craqueamento. A transesterificação, por sua vez, pode empregar catalisadores alcalinos, ácidos ou enzimáticos, e etanol ou metanol. Com as tecnologias atuais, pode-se concluir que a transesterificação alcalina é a rota mais interessante, embora haja desenvolvimentos em processos térmicos. A transesterificação etílica, apesar de mais complexa que a rota metílica, poderá atingir níveis equivalentes de qualidade. A matéria-prima é importante na decisão sobre o uso de catálise ácida ou básica.

O processo H-bio foi desenvolvido para inserir o processamento de matéria-prima renovável no esquema de refino de petróleo e permitir a utilização das instalações já existentes. O óleo vegetal ou animal é misturado com frações de diesel de petróleo para ser hidroconvertido em Unidades de Hidrotratamento (HDT), que são empregadas nas refinarias, principalmente para a redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade do óleo diesel.

Até o 2º semestre de 2007, a Petrobras considera a possibilidade de implantar a tecnologia H-BIO em três refinarias, alcançando um consumo de óleo vegetal da ordem de 256.000 m³/ano. Para 2008 está prevista a implantação do processo H-bio em mais duas refinarias, o que deverá elevar o processamento de óleo vegetal para cerca de 425.000 m³/ano.

O Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES) realizou testes em planta piloto com até 30% de óleo vegetal na carga da HDT, em mistura com frações de diesel, tendo gerado um produto que tem as mesmas características do diesel de petróleo. Porém, o uso dessa alta proporção de óleo vegetal, nas unidades industriais de HDT existentes, encontra restrições operacionais devido ao maior consumo de hidrogênio e limitações de alguns equipamentos que não foram dimensionados para tal no seu projeto original. Diante disso, a área de Refino da Petrobras está realizando testes industriais, usando até 10% em volume de óleo de soja na carga da HDT, que demonstram a adequação e a flexibilidade da tecnologia.

Supôs-se, no horizonte do Plano de Energia 2030, que um percentual de 10% da capacidade de hidrotratamento de instáveis e de diesel nas refinarias poderia ser destinado ao processamento de óleo vegetal, e que o rendimento volumétrico de produção de diesel a partir de óleo vegetal é de 96%. Sendo assim, os valores estimados para produção de diesel a partir de óleo vegetal são os apresentados na Tabela 9. Tais premissas são bastante otimistas, uma vez que levam em consideração que todas as refinarias estarão processando óleo vegetal em suas unidades de hidrotratamento e tais números devem ser considerados um potencial de produção.

Tabela 9 – Estimativa de H-bio produzido (m³/dia)

	2010	2015	2020	2025	2030
Refinarias Petrobras existentes	5.712	8.496	8.496	8.496	8.496
Renor	0	1.296	1.296	1.296	1.296
Refinarias Propostas	0	1.056	2.112	3.168	4.224
Total	5.712	10.848	11.904	12.960	14.016

O balanço de destilados médios é apresentado na Tabela 10. Observa-se que o país deixará de ser importador para ser exportador de derivados médios (óleo diesel e querosene) em 2015, voltando apenas em 2030 a ser importador dos mesmos, sendo que tais importações não representarão 5% da demanda total.

Com relação ao óleo combustível, o país apresenta um histórico de exportações do produto e tende a continuar, em média, exportador do mesmo, podendo ocorrer importações pontuais em 2015 e 2030, que não chegam a representar 10% do total demandado, conforme a Tabela 11.

Com relação à gasolina, o país apresenta excedentes do produto que são exportados e tal tendência deverá se manter futuramente, conforme Tabela 12. Parte-se do princípio de que a gasolina produzida terá boa qualidade para exportação, uma vez que as refinarias que deverão entrar em operação estarão equipadas com unidades de reforma catalítica para adequar a sua octanagem e hidrotratamento para reduzir o teor de contaminantes. Possíveis importações do produto, em 2030, poderão ser substituídas pelo etanol, considerando-se amplo crescimento de uso de automóveis *flex fuel*.

O país vem historicamente importando GLP para o consumo interno, fato que tende a se reverter futuramente, em função do aumento do processamento de gás natural. Supondo-se que todo o gás processado irá produzir GLP, o país passará a ser exportador de GLP, conforme apresentado na Tabela 13. Pode-se, no entanto, considerar a hipótese de aproveitamento das correntes (propano, butano, propeno, ...) produzidas em unidades de craqueamento catalítico de refinarias como matéria-prima petroquímica, o que agregaria mais valor a tais produtos.

Tabela 10 – Evolução do balanço de destilados médios (mil m³)

Fluxo	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	8.215	22.857	27.448	35.116	42.564	45.866	64.548	74.074	83.083	89.904
Imp. – Exp.	-195	-334	-134	5.184	886	8.382	-6.158	-6.650	-4.544	2.197
Consumo total	7.904	21.431	27.218	40.388	43.586	54.499	58.733	67.826	79.001	92.616
Transformação	225	431	653	1.768	2.235	1.782	1.183	2.975	3.726	3.726
Consumo final	7.679	21.000	26.565	38.620	41.352	52.717	57.550	64.851	75.275	88.890
Consumo final não-energético	8	109	98	76	29	6	8	10	12	16
Consumo final energético	7.671	20.891	26.467	38.544	41.323	52.711	57.542	64.842	75.263	88.874

Tabela 11 – Evolução do balanço de óleo combustível (mil m³)

Fluxo	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	9.125	17.384	12.563	17.672	16.273	13.927	6.248	7.596	8.272	8.152
Imp. - Exp.	-813	474	-1.925	-5.459	-8.586	-7.341	856	60	-199	700
Consumo total	8.237	18.207	10.713	12.068	7.581	6.586	7.103	7.656	8.073	8.852
Transformação	1.067	1.088	725	2.162	726	431	161	161	161	161
Consumo final	7.170	17.119	9.988	9.906	6.855	6.155	6.943	7.495	7.912	8.692
Consumo final energético	7.170	17.119	9.988	9.906	6.855	7.165	7.418	8.130	8.705	9.667

Tabela 12 – Evolução do balanço de gasolina (mil m³)

Fluxo	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	9.555	11.583	11.971	19.416	20.428	20.280	28.631	31.946	34.927	38.607
Imp. - Exp.	104	-253	-2.208	-1.981	-2.629	190	-3.221	-5.668	-1.024	4.103
Consumo total	9.624	11.526	9.516	17.225	17.712	20.445	25.379	26.246	33.861	42.657
Consumo final	9.624	11.526	9.516	17.225	17.712	20.445	25.379	26.246	33.861	42.657
Consumo final energético	9.624	11.526	9.516	17.225	17.712	20.459	25.396	26.263	33.883	42.686

Tabela 13 – Evolução do balanço de GLP (mil m³)

Fluxo	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	1.708	5.147	7.016	7.761	10.848	14.920	18.250	21.494	23.559	30.437
Imp. - Exp.	676	178	2.329	5.087	796	-691	-821	-849	-119	-3.890
Consumo total	2.225	4.951	9.226	12.825	11.655	14.229	17.429	20.645	23.440	26.547
Consumo final	2.225	4.951	9.226	12.825	11.655	14.229	17.429	20.645	23.440	26.547
Consumo final energético	2.225	4.951	9.226	12.825	11.655	14.568	18.009	21.643	25.166	29.564

3. Perspectivas de investimentos nas refinarias para a produção de combustíveis líquidos

Segundo apresentado no Plano Decenal de Expansão de Refino, a estimativa de investimento para o período 2007-2016 é de:

- US\$ 8,1 bilhões nas refinarias da Petrobras (unidades de conversão e melhorias de qualidade de gasolina e óleo diesel);
- US\$ 2,4 bilhões para adição de novas unidades propostas pela EPE;
- US\$ 5,2 bilhões na unidade básica do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro;
- US\$ 2,8 bilhões na refinaria do Nordeste;
- US\$ 4 bilhões na refinaria Mercado Interno, de 250.000 barris/dia, instalada em 2014.

Segundo De Mattos (2006), as estimativas de investimentos para unidades de refino são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Estimativas de investimentos em unidades de processo de refino

Unidade de processo	Capacidade em b/d	Valores em MM US\$
Destilação Atm / Vácuo	200.000	280 - 320
FCC (RFCC)	60.000	380 - 440
HDT	30.000	130 - 210 ⁽¹⁾
HCC	30.000	250 - 390 ⁽²⁾

Nota: 1 - Dependendo da pressão de projeto; 2 - Dependendo da pressão de projeto e do tipo de conjunto de reatores.

As capacidades das unidades, empregadas nos módulos de 250.000 barris/dia, das refinarias que entram em 2020 e 2025 são as apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 – Capacidades das unidades das refinarias que entram em 2020 e 2025

Refinaria	Capacidade (barris / dia)
Destilação Atmosférica	250.000
Hidrocraqueamento	163.540
Hidrotratamento	69.190
Reforma catalítica	62.900

Empregando os valores de referência de capacidade e os seus respectivos valores de investimentos, assim como o fator de capacidade de 0,66 (vide Box Investimentos em Refinarias), chega-se aos valores de investimentos estimados na Tabela 16.

Box Investimentos em Refinarias

A metodologia empregada para o cálculo de investimentos em novas refinarias foi a seguinte (DE MATTOS, 2006):

Investimento Total = Investimento ISBL + Investimento OSBL

sendo:

ISBL = *Inside Battery Limit* – Investimentos na unidade; e

OSBL = *Outside Battery Limit* – Investimentos em sistemas de apoio.

Estima-se o valor ISBL conforme equação de custos aplicada a partir de valor conhecido para uma unidade similar instalada na costa do golfo do México (USGC):

Custo ISBL = Custo_{Referência} × FA × FC × FL × FQC

em que:

FA = Fator Anual: correção do investimento de base conhecida, para atualização relativa à diferença entre os anos considerados. Geralmente, usa-se 5% a.a., ou seja, faz-se $FA = 1,05^n$, onde n é o número de anos;

FC = Fator Capacidade: correção para custo da unidade de processo de acordo com a escala. Este fator é igual à relação entre as capacidades consideradas, elevada a um valor entre 0,6 a 0,7, usualmente 0,66;

FL = Fator Localização: correção do investimento de base conhecida (usualmente USGC ou NW Europa), para compensar as diferenças de custos locais. Geralmente, variam de 1,0 a 2,0. Adotou-se 1,5; e

FQC = Fator Carga: corrige investimentos de base conhecida em função da qualidade de carga; só é utilizado em casos específicos. Utiliza-se 1,0.

Assume-se que os investimentos em ISBL correspondem a 60% do custo total, enquanto os demais 40% correspondem aos valores OSBL.

Tabela 16 – Investimentos estimados para as unidades das refinarias que entram em 2020 e 2025

Refinaria	Investimento (Milhões US\$)
Destilação Atmosférica	324
Hidrocrackeamento	765
Hidrotratamento	106
Reforma catalítica	226
Total	1.421
Total com fator de internalização	2.132

Considerando os investimentos OSBL como sendo 50% do investimento total, tem-se que o investimento total corresponde a aproximadamente US\$ 4,3 bilhões.

No caso em que entram dois módulos de 250.000 barris/dia, o investimento não dobra, devido às economias de escala, mas se aproxima de US\$ 6 bilhões, conforme estimativas. Admite-se que todos os investimentos em unidades, fora dos limites de bateria da planta, sejam aproveitados para a expansão e, portanto, todos os investimentos adicionais estejam relacionados com investimentos em unidades de processo. Estima-se

que tais investimentos representem em torno de 50% dos investimentos totais.

No caso de refinaria que entra em operação em 2030, que teria um perfil de produção mais flexível, a Tabela 17 apresenta as capacidades das unidades que a compõem.

Tabela 17 – Capacidades das unidades que entram em 2030

Refinaria	Capacidade (barris / dia)
Destilação atmosférica	250.000
Destilação a vácuo	163.540
Coqueamento retardado	81.770
HCC	82.399
FCC	42.143
Reforma catalítica	18.870
Hidrodessulfurização	69.190
Hidrotratamento	40.885

Empregando os valores de referência de capacidade e os seus respectivos valores de investimentos, assim como o fator de capacidade de 0,66, chega-se aos valores de investimentos estimados na Tabela 18.

Tabela 18 – Investimentos estimados para as unidades da refinaria que entra em 2030 e 2025

Refinaria	Investimento (Milhões US\$)
Destilação atmosférica	324
Destilação a vácuo	245
Coqueamento retardado	349
HCC	487
FCC	301
Reforma catalítica	48
Hidrodessulfurização	226
Hidrotratamento	258
Total	2.238
Total com internalização	3.358

Considerando os investimentos OSBL como sendo 50% do investimento total, tem-se que o investimento total corresponde a aproximadamente US\$ 6,7 bilhões.

Sendo assim, os investimentos em unidades a serem implantadas, em 2020 e 2025, seriam de:

- Em 2020: US\$ 2 bilhões + US\$ 5,2 bilhões (refinaria petroquímica);
- Em 2025: US\$ 4,3 bilhões (considerando a implantação de refinaria em localização diferente da refinaria implantada em 2020);
- Em 2030 – US\$ 6,7 bilhões.

4. Considerações finais

A participação de petróleo e derivados na demanda de energia aumentou de 34%, em 1970, para 46%, no ano 2000, e estima-se recuar a 31% em 2030. A participação do gás natural, por outro lado, vem crescendo desde a década de 70, de praticamente 0%, até o ano 2000, 5%, para chegar a mais de 15% em 2030, conforme o cenário.

O grande aumento no consumo de petróleo e derivados acarretou um elevado grau de dependência do petróleo importado, que chegou a 83% em 1980. As importações líquidas de petróleo e derivados (importações menos exportações), no nível de 44 Mtep em 1980, atingiram um valor de 9,4 bilhões de dólares, chegando a representar 47% da receita total de exportações do país.

As respostas da política energética brasileira aos choques do petróleo foram: o lançamento de programas de substituição de derivados de petróleo por fontes energéticas nacionais (álcool de cana, carvão mineral, hidreletricidade, gás natural e carvão vegetal) e o crescimento da produção interna de petróleo através da intensificação dos esforços de prospecção *offshore*. O esforço de aumento de reservas e produção vem se confirmando como uma estratégia de sucesso, na medida em que as cotações do petróleo vêm alcançando níveis elevados, acima dos US\$ 60/barril. De fato, levando-se em conta as perspectivas de manutenção de elevados patamares de preço de petróleo para os próximos 30 anos, embora com tendência de baixa em relação ao patamar atual, confirma a importante busca da redução de dependência externa e conseqüente contribuição para a estabilidade da balança em conta corrente.

Vale, também, destacar a queda relativa de participação do petróleo e derivados na oferta interna no horizonte 2030, em virtude do aumento da agroenergia, com a expansão forte do etanol, biodiesel e H-bio, substituindo a gasolina e o diesel como energéticos no setor transportes, em especial. O Brasil, neste horizonte, consolida uma estratégia de fomentar a energia renovável para enfrentar a era de transição, em que se dá a redução do uso dos hidrocarbonetos.

De fato os hidrocarbonetos tendem a reduzir participação, em especial na geração de energia elétrica. No entanto, em termos absolutos, a demanda de destilados médios, gasolina e GLP mais que dobra nos próximos 25 anos, o que não acontece com relação à demanda de óleo combustível, cuja estimativa de aumento de demanda é de apenas 15% nos próximos 25 anos.

Para atender à demanda crescente de derivados leves e médios de petróleo, serão necessários investimentos em capacidade de refino. A capacidade aumentará de 2,0 milhões de barris/dia, hoje, para 3,8 milhões de barris/dia, em 2030, considerando as modificações previstas para as refinarias da Petrobras até 2015, a construção das refinarias previstas para entrar em operação em 2011 e 2012 (Renor e Comperj, respectivamente), a construção de módulos de refino de 250.000 barris/dia em 2014, 2020, 2025 e 2030, além da possibilidade de construção de mais uma refinaria petroquímica em 2020, de 150.000 barris/dia, que agregaria valor ao petróleo nacional e reduziria as suas exportações. Com a construção destas refinarias, o país deixará de ser exportador líquido de petróleo (18,8%), em 2010, para ser importador líquido, em 2030 (em torno de 11%).

Considerando que 10% de capacidade de hidrotratamento do parque de refino existente até 2030 sejam destinados ao processamento de óleo vegetal para ser adicionado ao óleo diesel derivado de petróleo, seriam necessários em torno de 5 milhões de m³/ano de óleo vegetal destinados a esse fim em 2030. Vale ressaltar que este valor é uma estimativa potencial e que a competitividade com outros usos para o óleo vegetal deve ser avaliada.

Também, ainda, com relação à produção de derivados, não se deve deixar de mencionar que, para processar a quantidade de gás natural disponibilizado até 2030, serão necessários investimentos em unidades de processamento de gás natural, totalizando uma capacidade adicional de 90 milhões de m³/dia até 2030, que representa um investimento em torno de US\$,1 bilhão.

5. Referências bibliográficas

DE MATTOS, C.A.L.F, 2006. Características e Aspectos Econômicos do Refino de Petróleo. Curso do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP). Agosto.

Estudos Associados ao Plano Decenal de Energia – PDE 2007-2016. Expansão da Infra-Estrutura de Abastecimento Nacional de Derivados de Petróleo. Outubro de 2006.

Nota Técnica “Centros de Transformação, Estrutura de Produção, Refino e Transporte de Petróleo e Derivados – Logística e Tecnologia”. Junho de 2006. Abril de 2006.

Nota Técnica “Inventário dos Recursos e Reservas de Petróleo no Brasil”

Nota Técnica “Potencial de Geração de Derivados de Petróleo”. Julho de 2006.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

Vicente Correa Neto

SUMÁRIO

1. Introdução	39
2. Processos de conversão e rotas tecnológicas para produção de combustíveis líquidos derivados da biomassa	40
2.1. Conversão termoquímica	42
2.2. Conversão bioquímica.....	43
2.3. Conversão físico-química	45
3. Combustíveis líquidos sintéticos derivados da biomassa – biorefinarias e <i>biomass-to-liquids</i>	45
3.1. Biorefinarias	47
3.2. Rotas de conversão pela via da gaseificação	48
3.2.1. Rota do metanol	48
3.2.2. Rota do DME	49
3.2.3. Processo Fischer-Tropsch	49
3.3. Rotas de conversão pela via da pirólise.....	52
3.3.1. Diesel equivalente derivado da pirólise.....	52
3.3.2. Diesel equivalente derivado de depuração hidrotérmica	52
4. Produção de etanol	52
4.1. Produção de etanol a partir da celulose.....	52
4.1.1. Conversão de celulose em etanol.....	53
4.1.2. Produtividade e eficiência segundo o processo e a matéria-prima	54
4.1.3. Estimativas econômicas da produção de etanol celulósico ...	54
4.1.4. Condições de penetração da tecnologia de etanol celulósico no brasil.....	56
5. Óleos vegetais e a produção de biodiesel.....	58
5.1. Processos de obtenção de biodiesel	59
5.1.1. Esterificação	59
5.1.2. Transesterificação	60
5.2. Tecnologia do H-bio.....	60





COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS TENDÊNCIAS DO DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO

SUMÁRIO

Continuação

6.	Caracterização da biomassa energética	61
7.	Tecnologias para recuperação de resíduos vegetais	62
7.1	Recuperação da palha na cultura da cana-de-açúcar	65
8.	Considerações finais	68
9.	Referências bibliográficas.....	69

1. Introdução

As linhas tecnológicas determinantes da competitividade da produção de biocombustíveis derivam da dimensão agrícola, que deve prover as matérias primas com a maior eficiência e mínimo impacto ambiental, e da dimensão industrial, onde ocorrem os processos de conversão da matéria prima em fontes secundária de energia.

Com o desenvolvimento e a aplicação de práticas agrícolas gerenciais e culturais sustentáveis, engenharia de seleção das variedades vegetais, e a manutenção da sanidade das culturas e dos biomas envolvidos na produção, considerando a vida do solo e os recursos hídricos, a produção alcançará o objetivo de maximização. Seguida de um eficiente processo de colheita, transporte e armazenamento, com o controle preciso da maturação do vegetal e do período de colheita da cultura, minimização das perdas de manuseio ou deterioração após a colheita, atinge-se a otimização da produção e da disponibilização da matéria-prima vegetal para o processo industrial de conversão. Esforços desta natureza são fundamentais para garantir a estabilização e perenidade do processo de produção agrícola e a legitimidade dos projetos frente à sociedade.

Uma vez otimizado o processo de produção agrícola, que disponibiliza a matéria-prima industrial com o máximo aproveitamento do recurso natural representado pela terra, no processo industrial de conversão da biomassa em energético para uso final, diferentes patamares de complexidade tecnológica serão empregados, em função de convergências com as dimensões e escala de atendimento das necessidades locais dos grupos sociais e econômicos mais diretamente envolvidos na produção e na implementação de toda a cadeia produtiva, para viabilizar as estratégias nacionais de consumo interno e de inserção no mercado internacional de bioenergéticos e bioderivados.

Deve-se considerar, nestas condições, não apenas os combustíveis de alta qualidade e tecnologia, como os combustíveis líquidos e a energia elétrica, mas a própria extração vegetal, em forma de manejo sustentável, e a lenha combustível, para queima direta como opções reais de preservação de florestas nativas, a exemplo do agreste nordestino no Brasil. O estágio de desenvolvimento das economias locais não permite a simples introdução de energéticos nobres e de alto valor comercial, por outro lado, o interesse de preservação de certas regiões e a limitação nas alternativas culturais para um indústria agroenergética colocam também esta como uma das rotas de baixa tecnologia a serem consideradas.

Embora alguns conceitos apressados possam propagar a idéia de que a alternativa dos combustíveis da bioenergia está obrigatoriamente associada a tecnologias industriais complexas, a realidade é que as múltiplas realidades econômicas, sociais e ambientais, encontradas no diversos países em desenvolvimento, e no próprio Brasil, devido à sua amplitude territorial, obrigam que a discussão dessa alternativa considere todos os espectros tecnológicos disponíveis, sendo a combustão direta da biomassa a mais antiga das tecnologias desenvolvida pela humanidade.

Assim, pode-se afirmar que as necessidades tecnológicas a serem atendidas não são apenas aquelas associadas aos processos industriais que produzirão energéticos de alto valor agregado, embora sejam fundamentais para garantir o espaço de países em desenvolvimento no mercado mundial de biocombustíveis, mas também aquelas que envolvam o adequado uso dos recursos naturais de terra e água, a adequação de variedades vegetais aos objetivos energéticos e as restrições econômicas, sociais e ambientais das regiões exploradas, o desenvolvimento das técnicas de cultivo e aproveitamento de resíduos culturais e agroindustriais diversos.

Neste contexto, este relatório apresenta uma discussão integrativa preliminar das tecnologias de conversão da biomassa em combustíveis líquidos, abordando uma descrição geral dos processos de conversão e rotas tecnológicas para produção de combustíveis líquidos derivados da biomassa, contemplando as descrições da conversão termoquímica, da conversão bioquímica e da conversão físico-química. Partindo desta descrição mais genérica, o estudo introduz as questões pertinentes relativas ao conceito tecnológicos dos combustíveis líquidos sintéticos derivados da biomassa, especialmente as Biorefinarias e a *Biomass-to-Liquids*, as referências de produção de etanol a partir da celulose e as considerações sobre os óleos vegetais e a produção de biodiesel, incluindo a aplicação dos óleos vegetais em processo de refinarias de petróleo.

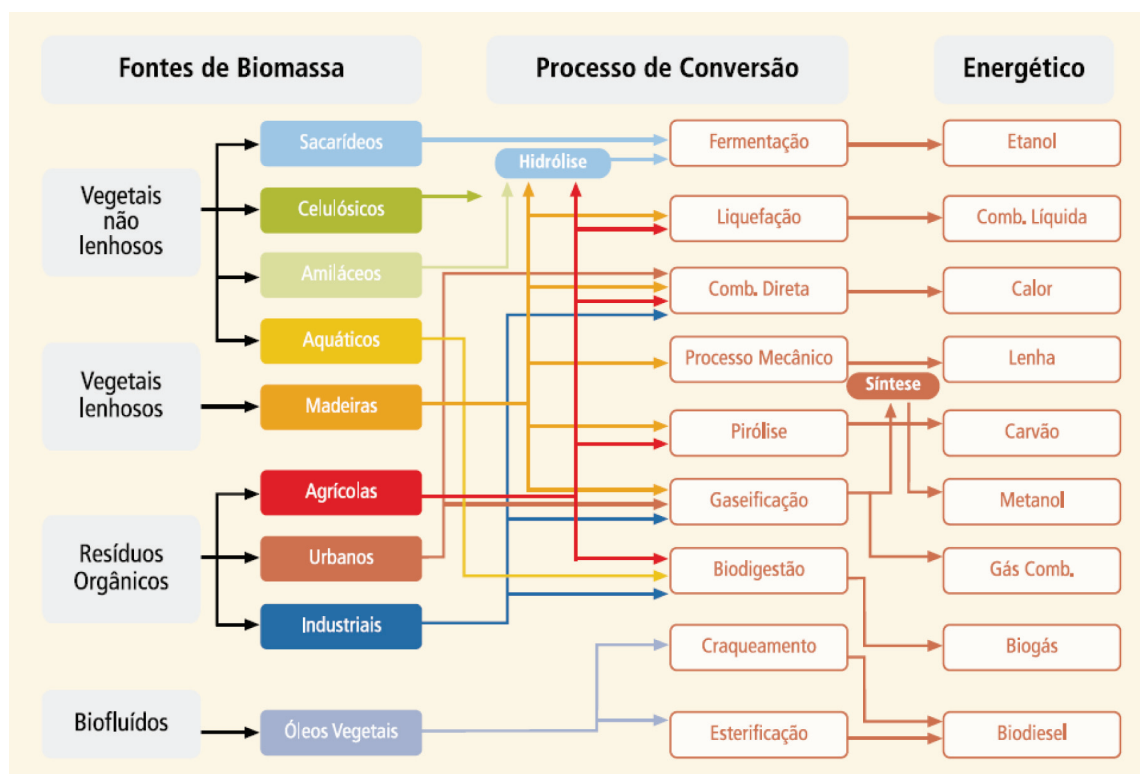
Dada a pertinência da questão tecnológica de produção de biomassa, principalmente considerando-se as potencialidade de aproveitamento de resíduos diversos de biomassa, o estudo contextualiza a caracterização da biomassa energética e destaca as tecnologias para recuperação de resíduos vegetais.

2. Processos de conversão e rotas tecnológicas para produção de combustíveis líquidos derivados da biomassa

A biomassa para fins energéticos está entre as fontes renováveis com maior possibilidade de substituir parcelas significativas das fontes não-renováveis, hoje, empregadas para atendimento das necessidades humanas, particularmente entre os combustíveis líquidos para transporte, as fontes combustíveis para geração termelétrica, e também, como fonte de matéria-prima para a indústria química.

A importância da biomassa para fins energéticos deriva de aspectos como sua natureza, origem, tecnologia de conversão e produtos energéticos derivados. O processo de conversão se realiza através de rotas tecnológicas e produtivas significativamente diversificadas, como pode ser visto na Figura 1, com extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas, com grande quantidade de tecnologias para os processos de conversão, incluindo desde a simples combustão para obtenção da energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos e outros produtos, que variam em escala, desde micro até a larga escala, com significativa amplitude na maturidade do sistema energético e no desenvolvimento das tecnologias.

Figura 1 – Diagrama esquemático dos processos de conversão energética da biomassa

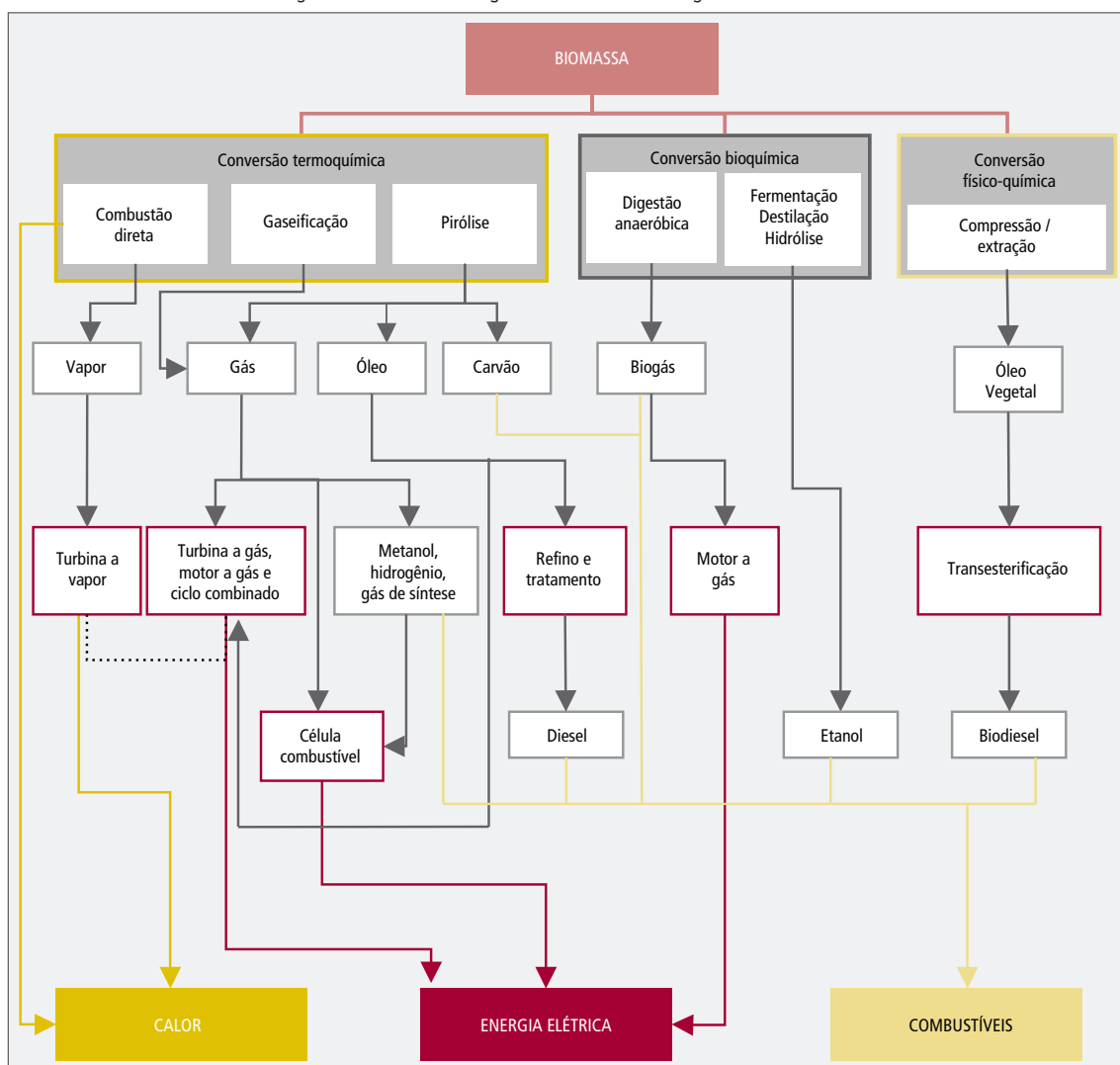


Fonte: Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2003, ANEEL, 2003.

Uma miríade de tecnologias de conversão energética da biomassa está disponível, principalmente para a produção de combustíveis líquidos dela derivados, e resultam em uma ampla variedade de produtos, cuja aplicação já não se limita apenas ao uso energético, mas também à aplicação como matéria-prima de processos químicos variados.

As rotas tecnológicas de conversão da biomassa em energéticos ou matéria-prima podem ser agrupadas em três principais ramos fundamentais, dos quais derivam seqüências bastante diversificadas de processos que dão origem aos produtos finais. Estes ramos fundamentais estão classificados segundo a natureza dos processamentos primários aplicados à biomassa, e dividem-se em conversão termoquímica, conversão bioquímica e conversão físico-química.

Figura 2 – Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa



Fonte: adaptado de LARKIN et al., 2004.

Na Figura 2, está apresentado um esquema das rotas tecnológicas de conversão da biomassa em energéticos, no qual se evidenciam os três principais ramos fundamentais dos processamentos primários aplicados à biomassa, divididos em conversão termoquímica, conversão bioquímica e conversão físico-química, e as principais rotas tecnológicas de aproveitamento energético, com destaque para aquelas que resultam na produção de combustíveis líquidos.

■ 2.1. Conversão termoquímica

A conversão termoquímica ocorre quando a energia “quimicamente armazenada” na biomassa é convertida em calor por meio da combustão. Uma variedade larga de tecnologias capazes de converter a biomassa em energia está disponível através da via termoquímica, e sua diferenciação está associada à quantidade de oxigênio

que é fornecido ao processo, tendo como referência o valor do coeficiente estequiométrico, resultando nas vias de combustão direta, pirólise e gaseificação (DINKELBACH, 2000). Todos estes processos são baseados em:

1. Decomposição térmica da carga combustível primária; e
2. Combustão dos produtos resultantes da decomposição.

No caso da combustão direta, as etapas 1 e 2 ocorrem no mesmo reator e o produto energético produzido é exclusivamente o calor, não se prestando esta rota à produção de combustíveis líquidos. Na gaseificação e na pirólise, as etapas 1 e 2 ocorrem em processos fisicamente independentes, sendo o efeito mais importante desta separação espacial a possibilidade de aplicar os “produtos” dos processos para a produção de combustíveis líquidos.

• **Combustão Direta** é o processo em que é fornecida uma quantidade suficiente de oxigênio para conseguir a combustão completa da carga combustível (coeficiente estequiométrico ≥ 1). O produto principal é um gás de combustão a elevada temperatura, que consiste principalmente nos produtos da combustão: dióxido de carbono (CO_2) e água (H_2O), assim como o nitrogênio (N_2);

• **Gaseificação** é o processo em que é fornecida uma quantidade de oxigênio não suficiente para se conseguir a combustão completa da carga combustível ($0 < \text{coeficiente estequiométrico} < 1$), obtendo-se uma combustão parcial. O produto principal é um gás que contém como principais componentes a monóxido de carbono combustível (CO), o hidrogênio (H_2), e o metano (CH_4);

• **Pirólise** é o processo em que muito pouco ou nenhum oxigênio é fornecido para a combustão da carga combustível (coeficiente estequiométrico = 0). Através do seu aquecimento a, relativamente, baixas temperaturas (500 °C a 1.000 °C), ocorre a degradação térmica do combustível, resultando em produtos sólidos, como o carvão vegetal, líquidos (óleo pirolítico) e gasosos (gás pirolítico).

A conversão termoquímica baseada na gaseificação e na pirólise origina rotas de processamento primário da biomassa que, associados a diferentes processos tecnológicos de conversão, são o ponto de partida para cadeias de produção de combustíveis líquidos e matérias-primas derivados da biomassa, que serão mais bem apresentados no item 3 desta nota técnica.

■ 2.2. Conversão bioquímica

A via bioquímica de conversão da biomassa é aquela que utiliza processos biológicos e químicos, que incluem a digestão anaeróbica, a fermentação/destilação e a hidrólise. A fermentação/destilação e a hidrólise são rotas que apresentam as mais adequadas condições para produção de combustíveis líquidos (etanol) derivados da biomassa, sendo a primeira, já tradicionalmente empregada no mundo todo para a produção de etanol, utilizando matérias-primas variadas, com base nos conteúdos sacarídeos e amiláceos. A hidrólise é um processo que realiza a sacarificação de materiais celulósicos (conversão em açúcares), este produto intermediário segue, então, para o ciclo de fermentação/destilação convencional. Há inúmeras opções de processos, como a catálise ácida ou enzimática, ou mesmo a hidrólise e a fermentação realizadas simultaneamente, sendo que todas elas requerem um pré-tratamento para remoção da lignina, e às vezes separação da hemicelulose, seguida pela hidrólise propriamente dita, fase na qual ocorre a quebra das ligações das cadeias complexas de açúcares. Os pré-tratamentos são físicos (picadores, moagem), físico-químicos (auto-hidrólise: descompressão com vapor, com amônia ou com CO_2), químicos (com ozônio, ácidos diluídos ou concentrados, alcalino) ou com solventes (para dissolver a lignina). Todos estes pro-

cessos estão em fase de desenvolvimento e sua operação será essencial para o desenvolvimento final de sistemas comerciais.

• **Fermentação seguida por Destilação** é o processo de produção de etanol realizado pela fermentação microbiana de açúcares, originários de sacarídeos ou resultantes de outros processos como a transformação de amiláceos ou celulosos em açúcares. O processo se realiza geralmente três etapas:

- A formação de uma solução de açúcares fermentáveis (sacarificação), dependendo da fonte de açúcares;
- A fermentação destes açúcares e conversão em etanol, que é realizada por microorganismos que usam os açúcares fermentáveis como alimento e excretam o etanol e outros subprodutos. Estes microorganismos tipicamente consomem os açúcares com seis carbonos, sendo o mais comum a glicose, o que faz com que biomassas que possuem elevados teores de glicose ou seus precursores sejam matérias-primas mais produtivas através desta rota, como a cana-de-açúcar utilizada no Brasil. Entretanto, outras matérias-primas são também utilizadas, destacando-se os amiláceos, que são compostos por cadeias longas de moléculas de glicose, os polissacarídeos, existentes em numerosos vegetais, tais como trigo, arroz, milho, batata, etc. Assim, os amiláceos podem também ser fermentados após terem suas moléculas quebradas em moléculas simples de glicose. Os amiláceos requerem uma reação prévia com água (hidrólise) para quebrar as cadeias complexas em açúcares fermentáveis, chamada de sacarificação, citada anteriormente. A hidrólise é tipicamente executada para formar uma pasta, que, então, é agitada e aquecida para romper as cadeias. As enzimas específicas que quebram as ligações químicas são adicionados em várias etapas durante o ciclo de aquecimento;
- A separação e purificação do etanol através da destilação.

• **Hidrólise de Biomassa Celulósica:** o material celulósico é composto por lignina, hemicelulose, e da celulose, e assim são chamados materiais lignocelulósicos. As funções básicas da lignina são fornecer a sustentação estrutural do vegetal e compor grande parte da matéria do vegetal. A lignina não contém nenhum açúcar, sendo difícil a sua conversão neste. As moléculas da celulose consistem em correntes longas de moléculas da glicose, como as moléculas dos amiláceos, mas têm uma configuração estrutural diferente, e ainda encapsuladas pela lignina, tornando-as mais difíceis de hidrolisar que os materiais amiláceos. A hemicelulose também é composta por cadeias longas de moléculas de açúcar, e contém, além da glicose (hexose), pentoses (açúcares com cinco carbonos). Para complicar, a composição exata do açúcar da hemicelulose pode variar dependendo do tipo de vegetal. Uma vez que a quantidade de pentoses é grande, a capacidade de recuperar e fermentar estes açúcares é importante para a eficiência e a economia do processo de hidrólise de materiais celulósicos. Microorganismos especiais devem ser geneticamente desenvolvidos para fermentar as pentoses e permitir a conversão em etanol com eficiência relativamente elevada. Há três tipos básicos de hidrólise de materiais celulósicos: o processo ácido, o processo enzimático e o processo termoquímico, com variações para cada um deles. O mais comum é a hidrólise ácida, onde todo ácido pode ser usado, entretanto, o ácido sulfúrico é, geralmente, utilizado por ser menos caro.

Enquanto a rota tecnológica de conversão baseada na fermentação seguida de destilação já é amplamente desenvolvida e utilizada no mundo, as rotas de hidrólise estão em franco processo de desenvolvimento, e serão apresentadas no item 4 desta nota técnica.

■ 2.3. Conversão físico-química

A via de conversão físico-química da biomassa é aquela que utiliza técnicas para disponibilização de lipídios através da compressão e esmagamento de matérias vegetais diversas e extração dos óleos vegetais, que posteriormente sofrerão transformação química. As transformações químicas variam segundo o produto final a ser obtido. Os óleos vegetais podem ser processados através de esterificação direta, sendo então diretamente utilizáveis em motores a combustão interna (VERINGA, 2000). Por outro lado, estes mesmos óleos vegetais podem ser convertidos, para a produção de biodiesel, através de uma série de processos tecnológicos diferentes, sendo os mais comuns a transesterificação alcoólica por via catalítica ácida, básica ou enzimática e o craqueamento catalítico ou térmico. A evolução tecnológica nos últimos anos mostra tendências para a adoção da transesterificação com metanol e etanol como processo principal para o uso em mistura com o diesel derivado de petróleo (MACEDO e NOGUEIRA, 2005).

• **Esterificação Direta** é a reação que envolve a obtenção de ésteres a partir de álcoois e ácidos graxos ou seus derivados;

• **Transesterificação Alcoólica** é a reação química de triglicerídeos, de óleos e gorduras vegetais ou animais, em que os ácidos graxos formam ésteres com o glicerol, realizada com álcoois (metanol ou etanol), na presença de um catalisador (ácido, básico ou enzimático), resultando na substituição do grupo éster do glicerol pelo grupo do etanol ou metanol. A glicerina é um subproduto da reação que depois de purificada aumenta a eficiência econômica do processo.

- Por via catalítica ácida;
- Por via catalítica básica; ou
- Por via enzimática.

• **Craqueamento Catalítico ou Térmico** refere-se ao processo que provoca a quebra de moléculas por aquecimento a altas temperaturas, formando uma mistura de compostos químicos com propriedades muito semelhantes às do diesel de petróleo. (EMBRAPA/MAPA, 2005)

3. Combustíveis líquidos sintéticos derivados da biomassa – biorefinarias e *biomass-to-liquids*

Combustíveis líquidos sintéticos podem ser produzidos a partir de qualquer matéria constituída de moléculas de carbono e de hidrogênio, como as matérias vegetais (biomassa), entre outros. O processo de produção dos combustíveis sintéticos difere do sistema de refino tradicional de óleo, criando combustíveis que podem ser utilizados diretamente no mercado. As tecnologias de conversão estudadas neste item do relatório baseiam-se nas rotas termoquímicas, particularmente na gaseificação e na pirólise.

Uma nova geração de tecnologias baseadas nas rotas termoquímicas de gaseificação e pirólise vêm sendo estudada nesta última década, ainda que grande parte dos princípios fundamentais não seja nova, a inovação está na abordagem para a constituição de uma estrutura sustentável, integrada e sistêmica, baseada na matéria vegetal como fonte primária para a produção de produtos de toda uma cadeia química, industrial e energética.

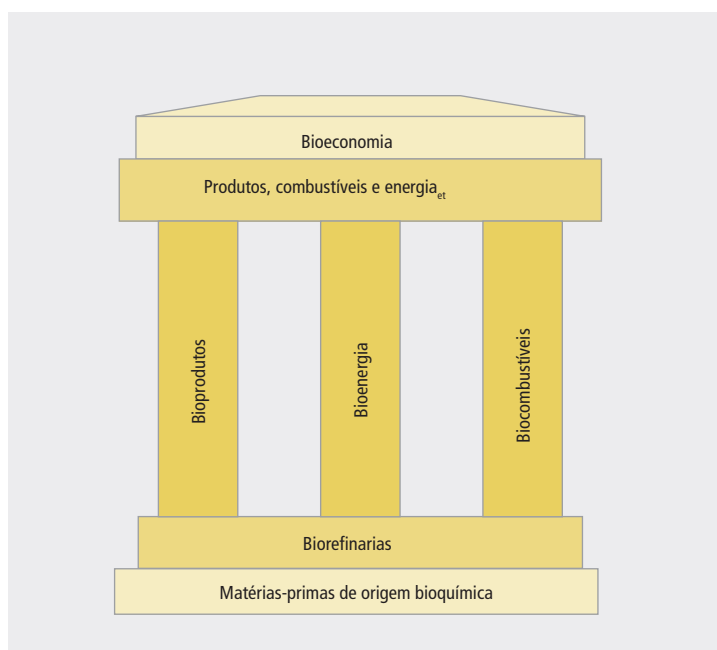
Alguns aspectos atuais da pesquisa e do desenvolvimento das biorefinarias, que resulta da formação de conceitos no começo dos anos 90, que tem por objetivo a utilização de recursos vegetais renováveis para a

produção de produtos não alimentares, incluem os processos integrados focados na fabricação de combustíveis, solventes, produtos químicos, plásticos, e alimento humano.

Neste conceito, os processos da biorefinaria envolvem também as tecnologias de fermentação do etanol para combustíveis, fermentação dos ácidos lácticos, fermentação do propanodiol¹ (PDO), e a fermentação da lisina², especialmente para a produção do polímero. O polímeros poli (ácido láctico), os polímeros derivados do propanodiol, e a polilisina aparecem como produtos mais elaborados destas cadeias. Muitas tecnologias híbridas estão em desenvolvimento nos campos da bioengenharia, da química dos polímeros, da ciência dos alimentos e agrícolas. Sistemas baseados nos cereais em geral, nos materiais lignocelulósicos, como gramineas e silviculturas, estão sendo integrados aos estudos de genética molecular das plantas para fornecer matéria-prima (KAMM *et al.*, 2006).

Entre os processos derivados da rota por gaseificação destacam-se as plantas de *Biomass-to-Liquids*, onde um gaseificador pressurizado usando oxigênio produz os gases de síntese a partir de uma biomassa pré-tratada para alimentação do gaseificador. Estas tecnologias estão disponíveis comercialmente, podem ser aplicadas para a produção dos gases de síntese e, após limpeza e condicionamento, alimentam diversos processos, entre os quais a síntese de Fischer-Tropsch.

Figura 3 – Modelo conceitual de uma economia futura baseada nos elementos bioquímicos



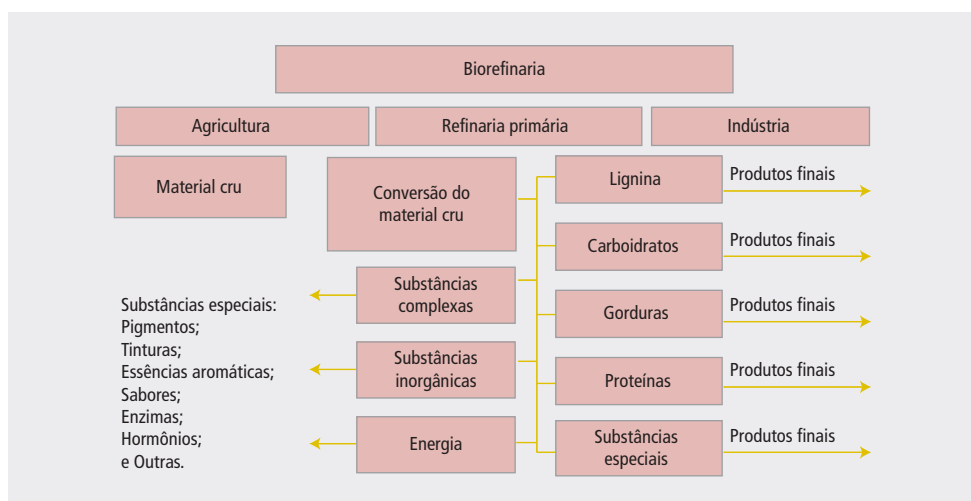
Fonte: KAMM *et al.*, 2006.

- 1 Líquido incolor, viscoso, higroscópico e doce usado como um anticongelante para fluídos de freio e também como umectante nos cosméticos e em artigos de cuidado pessoal.
- 2 Aminoácido cristalino, básico, $(H_2N(CH_2)_4CH(NH_2)COOH)$, produzido principalmente a partir de proteínas pelo processo de hidrólise, essencial na nutrição dos seres humanos e dos animais.

■ 3.1. Biorefinarias

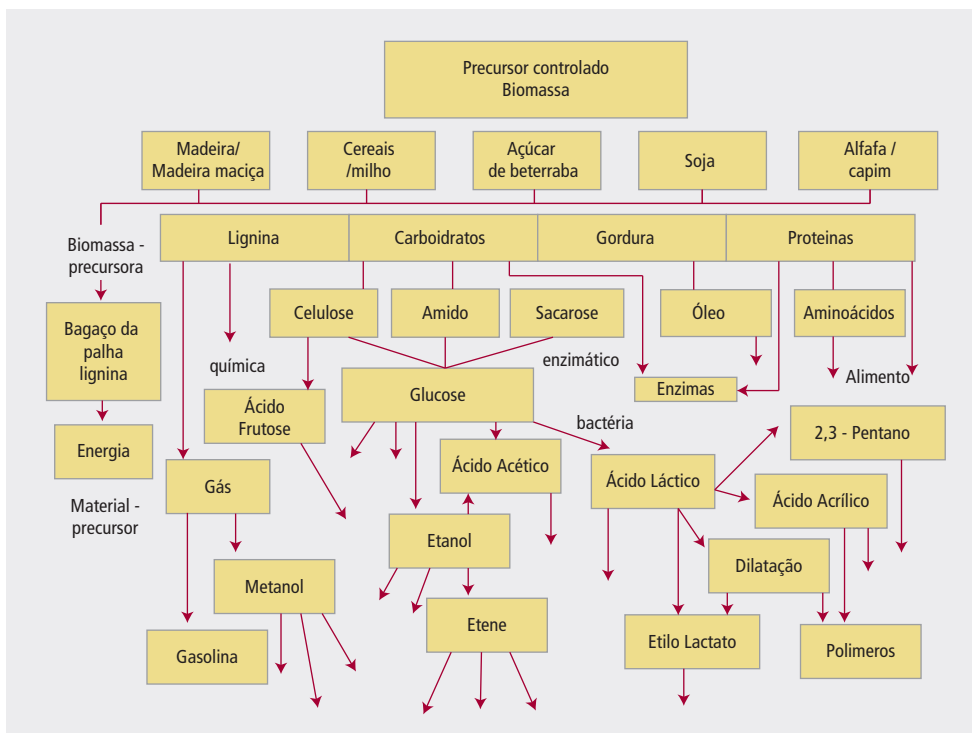
Os princípios que orientam o conceito de biorefinarias resultam da similaridade existente entre a biomassa e o petróleo, em termos de composição complexa desses, fazendo da separação preliminar em grupos principais das substâncias uma necessidade inescapável. O tratamento subsequente e o processamento destas substâncias conduzem a uma escala de produtos. A petroquímica é baseada no princípio de gerar produtos simples, para serem manipulados e quimicamente bem definidos em termos de pureza, em linhas de produto eficientes, num sistema baseado nas árvores de famílias, onde os produtos químicos básicos, intermediários e sofisticados são produzidos de forma consecutiva. Este princípio de refinarias pode ser transferido às biorefinarias, onde a matéria-prima vegetal apresenta relações de C:H:O diferentes do petróleo. Assim, a conversão biotecnológica, como conversão química, deverá desempenhar um importante papel no futuro.

Figura 4 – Desenvolvimento árvores e família de produto industrial a partir da biomassa substâncias básicas codificadas, obtidas por fracionamento



Atualmente, os processos de transformação da biomassa adaptam-se à finalidade de produção de substâncias básicas adequadas ao processamento subsequente, e por este motivo, estas substâncias recebem o nome de “precursores”. A biomassa vegetal consiste sempre de carboidratos, lignina, proteínas, e gorduras, e uma variedade de substâncias tais como vitaminas, pigmentos e essências aromáticas de estrutura química muito diferente. As biorefinarias constituem-se de combinações de processos e tecnologias essenciais, que convertem materiais biológicos brutos em produtos intermediários industriais e produtos finais.

Figura 5 – Diagrama esquemático e representativo para biorefinarias com biomassa como matéria precursora - rota para carboidrato conteúdo biomassa



■ 3.2. Rotas de conversão pela via da gaseificação

A biomassa pode ser convertida por meio de um processo de gaseificação, e qualquer tipo de biomassa pode ser usada como matéria-prima, incluindo-se lignocelulose resultante de colheitas agrícolas (palha, melaço), as gramíneas e florestas plantadas.

Através da gaseificação da matéria constituída por carbono e hidrogênio, colocados a reagir com vapor ou oxigênio, em presença de catalisadores e a altas temperaturas, produz-se um gás de síntese rico em hidrogênio (H_2), carbono (C), óxidos de carbono (CO_x) e, às vezes, metano (CH_4), entre outros. Este gás, genericamente denominado gás de síntese, independente das proporções de um ou outro composto, é então submetido a etapas separação para adequar sua composição e pureza, quanto aos constituintes hidrogênio e monóxido de carbono, tornando-se adequadas às várias operações de produção de combustíveis líquidos, tais como a rota do Metanol, do DME e do processo Fischer-Tropsch.

■ 3.2.1. Rota do metanol

A partir de um gás de síntese, oriundo dos hidrocarbonetos da matéria-prima, com composição de 2 (duas) partes de hidrogênio para 1 (uma) parte de monóxido de carbono, estes são combinados para a formação do metanol em presença de vapor d'água, à pressão de 35 MPa e 400 °C.

O metanol ou álcool metílico (CH_3OH) é utilizado para diversas finalidades na indústria química, como a fabricação de formal-formaldeídos para matérias plásticas, filmes e poliésteres e solventes diversos, ácido

acético e metil terciário butil éter (MTBE), ou como combustível. Sua obtenção à partir do gás natural é fácil, em processos de baixa pressão, e a fabricação é mais econômica em comparação à outras matérias primas.

O metanol oferece risco de explosão, apresenta elevada agressividade ao alumínio e a certas matérias plásticas e seu vapor é tóxico, sendo a concentração acima de 220 ppm/m³ de ar suficiente para causar distúrbios digestivos e da visão.

Como combustível pode ser empregado misturando-se à gasolina numa proporção de 10 % de metanol e 10 % de etanol para veículos auto motores, em células combustíveis ou em turbinas a gás. No Brasil, o metanol não apresenta nenhuma vantagem comparado ao álcool de cana de açúcar.

■ 3.2.2. Rota do DME

Dimetileter (DME) está sendo usado, atualmente, principalmente como propelente em aerossóis, mas a pesquisa sobre o uso do DME como um combustível do transporte começou recentemente.

O eteno e seus derivados superiores, como o propeno, ocupam o primeiro lugar em importância como matéria-prima da indústria química. Sua produção comercial é tradicionalmente obtida por recuperação dos gases de refinaria de petróleo, craqueamento térmico de hidrocarbonetos leves, principalmente etano e propano, ou uma combinação destes dois processos. A recuperação do eteno é geralmente realizada em processos de fracionamento e absorção a baixa temperatura e pressões de moderadas a altas.

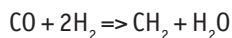
A tecnologia de conversão do gás de síntese em olefinas, conhecida como GTO (*Gas to Olefins*) está baseada em um processo de conversão de metanol em olefinas, principalmente eteno e propeno e também o buteno, conhecido como MTO (*Methanol to Olefins*). O insumo biomassa é primeiramente convertido em metanol, através da produção dos gases de síntese.

No processo MTO, o metanol é convertido de forma controlada em uma peneira molecular sintética porosa, composta por óxidos de silicone, alumínio e fósforo. Estes materiais são combinados com outros componentes catalisadores para converter o metanol seletivamente em olefinas leves. Assim, o processo GTO é uma combinação da produção de gás de síntese, produção de metanol e conversão do metanol em olefinas.

■ 3.2.3. Processo Fischer-Tropsch

O processo de Fischer-Tropsch (F-T), inicialmente, foi desenvolvido na Alemanha nos anos 1920 e produziu combustíveis sintéticos a partir de 1930. Originalmente, os combustíveis fósseis foram usados como um matéria-prima para o processo, mas os desenvolvimentos atuais focam-se em produzir os combustíveis limpos, a partir deste processo, baseados na biomassa. Como os processos da conversão para o metanol e o DME, a rota de Fischer-Tropsch começa também com a gaseificação, que é seguida por um processo de síntese.

A reação química do processo de Fischer-Tropsch converte o gás de síntese em um líquido sintético ou combustível sintético. No processo F-T, o gás sintético, composto por monóxido de carbono (CO) e hidrogênio molecular (H₂), é cataliticamente convertido para sintetizar o cru, mediante a seguinte reação básica:



O grupo dos CH são os blocos que constituem longas cadeias de parafina e moléculas de olefinas resultantes de um processo de crescimento da cadeia de gasolina: moléculas parafínicas que têm de 5 a 11 átomos de

carbono; e diesel: moléculas parafínicas que têm de 12 a 20 átomos de carbono.

O processo de hidrocarbonetos sintéticos é um processo para converter a biomassa em óleos sintéticos, os quais podem, posteriormente, ser processados em combustíveis ou outro tipo de produtos originados em hidrocarbonetos. O processo é baseado em dois passos fundamentais:

1. A conversão da biomassa em um gás sintético, que no primeiro passo do processo reage com o ar num reator auto-térmico-reformador para produzir gás sintético de nitrogênio diluído, consistindo basicamente de monóxido de carbono e hidrogênio; e

2. A conversão do gás sintético em gás ou óleo cru ocorre em uma reação quando o gás flui dentro de um reator contendo um catalisador, que converte para hidrocarbonetos sintéticos, comumente referidos como “óleo cru sintético”.

A disponibilidade de gasolina e diesel limpos, originários da biomassa, com alto número de cetano e baixo teor de poluição, tem hoje, um mercado de grande potencial de crescimento. Este fato irá garantir uma posição vantajosa para os países que dominarem as tecnologias de conversão e de produção econômica da biomassa em escala industrial, caso do Brasil, que já domina com vantagens competitivas mundiais a atividade agrícola. Esta cadeia dá origem ao que se convencionou chamar de *Biomass-to-Liquids* – BTL.

Processo biomassas-to-liquids

A diferença entre o BTL e o biodiesel convencional é que, enquanto este é produzido a partir de fontes vegetais comestíveis, aquele utiliza fontes não-comestíveis. Embora, como no caso do biodiesel, haja necessidade de terra para a obtenção de matéria-prima, o BTL não sofre influência do aumento da demanda por alimento.

A tecnologia de gaseificação é baseada nos processos já conhecido de *Coal-to-Liquids* – CTL e *Gas-to-Liquids* – GTL, que utilizam, respectivamente, carvão e gás natural como matéria-prima. O gás sintético resultante é semelhante, sendo que a diferença se dá na proporção dos componentes de hidrocarbonetos. O BTL usa temperaturas e pressões mais baixas que o CTL. A reação é exotérmica como no CTL e requer um catalisador (ZUBERBUHLER et al., 2005). Há, no mínimo, 13 processos conhecidos que tratam direta, ou indiretamente, os gaseificadores aquecidos para este fim.

A tecnologia BTL está num estágio de desenvolvimento de planta-piloto e o custo do investimento de uma planta em escala comercial pode se aproximar de US\$ 140.000,00 por barril de capacidade, de acordo com um estudo conduzido pelo DOE, por Bechtel, em 1998 (BECHTEL, 1998). O nível de investimento inicial estimado é comparável com aqueles das plantas CTL e GTL, que já tem sido reduzido, ao longo do tempo, em 50% ou mais. Inovações tecnológicas e economias de escala poderiam reduzir os custos do BTL.

A primeira planta BTL em escala comercial tem planejada a entrada em operação após 2008, na Alemanha, seguida por quatro instalações adicionais. Sua capacidade deverá superar os 4.000 barris diários. Aproximadamente, dois terços do custo de investimento da planta de BTL se refere ao manuseio da biomassa e gaseificação. A tecnologia da unidade inicial de BTL é nova e evolutiva e tem semelhanças com a tecnologia de etanol de celulose (EIA, 2006).

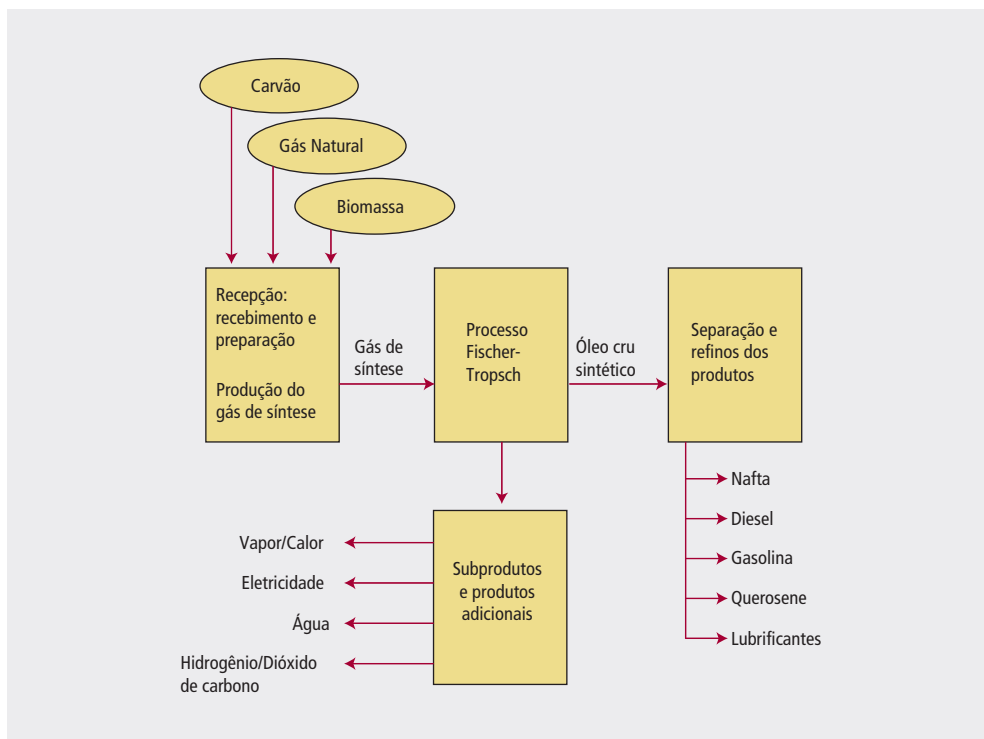
Grandes plantas de BTL exigem áreas enormes para produção em estágios, e altos custos de transporte da matéria-prima para a planta central. O alto custo de remoção é a principal questão no processo. Além disso, há dúvidas se a gaseificação e outros processamentos alcançariam a redução de custo necessária para tornar

o BTL mais competitivo. Os custos de catalisadores são altos, assim como para outros processos Fischer-Tropsch. O BTL pode ficar limitado à produção de diluentes de combustíveis, se não houver avanços tecnológicos que proporcionem redução de custos (EIA, 2006).

Apesar disso, suas perspectivas como tecnologia são promissórias, pois os interesses de diversos agentes das cadeias do carvão e do gás natural, assim como dos detentores de tecnologias inovadoras, começam a visualizar as oportunidades de grandes transformações, tanto pelas pressões ambientais quanto pela capacidade de ganhos significativos e de efetiva monetização das reservas de carvão e de gás natural ainda mal exploradas.

Na Figura 6, é apresentado um diagrama de fluxo simplificado do processo de combustíveis sintéticos. Numa reação Fischer-Tropsch básica, o gás sintético alimenta um reator, onde é convertido pra uma cera de parafina que, através de um processo de quebra de hidrocarbonetos com hidrogênio (*hydrocracking*), produz hidrocarbonetos com vários tamanhos de cadeia. Os produtos finais são determinados e podem ser ajustados, de acordo com a seleção do catalizador e a severidade da reação, que potencialmente, podem ser: nafta, querosene, diesel, metanol, éter dimetilico, álcoois, cera e provisões de óleos lubrificantes. Uma seção de diagnose do produto separa os líquidos e completa a transformação nos produtos finais. O diesel produzido (“Fischer-Tropsch diesel”) é limitado por falta de lubrificação natural, que pode ser melhorada com aditivos (WFT, 2005). Os subprodutos do processo são água e CO_2 .

Figura 6 – Elementos do sistema para produção de combustíveis sintéticos a partir do carvão, gás natural e biomassa



Fonte: WFT, 2005.

■ 3.3. Rotas de conversão pela via da pirólise

■ 3.3.1. Diesel equivalente derivado da pirólise

O Diesel equivalente derivado do óleo de pirólise é produzido através de um processo de conhecido como flash pirólise, no qual a degradação térmica da biomassa na ausência de oxigênio resulta em um líquido intermediário, aplicável a uma variedade de processos, entre os quais o de produção de um diesel equivalente ao derivado do petróleo.

■ 3.3.2. Diesel equivalente derivado de depuração hidrotérmica

Um Diesel equivalente ao derivado do petróleo pode ser produzido a partir de um óleo cru sintético produzido pela decomposição hidrotérmica da biomassa. Os objetivos deste processo são concentrar o conteúdo energético da biomassa em um combustível líquido para transporte com densidade energética mais elevada.

4. Produção de etanol

O etanol pode ser produzido a partir de qualquer matéria-prima biológica que contenha quantidades apreciáveis de açúcares ou materiais que possam ser convertidos em açúcares, como amidos ou celulose. O etanol é geralmente produzido a partir da fermentação de açúcares por enzimas produzidas por leveduras. Os processos tradicionais de fermentação utilizam leveduras que convertem açúcares de seis carbonos (principalmente glicose) em etanol. Os microrganismos e enzimas para a conversão do amido e a fermentação de glicose em escala comercial são facilmente disponíveis. A celulose é geralmente convertida em açúcares de cinco e seis carbonos, o que requer microrganismos especiais para a fermentação completa.

■ 4.1. Produção de etanol a partir da celulose

A maior parte da matéria vegetal não consiste de açúcares ou amido, mas de celulose, hemicelulose e lignina. A parte verde das plantas é composta quase inteiramente dessas três substâncias. A celulose e a hemicelulose podem ser convertidas em álcool através da conversão inicial destas em açúcares. O processo, entretanto, é mais complicado do que a conversão de amido em açúcares e, em seguida, em álcool.

Atualmente, praticamente não existe produção comercial de etanol a partir da biomassa celulósica, mas existe um volume substancial de pesquisas que vêm sendo realizadas nesta direção, inclusive no Brasil, tanto em laboratórios como em desenvolvimentos industriais. Existem diversos benefícios potenciais importantes que podem ser obtidos do desenvolvimento de um processo viável e comercial da produção de etanol celulósico, entre os quais se destacam o acesso a uma quantidade muito maior de matérias-primas potenciais, onde se incluem resíduos de materiais celulósicos e culturas celulósicas dedicadas como árvores e gramíneas, abrindo oportunidade para níveis maiores de produção de etanol e a maior substituição de energia fóssil por litro de combustível.

Uma grande variedade de matérias-primas está disponível para a produção de etanol a partir de biomassa celulósica, considerando-se os resíduos agrícolas em geral, e os resultantes da produção convencional de etanol em particular, resíduos florestais, resíduos orgânicos domésticos, resíduos da indústria de polpa e papel e culturas dedicadas.

A composição celulósica destes materiais pode variar de 30 % a 70 %, e o restante é constituído de lignina, que não pode ser convertida em açúcares, mas pode ser usada como combustível no processo ou ser convertida em combustível líquido através de gaseificação e conversão de gás para líquido.

No Brasil, como apresentado na nota técnica “Avaliação do potencial da biomassa como recurso energético”, do Volume sobre Biomassa do PNE 2030 em termos de potencial de produção, os resíduos agrícolas e florestais representam uma ampla base de recursos para a produção de etanol e, a longo prazo, podem permitir um crescimento substancial da indústria de etanol. Na cultura da cana-de-açúcar, o bagaço, que é utilizado para fornecer energia ao processo produtivo de açúcar e etanol, constitui material celulósico potencialmente conversível em etanol.

Culturas celulósicas dedicadas podem representar uma alternativa interessante como fonte de matérias-primas, gramíneas e árvores podem ocupar áreas de terra que não poderiam ser utilizadas para a produção de outras culturas agrícolas e requerem menor quantidade de fertilizantes, além de fornecerem um habitat melhor para animais silvestres do que as culturas agrícolas.

■ 4.1.1. Conversão de celulose em etanol

Para a conversão de celulose em etanol, duas etapas fundamentais devem ocorrer. Primeiro, a celulose e a hemicelulose devem ser quebradas em açúcares através de um processo conhecido com sacarificação. Os açúcares produzidos, entretanto, são uma mistura complexa de açúcares de cinco e seis carbonos que constituem um desafio para a completa fermentação em etanol. Segundo, estes açúcares devem ser fermentados para produzir etanol, da mesma forma que ocorre no processo tradicional.

O primeiro passo é o principal desafio, e uma grande variedade de processos térmicos, químicos e biológicos estão sendo desenvolvidos para realizar esta etapa de sacarificação de maneira eficiente e economicamente viável.

A primeira etapa na conversão de biomassa em etanol é o pré-tratamento, que envolve a limpeza e “quebra” dos materiais. Uma combinação de processos físicos e químicos, a hidrólise ácida, por exemplo, é tipicamente utilizada, que permite a separação da biomassa em celulose, hemicelulose e lignina. Uma parte da hemicelulose pode ser convertida em açúcares nesta etapa, e a lignina é removida.

Em seguida, a celulose remanescente é hidrolisada em açúcares, na etapa principal de sacarificação. Os métodos comumente usados são a hidrólise ácida diluída e concentrada, que são dispendiosas e parecem ter alcançado o seu limite em termos de rendimento. Dessa forma, uma quantidade considerável de pesquisa está sendo conduzida no desenvolvimento de enzimas biológicas que possam quebrar a celulose e hemicelulose.

A primeira aplicação de enzimas para a hidrólise vegetal em um processo de produção de etanol foi realizada para substituir a etapa de hidrólise ácida por uma etapa de hidrólise enzimática. Este processo é chamado de “hidrólise e fermentação separadas”.

Uma modificação importante feita para a hidrólise enzimática da biomassa foi a introdução da “sacarificação e fermentação simultâneas”, que foi recentemente melhorada para incluir a co-fermentação de substratos contendo diversos tipos de açúcares. Nesse processo, a celulose, enzimas e microrganismos são combinados, reduzindo o número de reatores necessários e aumentando a eficiência. Os açúcares, depois de produzidos por hidrólise enzimática, são convertidos em etanol pelos microrganismos.

Finalmente, estão sendo estudadas vias para produzir todas as enzimas necessárias dentro do reator, uti-

lizando a mesma “comunidade microbiana” para produzir tanto as enzimas que ajudam a quebrar a celulose em açúcares quanto fermentar os açúcares em etanol. Este “bioprocesso consolidado” é visto por muitos como o ponto final lógico na evolução da tecnologia de conversão de biomassa, com excelente potencial para melhorar a eficiência e reduzir os custos (HAMELINCK, HOOIJDONK e FAAIJ, 2003).

■ 4.1.2. Produtividade e eficiência segundo o processo e a matéria-prima

O uso de matérias-primas celulósicas para produzir etanol possui a potencial vantagem da utilização de partes da planta, principalmente lignina, como combustível para as caldeiras do sistema de fermentação. Isto torna o processo de produção relativamente eficiente sob o ponto de vista energético e resulta mais renovável, com a minimização da energia fóssil utilizada para a conversão das matérias-primas.

Para as estimativas das reduções dos gases estufa, as considerações sobre a eficiência de uso final nos veículos e a quantidade de fertilizantes utilizada para a produção das matérias-primas tornam-se bastante importantes. Variações nessas considerações causam a maior parte das variações nas diferentes estimativas dos impactos sobre os gases estufa.

Tabela 1 – Estimativas de eficiência e redução nas emissões de gases estufa em diferentes trabalhos

Referência ¹	Matéria-prima	Produtividade (litros de etanol/ton)	Eficiência energética do processo ² Energia produzida Energia consumida	Redução nas emissões de gases estufa
GM et al., 2002	Madeira (variedade <i>Populus</i>)	n/a	1,20	51%
GM/ANL, 2001	Madeira - a	288	1,30	n/a
GM/ANL, 2001	Madeira - b	371	1,90	n/a
Wang, 2001a	Madeira	288	1,52	107%
GM/ANL, 2001	Gramíneas - a	303	1,00	71%
GM/ANL, 2001	Gramíneas - b	390	1,60	66%
Wang, 2001a	Gramíneas	303	1,37	73%
Levelton, 2000b	Gramíneas	310	1,28	71%
GM et al., 2002	Resíduos Agrícolas (palha)	n/a	n/a	82%
Levelton, 2000b	Resíduo de Milho (palha e sabugo)	345	1,10	61%
Levelton, 2000b	Gramíneas	305	1,32	68%
Levelton, 2000b	Resíduos Agrícolas (palha)	330	1,12	57%

Nota: 1 - Onde uma faixa de estimativas foi apresentada por uma referência, “a” e “b” estão grafados na coluna das matérias-primas para indicação; 2 - A eficiência energética do processo inclui as fontes energéticas da biomassa e as demais.

Fonte: FULTON, HOWES e HARDY, 2004, apud GM et al., 2002, GM/ANL et al., 2001, Wang, 2001a e Levelton, 2000b.

Poucas unidades de produção em grande escala existem para a obtenção de estimativas mais empíricas ou para determinar se as eficiências assumidas se aplicam a grandes unidades. As melhorias na eficiência do processo de conversão celulósica ocorreram de forma mais lenta do que o projetado na última década, porém, é inquestionável que reduções de 70% ou maiores nas emissões de gases estufa podem ser obtidas.

■ 4.1.3. Estimativas econômicas da produção de etanol celulósico

A Tabela 2 apresenta as estimativas dos custos de capital e de produção de etanol celulósico a partir de madeira da silvicultura da variedade *Populus* nos Estados Unidos e Canadá. O estudo foi conduzido pela Agência Internacional de Energia e as estimativas são baseadas em estudos do Laboratório Nacional de Energia

Renovável dos Estados Unidos em 1999 (FULTON, HOWES e HARDY (2004), apud IEA (2000a)).

Estas são estimativas projetadas para uma planta de grande escala com a melhor tecnologia disponível, usando as considerações de evolução tecnológica e reduções de custo nos próximos anos. Não existem plantas de produção em grande escala, atualmente, em operação, logo não existe certeza se, e quando, estes custos estimados poderão ser atingidos na prática. A primeira planta em grande escala está prevista para 2006³, mas não se sabe se esta planta irá atingir estes objetivos de redução de custo.

Tabela 2 – Custos de capital e de produção de etanol celulósico

	Curto prazo média	Curto prazo melhor	Após 2010
Custo de recuperação de capital	0,177	0,139	0,073
Capacidade de processamento (ton/dia)	2.000	2.000	200
Rendimento (l/ton)	283	316	466
Produção (10 ⁶ l/ano)	198	221	326
Custo de capital total (10 ⁶ US\$)	234	205	159
Custo de operação	0,182	0,152	0,112
Matéria-prima	0,097	0,087	0,059
Crédito de subprodutos	(0,019)	(0,029)	0,000
Produtos químicos	0,049	0,049	0,028
Mão-de-obra	0,013	0,011	0,008
Manutenção	0,024	0,019	0,010
Seguro e taxas	0,018	0,015	0,007
Custo total por litro (US\$/l)	0,36	0,29	0,19
Custo total por litro equivalente de gasolina	0,53	0,43	0,27

Fonte: FULTON, HOWES e HARDY, 2004, apud IEA, 2000a.

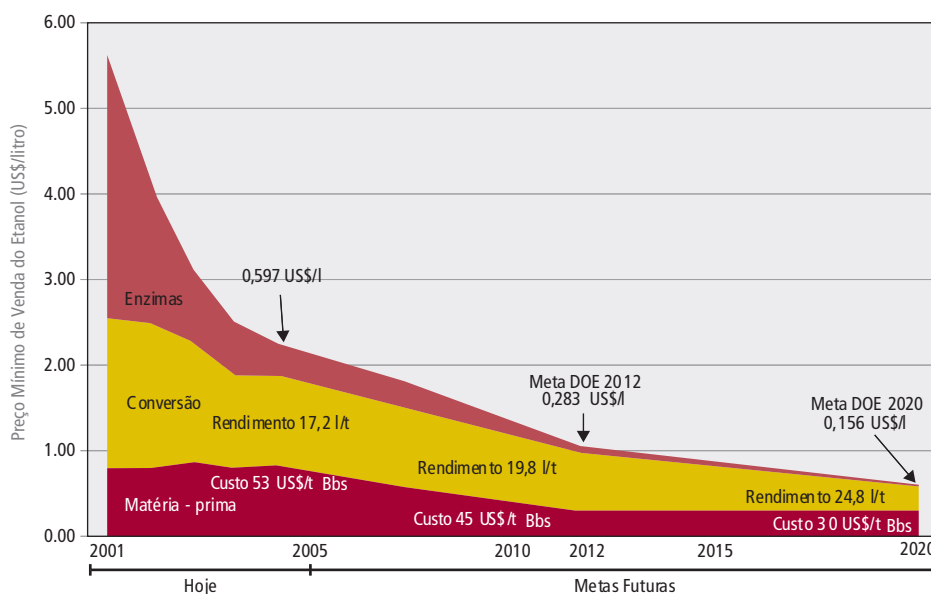
Os custos maiores para a produção de etanol celulósico devem-se principalmente aos maiores custos de recuperação de capital, relativos ao custo da planta de conversão, e aos custos de operação relativamente maiores. O custo da matéria-prima celulósica é baixo se comparado com o das outras matérias-primas para a produção de etanol.

A Figura 7 mostra a previsão da evolução dos custos de produção de etanol celulósico utilizando a hidrólise enzimática até 2020 feita pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. Os custos estão divididos entre matéria-prima, conversão e enzimas. Projeta-se uma redução expressiva dos custos com esses três componentes, resultando em um preço mínimo de venda de US\$ 0,597/l de etanol, em 2005, US\$ 0,283/l, em 2012, e US\$ 0,156/l, em 2020. Pode-se verificar que essas projeções de custos são significativamente mais conservadoras do que os valores projetados no estudo da IEA.

Na projeção do Departamento de Energia dos Estados Unidos, o custo da matéria-prima é reduzido de US\$ 53/ton, em 2005, para US\$ 45/ton, em 2012, e US\$ 30/ton, em 2020. O rendimento da conversão aumenta substancialmente, de 246 l/ton, em 2005, para 284 l/ton, em 2012, e 356 l/ton, em 2020. Novamente, os valores dos custos de matérias-primas e rendimento do processo de conversão são mais conservadoras do que os previstos no estudo da IEA.

3 EESI, 2003. Ethanol Climate Protection Oil Reduction: A Public Forum.

Figura 7 – Projeções dos custos do etanol celulósico



Fonte: USD OE, 2006.

4.1.4. Condições de penetração da tecnologia de etanol celulósico no Brasil

As considerações aqui expressas, que fornecem os subsídios necessários à assunção das hipóteses para a estimação da parcela de bagaço de cana-de-açúcar que pode vir a ser destinada à produção de etanol via os processos de hidrólise em desenvolvimento, e que impactam a geração de excedentes de energia elétrica do setor sucroalcooleiro, seja pela redução da disponibilidade de biomassa para uso como combustível ou pelo aumento do consumo energético das unidades de processamento, são resultantes dos estudos desenvolvidos para a elaboração da nota técnica “Perspectivas de oferta de combustíveis líquidos derivados da biomassa no longo prazo”, deste Volume.

Como destacado por Macedo e Nogueira (2005), a eventual competição da sacarose da cana-de-açúcar com açúcares derivados de material lignocelulósico, tais como resíduos de produção agrícola, plantações para energia ou resíduos da produção e uso da madeira, para produção de etanol poderá ocorrer, mas aparentemente não nos próximos anos, e poderá ser transformada em excelente oportunidade para o setor sucroalcooleiro no Brasil, a depender dos esforços empregados para o desenvolvimento e domínio desta tecnologia, além de sua integração na cadeia produtiva existente.

Em todo o mundo, há um grande interesse na utilização dos resíduos celulósicos para a produção de etanol, e diversas rotas ácidas e enzimáticas estão sendo testadas, sempre em busca de processos eficientes para converter a celulose e a hemicelulose dos resíduos, respectivamente, em hexoses e pentoses fermentáveis. Nos últimos anos, o interesse tem acelerado a pesquisa e desenvolvimento da sacarificação e da fermentação desses resíduos das matérias-primas lignocelulósicas, que têm entre 30 % e 50 % de celulose, 20 % e 30 % de hemicelulose e 20 % e 25 % de lignina. Para obter os açúcares da celulose, principalmente a glucose, e da hemicelulose, principalmente a xilose, é preciso um pré-tratamento do material que remova a lignina, seguido

de uma hidrólise, que quebra as ligações nos polímeros, liberando os monômeros (glucose, xilose, etc).

Como pode ser deduzido das dimensões explicitadas na Figura 7, os fatores importantes na determinação dos custos de produção do etanol via tecnologias de hidrólise da celulose são:

- Custo da biomassa; e
- Custo do processamento e conversão, com destaque para:
 - Custo das enzimas; e
 - Relação direta entre taxas de conversão e o custo de processamento.

Ainda citando Macedo e Nogueira (2005)⁴: “os resultados “esperados” supõem um avanço tecnológico extremamente ambicioso, principalmente na área biológica, com a redução do custo de enzimas, cujos resultados recentes foram excelentes, e desenvolvimento de microorganismos “estáveis” para a complexa fermentação simultânea, e podem exigir mais tempo que o projetado”. Considerando um processo composto por:

- Pré-hidrólise com ácido diluído, sacarificação enzimática e fermentação simultâneas;
- Produção local da enzima (celulase);
- Queima da lignina para energia;
- Planta para 200 mil m³ de etanol/ano; e
- Investimento de US\$ 234 milhões (1.180 US\$/m³).

Os resultados do custo de produção de etanol em torno de 0,60 US\$/litro se verificam na atualidade, e os resultados expressivos resultados esperados para 2012 devem reduzir o custo para 0,28 US\$/litro, chegando a 0,16 US\$/litro pós 2020.

Entre os avanços previstos, está o desenvolvimento na produção de enzimas e de microorganismos para a fermentação simultânea de glucose e xilose, estáveis e operando a 50°C, e a queda significativa também nos custos de produção da biomassa. Destaca-se que as reduções de custos de biomassa projetadas para o hemisfério Norte só poderão ser alcançadas, por longos períodos contínuos, em situações especiais, com volumes limitados e utilizando, por exemplo, resíduos da colheita, ou com consideráveis avanços tecnológicos.

No que diz respeito à oferta de matéria-prima celulósica, o bagaço de cana-de-açúcar tem um papel natural, e seu emprego para este fim pode ser compensado com a recuperação da palha do campo para atendimento das necessidades energéticas de toda a unidade de processamento, permitindo a formação de um “mix” de uso de bagaço e palha para geração de energia.

Verifica-se que, em termos de custo da matéria-prima para o etanol celulósico, a produção de biomassa no setor sucroalcooleiro apresenta condições muito competitivas aos custos internacionais, mesmo os estimados para o horizonte de 2020, conforme visto na Figura 7. A palha de cana-de-açúcar, conforme apresentado na Tabela 6 do item 7.1, pode chegar à usina em torno dos 13,70 US\$/t_{Bbs}, e o custo econômico do bagaço estimado gira em torno de 22,60 R\$/t_{Bbs}, ou 9,85 US\$/t_{Bbs}⁵. Como visto na Figura 7, as projeções do USD0E (2006) apontam para custos da biomassa nos EUA se estabilizando em torno dos 30,00 US\$/t_{Bbs} a 35,00 US\$/t_{Bbs} em 2020.

⁴ Grifo da fonte.

⁵ Calculada pela taxa de câmbio de 2,30 R\$/US\$.

No Brasil, há uma tecnologia em desenvolvimento cujo processo é uma variante dos processos que utilizam solvente orgânico. Atualmente, obtém-se cerca de 100 litros de etanol por tonelada de bagaço hidrolisado, esperando-se atingir uma produtividade 80% superior com o aperfeiçoamento da tecnologia. No estágio atual, não se recupera, para o etanol, os açúcares derivados de hemicelulose, mas as análises técnico-econômicas são animadoras, quando este processo é utilizado nas usinas em associação com o sistema convencional existente (MACEDO e NOGUEIRA, 2005).

Em 2001, Macedo e Nogueira (2005), quantificaram o custo de produção do etanol, no Brasil, na faixa de 0,42 R\$/l a 0,43 R\$/l, com o custo da cana-de-açúcar da ordem de 23,00 R\$/t. Com a elevação dos custos da cana-de-açúcar verificados recentemente, estes valores foram recalculados, e verificou-se que chegam ao patamar de 55 R\$/l, o que equivale a 0,24 US\$/l⁶. Verificou-se que, mesmo no cenário otimista da produção de etanol celulósico, o etanol derivado de sacarose do setor sucroalcooleiro brasileiro manteria sua competitividade, que deve ser ainda elevada, pois este valor é atual e não incorpora os ganhos de produtividade do setor até 2020.

Ainda sobre o custo do etanol produzido a partir da sacarose da cana-de-açúcar no Brasil, é importante destacar que por questões históricas, tradicionalmente, a quantificação de custo trata a cana-de-açúcar entregue na usina como um produto único, o que significa que o custo do bagaço é, teoricamente, nulo, embora tenhamos condições de estimar seu custo econômico. Isto significa que esta parcela de matéria-prima para o etanol celulósico tenha custo zero ou que o custo do etanol da sacarose é inferior ao tradicionalmente quantificado.

Assim, entre pontos fundamentais para a penetração da tecnologia de etanol celulósico no setor sucroalcooleiro brasileiro, destacam-se, entre outras:

- Desenvolvimento industrial e domínio da tecnologia, particularmente do desenvolvimento dos processos enzimáticos, que por sua vez decorrem do domínio científico e industrial do processo bioquímico da reação e da produção das enzimas;
- As condições mundiais de comercialização do etanol, não por questões de competitividade, mas devido às potenciais barreiras de acesso aos mercados;
- Custo final e competitividade do “mix” de etanol produzido pelas unidades de processamento; e
- Composição e integração das unidades de produção de açúcar, etanol e energia elétrica, pela complementaridade entre a contratação firme, por longo prazo, da energia elétrica do setor sucroalcooleiro e as volatilidades do mercado interno e externo das *commodities*.

5. Óleos vegetais e a produção de biodiesel

No Brasil, as alternativas para a produção de óleos vegetais são diversas, o que constitui um dos muitos diferenciais para a estruturação de uma agroindústria de produção e uso do biodiesel no país. Por se tratar de um país tropical, com dimensões continentais, o desafio colocado é o do aproveitamento das potencialidades regionais. Isso é válido tanto para culturas já tradicionais, como a soja, o amendoim, o girassol, a mamona e o dendê, quanto para alternativas novas, como o pinhão manso, o nabo forrageiro, o pequi, o buriti, a macaúba e uma grande variedade de oleaginosas a serem exploradas (EMBRAPA/MAPA, 2005).

6 Calculada pela taxa de câmbio de 2,30 R\$/US\$.

As oleaginosas promissoras para a produção do biodiesel devem ter avaliadas suas reais potencialidades técnicas e seus efeitos secundários, como o aproveitamento dos seus subprodutos, e em função desse diagnóstico, modelar essa produção, considerando as características da regionalização, como sazonalidade e escala periódica, para definição de qual tecnologia é aplicável, qual o tamanho das unidades produtoras e, principalmente, os aspectos relacionados à qualidade do biodiesel, fatores que implicam na sua aceitação pelo mercado.

Com relação à seleção de óleos vegetais com potencial tecnológico para a produção de biodiesel, existem os óleos monoinsaturados, que necessitam ser melhor investigados quanto aos seus problemas, como o índice de iodo. Outra categoria seriam os óleos de características únicas, como é o caso do óleo de mamona. Existe uma categoria extremamente importante, que são os óleos laurílicos, derivados das palmáceas, que, por serem saturados, conferem as melhores propriedades ao biodiesel. Ésteres destes últimos têm estabilidade à oxidação significativamente melhor.

A produção de biodiesel, a partir de óleos vegetais novos ou residuais ou gorduras animais, pode ser feita por uma série de processos tecnológicos, sendo os mais comuns a transesterificação alcoólica por via catalítica ácida, básica ou enzimática, a esterificação direta e o craqueamento catalítico ou térmico.

■ 5.1. Processos de obtenção de biodiesel

O biodiesel é o éster obtido através da reação de ácidos graxos e um intermediário ativo, formado pela reação de um álcool com um catalisador, ou pela substituição da molécula de glicerol dos triglicerídeos por três moléculas de álcool. Quando a reação para a obtenção de ésteres utiliza triglicerídeos, é dita transesterificação, sendo obtidos como produtos um éster (o biodiesel) e um glicerol. Nos casos em que o ácido graxo é processado, tem-se uma reação de esterificação, na qual se obtém como produtos o biodiesel e a água (OLIVEIRA, 2004).

■ 5.1.1. Esterificação

A reação de esterificação emprega, preferencialmente, álcoois de baixo peso molecular, como o metanol e o etanol. A catálise alcalina não é empregada porque a reação preferencial do catalisador seria a de combinar-se com quaisquer ácidos graxos livres para formar sabão. O sabão formado favorece a ocorrência de emulsões entre o álcool e o ácido graxo, desfavorecendo a reação de esterificação.

No caso da utilização da catálise ácida existem duas alternativas: a catálise homogênea e a heterogênea. A homogênea apresenta como desvantagem a dificuldade de se remover o resíduo de catalisador do material esterificado. Normalmente, a remoção do catalisador é feita através de lavagem da mistura com álcool, que é separado da fase óleo por extração. Com este procedimento, uma parte dos ácidos graxos esterificados é perdida, reduzindo o rendimento do processo. A fim de contornar esse problema, podem-se empregar catalisadores sólidos ácidos ou a catálise enzimática para a esterificação de ácidos graxos livres com álcoois normais ou secundários. A reação se processa em baixas temperaturas, com alto rendimento de ésteres, mas torna-se necessário separar e recuperar o solvente. A utilização de catalisadores heterogêneos minimiza os custos de separação e purificação, trazendo ainda maior atratividade ao processo de obtenção do biodiesel. Quando a esterificação é feita com álcoois, forma-se água como subproduto, o que pode diluir ou destruir o catalisador ácido. Utilizando-se olefinas não há formação de água, mas deve haver um rígido controle de temperatura (abaixo de 70°C) para evitar uma excessiva polimerização da olefina. Como catalisadores, foram utilizados

ácidos de Lewis, entre eles, cloreto de alumínio e cloreto de ferro, sendo este último preferível para esterificação com olefinas, pois minimiza as reações paralelas de dimerização e polimerização.

■ 5.1.2. Transesterificação

O biodiesel é tradicionalmente obtido através da reação de óleos vegetais com um intermediário ativo formado pela reação de um álcool com um catalisador, processo conhecido como transesterificação. Os produtos da reação química são um éster (o biodiesel) e glicerol.

A reação de transesterificação pode empregar diversos tipos de álcoois, preferencialmente os de baixo peso molecular, sendo os mais estudados os álcoois metílico e etílico. Freedman e colaboradores (1986) demonstraram que a reação com o metanol é tecnicamente mais viável do que com etanol. O etanol poderia ser utilizado desde que anidro (com teor de água inferior a 2%), visto que a água atuaria como inibidor da reação. A separação do glicerol obtido como subproduto, no caso da síntese do éster metílico é resolvido mediante simples decantação, bem mais facilmente do que com o éster etílico, processo que requer um maior número de etapas.

Quanto ao catalisador, a reação de síntese pode utilizar os do tipo ácido ou alcalino. Entretanto, geralmente a reação empregada na indústria é feita em meio alcalino, uma vez que este apresenta melhor rendimento e menor tempo de reação que o meio ácido, além de apresentar menores problemas relacionados à corrosão dos equipamentos. O hidróxido de potássio (KOH), apesar de mais caro que o hidróxido de sódio (NaOH), apresenta vantagens na etapa de separação do éster do glicerol. (FREEDMAN, 1986).

A utilização de catalisadores heterogêneos, ácidos ou alcalinos, é bem menos estudada que os sistemas homogêneos nesse processo de transesterificação. Cerca de 90% dos processos catalíticos, na indústria química, utilizam catalisadores heterogêneos por vantagens significativas, como:

- Menor contaminação dos produtos;
- Facilidade de separação do catalisador do meio reacional;
- Possibilidade de reaproveitamento do catalisador; e
- Diminuição dos problemas de corrosão.

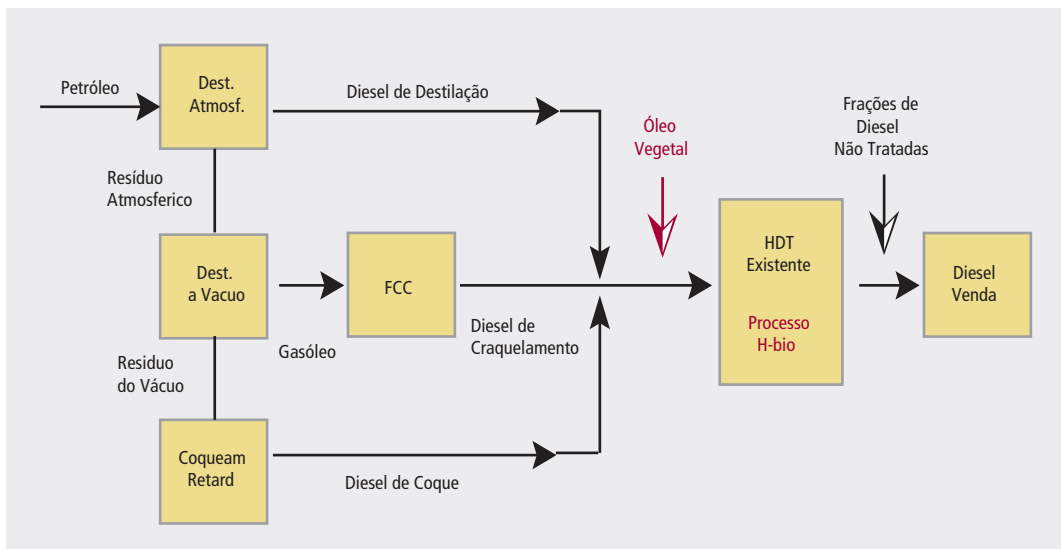
Outro ponto importante a ser tratado é o equilíbrio químico da reação de transesterificação. A conversão desse processo é usualmente baixa em temperaturas brandas. É possível deslocar o equilíbrio da reação no sentido da produção de biodiesel, através da utilização de grandes excessos de álcool (CORMA, 1995) ou simplesmente retirando-se o glicerol (subproduto formado), sendo esse último o modo economicamente mais atraente. Entretanto, a retirada de glicerol por decantação natural é muito lenta, o que dificulta o desenvolvimento de um processo contínuo. No momento, estão em estudos alternativas como a centrifugação ou a utilização de aditivos que promovam a aglomeração das moléculas de glicerol, favorecendo assim a separação desse último.

■ 5.2. Tecnologia do H-bio

A tecnologia denominada H-bio, desenvolvida no Brasil, consiste em um processo de hidroconversão catalítica da mistura de frações de diesel derivado de petróleo e óleo vegetal, em um reator de HDT, sob condições controladas de alta temperatura e pressão de hidrogênio, resultando na produção de um diesel de excelente qualidade, com propriedades como melhor ignição, menor densidade e baixo teor de enxofre. Estão

previstas, no Brasil, a implementação dessa tecnologia em cinco refinarias até 2008, permitindo produção de 425.000 m³/ano.

Figura 8 – Fluxograma esquemático da produção de H-bio



6. Caracterização da biomassa energética

A própria utilização do termo biomassa é bastante ampla e encontra grande variação de significados na literatura, cabendo inclusive uma definição do que se pretende incluir neste termo quando se realiza qualquer trabalho ou estudo.

O termo biomassa compreende a matéria vegetal gerada pela fotossíntese e seus diversos produtos e subprodutos derivados, tais como as florestas, as culturas e os resíduos agrícolas, os dejetos animais e a matéria orgânica que é contida nos rejeitos industrial e urbano. Esta matéria contém a energia química acumulada através da transformação energética da radiação solar e pode ser diretamente liberada por meio da combustão, ou ser convertida através de diferentes processos em produtos energéticos de natureza distinta, tais como carvão vegetal, etanol, gases combustíveis e de síntese, óleos vegetais combustíveis e outros.

Na visão de Nogueira e Lora (2002), a biomassa como recurso energético pode ser apresentada em três grupos principais, diretamente relacionados com a origem da matéria que constitui os biocombustíveis. Estes grupos seriam:

- **Biomassa energética florestal:** são os biocombustíveis provenientes dos recursos florestais, seus produtos e subprodutos incluem basicamente biomassa lenhosa, produzida de forma sustentável a partir de florestas cultivadas ou de florestas nativas, obtida por desflorestamento de floresta nativa para abertura de áreas para agropecuária, ou ainda originada em atividades que processam ou utilizam a madeira para fins não energéticos, destacando-se a indústria de papel e celulose, indústria moveleira, serrarias etc. O conteúdo

energético desta classe de biomassa está associado à celulose e lignina contidas na matéria e ao baixo teor de umidade. Seu aproveitamento no uso final energético se realiza, principalmente, através das rotas tecnológicas de transformação termoquímica mais simples, como combustão direta e carbonização, mas rotas mais complexas também são empregadas para a produção de combustíveis líquidos e gasosos, como metanol, etanol, gases de síntese, licor negro (um subproduto da indústria de celulose), entre outros;

• **Biomassa energética agrícola:** são os biocombustíveis provenientes das plantações não florestais, tipicamente originados de colheitas anuais, cujas culturas são selecionadas segundo as propriedades de teores de amido, celulose, carboidratos e lipídios, contidos na matéria, em função da rota tecnológica a que se destina. Podem ser divididos em duas subcategorias:

- Culturas agroenergéticas: utilizando principalmente rotas tecnológicas de transformações biológicas e físico-químicas, como fermentação, hidrólise e esterificação, empregadas para a produção de combustíveis líquidos, como o etanol, o biodiesel e óleos vegetais diversos. Integram estas culturas a cana de açúcar, o milho, o trigo, a beterraba, a soja, o amendoim, o girassol, a mamona e o dendê, existindo uma grande variedade de oleaginosas a serem exploradas; e

- Subprodutos das atividades agrícolas, agroindustriais e da produção animal: uma expressiva quantidade de subprodutos resultantes das atividades agrícolas, agroindustriais e da produção animal é tratada como resíduo, porém possui potencial energético importante, que varia segundo a rota tecnológica empregada, que pode variar desde a transformação termoquímica, com combustão direta, pirólise ou gaseificação, passando pelas transformações biológicas e físico-químicas, incluindo a digestão anaeróbica. Como exemplos destas culturas, temos a casca de arroz, a castanha de caju e esterco animal.

• **Rejeitos urbanos:** a biomassa contida em resíduos sólidos e líquidos urbanos tem origem diversa, e se encontra no lixo e no esgoto. O lixo urbano é uma mistura heterogênea de metais, plásticos, vidro, resíduos celulósicos e vegetais, e matéria orgânica. As rotas tecnológicas de seu aproveitamento energético são: a combustão direta, a gaseificação, pela via termoquímica, após a separação dos materiais recicláveis, e a digestão anaeróbica, na produção de biogás, pela via biológica. O esgoto urbano possui matéria orgânica residual diluída, cujo tratamento é uma imposição sanitária, que através da rota tecnológica de digestão anaeróbica encontra aplicação energética.

7. Tecnologias para recuperação de resíduos vegetais

As estimativas de produção e oferta de resíduos de biomassa como fonte de matéria-prima e energia primária para uso na produção de combustíveis líquidos, resultante das avaliações realizadas na nota técnica “Avaliação do potencial da biomassa como recurso energético”, do Volume sobre Biomassa do PNE 2030 e aqui reproduzidas de forma consolidada na Tabela 3 e na Tabela 4, demonstram a expressiva quantidade de energia primária renovável produzida no país e potencialmente aplicável para fins energéticos, da ordem de 4,2 milhões de barris equivalentes de petróleo por dia em 2005, um ano em que a produção média do país foi da ordem de 1,7 milhões de barris de petróleo por dia.

Tabela 3 – Oferta mássica de biomassa por resíduo agrícola, agroindustrial e silvicultural no Brasil, em 2005
– em milhões de toneladas por ano ($10^6 \text{ t}_{\text{bbs}}/\text{ano}$)⁷

Resíduos agrícolas	478
Soja	185
Milho	176
Arroz (palha)	57
Cana-de-açúcar (palha)	60
Resíduos agroindustriais	79
Cana-de-açúcar (bagaço)	58
Arroz (casca)	2
Lixívia ⁽¹⁾	13
Madeira ⁽²⁾	6
Florestas energéticas	13
Madeira Excedente ⁽³⁾	13
Total	570

Nota: 1 - Licor Negro com concentração entre 75 e 80 % de sólidos secos; 2 - Resíduos de madeira da indústria de celulose: lenha, resíduos de madeira e cascas de árvore; 3 - Representa a diferença entre a quantificação teórica da produção potencial nas áreas ocupadas pela silvicultura e o consumo de madeira em tora para uso industrial oriundo de florestas plantadas.

Embora expressivo o conteúdo energético dos resíduos agropecuários e agroindústrias quantificados, a incipiência em relação à recuperação e ao aproveitamento dos resíduos agropecuários e em relação à silvicultura dedicada a fins energéticos indica a necessidade de tratar a tecnologia de recuperação de resíduos vegetais como um item de destaque na cadeia tecnológica de produção de combustíveis líquidos derivados da biomassa, pois sua aplicação se dá tanto através das conversões para produção de etanol a partir da celulose, quanto como matéria-prima na produção de combustíveis líquidos sintéticos nos processos de biorefinarias e *Biomass-to-Liquids*.

No que diz respeito à silvicultura, o Brasil possui, atualmente, a melhor tecnologia de implantação, condução e exploração de florestas de eucalipto, com ampla utilização para produção de produtos florestais diversos, inclusive para exportação. Entre os principais consumidores industriais de madeira em tora oriunda de florestas plantadas no Brasil estão os painéis reconstituídos, compensados, serrados, papel e celulose, carvão vegetal e outros.

7 Ao longo desta Nota Técnica adotaremos a notação de tBbs para indicar a massa, em toneladas, de biomassa em base seca.

Tabela 4 – Estimativa do conteúdo energético primário da biomassa por resíduo agrícola, agroindustrial e silvicultural no Brasil, em 2005 – em milhões de barris equivalentes de petróleo por dia (10^6 bep/dia)⁴

Resíduos agrícolas	3,54
Soja	1,25
Milho	1,43
Arroz (palha)	0,42
Cana-de-açúcar (palha)	0,44
Resíduos agroindustriais	0,60
Cana-de-açúcar (bagaço)	0,46
Arroz (casca)	0,02
Lixívia ⁽¹⁾	0,08
Madeira ⁽²⁾	0,04
Florestas energéticas	0,11
Madeira Excedente ⁽³⁾	0,11
Total	4,25

Nota: 1- Licor Negro com concentração entre 75 e 80 % de sólidos secos; 2 - Resíduos de madeira da indústria de celulose: lenha, resíduos de madeira e cascas de árvore; 3 - Representa a diferença entre a quantificação teórica da produção potencial nas áreas ocupadas pela silvicultura e o consumo de madeira em tora para uso industrial oriundo de florestas plantadas; e 4 - 1,0 barril equivalente de petróleo contém 5,95 de Giga Joules de energia (1 bep = 5,95 GJ).

Além disso, possui extensas áreas cultiváveis, clima favorável, escolas de formação de profissionais, de nível internacional, mão-de-obra barata e abundante, conferindo-lhe um imenso potencial para se tornar líder mundial na geração de energia a partir da biomassa originária da silvicultura.

Pode-se destacar que o conjunto das questões que se deve equacionar para viabilizar o aproveitamento dos resíduos agrícolas das culturas diversas, como soja, milho e arroz, tem abordagem semelhante à do aproveitamento dos resíduos agrícolas da cultura da cana-de-açúcar, qual seja, a determinação de rotas econômicas e adequadas de recuperação, transporte e disponibilização da biomassa na unidade de industrial.

No país, os estudos mais avançados sobre estas rotas estão sendo realizados para o setor sucroalcooleiro e servem como a melhor referência disponível para considerações sobre esta problemática.

Entre as principais questões relacionadas à recuperação de resíduos agrícolas da colheita e a formação de uma cobertura vegetal do solo com a palha residual, destacam-se vantagens e desvantagens impostas ao sistema de produção e ao ambiente. Os efeitos benéficos principais e suas conseqüências são:

1. Proteção do solo contra a erosão causada pela chuva e pelo vento, com conseqüente redução do nível de poeira no ar, eliminação do assoreamento, poluição e contaminação de corpos da água com herbicidas, adaptação das práticas conservacionistas do solo que são simples, econômicas e eficazes, introdução de sistemas de mínimo preparo do solo;
2. Evita a incidência direta dos raios solares na superfície da terra, evitando a deterioração da matéria orgânica por fotodecomposição, aumentando as temperaturas da superfície e reduzindo as perdas de água por evaporação;
3. Fornece matéria orgânica e nutrientes para o solo e plantas após a decomposição da matéria vegetal, reduzindo a necessidade de fertilizantes químicos e de corretores do solo, reduzindo os custos de produção da cana-de-açúcar e aumentando a atividade dos colóides em solos degradados;
4. Reduz o fluxo de água na superfície do solo;

5. Promove o aumento da atividade biológica na camada superior do solo, favorecendo atividade dos insetos, larvas e minhocas, abrindo túneis e incorporando a matéria vegetal, dos fungos que decompõem as raízes velhas e melhoram a infiltração da água e a aeração do solo, e a reintrodução dos insetos e fungos que são predadores naturais de pragas; e

6. Controle das ervas daninhas, conseqüentemente reduzindo ou mesmo eliminando o uso dos herbicidas, diminuindo custos de produção, reduzindo a poluição causada por estes produtos químicos e os riscos à saúde dos trabalhadores.

Entre os problemas e desvantagens da retirada dos resíduos da colheita e da formação de uma cobertura vegetal do solo com a palha residual, os seguintes merecem ser mencionados:

1. Aumento dos riscos de incêndios durante e após a colheita, com danos aos equipamentos em uso nas operações de campo, ao brotos no período de germinação, quando se tratam de culturas com rebrota, e trazendo perigo aos trabalhadores de campo;

2. Aumento da dificuldade em algumas operações agrícolas, encarecendo-as devido à massa de matéria vegetal no campo;

3. Redução da produtividade da colheita manual e aumento dos riscos de acidentes com trabalhadores, devido aos ataques de répteis e insetos e a transmissão do vírus de roedores e dos outros animais;

4. Incorporação de parte dos resíduos no transporte da cultura, acarretando perda na qualidade do material cru, perda na capacidade da carga dos caminhões e dos carregadores e dificuldades no processamento industrial;

5. Aumento na dificuldade de germinação de algumas variedades vegetais que podem afetar o rendimento final;

6. Redução da evaporação do excesso de água nos solos com problemas de drenagem, resultando em impedimento ou retardo nas operações com o maquinário e o equipamento mecânico, atraso da germinação e do desenvolvimento dos brotos sob condições da temperatura baixa e de umidade elevada do solo, danificando os sistemas radiculares das plantas que permanecem por longos períodos de tempo nos solos com índice elevado de umidade; e

7. Aumento da atividade biológica na superfície do solo e na cobertura vegetal formada pela palha, favorecendo o crescimento das pragas e a disseminação das doenças na cultura.

■ 7.1. Recuperação da palha na cultura da cana-de-açúcar

O potencial de recuperação da palha da cana-de-açúcar é determinado por uma série de fatores agrônômicos e industriais, que foram estudados por Hassuani, Leal e Macedo(2005), que podemos destacar como o mais atual e detalhado trabalho realizado sobre o tema, cujas conclusões do capítulo 12; e por Rodrigues Filho (2005), que serão aqui reproduzidas através dos resultados estimados para o custo de cada uma das três rotas de recuperação da palha avaliada, nas quais se supõem que diferentes quantidades desta biomassa serão recuperadas, transportadas e disponibilizadas nas usinas, seja para aplicação como combustível ou matéria-prima. As três alternativas de rotas para recuperação da palha da cana-de-açúcar podem ser sumariamente descritas como:

• **Alternativa 1:** a palha é enfardada no campo após a colheita, mecanizada sem queima e transportada à usina, onde é dilacerada;

- **Alternativa 2:** a colheita mecanizada se realiza no campo sem queima, com o equipamento operando com os ventiladores de limpeza, primário e secundário, desligados e a palha é carregada e transportada à usina juntamente com os colmos da cana-de-açúcar, onde se realiza um processo da separação da palha/colmo em uma estação de limpeza a seco; e

- **Alternativa 3:** a colheita mecanizada se realiza no campo sem queima, com o equipamento operando com o ventilador de limpeza secundário desligado e o primário ajustado a uma rotação conveniente, resultando uma limpeza parcial, deixando uma cobertura delgada de palha sobre o solo, e o restante da palha é carregada e transportada à usina, juntamente com os colmos da cana-de-açúcar, onde se realiza um processo da separação da palha/colmo em uma estação de limpeza a seco.

As diversas rotas para colheita da cana-de-açúcar, com recuperação da palha, resultam em diferentes quantidades desta biomassa recuperada, diferentes perdas na cultura da cana-de-açúcar e no teor de sacarose dos colmos, e diferenças no desempenho dos equipamentos, tendo que se examinar tais efeitos na análise econômica.

O custo da palha recuperada, que não resulta de um processo de produção específico, apresenta valores diferentes em função da tecnologia requerida para se sair da condição padrão considerada, denominada linha de base, e atingir a alternativa que está sendo avaliada, conseqüentemente, há uma variação grande de custos devido às particularidades de cada caso.

O modelo econômico usado foi estruturado para considerar estas diferenças, em função das tecnologias usadas, das quantidades de palha retirada e deixada no campo e seus efeitos sobre a cultura da cana-de-açúcar e o desempenho industrial das usinas.

O critério de quantificação de custos utilizado consiste em determinar a margem de contribuição da cana-de-açúcar perdida, que é representado, neste caso, pela diferença entre a renda que a usina não auferiu devido às perdas na cana-de-açúcar e os custos variáveis específicos que não foram incorridos devido à mesma razão. Nas alternativas avaliadas, é considerada a margem de contribuição incremental, com respeito à situação tecnológica padrão, representada pela linha de base, e todos os valores incrementais determinados consideram a biomassa adicional colocada na usina.

Apesar de a colheita manual da cana-de-açúcar com queima prévia ainda ser largamente empregada no Brasil, as condições de referência adotadas para a comparação, a linha de base, referem-se à colheita mecanizada realizada na cultura sem queima, com limpeza normal da cana-de-açúcar realizada pela colheitadeira, através da operação contínua dos ventiladores de limpeza primário e secundário, e toda a palha restando sobre o solo. Em ambas as rotas, a única biomassa disponível na usina é o bagaço, resíduo do processo da extração do caldo da cana.

O modelo econômico adotado procurou determinar o custo da palha depositada na usina examinando os diversos níveis de detalhamento dos fatores que, de algum modo, interferem na operação agrícola e industrial normal, especialmente aqueles relacionados às perdas de sacarose, no desempenho do equipamento e na eficiência do processo, considerando-se todos os efeitos econômicos causados pela produção, recuperação e entrega da biomassa à usina. Os efeitos econômicos, positivos ou negativos, foram quantificados em cada uma das rotas, tais como:

- Custos das operações de enfardamento, transporte, processamento, impactos agrônômicos, uso de herbicidas, diferenças de produtividade da cana-de-açúcar, efeitos de compactação do solo, entre outros associados à palha;

- Mudanças nas atividades a serem executadas para a preparação do solo, plantio e o manejo do solo, pela simples eliminação de uma atividade ou pela diferença no desempenho do equipamento ao executar as atividades;
- Redução da capacidade de moagem da usina, devido ao aumento de fibras na matéria processada, como resultado da palha arrastada pelo colmos para os extratores;
- Diminuição da eficiência na extração do caldo de cana, devido ao carreamento de açúcar por esta fibra adicional das impurezas vegetais moídas com os colmos, diferenças nas taxas de moagem e perdas de Pol;
- Diferença nas capacidades de operação dos equipamentos de acordo com as quantidades de palha no processo; e
- Efeitos agrônômicos positivos e negativos, devido à cobertura vegetal sobre o solo no campo e a influência decorrente da introdução de novas atividades sobre a germinação e rebrota da cultura.

Tabela 5 – Balanço de massa da palha da cana-de-açúcar - produção e proporção do total transportada e mantida no campo

Quantidades de palha	Caso padrão	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Produzida no campo (t_{Bbs}/ano) ⁽¹⁾	180.697	180.697	180.697	180.697
Transportada com os colmos	24,3%	24,3%	94,5%	70,8%
Depositada sobre o solo após a colheita	75,7%	75,7%	5,5%	29,2%
Enfardada	-	63,6%	-	-
Remanescente no campo	75,7%	12,1%	5,5%	29,2%
Total entregue à usina	-	114.902	119.531	89.554
t_{Bbs}/ano	-	-	-	-
%	-	63,6%	66,1%	49,6%

Nota: 1 - Equivalente a 139 quilogramas de palha em base seca por tonelada de colmos de cana-de-açúcar produzida ($139 \text{ kg}_{Bbs}/t_{cana}$).

Fonte: adaptado de RODRIGUES FILHO, 2005.

Em todas as alternativas, considerou-se que o transporte obedece às limitações de carregamento, determinados por leis federais e estaduais e, nos casos em que os caminhões trafegam, principalmente, em estradas internas ou laterais, a carga do caminhão seria aumentada, resultando em um aumento de custos para as alternativas 2 e 3.

Tabela 6 – Custo da palha da cana-de-açúcar - impactos por fase do processo de produção e processamento da cultura da cana-de-açúcar - dólares por tonelada de biomassa em base seca ($US\$/t_{Bbs}$)

Impacto por fases do processo	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Transporte e entrega da palha na usina	9,61	23,23	2,74
Perdas de produtividade	2,41	-	-
Custo de oportunidade da palha no campo	5,59	5,37	6,50
Separação da palha dos colmos na usina	-	2,79	3,69
Processamento da palha	0,89	0,85	1,14
Diferença nos resultados industriais	-	-1,13	-0,37
Custo total de palha	18,50	31,11	13,70

Fonte: adaptado de RODRIGUES FILHO, 2005.

Um sumário dos resultados para as alternativas avaliadas é apresentado na Tabela 5, onde são apresentados o balanço de massa da palha em todo o processo de produção da cana-de-açúcar e a proporção, do total, transportada e mantida no campo.

O custo total da palha da cana-de-açúcar, determinado sob as circunstâncias descritas, detalhadamente, na referência e sumarizadas neste item do relatório, considerando todas as fases dos processos da produção e processamento da cana-de-açúcar, é mostrado na Tabela 6, onde se destaca que o custo total inclui, de forma conservadora, uma margem de 10% atribuída a custos de administração. Também verifica-se, na Tabela 6, que a alternativa 3 é a opção que apresenta resultados de economicamente mais otimizados.

8. Considerações finais

Embora as tecnologias de conversão para o desenvolvimento de combustíveis líquidos (biomassa) imponham restrições à sua generalizada aplicação em quaisquer países, exigindo sempre uma adequação da matéria-prima e do processo, pode-se considerar que sua migração de um país a outro não representa restrições devido aos aspectos técnicos, a menos da própria disponibilidade de pessoal capacitado a lidar com a tecnologia, embora contingências políticas e comerciais possam comprometer esta transferência tecnológica.

Assim, verificado o potencial brasileiro para a produção de biomassa de variadas qualificações, inclusive o imenso quantitativo de resíduos celulósico, torna-se evidente a necessidade de aprofundando dos estudos para o desenvolvimento das rotas tecnológicas ainda não dominadas pelo país, uma vez que o desenvolvimento de uma cadeia agroindustrial e da capacitação suficiente para oferecer a matéria-prima em termos competitivos - seja pelo adequado amadurecimento de práticas sustentáveis de produção agrícola e da capacidade técnico-científica de desenvolvimento e adaptação de variedades vegetais, seja pela existência de recursos básicos de infra-estrutura, que complementam a capacidade industrial para atender a demanda por equipamentos e implementos agrícolas, insumos diversos, escoamento e transporte da produção - representam questões críticas, não por sua sofisticação tecnológica, caso de diversas das tecnologias de conversão, mas pela complexidade e dimensão que alcançam em termos de desenvolvimento socioeconômico, capacidade de investimento da nação e o tempo necessário para seu amadurecimento e disponibilidade.

9. Referências bibliográficas

- ANEEL, 2005, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2ª ed., Brasília, DF.
- ARRIGONI, E. B., ALMEIDA, L. C., 2005, "Impacts on Terrestrial – Biological Environment". In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*, Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 01, capítulo 20, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento / Centro de Tecnologia Canavieira – CTC, Piracicaba, Brazil.
- BADGER, P. C., 2002, Ethanol From Cellulose A General Review, Trends in New Crops and New Uses. J. Janick and A. Whipkey (eds.). ASHS Press, Alexandria, VA.
- BECHTEL. Aspen Process Flowsheet Simulation Model of Battelle Biomass-Based Gasification, Fischer-Tropsch Liquefaction and Combined-Cycle Power Plant: Topical Report, May 1998, DE-AC22-93PC91029—16, Appendix B-3. Pittsburgh, PA: Pittsburgh Energy Technology Center, 1998).
- BOERRIGTER, H., 2006, Economy of Biomass-to-Liquids (BTL) Plants: An engineering assessment, Report: ECN-C-06-019, Energy Research Centre of the Netherlands – ECN, Biomass, Coal & Environmental Research Unit, Petten, The Netherlands.
- COGEN/ÚNICA, 2006, Produção de Cana-de-Açúcar – Brasil, União da Agroindústria Canavieira de São Paulo / Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN.
- CONAB, 2006a, Série Histórica de Grãos - Safra 1976/77 a 2005/06, Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, disponível em <http://www.conab.gov.br/download/safra/BrasilProdutoSerieHist.xls>, acessado em 31/07/2006.
- CONAB, 2006b, Avaliação da Safra Agrícola de Cana-de-açúcar 2005/2006 – Primeiro Levantamento – maio/2005, Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, disponível em http://www.conab.gov.br/download/safra/Primeiro_Levantamento_Cana_2006-07_mai06.pdf, acessado em 04/08/2006.
- CORMA, A., 1995 Inorganic Solid Acids and their use in hydrocarbon reactions, Chem. Rev. 95, 559-624
- DE JONG, E., REA, R. V. R., TUIL, R. V., ELBERSEN, W., 2006, Biorefineries for the Chemical Industry – A Dutch Point of View, Energy Research Centre of the Netherlands – ECN, Biomass Department – Agrotechnology and Food Innovations, Wageningen, The Netherlands.
- DINKELBACH, L., 2000, *Thermochemical Conversion of Willow from Short Rotation Forestry*. In: ECN-C--00-028 RE-GROW Guide, Energy research Centre of the Netherlands – ECN, Petten, the Netherlands.
- EIA, 2006, Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2006.
- EMBRAPA/MAPA, 2005, Plano Nacional de Agroenergia 2006 - 2011, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária – Embrapa / Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA, Brasília, DF.
- FREEDMAN, B.; BUTTERFIELD, R. O.; PRYDE, E. H.; 1986. J. Am. Oil Chem. Soc. 63, 1375
- FULTON, L., HOWES, T. e HARDY, J., 2004, Biofuels for Transport - An International Perspective, Office of Energy Efficiency, Technology and R&D - International Energy Agency – IEA, France, disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>, acessado em 18/10/2006.
- FULTON, L., HOWES, T., HARDY, J., 2004, Biofuels for Transport: An International Perspective, Office of Energy

Efficiency, Technology and R&D / Energy Technology Policy Division, International Energy Agency – IEA, France.

GM et al., 2002, “GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study; ANNEX – Full Background Report”, disponível em http://www.lbst.de/index_e.html?http://www.lbst.de/welcome_e.html, acessado em 18/10/2006.

GM/ANL et al., 2001, “Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis”, Vols 1-3, disponível em <http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/163.pdf>, acessado em 18/10/2006.

HAMELINCK, C. N., HOOIJDONK, G., FAAIJ, A. P. C., 2003, *Prospects for Etanol from Lignocelulósico Biomass: Techno-Economic Performance as Development Progress*, Report NWS-E-2003-55, Copernicus Institute – Science Technology Society – University Utrecht, The Netherlands, disponível em <http://www.chem.uu.nl/nws/www/publica/Publicaties2003/e2003-55.pdf>, acessado em 16/10/2006.

HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., 2005, “Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash”, Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 01, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento / Centro de Tecnologia Canavieira – CTC, Piracicaba, Brazil.

IEA, 2000a, “Liquid Fuels from Biomass: North America; Impact of Non-Technical Barriers on Implementation”, prepared for the IEA Bioenergy Implementing Agreement, Task 27 Final Report, by (S&T)2 Consultants Inc.

KAMM, B., GRUBER, P. R., KAMM, M., 2006, *Biorefineries – Industrial Processes and Products. Status Quo and Future Directions*. Part I: Background and Outline – Principles and Fundamentals, Vol. 1, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.

LARKIN, S., RAMAGE, J., SCURLOCK, J., 2004, “Bioenergy”. In: BOYLE, G. (ed.), *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*, 2ª ed., capítulo 4, New York, USA, Oxford University Press.

LEITE, R. C. C., CORTEZ, L. A. B., SOBRAL, M., et al., 2005, *Estudo Sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol Visando à Substituição Parcial de Gasolina no Mundo*, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE / Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, SP.

LEVELTON, 2000b, “Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Etanol-Blended Gasolines in Canada: Lignocelulósico Feedstock”, Levelton Engineering Ltd, R-2000-2, in association with (S&T)2 Consultants Inc.

MACEDO, I. C., NOGUEIRA, L. A. H., 2005, “Avaliação da Expansão da Produção do Etanol no Brasil”. In: Cadernos NAE / Biocombustíveis – Processos Estratégicos de Longo Prazo, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, n.º 2, Brasília, Brasil.

MAPA, 2004, Grupo de Trabalho Interministerial – Biodiesel Relatório Final Anexo III, Subgrupo Capacidade de Produção do Biodiesel, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, Brasília, DF.

NOGUEIRA, L. A. H., LORA, E. E., 2002, *Wood Energy: Principles and Applications*, Núcleo de Excelência em Geração Termoeleétrica Distribuída – NEST, do Instituto de Engenharia Mecânica – IEM, Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, disponível em http://www.nest.efei.br/portugues/Downloads/Files/Capitulo_1F.pdf, em 28/06/2006.

OLIVEIRA, L.B., 2004. Potencial de Aproveitamento Energético de Lixo e Biodiesel de Insumos Residuais no Brasil. Tese (de doutorado). Programa de Planejamento Energético. 247 p. COPPE/UFRJ.

OLIVÉRIO, J. L., 2006, Ganhos de Produtividade e Gestão nas Usinas, “Etanol: Perspectivas e Oportunidades para a

Agroindústria”, Dedini S/A Indústrias de Base, São Paulo, SP.

RODRIGUES FILHO, J. P., 2005, “Trash Recovery Cost”. In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Bio-mass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*, Série Caminhos para Sustentabilidade, n. 01, capítulo 12, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento / Centro de Tecnologia Canavieira – CTC, Piracicaba, Brazil.

USDOE, 2006, The Biomass Program, Office of the Biomass Program Energy Efficiency and Renewable Energy

VAN THUIJL, E., ROOS, C. J., BEURSKENS, L. W. M., 2003, An Overview of Biofuel Technologies, Markets and Policies in Europe, Report: ECN-C--03-008, Energy Research Centre of the Netherlands – ECN, The Netherlands.

VAN THUIJL, E., VAN REE, R., DE LANGE, T.J., 2003, Biofuel Production Chains: Background Document for Modelling the EU Biofuel Market Using the BIOTRANS Model, Report: ECN-C--03-088, Energy Research Centre of the Netherlands – ECN, The Netherlands.

VERINGA, H.J., 2000, *Advanced Techniques for Generation of Energy from Biomass and Waste*, Energy research Centre of the Netherlands – ECN, disponível em http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bio/Overig/pdf/Bio-massa_voordelen.pdf, acessado em 03/07/2006.

WFT – World Fuels Today, Fischer-Tropsch Condensate Boosts Lubricity in Synthetic Diesel: New SASOL Study, October 6, 2005.

ZUBERBUHLER, U., SPECHT, M. e Bandi A. Gasification of Biomass: An Overview on Available Technologies. Centre for Solar Energy and Hydrogen Research (ZSW), Birkenfeld, Germany, August 30, 2005.

Participantes da Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim
Amílcar Gonçalves Guerreiro

Coordenação Executiva

Renato Pinto de Queiroz
Juarez Castrillon Lopes

Coordenação Técnica

Ricardo Gorini de Oliveira

Equipe Técnica

André Luiz Zanette
Marina Elisabete Espinho Tavares
André Luiz Rodrigues Osório
Renata de Azevedo M. da Silva
Daniele Alcantara de Souza (estagiária)
André Montoya (estagiário)

PERSPECTIVAS DA OFERTA DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS NO LONGO PRAZO (BIOMASSA)

SUMÁRIO

1. Introdução.....	75
2. Caracterização	78
2.1. Etanol.....	79
2.2. Biodiesel.....	80
2.3. H-bio	82
3. Histórico da participação de biocombustíveis e perspectivas	83
3.1. Etanol	83
3.2. Biodiesel e H-bio.....	87
4. Aspectos socioambientais.....	89
4.1. Etanol.....	89
4.2. Biodiesel.....	90
5. Considerações finais	90
6. Referências bibliográficas	92
 ANEXO – Metodologia de modelagem.....	 94

1. Introdução

A bioenergia é uma das opções-chave no processo de mitigação dos impactos gerados pelas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera e na substituição dos combustíveis fósseis. Dentre os objetivos do milênio estabelecidos pela ONU, dois relacionam-se diretamente com o uso energético da biomassa: o primeiro (erradicar a pobreza extrema e a fome) e o sétimo (assegurar o desenvolvimento sustentável).

O Brasil é considerado uma referência mundial na questão da biomassa, graças ao sucesso do programa Proálcool lançado na década de 70 para diminuir a dependência externa do petróleo no período dos choques. Atualmente, o País é o maior produtor mundial de cana de açúcar, graças a condições propícias de solo e clima. Em regime normal de operação de mercado, o rendimento médio nacional para cada tonelada de cana-de-açúcar moída fornece 71 kg de açúcar, 42 litros de álcool ou 11,5 toneladas de açúcares totais recuperáveis por hectare de cana-de-açúcar cultivada. O uso de bagaço como combustível equivale a 17,5 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, o que corresponde a todo gás natural e óleo combustível usados no País.

Na esteira do sucesso do Proálcool como combustível nacional renovável em substituição aos derivados de petróleo, o Governo Federal lançou o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) para a implementação de forma sustentável, tanto técnica, como economicamente, da produção e uso do Biodiesel, com enfoque na inclusão social e no desenvolvimento regional, via geração de emprego e renda. A Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, estabelece a obrigatoriedade da adição de um percentual mínimo de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor, em qualquer parte do território nacional. Esse percentual obrigatório será de 5% oito anos após a publicação da referida lei, havendo um percentual obrigatório intermediário de 2%, três anos após a publicação da mesma. Diferentes espécies de oleaginosas no Brasil poderão ser utilizadas na produção do biodiesel, entre elas mamona, dendê, girassol, babaçu, soja e algodão.

No final de 2005, o Governo Federal, através dos Ministérios da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, de Ciência e Tecnologia, de Minas e Energia, e de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, publicou as diretrizes da política de agroenergia, que abrange quatro vertentes principais: (a) álcool; (b) biodiesel; (c) florestas energéticas cultivadas e (d) resíduos agroflorestais. Os principais objetivos declarados nessa política envolvem a expansão do etanol; a implantação da cadeia do biodiesel; o aproveitamento de resíduos e a expansão de florestas energéticas cultivadas; a conciliação desses objetivos com a produção de alimentos; o desenvolvimento tecnológico, a geração de emprego e renda, buscando a sustentabilidade dos sistemas produtivos e a valorização das vocações regionais.

Dentro de uma perspectiva de cenário global, os recursos energéticos regionais tendem a ser mais aproveitados e os hidrocarbonetos continuam fortes na matriz energética mundial, assim como há o crescimento do aproveitamento da energia nuclear (Tabela 1).

Tabela 1 – Fontes de energia primária total no cenário de referência para o mundo

Energia primária	(Mtep)					(%)				
	1971	2002	2010	2020	2030	1971	2002	2010	2020	2030
Total	5536	10199	12193	14405	16487	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Carvão	1407	2389	2763	3193	3601	25,4	23,4	22,7	22,2	21,8
Petróleo	2413	3530	4308	5074	5766	43,6	34,6	35,3	35,2	35,0
Gás	892	2190	2703	3451	4130	16,1	21,5	22,2	24,0	25,1
Nuclear	29	692	778	776	764	0,5	6,8	6,4	5,4	4,6
Hidro	104	224	276	321	365	1,9	2,2	2,3	2,2	2,2
Biomassa	687	1119	1264	1428	1605	12,4	11,0	10,4	9,9	9,7
Renováveis	4	55	101	162	256	0,1	0,5	0,8	1,1	1,6

Fonte: AIE, 2005.

O consumo total de energia primária no Brasil, refletido na evolução da oferta interna de energia, registra forte crescimento ao longo da década de 70, com taxas de crescimento sofrendo desaceleração nos anos 80 e 90. O novo milênio veio acompanhado de retomada de crescimento do consumo de energia, embora ainda em ritmo inferior ao da década de 70. Entre 1970 e 1980 o consumo total aumenta 71,4%, entre 1980 e 1990, 23,7%, entre 1990 e 2000, 34,3%, e, entre 2000 e 2004, 11,9%.

Seguindo a tendência dos últimos 30 anos, prevê-se forte crescimento nas próximas décadas na evolução do cenário de consumo total de energia primária no Brasil. A partir de meados da primeira década deste novo milênio o crescimento da economia (média ao ano de 4,1%) previsto no cenário econômico considerado de referência, impulsiona o forte crescimento do consumo de energia. Entre 2005 e 2015, a oferta interna de energia aumenta 65%, entre 2015 e 2025, 34,3% e entre 2025 e 2030, 17%.

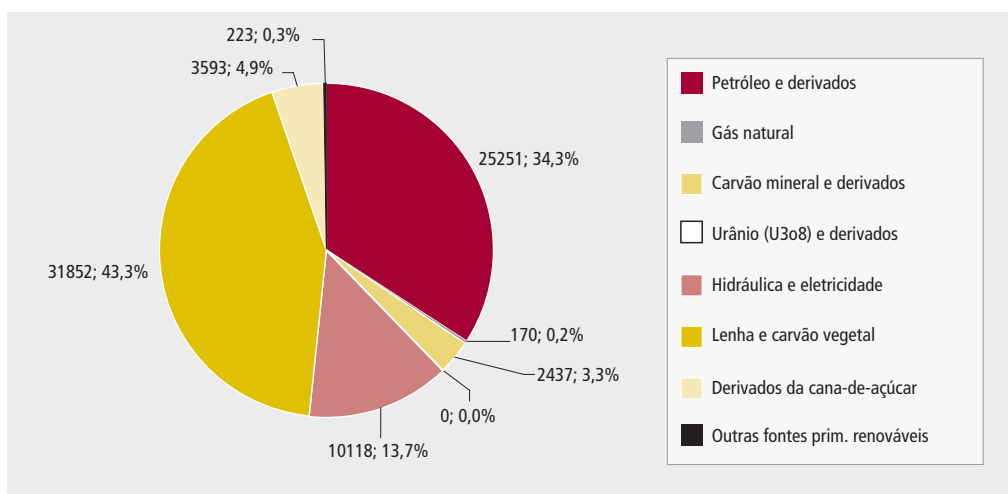
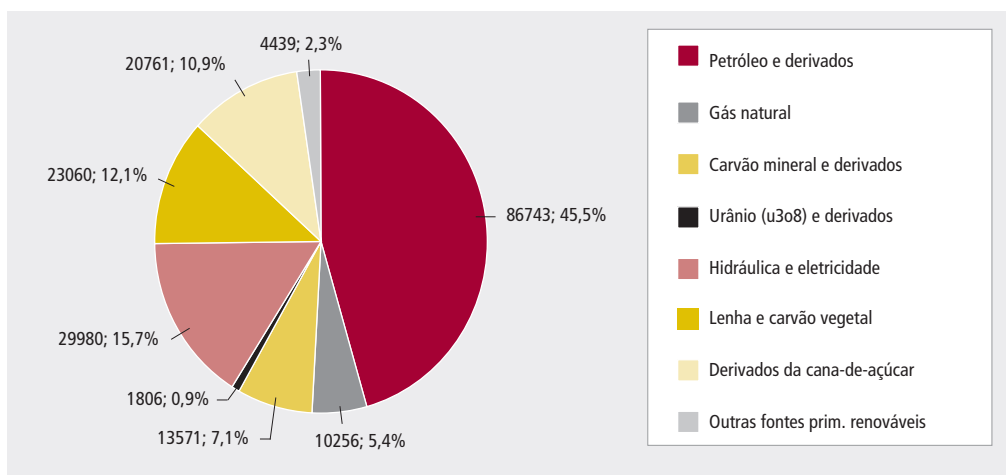
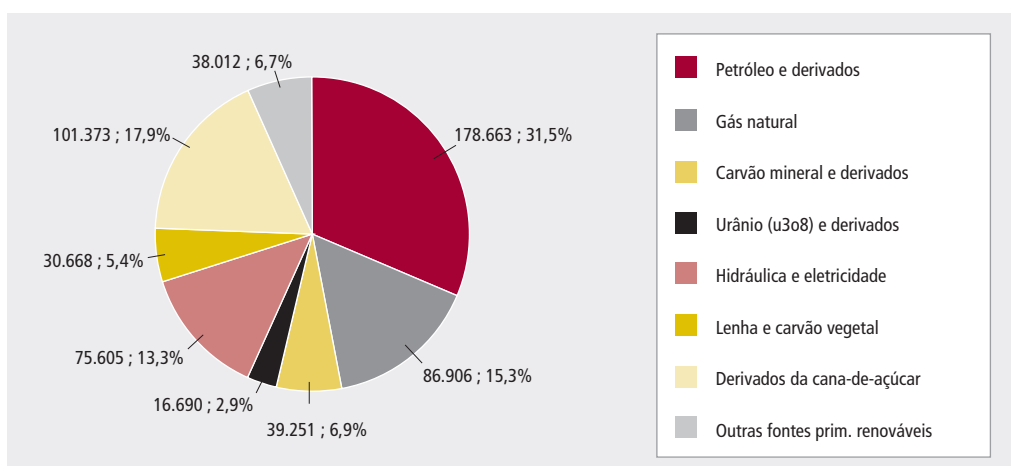
Figura 1 – Oferta interna de energia -1970 (10³ tep)

Figura 2 – Oferta interna de energia - 2000 (10^3 tep)Figura 3 – Oferta interna de energia – 2030 (10^3 tep)

No que se refere à biomassa, a participação da lenha e do carvão vegetal vem caindo ao longo das décadas, saindo de 44% em 1970, passando por 12% em 2000 e 5% em 2030. Os derivados da cana sobressaem-se em termos de aumento de participação nas últimas décadas, iniciando com 5% em 1970, alcançam 11% em 2000 e sobem para 18% em 2030. Da mesma maneira, as outras fontes primárias renováveis, donde se inclui o biodiesel, alcança o patamar de 7% em 2030, após próximo de 0% em 1970 e 2% em 2000 (Figuras 1 a 3).

Vale também destacar, a queda relativa de participação do petróleo e derivados na oferta interna no horizonte 2030, em virtude do aumento da agroenergia, com a expansão forte do álcool, biodiesel e H-BIO substituindo a gasolina e o diesel como energéticos no setor transporte, em especial. O Brasil, neste horizonte, se consolida com uma estratégia de fomentar a energia renovável para enfrentar a era de transição em que se dá a redução do uso dos hidrocarbonetos. Isto se manifesta em especial através da utilização de biocombus-

tíveis no segmento de transportes. No cenário em questão, o agronegócio brasileiro aproveita as suas vantagens competitivas naturais e experimenta um crescimento elevado durante todo o período.

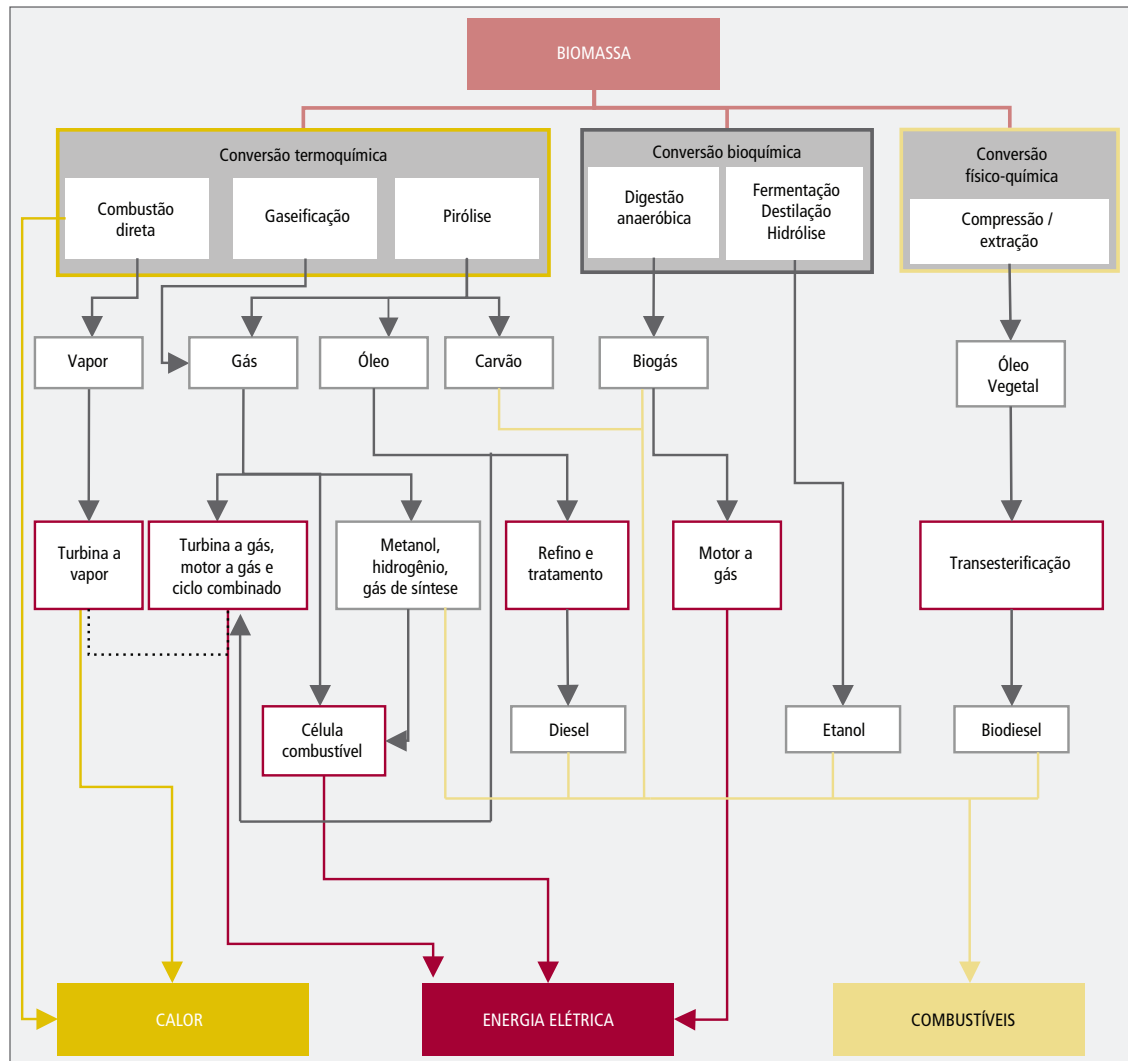
No Brasil, os condicionantes globais e locais geram em 2030 uma matriz ainda concentrada em renováveis, em especial em hidrelétricas e em biomassa. O maior aproveitamento do carvão nacional e do gás natural na geração elétrica, e a manutenção dos derivados de petróleo no setor de transportes é resultado da necessidade de rápida expansão da estrutura de oferta para atender ao elevado crescimento da demanda verificado nas últimas décadas. O programa nuclear brasileiro tem importância relativa diante das perspectivas de alternativas energéticas, bem como as pesquisas na área de eficiência energética.

A preocupação crescente com as questões ambientais, incluindo o aquecimento global, aumenta o interesse pelas fontes de energia renováveis e contribui para a expansão da produção de biocombustíveis. A maior abertura dos mercados também contribui para o aumento da produção de biocombustíveis, favorecendo as exportações.

2. Caracterização

A cadeia de produção dos biocombustíveis está intimamente relacionada com a cadeia da biomassa. A biomassa energética apresenta rotas significativamente diversificadas, com extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas. Existe também uma grande quantidade de tecnologias para os processos de conversão (Figura 4), incluindo desde a simples combustão para obtenção da energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos e outros produtos, que variam desde a micro até a larga escala, com significativa amplitude na maturidade do sistema energético e no desenvolvimento das tecnologias.

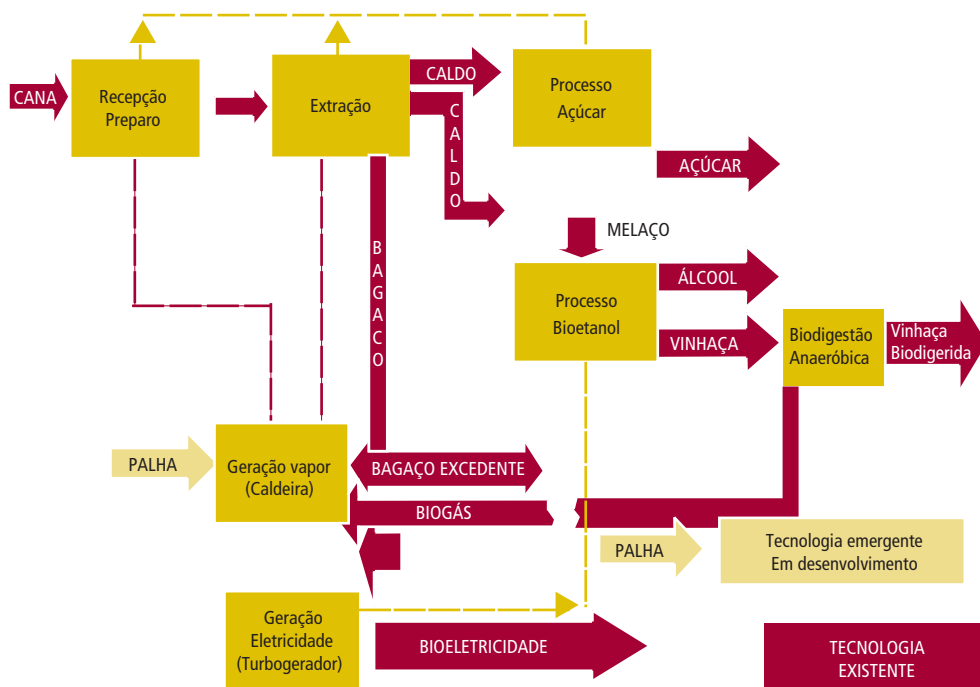
Figura 4 – Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa



■ 2.1. Etanol

A Figura 5 apresenta, de maneira simplificada, a cadeia de produção do etanol. O processamento industrial da cana para etanol, como realizado hoje, é uma tecnologia que já atingiu sua maturidade plena. Houve grandes avanços entre 1970 e 1990, mas nos últimos anos os ganhos de produtividade e eficiência foram pequenos. Considerando cana com pol (medida do teor de açúcares totais) de 14,5% e açúcares redutores de 0,55%, os valores levam a eficiências globais de 89 a 92% de açúcar convertido em álcool anidro por tonelada de cana, equivalentes 85,5 a 88,4 litros de etanol por tonelada de cana, para as situações média e máxima, respectivamente.

Figura 5 – Cadeia de produção de açúcar e álcool

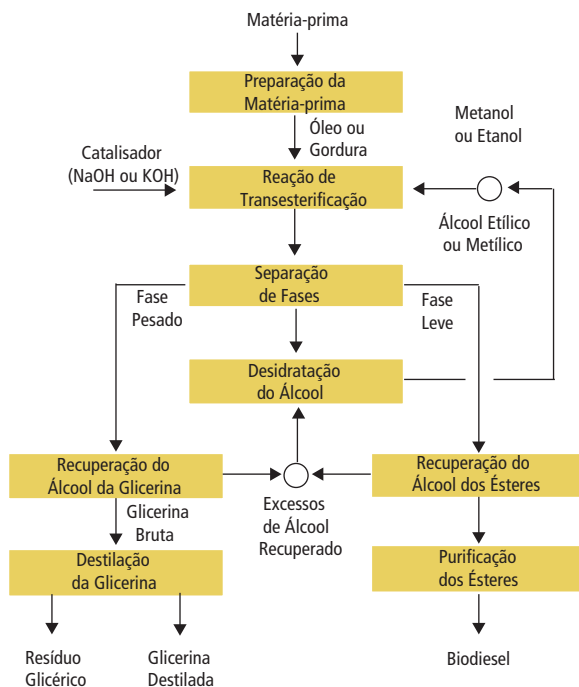


O uso de etanol e a exportação de açúcar triplicaram a produção de cana no Brasil desde 1975. Presente em todos os Estados, a cana ocupa 8% da área de cultivo, utiliza 300 usinas e 60 mil produtores de cana. Graças à evolução tecnológica e gerencial, o Brasil é hoje, no plano mundial, imbatível em termos de custos de produção de etanol e de açúcar a partir da cana. Os custos prometem diminuir ainda mais, com melhorias na produção, inovações radicais em variedades transgênicas, novos processos industriais e novos produtos, entre os quais, energia elétrica a partir do bagaço e da palha de cana.

■ 2.2. Biodiesel

O biodiesel pode ser produzido a partir de diversas matérias-primas, tais como óleos vegetais, gorduras animais, óleos e gorduras residuais, por meio de diversos processos (Figura 6). Pode, também, ser usado puro ou em mistura de diversas proporções com o diesel mineral.

Figura 6 – Cadeia de produção do biodiesel



A evolução tecnológica nos últimos anos mostra tendências para a adoção da transesterificação com metanol e etanol como processo principal para o uso em mistura com o diesel. Justifica-se pela possibilidade de introdução na frota atual de veículos automotivos, sem nenhuma modificação dos motores. A diversidade de matérias-primas, processos e usos é uma grande vantagem, mas cada caso precisa ser analisado de acordo com as suas especificidades.

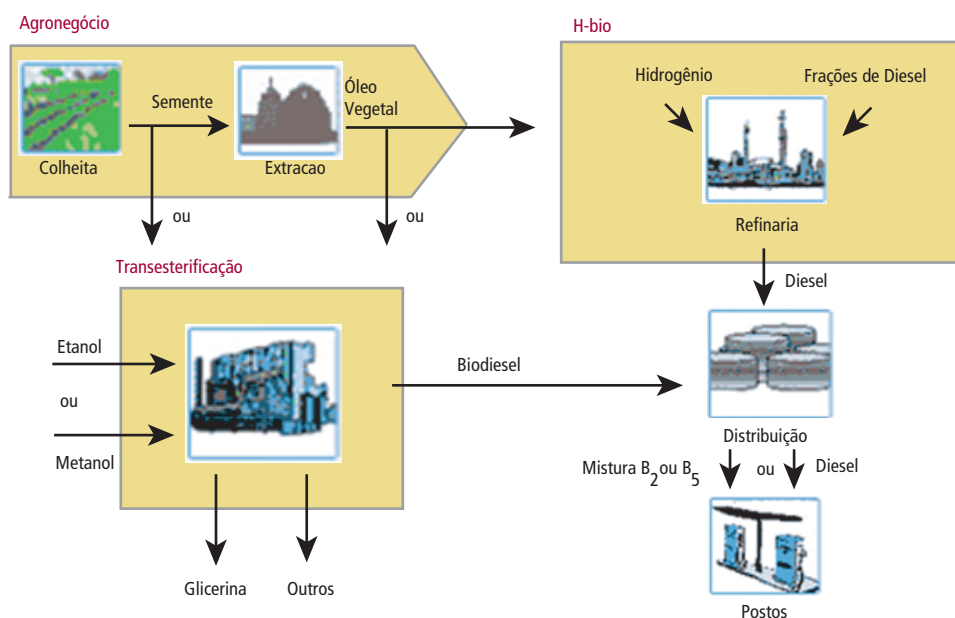
Para converter óleos vegetais em combustíveis adequados o processo predominante é a transesterificação em meio alcalino, onde se fazem reagir os triglicérides com um álcool, etanol ou metanol, produzindo glicerina e ésteres dos ácidos graxos componentes do óleo vegetal. A diversidade de matérias-primas, óleos, e as alternativas de processo levam a diversos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.

De modo geral, pode-se afirmar que o biodiesel é um produto comercial. O custo não é competitivo com o diesel mineral, mas há contínuo avanço das tecnologias para a produção. Simplificando, os processos para conversão de óleos vegetais em combustíveis podem usar transesterificação ou craqueamento. A transesterificação, por sua vez, pode empregar catalisadores alcalinos, ácidos ou enzimáticos, e etanol ou metanol. Com as tecnologias atuais, pode-se concluir que a transesterificação alcalina é a rota mais interessante, embora haja desenvolvimentos em processos térmicos. A transesterificação etílica apesar de mais complexa que a rota metílica, poderá atingir níveis equivalentes de qualidade. A matéria-prima é importante na decisão sobre o uso de catálise ácida ou básica.

2.3. H-bio

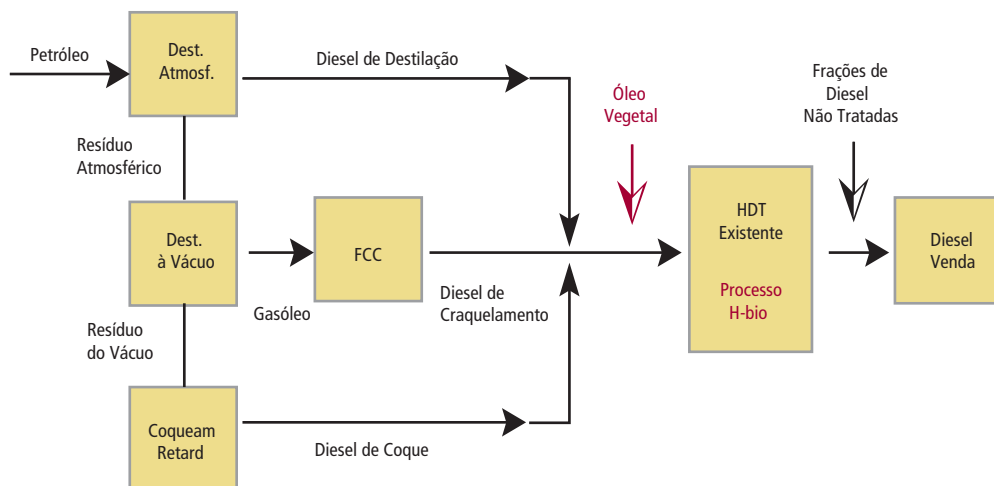
O processo H-bio foi desenvolvido para inserir o processamento de matéria-prima renovável no esquema de refino de petróleo e permitir a utilização das instalações já existentes (Figura 7). O óleo vegetal ou animal é misturado com frações de diesel de petróleo para ser hidroconvertido em Unidades de Hidrotratamento (HDT), que são empregadas nas refinarias, principalmente para a redução do teor de enxofre e melhoria da qualidade do óleo diesel, ajustando as características do combustível às especificações da ANP.

Figura 7 – Cadeia de produção do H-bio



O processo envolve uma hidroconversão catalítica da mistura de frações de diesel e óleo de origem renovável, em um reator de HDT, sob condições controladas de alta temperatura e pressão de hidrogênio (Figura 8). Assim, o óleo vegetal é transformado em hidrocarbonetos parafínicos lineares, similares aos existentes no óleo diesel de petróleo. Esses compostos contribuem para a melhoria da qualidade do óleo diesel final, destacando-se o aumento do número de cetano, que garante melhor qualidade de ignição, e a redução da densidade e do teor de enxofre. O benefício na qualidade final do produto é proporcional ao volume de óleo vegetal usado no processo.

Figura 8 – Processo H-bio em um esquema de refinaria



3. Histórico da participação de biocombustíveis e perspectivas

■ 3.1. Etanol

A produção de etanol aumentou a taxas expressivas no período de 1970-1990, ficou praticamente estagnada de 1990 a 2000 e voltou a crescer em média a 9,7% a.a. de 2000 a 2005. A previsão de crescimento da produção mantém-se elevada nos períodos 2005-2010 e 2010-2015, com taxas de 8,7 e 6,0% ao ano, respectivamente. Nos períodos 2020-2025 e 2025-2030 a produção desacelera, com um crescimento médio anual de 2,1 e 1,6%, respectivamente.

As exportações de etanol, pouco expressivas até o ano 2000, aumentam substancialmente até 2020, atingindo 17 milhões de m³. A partir de 2025, as exportações começam a diminuir devido ao fato de o crescimento do consumo ocorrer a taxas maiores do que o da produção (Tabela 2).

Tabela 2 – Produção, consumo e exportação de etanol (em mil m³)

	1970	1980	1990	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	625	3.676	11.518	10.700	16.040	25.486	38.594	51.547	57.198	61.875
Importação	0	0	1.156	64	0	0	0	0	0	0
Exportação	0	384	0	227	2.494	8.199	13.360	17.080	16.684	9.518
Perdas/ajustes	-27	-124	-284	1.849	444	218	332	-2.025	224	142
Consumo total	598	3.168	12.390	12.386	13.989	17.504	25.566	32.442	40.739	52.499
Consumo final	598	3.168	12.390	12.386	13.989	17.504	25.566	32.442	40.739	52.499
Consumo final não-energético	414	486	960	1.238	695	481	333	230	160	110
Consumo final energético	184	2.682	11.430	11.148	13.294	17.023	25.233	32.212	40.580	52.388
Transportes	184	2.682	11.430	11.148	13.294	17.023	25.233	32.212	40.580	52.388
Rodoviário	184	2.682	11.430	11.148	13.294	17.023	25.233	32.212	40.580	52.388

O Brasil é um país que reúne inúmeras vantagens comparativas que o tornam capaz de atuar como líder no mercado mundial de produtos agrícolas, agroindustriais e silviculturas, em particular aqueles dedicados à energia. O setor sucroalcooleiro e a produção de etanol são referências nacional e internacional de estruturação bem sucedida de uma cadeia produtiva agroindustrial integrada de alimentos e energia.

Com imenso potencial agrícola, áreas disponíveis para a agricultura com impactos ambientais circunscritos ao socialmente aceitos, a possibilidade de múltiplos cultivos ao longo de um único ano, a intensa radiação solar recebida, além da diversidade de clima, exuberância de biodiversidade e a existência de desenvolvimento científico e tecnológico agrícola específico da zona tropical, associado a uma agroindústria sólida e produtiva, o Brasil, e particularmente o setor sucroalcooleiro, apresentam um expressivo potencial de crescimento frente às perspectivas de expansão do mercado de açúcar e a consolidação do mercado internacional de etanol.

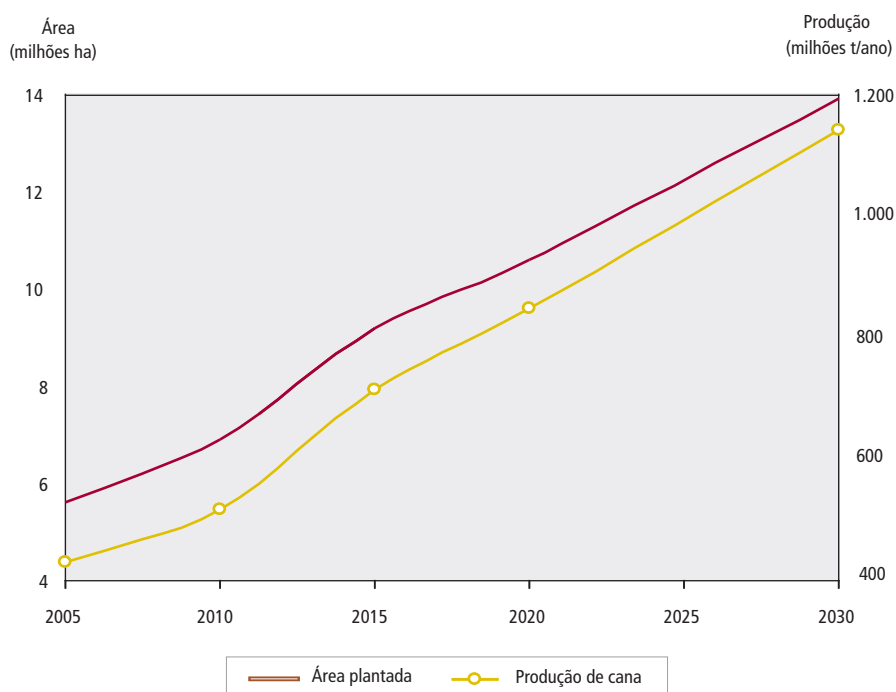
A produção de etanol no Brasil apresenta uma eficiência global bastante elevada, em torno de oito unidades energéticas para cada uma produzida, podendo alcançar valores ainda maiores se os resíduos agrícolas puderem ser aproveitados para fins energéticos e um novo paradigma tecnológico for aplicado para o aproveitamento do conteúdo energético do bagaço de cana.

A evolução da produção de cana-de-açúcar está relacionada com a expansão da área plantada e o aumento de produtividade da cultura. A Tabela 3 apresenta as projeções da produção nacional de cana-de-açúcar, considerando o aumento da área plantada e os ganhos de produtividade nas regiões Centro-Sul (que engloba as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste) e Nordeste (que também inclui a região Norte). A Figura 9 apresenta a evolução da área plantada e da produção de cana-de-açúcar no horizonte considerado.

Tabela 3 – Produção, área plantada e produtividade de cana-de-açúcar

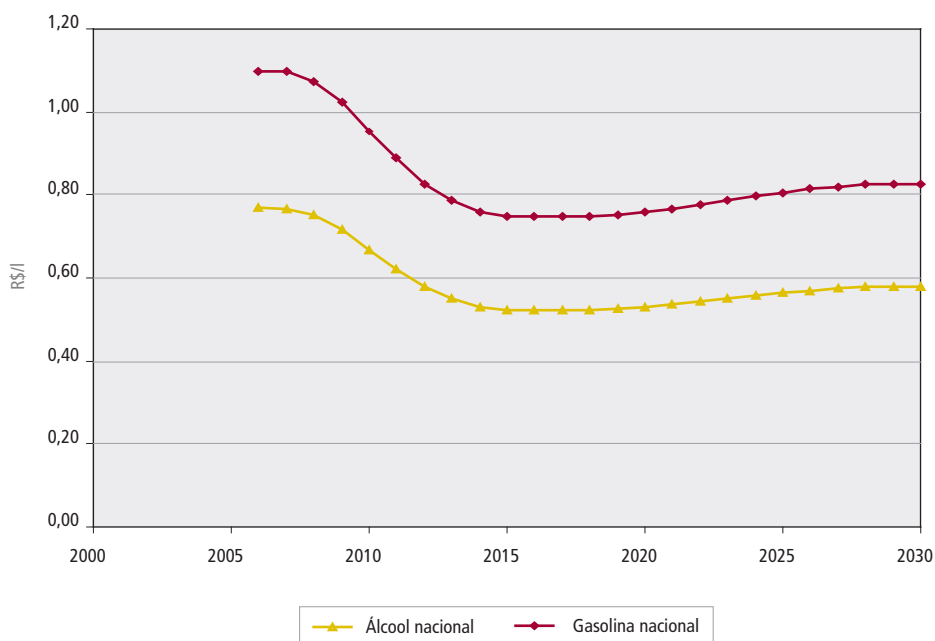
		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Brasil	Produção (10 ⁶ ton)	431,4	518,4	715,0	849,2	1.002,0	1.141,2
	Área (10 ⁶ ha)	5,6	6,7	9,2	10,6	12,4	13,9
	Produtividade (ton/ha)	76,6	77,0	78,1	80,1	80,8	82,1
Centro-Sul	Produção (10 ⁶ ton)	373,7	445,6	600,1	712,8	838,0	957,9
	Área (10 ⁶ ha)	4,6	5,5	7,4	8,7	10,2	11,6
	Produtividade (ton/ha)	80,5	80,6	81,1	81,9	82,2	82,9
Nordeste	Produção (10 ⁶ ton)	57,7	72,8	114,9	136,4	164,0	183,3
	Área (10 ⁶ ha)	1,0	1,2	1,8	1,9	2,2	2,4
	Produtividade (ton/ha)	58,0	60,6	65,6	71,8	74,5	78,0

Figura 9 – Evolução da área plantada e da produção de cana-de-açúcar



Na Figura 10 é apresentado o gráfico com a evolução dos preços do etanol e da gasolina no mercado nacional no horizonte considerado. Foi considerada a manutenção do preço do etanol na proporção de 70% do preço da gasolina.

Figura 10 – Evolução dos preços da gasolina e do álcool no mercado nacional



Com a eliminação dos controles governamentais de cotas de produção e exportação, tabelamento de preços e concessão de subsídios para a produção e a comercialização de etanol e de açúcar concluída em 2002, a decisão entre a quantidade de cana-de-açúcar utilizada para a produção de etanol e de açúcar passou a sofrer influência significativa dos preços desses produtos.

Os dados históricos indicam uma evolução significativa dos rendimentos da produção de etanol e açúcar a partir da cana-de-açúcar. A Tabela 4 mostra as perspectivas de evolução dos rendimentos na produção desses produtos no horizonte considerado.

Tabela 4 – Evolução do rendimento da produção de etanol e açúcar

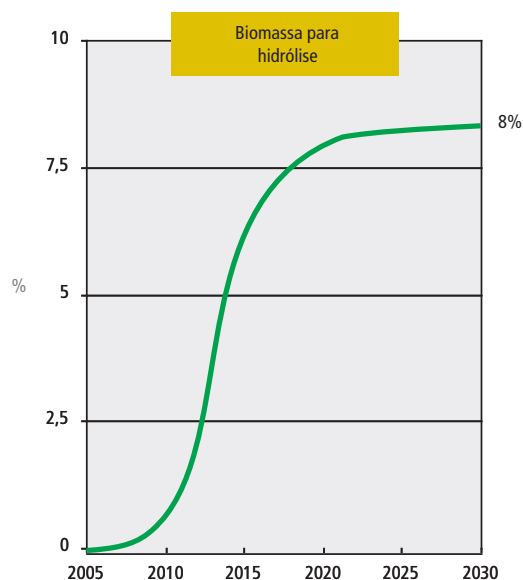
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Rendimento de etanol (L/ton)	78,1	82,3	85,9	90,0	91,2	92,1
Rendimento de açúcar (kg/ton)	135,0	140,3	145,3	149,7	150,2	150,4

A Tabela 5 apresenta as projeções de produção de etanol a partir da biomassa celulósica, considerando a evolução do percentual de biomassa aproveitada (Figura 11) e do rendimento da produção de etanol.

Tabela 5 – Projeção da produção de etanol celulósico

	2010	2015	2020	2025	2030
Produção de etanol celulósico (10^6 m ³)	0,13	1,68	4,53	5,84	7,13
Aproveitamento da biomassa (%)	0,4	3,6	7,6	8,0	8,3
Biomassa utilizada (mil ton)	0,6	7,0	17,7	22,0	25,9
Rendimento (L/ton)	210	240	255	265	275

Figura 11 – Percentual de biomassa utilizada para hidrólise



A Tabela 6 apresenta as projeções de produção de etanol e açúcar até o ano de 2030, considerando a expansão da área cultivada de cana-de-açúcar, os ganhos de produtividade na cultura da cana e nos rendimentos da produção de etanol e açúcar, a proporção de cana utilizada para a produção de cada produto e a produção de etanol a partir da biomassa celulósica.

Tabela 6 – Produção de etanol e açúcar

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção total de etanol (10 ⁶ m ³)	16,50	24,13	36,68	51,03	57,34	62,13
Etanol de cana-de-açúcar (10 ⁶ m ³)	16,50	24,00	35,00	46,50	51,50	55,00
Etanol celulósico (10 ⁶ m ³)	0,00	0,13	1,68	4,53	5,84	7,13
Produção de açúcar (10 ⁶ ton)	28,50	32,00	46,00	52,00	64,00	78,00

O consumo interno de etanol foi definido a partir dos estudos de demanda do combustível elaborados pela EPE. As exportações do combustível correspondem à diferença entre a produção total e o consumo interno. As projeções de consumo interno e das exportações de açúcar correspondem a estudos elaborados pela FA-PRI. Os resultados de consumo interno e exportações de etanol e açúcar são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Consumo e exportação de etanol e açúcar

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Consumo interno de etanol (10 ⁶ m ³)	13,56	17,40	25,50	32,40	40,70	52,50
Exportação de etanol (10 ⁶ m ³)	2,94	6,73	11,18	18,63	16,64	9,63
Consumo interno de açúcar (10 ⁶ ton)	10,7	14,7	21,3	26,5	30,8	35,4
Exportação de açúcar (10 ⁶ ton)	17,8	17,3	24,7	25,5	33,2	42,6

■ 3.2. Biodiesel e H-bio

O Brasil possui um imenso potencial de aumento da área utilizada para culturas agrícolas, devido tanto à expansão da fronteira agrícola e quanto ao aproveitamento de áreas de pastagens. Atualmente, a área que pode ser utilizada para a produção agropecuária é de 366 milhões de hectares, sendo que 61 milhões correspondem a culturas temporárias e permanentes, 210 milhões a área de pastagens e 90 milhões de hectares de fronteira agrícola. Assim, a disponibilidade de terras para o cultivo de oleaginosas não constitui obstáculo ao aumento da produção de biodiesel e H-bio, uma vez que o aproveitamento de uma pequena parte das áreas disponíveis pode atender às necessidades de produção.

O desenvolvimento de novas variedades de oleaginosas também pode contribuir para o aumento expressivo do rendimento de óleo vegetal para a produção de biodiesel e H-bio.

Na Tabela 8, são apresentados os valores de produção e consumo de biodiesel e H-bio no período considerado. Pode-se observar que a produção de biodiesel e H-bio, ainda incipiente em 2005, aumenta em cerca de 100 vezes até 2030, atingindo 16,4 milhões de m³. A taxa média anual de aumento da produção é de 94,4% no período 2005-2010. A partir de 2010, o crescimento ocorre a taxas mais baixas, sendo que o crescimento médio anual no período 2005-2030 é de 20,3% ao ano.

Tabela 8 – Produção e consumo de biodiesel e H-bio (em mil m³)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Produção	164	4.599	7.555	9.133	12.768	16.645
Consumo total	164	4.599	7.555	9.133	12.768	16.645
Consumo final energético	164	4.599	7.555	9.133	12.768	16.645
Transportes	164	4.599	7.555	9.133	12.768	16.645

A evolução da produção de oleaginosas está relacionada com a expansão da área plantada e o aumento de produtividade da cultura. A Tabela 9 apresenta as projeções da produção nacional de soja, dendê, mamona e girassol, considerando o aumento da área plantada e os ganhos de produtividade.

Tabela 9 – Evolução da produção de oleaginosas e utilização para biodiesel

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Soja	Produção (10 ⁶ ton)	51,5	69,5	90,7	113,3	138,1	165,9
	Conteúdo de óleo (%)	17	19	20	21	22	22
	Utilização para biodiesel (%)	1,4	14,0	13,2	11,1	12,3	9,3
Dendê	Produção (10 ⁶ ton)	0,38	1,13	3,04	7,44	17,01	36,32
	Conteúdo de óleo (%)	26	27	28	28	28	28
	Utilização para biodiesel (%)	5,0	45,0	48,0	51,0	54,0	56,0
Mamona	Produção (10 ⁶ ton)	0,21	0,36	0,57	0,82	1,14	1,52
	Conteúdo de óleo (%)	44	46	47	48	48	48
	Utilização para biodiesel (%)	12,0	53,0	56,0	58,0	60,0	62,0
Girassol	Produção (10 ⁶ ton)	0,07	0,11	0,15	0,21	0,28	0,36
	Conteúdo de óleo (%)	43	44	45	46	46	46
	Utilização para biodiesel (%)	3	47	51	56	60	63

A Tabela 10 apresenta as projeções de produção de biodiesel até o ano de 2030, considerando a expansão da área cultivada de oleaginosas, os ganhos de produtividade das culturas, a proporção da produção agrícola utilizada para a produção de biodiesel e o conteúdo de óleo das plantas.

Tabela 10 – Produção de biodiesel por matéria-prima (mil ton)

Matéria-prima	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Soja	122	1.848	2.394	2.641	3.737	3.394
Dendê	5	137	408	1.062	2.571	5.695
Mamona	11	87	150	229	328	451
Girassol	1	22	35	54	78	104
Total (mil ton)	139	2.095	2.988	3.987	6.714	9.644

A Lei nº. 10.097 de 2005 fixou em 5% o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel comercializado ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional. O prazo para atingir esse valor de 5% é de 8 anos (ou, seja, 2013) sendo de 3 anos (em 2008) o período para se utilizar um percentual mínimo obrigatório intermediário de 2% em volume.

A Tabela 11 apresenta a evolução do consumo de diesel, definido a partir dos estudos de demanda elaborados pela EPE, a produção de biodiesel e o percentual de biodiesel na mistura.

Tabela 11 – Projeção do consumo de diesel, produção e percentual de biodiesel

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Demanda total de diesel (mil ton)	35.901	41.878	49.698	56.837	67.405	80.146
Produção de biodiesel (mil ton)	139	2.095	2.988	3.987	6.714	9.644
Proporção de biodiesel (%)	0,4	5,0	6,0	7,0	10,0	12,0

Para estimar um potencial de produção de H-bio considerou-se um percentual de 10% da capacidade de hidrotratamento de instáveis e de diesel nas refinarias destinados ao processamento de óleo vegetal, e que o rendimento volumétrico de produção de diesel a partir de óleo vegetal é de 96%.

A Tabela 12 apresenta os resultados de produção de diesel através do processo H-bio nas refinarias existentes e nas novas refinarias e o percentual de diesel produzido pelo processo H-bio nos períodos considerados.

Tabela 12 – Produção de diesel através do processo H-BIO (em mil ton) e percentual correspondente ao processo H-BIO

	2010	2015	2020	2025	2030
Refinarias existentes	1.768	2.630	2.630	2.630	2.630
Refinaria do Nordeste	0	401	401	401	401
Novas refinarias	0	327	654	981	1.307
Produção total H-bio	1.768	3.358	3.685	4.011	4.338
Produção total de diesel nas refinarias	35.443	52.687	61.301	69.448	75.615
H-bio (%)	5,4	9,4	7,0	5,8	5,7
Óleo de soja para H-bio (%)	13,4	18,5	15,5	13,2	11,9

4. Aspectos socioambientais

A substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis representa um impacto significativo sobre a redução das emissões dos gases responsáveis pelo efeito estufa, principalmente o dióxido de carbono. Embora a utilização de biocombustíveis emita CO₂, uma quantidade equivalente de CO₂ é incorporada à biomassa vegetal durante o processo de fotossíntese. Dessa forma, pode-se estimar uma redução nas emissões provocadas pela utilização dos biocombustíveis.

Apesar da contribuição para a redução das emissões, é importante ressaltar que existem alguns aspectos negativos relacionados à produção sucroalcooleira, como a realização de queimadas para facilitar a colheita manual e a produção de elevados volumes de vinhaça (efluente resultante da produção de álcool).

Também existe a possibilidade de a expansão da área agrícola para a produção de biocombustíveis resultar no desmatamento e na redução da biodiversidade. Contudo, tais impactos podem ser reduzidos consideravelmente e mesmo eliminados com a adoção de práticas e tecnologias já existentes, como a expansão da colheita mecanizada, a utilização da vinhaça como fertilizante líquido e a expansão das culturas destinadas à produção de biocombustíveis em áreas utilizadas para pastagens.

■ 4.1. Etanol

A Tabela 13 apresenta as projeções de evolução da área agrícola utilizada para a produção de etanol, de investimentos, geração de empregos e redução nas emissões de CO₂. Os investimentos foram calculados tomando como base dados da UNICA, que estimam um custo de R\$ 100 milhões para a instalação de uma des-

tilaria com capacidade de 80 mil m³ por ano. Esses investimentos já consideram os custos de implementação das lavouras.

Tabela 13 – Aspectos socioambientais da produção de etanol

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Área para etanol (% da área agrícola)	0,75	1,03	1,42	1,76	1,91	1,99
Investimento no período (R\$ bilhões)		9,5	15,7	17,9	7,9	6,0
Empregos na cadeia produtiva (mil)	1.122	1.347	1.860	2.208	2.590	2.968
Emissões de CO ₂ evitadas (10 ⁶ ton)	49,5	72,4	110,0	153,1	172,0	186,4

■ 4.2. Biodiesel

A Tabela 14 apresenta as projeções de evolução da área agrícola, de investimentos, de geração de empregos e de redução nas emissões de CO₂ relativas à produção de biodiesel. Os investimentos foram calculados tomando como base dados da ABIOVE, que estimam um custo de R\$ 16,5 milhões para a instalação de uma unidade produtora de biodiesel com capacidade de 10 milhões de toneladas por ano. Esses investimentos não consideram os custos de implementação das lavouras.

Tabela 14 – Aspectos socioambientais da produção de biodiesel

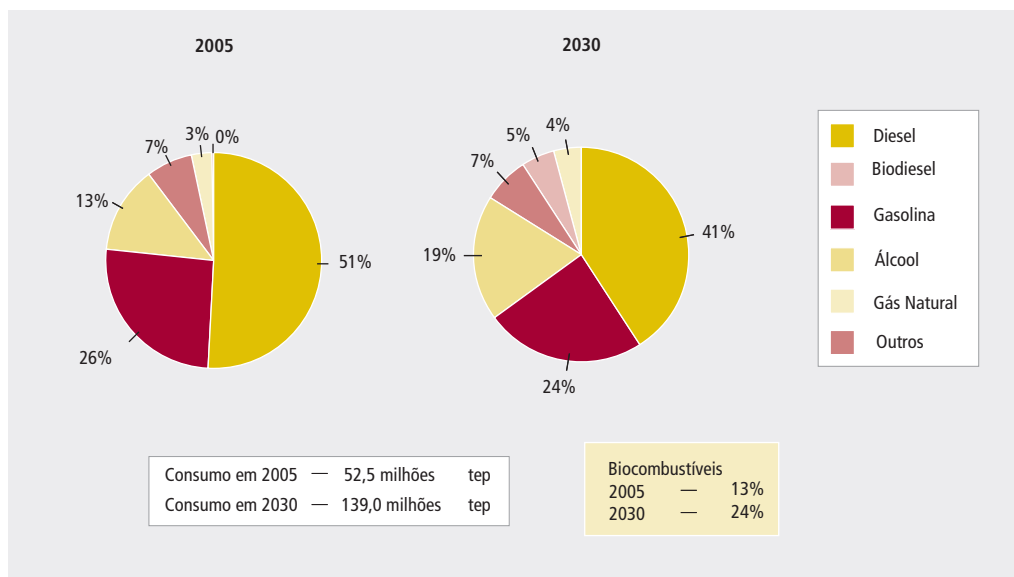
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Área para biodiesel (% da área agrícola)	0,10	1,09	1,20	1,20	1,55	1,48
Investimento no período (R\$ bilhões)		3,2	1,4	1,7	4,5	4,8
Empregos na cadeia produtiva (mil)	19	282	399	538	909	1.301
Emissões de CO ₂ evitadas (10 ⁶ ton)	0,3	5,2	7,4	10,0	16,8	24,1

5. Considerações finais

A expansão da participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira é favorecida pelo aproveitamento das vantagens competitivas naturais do agronegócio brasileiro.

A Figura 12 apresenta a evolução da participação dos biocombustíveis no setor de transportes. Pode-se observar que a participação do álcool aumenta de 13 para 19% e a do biodiesel aumenta de 0 para 5%. Assim, a participação dos biocombustíveis atinge 24% do consumo total do setor de transportes, revelando um aumento expressivo da sua importância para o setor.

Figura 12 – Participação dos biocombustíveis no consumo do setor de transportes



O aumento de produção dos biocombustíveis ocorre por meio da expansão da área agrícola e do desenvolvimento tecnológico, que inclui novas variedades de cana-de-açúcar e oleaginosas e novas tecnologias de produção, como a produção de etanol a partir da hidrólise da biomassa.

A demanda crescente por biocombustíveis no mercado internacional e a maior abertura dos mercados fazem com que o Brasil se torne um grande exportador de etanol e abrem a possibilidade da exportação de biodiesel.

Estima-se que a produção de etanol aumenta de 16 para 62 milhões de m³, com investimentos da ordem de R\$60 bilhões no horizonte considerado. A produção de biodiesel, por sua vez, chega a 9,64 milhões de toneladas, resultado de um investimento de mais de R\$15 bilhões.

6. Referências bibliográficas

AGE/MAPA, 2006, *Projeções do Agronegócio – Mundial e Brasil*, Assessoria de Gestão Estratégica / Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA, Brasília, DF.

COGEN/ÚNICA, 2006, *Produção de Cana-de-Açúcar – Brasil*, União da Agroindústria Canavieira de São Paulo / Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN.

CONAB, 2006a, *Série Histórica de Grãos - Safra 1976/77 a 2005/06*, Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, disponível em <http://www.conab.gov.br/download/safra/BrasilProdutoSerieHist.xls>, acessado em 31/07/2006.

CONAB, 2006b, *Avaliação da Safra Agrícola de Cana-de-açúcar 2005/2006 – Primeiro Levantamento – maio/2005*, Companhia Nacional de Abastecimento – CONAB, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, disponível em http://www.conab.gov.br/download/safra/Primeiro_Levantamento_Cana_2006-07_maio06.pdf, acessado em 04/08/2006.

F.O.LICHT, 2006, *World Ethanol Markets: The Outlook to 2015*, Special Report n.º 138, F.O. Licht, Kent, UK.

FAPRI, 2006, *U.S. and World Agricultural Outlook 2006*, In: FAPRI Staff Report 06-FSR 1, Food and Agricultural Policy Research Institute, Iowa State University / University of Missouri-Columbia, Iowa, USA, disponível em <http://www.fapri.iastate.edu/Outlook2006/>, acessado em 14/08/2006.

FULTON, L., HOWES, T. e HARDY, J., 2004, *Biofuels for Transport - An International Perspective*, Office of Energy Efficiency, Technology and R&D - International Energy Agency – IEA, France, disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>, acessado em 18/10/2006.

GM et al., 2002, “GM Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – A European Study; ANNEX – Full Background Report”, disponível em http://www.lbst.de/index_e.html?http://www.lbst.de/welcome_e.html, acessado em 18/10/2006.

HAMELINCK, C. N., HOOIJDONK, G., FAAIJ, A. P. C., 2003, *Prospects for Ethanol from Lignocellulosic Biomass: Techno-Economic Performance as Development Progress*, Report NWS-E-2003-55, Copernicus Institute – Science Technology Society – University Utrecht, The Netherlands, disponível em <http://www.chem.uu.nl/nws/www/publica/Publicaties2003/e2003-55.pdf>, acessado em 16/10/2006.

IEA, 2000a, “Liquid Fuels from Biomass: North America; Impact of Non-Technical Barriers on Implementation”, prepared for the IEA Bioenergy Implementing Agreement, Task 27 Final Report, by (S&T)2 Consultants Inc.

LEITE, R. C. C., CORTEZ, L. A. B., SOBRAL, M., et al., 2005, *Estudo Sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol Visando à Substituição Parcial de Gasolina no Mundo*, Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE / Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas, SP.

LEVELTON, 2000b, “Assessment of Net Emissions of Greenhouse Gases from Ethanol-Blended Gasolines in Canada: Lignocellulosic Feedstock”, Levelton Engineering Ltd, R-2000-2, in association with (S&T)2 Consultants Inc.

MACEDO, I. C., NOGUEIRA, L. A. H., 2005, “Avaliação da Expansão da Produção do Etanol no Brasil”. In: Cadernos NAE / Biocombustíveis – Processos Estratégicos de Longo Prazo, Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, Secretaria de Comunicação de Governo e Gestão Estratégica, n.º 2, Brasília, Brasil.

MANECHINI, C., RICCI, A., DONZELLI, J. L., 2005, “Benefits and Problems of Trash Left in the Field”. In: HASSUANI, S. J., LEAL, M. R. L. V., MACEDO, I. C., *Biomass Power Generation: Sugar Cane Bagasse and Trash*, Série Cami-

inhos para Sustentabilidade, n. 01, capítulo 3, Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento / Centro de Tecnologia Canavieira – CTC, Piracicaba, Brazil.

OLIVÉRIO, J. L., 2006, Ganhos de Produtividade e Gestão nas Usinas, *“Etanol: Perspectivas e Oportunidades para a Agroindústria”*, Dedini S/A Indústrias de Base, São Paulo, SP.

SIDRA/IBGE, 2006, Sistema IBGE de Recuperação Automática, Produção Agrícola Municipal, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão – MP, Rio de Janeiro, Brasil.

SPAE/MAPA, 2006, *Açúcar e Álcool no Brasil*, Departamento da Cana-de-açúcar e Agroenergia - Secretaria de Produção e Agroenergia / Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA, Brasília, DF.

TORQUATO, S. A., 2005, Álcool: projeção da produção e exportação no período 2005/06 a 2015/16, Instituto de Economia Agrícola - Agência Paulista de Tecnologia dos Agronegócios - Secretaria de Agricultura e Abastecimento do Estado de São Paulo, disponível em <http://www.iea.sp.gov.br/out/verTexto.php?codTexto=4010>, acessado em 16/08/2006.

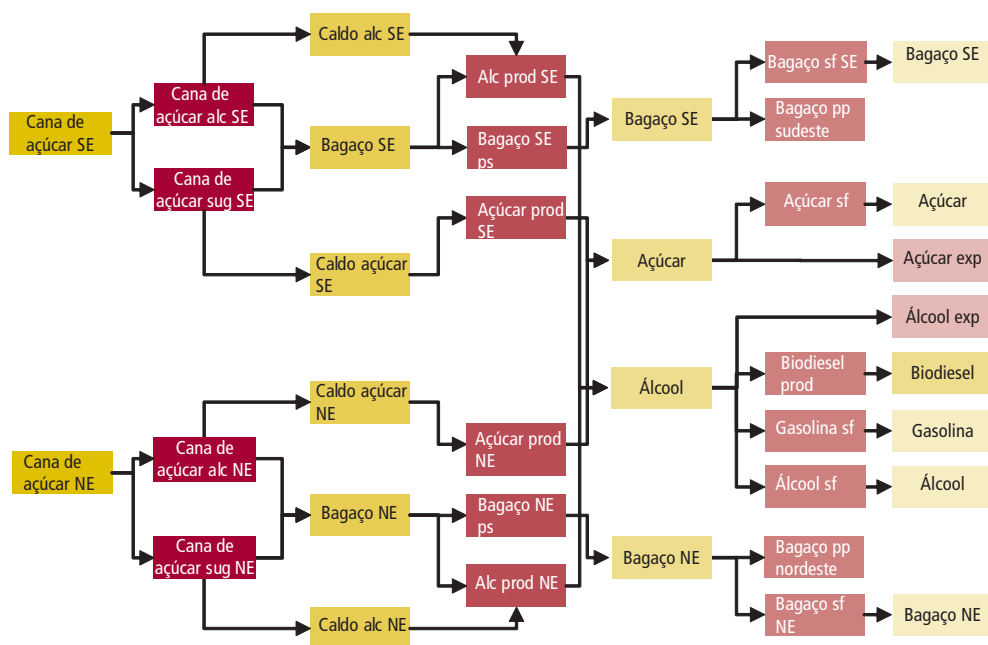
USDE, 2006, The Biomass Program, Office of the Biomass Program Energy Efficiency and Renewable Energy.

ANEXOS - Metodologia de modelagem

Etanol

A cadeia de produção do etanol está intimamente ligada com a da produção de açúcar, conforme mostrado na Figura 13. A produção de açúcar e álcool também gera um importante subproduto, o bagaço de cana, que apresenta um crescente aproveitamento para a geração de calor e eletricidade na indústria sucroalcooleira, resultando inclusive na produção de excedentes de energia para o sistema elétrico.

Figura 13 – Fluxograma da cadeia do etanol, açúcar e bagaço de cana no MESSAGE



Na cadeia de produção de álcool, a matéria-prima utilizada é a cana-de-açúcar e a produção está dividida entre as regiões Nordeste e Sudeste. O processamento da cana-de-açúcar resulta na produção do caldo e de bagaço, um subproduto do processo.

O caldo é utilizado para a produção de álcool e açúcar. A produção de açúcar também produz um subproduto, o melaço, que é utilizado para a produção de álcool (representado como um rendimento de álcool a partir da produção de açúcar). O álcool produzido a partir do caldo e do melaço pode ser destinado ao seu consumo final, misturado à gasolina ou exportado. O açúcar produzido é consumido internamente ou exportado.

Com relação ao bagaço, uma parte é aproveitada na própria indústria de álcool e açúcar para a geração de calor e eletricidade para o processo e o excedente de bagaço é aproveitado para a geração de eletricidade para os sistemas Sudeste e Nordeste ou é utilizado na indústria de alimentos e bebidas.

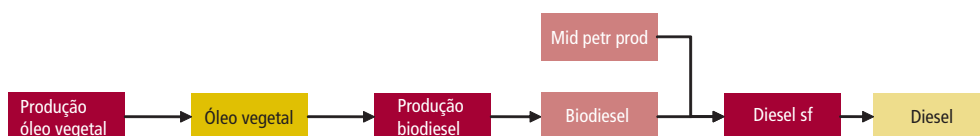
Determinando-se as demandas de açúcar e álcool para consumo interno e para exportação, é calculada

a produção de cana (e, indiretamente, a área plantada) e a quantidade de bagaço produzida nas regiões Sudeste e Nordeste. Definida a demanda de bagaço para uso térmico na indústria de alimentos e bebidas e o consumo de bagaço no setor sucro-alcooleiro, é calculada a quantidade de bagaço disponível para a geração termelétrica em cada região.

Biodiesel

A cadeia de produção de biodiesel é mostrada de maneira simplificada na Figura 14. A produção do bio-combustível está diretamente relacionada à produção de oleaginosas. Nesse estudo, foram consideradas as principais culturas com potencial para a produção de biodiesel.

Figura 14 – Fluxograma da cadeia de biodiesel no MESSAGE



A cadeia do biodiesel inicia com a produção de óleo vegetal, que é utilizado para a produção de biodiesel. Fornecida a demanda de óleo diesel para uso final e a proporção de biodiesel misturado ao diesel, é determinada a produção de biodiesel.

Ministério de
Minas e Energia

