



TÁSSIA PENHA PEREIRA

Avaliação de opções e custos de mitigação das emissões de GEE utilizando a cana-de-açúcar

31/2014

**CAMPINAS
2014**



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

TÁSSIA PENHA PEREIRA

Avaliação de opções e custos de mitigação das emissões de GEE utilizando a cana-de-açúcar

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra
Coorientador: Dr. Manoel Regis Lima Verde Leal

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À
VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELA ALUNA TÁSSIA PENHA
PEREIRA, E ORIENTADA PELO PROF. DR.
JOAQUIM EUGÊNIO ABEL SEABRA.

.....
ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS
2014**

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

P414a Pereira, Tássia Penha, 1987-
Avaliação de opções e custos de mitigação das emissões de GEE utilizando a cana-de-açúcar / Tássia Penha Pereira. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Joaquim Eugênio Abel Seabra.
Coorientador: Manoel Regis Lima Verde Leal.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Cana-de-açúcar. 2. Mitigação de gases de efeito estufa. 3. Avaliação do ciclo de vida. 4. Bioenergia. 5. Economia da energia. I. Seabra, Joaquim Eugênio Abel, 1981-. II. Leal, Manoel Regis Lima Verde. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Assessment of options and costs of GHG emissions mitigation using sugarcane biomass

Palavras-chave em inglês:

Sugarcane

Greenhouse gases mitigation

Life cycle assessment

Bioenergy

Energy economics

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Mestra em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Joaquim Eugênio Abel Seabra [Orientador]

Amaldo Cesar da Silva Walter

Sérgio Almeida Pacca

Data de defesa: 24-02-2014

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Avaliação de opções e custos de mitigação das
emissões de GEE utilizando a cana-de-açúcar**

Autora: **Tássia Penha Pereira**

Orientador: **Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra**

Coorientador: **Dr. Manoel Regis Lima Verde Leal**

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra, Presidente
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter
FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Sérgio Almeida Pacca
USP

Campinas, 24 de fevereiro de 2014.

Dedico este trabalho ao Cesar, companheiro e incentivador de todo este processo.

Agradecimentos

Agradeço a Deus que me deu coragem e forças para a concretização de mais uma etapa de minha vida.

À meus pais por compreenderem minhas decisões e me apoiarem incondicionalmente ao longo de todo o meu percurso.

Ao Cesar Augusto Negri por todo o incentivo, apoio e dedicação.

Ao Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter pela oportunidade de ser discente da UNICAMP e também de me integrar ao grupo de pesquisas do CTBE.

Por todo o aprendizado, orientação, compreensão e apoio, por acreditar em mim e na realização deste trabalho, meu grande agradecimento ao Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra.

Pela paciência, gentileza, atenção, sabedoria e confiança em me designar este projeto, além da orientação para o meu desenvolvimento acadêmico e profissional, meu muito obrigado ao Dr. Manoel Regis Lima Verde Leal.

Agradeço a todos os amigos do CTBE por terem me ensinado muitas das coisas mais importantes que aprendi no mestrado.

E, finalmente, agradeço ao CNPq pelo apoio financeiro que permitiu o meu avanço em mais um nível profissional.

*“Um sonho que se sonha só é só um sonho que se sonha só,
mas sonho que se sonha junto é realidade.”*

Raul Seixas

Resumo

Em 2011 a cana-de-açúcar foi confirmada como a fonte renovável primária mais importante para a oferta interna de energia no Brasil (15,7% suplantando os 14,7% da energia hidráulica). Atualmente, as formas de energia resultantes do processamento da cana são o etanol e a eletricidade. Com o aumento da mecanização uma quantidade considerável de biomassa se torna disponível na lavoura. Algumas usinas já tentam recuperar economicamente parte dessa biomassa para uso como combustível suplementar ao bagaço, estendendo o período de geração de energia para além do período de colheita. Adicionalmente, há um esforço em pesquisa em desenvolvimento para se ter alternativas para o aproveitamento do material lignocelulósico da cana (bagaço e palha) integrando processos tecnológicos e, assim, utilizar a biomassa como matéria-prima para a obtenção de artigos de maior valor agregado. Diante dessas opções, há a preocupação em saber qual forma de conversão da biomassa é mais eficiente não só do ponto de vista técnico-econômico, mas também ambiental. A Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) é uma técnica que pode ser usada para analisar a eficiência e sustentabilidade de alternativas quando comparadas com tecnologias convencionais. Neste trabalho, seis cenários tecnológicos para conversão da biomassa da cana-de-açúcar foram confrontados quanto ao potencial de mitigação de gases de efeito estufa (GEE) e aos respectivos custos de mitigação: ciclo a vapor (Rankine) e sistema BIG-GT/CC, para a geração de energia excedente durante todo o ano; síntese de combustíveis, para produção de etanol e álcoois superiores; conversão bioquímica a partir da hidrólise enzimática para produção de etanol; pirólise lenta para a produção de biocarvão (utilizado como condicionador de solo); e produção de peletes para exportação para a Europa. Tais cenários foram comparados com a configuração mais comum de uma destilaria de etanol na nova expansão do setor brasileiro. Análises de incertezas e de sensibilidade também foram realizadas. Os resultados mostram que a peletização da biomassa é a opção tecnológica mais promissora devido ao bom potencial de mitigação (23 t CO₂eq/ha.a) e baixo custo (-7 R\$/t CO₂eq). A pirólise lenta, apesar da grande incerteza, apresenta o segundo melhor potencial de mitigação (21 t CO₂eq/ha.a) através do sequestro promovido pelo biocarvão, porém é a alternativa mais onerosa (260 R\$/t CO₂eq). De forma geral, dentre as opções investigadas, aquelas mais viáveis economicamente são as que apresentam os menores potenciais de redução de emissões de GEE.

Palavras Chave: cana-de-açúcar; mitigação de GEE; ACV; bioenergia; economia da energia

Abstract

In 2011 sugarcane was confirmed as the main renewable source in the domestic energy supply in Brazil (15.7% against 14.7% from hydropower). Currently, the energy products resulting from sugarcane processing are ethanol and electricity. With the increased mechanized harvesting, a considerable amount of biomass becomes available in the field, and some mills have already started to recover and use that biomass as supplementary fuel to bagasse, extending the period of power generation beyond the sugarcane season. Additionally, there are ongoing research efforts aimed at the better utilization of the sugarcane lignocellulosic material (bagasse and straw), enabling the production of higher value-added products through the integration of new conversion technologies. In face of these alternatives, debates arise about which would be the most efficient, cost effective and environmental friendly conversion alternative. The Life Cycle Assessment (LCA) is a technique that can be used to analyze the efficiency and sustainability of alternatives when compared to conventional technologies. In this work, six technology scenarios for sugarcane biomass conversion were compared in terms of GHG emissions mitigation and costs: steam cycle and BIG-GT/CC systems, for electricity generation; production of ethanol via biochemical and thermochemical conversion; slow pyrolysis for the production of biochar (to be used as soil conditioner); and production of pellets (to be exported to Europe). Such scenarios were compared with the most common configuration of an ethanol distillery in the new expansion of the Brazilian industry. Uncertainty and sensitivity analyses were also performed. The results show that the biomass pelletizing is the most interesting option due to the good mitigation potential (23 tCO₂eq/ha.a) and low required carbon price (-7 R\$/t CO₂eq). Slow pyrolysis, despite the high uncertainties, features the second largest mitigation potential (21 t CO₂eq/ha.a) through the carbon sequestration promoted by biochar, although it is the most expensive option (260 R\$/t CO₂eq). In general, among the alternatives investigated in this study, those featuring the lowest mitigation costs are also those with the lowest mitigation potential.

Key Words: sugarcane; GHG mitigation; LCA; bioenergy; energy economics

Lista de Ilustrações

Figura 1.1: Participação dos diferentes setores no total das emissões antrópicas de GEE, em 2004, em termos de CO ₂ eq (em silvicultura inclui desmatamento)	3
Figura 1.2: Oferta brasileira de energia por fonte em 2012.....	3
Figura 1.3: Cotação do preço da tonelada de carbono de 2008 a 2012	5
Figura 1.4: Projeção do preço da tonelada de carbono.....	5
Figura 2.1: Estrutura da planta cana-de-açúcar.	10
Figura 2.2: Típico arranjo da parede celular vegetal	11
Figura 2.3: Usinas de etanol do Brasil.....	17
Figura 2.4: Processamento da cana-de-açúcar.....	18
Figura 2.5: Esquema do ciclo de cogeração a vapor utilizado nas usinas sucroalcooleiras	21
Figura 3.1: Rotas tecnológicas de conversão da biomassa.	23
Figura 3.2: Esquema de peletização por matriz anelar.	25
Figura 3.3: Disposição esquemática de uma planta típica de peletização da biomassa	25
Figura 3.4: Representação esquemática do ciclo combinado de turbinas com gaseificação da biomassa	29
Figura 3.5: Fluxograma geral para produção de combustíveis via gaseificação de biomassa	31
Figura 3.6: Rotas de hidrólise e fermentação	37
Figura 4.1: Fases de uma ACV e relações entre as etapas.	43
Figura 5.1: Biorrefinaria de cana-de-açúcar: usina + planta adjacente.	45
Figura 5.2: Esquema da planta adjacente referente aos Cenários 1 e 2.....	48
Figura 5.3: Esquema da planta BIG-GT/CC.	49
Figura 5.4: Esquema da planta de conversão termoquímica para produção de etanol e alcoóis superiores.....	51
Figura 5.5: Esquema da planta de conversão bioquímica do material lignocelulósico da cana em etanol	52
Figura 5.6: Processo de peletização.....	53
Figura 5.7: Ciclo de vida considerado na avaliação	55

Figura 6.1: Incertezas quanto ao potencial de mitigação e ao valor requerido para a remuneração do carbono de cada cenário. As barras representam os percentis (P10 e P90) e os pontos representam os valores base da simulação de Monte Carlo.	71
Figura 6.2: Sensibilidade ambiental – Cenário 2.....	73
Figura 6.3: Sensibilidade econômica - Cenário 2.....	73
Figura 6.4: Sensibilidade econômica de todas as alternativas em relação a taxa de mínima de atratividade	74
Figura 6.5: Sensibilidade econômica de todas as alternativas frente ao custo da palha (base seca)	75
Figura 6.6: Sensibilidade econômica de todas as alternativas frente ao custo do bagaço (base seca)	75
Figura A.1: Sensibilidade ambiental – Cenário 3.....	94
Figura A.2: Sensibilidade econômica - Cenário 3.....	94
Figura A.3: Sensibilidade ambiental – Cenários 4	95
Figura A.4: Sensibilidade econômica - Cenários 4	95
Figura A.5: Sensibilidade ambiental – Cenários 5	96
Figura A.6: Sensibilidade econômica - Cenários 5	96
Figura A.7: Sensibilidade ambiental – Cenário 6.....	97
Figura A.8: Sensibilidade econômica – Cenário 6	97
Figura A.9: Sensibilidade ambiental – Cenário 7.....	98
Figura A.10: Sensibilidade econômica – Cenário 7	98

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Composição média dos colmos da cana	11
Tabela 3.1. Comparação do consumo de energia do processo de peletização de diversas matérias-primas	26
Tabela 3.2: Reações na síntese de alcoóis superiores.....	32
Tabela 3.3. Distribuição de produtos da síntese de alcoóis superiores.....	33
Tabela 3.4: Processos de hidrólise e fermentação	36
Tabela 3.5: Reações de pirólise em diferentes temperaturas.....	39
Tabela 3.6: Típicos rendimentos obtidos por diferentes modos de pirólise a partir de madeira (base seca).....	39
Tabela 5.1: Características do material lignocelulósico da cana-de-açúcar usados nessa análise	46
Tabela 5.2: Composição do bagaço e da palha usados nessa análise	46
Tabela 5.3: Configurações tecnológicas da planta adjacente	47
Tabela 5.4: Características dos resíduos da cana-de-açúcar e do biocarvão derivado	54
Tabela 5.5: Parâmetros utilizados nas análises ^a	60
Tabela 5.6: Parâmetros utilizados na análise econômica	62
Tabela 5.7: Investimentos e custos incrementais ao Cenário 1 ^a	64
Tabela 5.8: Parâmetros de entrada para a análise de Monte Carlo ^a	64
Tabela 6.1: Balanço de emissões de GEE para a biorrefinaria (kg CO ₂ eq/ha.a).....	66
Tabela 6.2: Mitigação anual dos cenários e custo da tonelada de CO ₂ equivalente.....	69
Tabela I.1: Fatores de emissão	93

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1.	CONTEXTO.....	1
1.2.	O CLIMA E AS MATRIZES ENERGÉTICAS DO MUNDO E DO BRASIL	2
1.3.	EMISSÕES DE GEE E INCENTIVOS DE MERCADO	4
1.4.	OBJETIVO	5
2	A BIOENERGIA DA CANA-DE-AÇÚCAR	7
2.1.	DO PASSADO AO FUTURO	7
2.2.	A PLANTA CANA-DE-AÇÚCAR	10
2.3.	CICLO PRODUTIVO DA CANA-DE-AÇÚCAR	12
2.4.	PROCESSAMENTO DA CANA-DE-AÇÚCAR	15
2.5.	PRODUÇÃO DE ETANOL.....	18
2.6.	SISTEMA ENERGÉTICO DAS USINAS	20
3	APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DA BIOMASSA.....	22
3.1.	PELETIZAÇÃO	23
3.1.1.	Processo de fabricação de peletes.....	24
3.2.	GASEIFICAÇÃO.....	27
3.2.1.	Limpeza do gás.....	28
3.2.2.	Aproveitamento do gás.....	29
3.2.3.	Síntese de alcoóis	31
3.3.	CONVERSÃO BIOQUÍMICA	34
3.4.	PIRÓLISE.....	38
4	AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)	42
5	METODOLOGIA.....	45
5.1.	CENÁRIOS	45
5.1.1.	CICLO A VAPOR.....	47
5.1.2.	BIG-GT/CC	48
5.1.3.	SÍNTESE DE ALCOÓIS	49

5.1.4.	CONVERSÃO BIOQUÍMICA	51
5.1.5.	PELETIZAÇÃO	52
5.1.6.	PIRÓLISE LENTA	53
5.2.	MITIGAÇÃO DE EMISSÕES.....	54
5.3.	AVALIAÇÃO ECONÔMICA	61
5.4.	ANÁLISE DE INCERTEZA.....	64
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	66
6.1.	POTENCIAL DE MITIGAÇÃO.....	66
6.2.	CUSTO DA MITIGAÇÃO	69
6.3.	ANÁLISE DE INCERTEZAS E DE SENSIBILIDADE	70
7	CONCLUSÕES.....	76
8	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	78
	Referências	79
	ANEXO I.....	93
	APÊNDICE A.....	94

1 INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTO

Em um passado não tão distante, o Brasil enfrentou uma crise energética devido, principalmente, à falta de investimento no setor elétrico tendo em contraposição a expansão do consumo de energia e à adoção de um modelo de geração de eletricidade baseado maciçamente em uma fonte geradora sujeita a variações climáticas (TOLMASQUIM, 2000). Fatos como esse exemplificam a importância de garantir a segurança energética de um país que pode ser alcançado pela diversificação da matriz energética.

Ainda, a preocupação com a questão das Mudanças Climáticas e com o aumento do custo ambiental de tecnologias baseadas em recursos exauríveis têm levado os países a buscarem novas fontes energéticas. Nesse contexto, uma das iniciativas destacadas é o emprego da biomassa, que possui a flexibilidade de suprir energéticos tanto para abastecer o setor de transportes quanto para produzir energia elétrica.

A cana-de-açúcar é a biomassa mais aproveitada no Brasil. Hoje, o bagaço é queimado em caldeiras para a produção de calor e, comumente, a palha é deixada no campo, porém, este material lignocelulósico ainda guarda um grande potencial. Macedo et al. (2008) apresentam que se uma parte significativa da palha for agregada como combustível suplementar ao bagaço haverá a geração de energia elétrica em níveis ainda mais elevados e maiores excedentes de eletricidade, superiores a 100 kWh por tonelada de cana processada. É razoável esperar que no horizonte de 2020 as emissões líquidas evitadas associadas ao etanol atinjam aproximadamente 2600 kg CO₂eq/m³, muito por conta da coprodução de eletricidade.

Entretanto, o valor estratégico da biomassa tem sido criticado por diversos autores no que tange à sustentabilidade (SEARCHINGER et al., 2008; ROSEGRANT et al., 2006; PIMENTEL, 2003). Eles indicam que os impactos ambientais associados ao emprego da biomassa em larga escala podem contrariar os benefícios da mitigação das emissões de gases de efeito estufa (GEE), além de causar impactos relacionados ao uso do solo e da água, competição do uso da terra com alimentos e, logo, a impactos socioeconômicos.

Nesse sentido a análise da cadeia produtiva da bioenergia é importante para quantificar a sustentabilidade dos produtos. A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma metodologia usada com frequência nesta área em diversas pesquisas que têm objetivos que variam desde a comparação dos biocombustíveis e combustíveis derivados de petróleo até a otimização do uso de subprodutos e identificação de fatores que necessitem de aprimoramento de eficiência (CAVALETT et al., 2012; SEABRA et al., 2011; GNANSOUNOU et al., 2009; MACEDO et al., 2008; RENOUF & WEGENEER, 2007; LEAL & MACEDO, 2004).

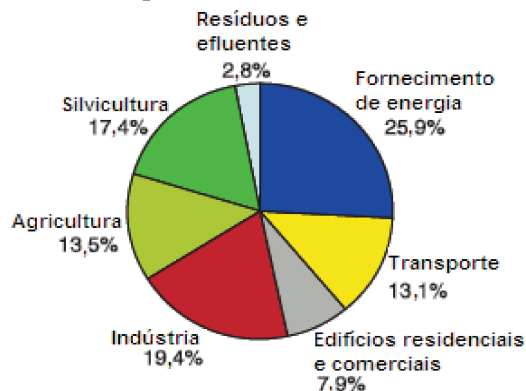
Também há a preocupação em saber qual a forma mais eficiente de conversão da biomassa em energia. Há estudos que compreendem desde as tecnologias atualmente consolidadas até as chamadas biorrefinarias (CHERUBINI & JUNGMEIER, 2010; LASER et al., 2009; HAMELINCK et al., 2005; DALE & KIM, 2006; SEABRA & MACEDO, 2011), tendo em vista que as tecnologias em estágio de desenvolvimento se tornarão comerciais, de acordo com a IEA BIOENERGY (2009), em torno da próxima década.

1.2. O CLIMA E AS MATRIZES ENERGÉTICAS DO MUNDO E DO BRASIL

O Quarto Relatório de Avaliação das Mudanças Climáticas do Painel Intergovernamental sobre Mudanças do Clima (sigla em inglês: IPCC) – AR4 (2007) destaca que a maior parte do aumento das temperaturas médias globais observado desde meados do século XX é provavelmente devido ao acréscimo das emissões antropogênicas de GEE. Alguns desses gases são: vapor d'água, dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) e ozônio (O₃).

Os responsáveis pela maior parte deste acréscimo foram os setores de fornecimento de energia, de transporte e da indústria como pode ser visualizado na Figura 1.1. Também é possível observar que o uso de combustíveis fósseis foi o responsável por pouco mais da metade das emissões de CO₂ no ano de 2004 (IPCC, 2007). Hoje, as fontes não renováveis de energia continuam dominando a matriz mundial apoiado por subsídios, que em 2011, por exemplo, totalizaram 523 bilhões de dólares. Esse montante é quase 30% a mais que 2010 e seis vezes mais do que os subsídios às energias renováveis. Nesse mesmo ano, houve o recorde de emissões originadas a partir da combustão de fósseis, cerca de 31 gigatoneladas (Gt CO₂eq)(IEA, 2012).

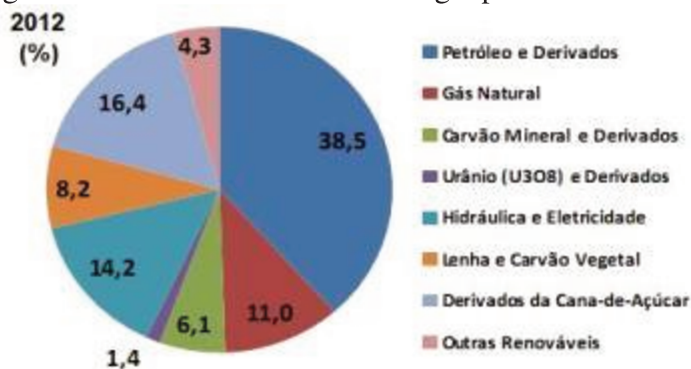
Figura 1.1: Participação dos diferentes setores no total das emissões antrópicas de GEE, em 2004, em termos de CO₂eq (em silvicultura inclui desmatamento)



Fonte: IPCC, 2007.

No caso brasileiro, apesar da matriz elétrica ser predominantemente dominada por uma fonte renovável de energia, a hidráulica, a matriz energética é na verdade composta majoritariamente por fontes energéticas não renováveis, o que contribui com aumento das emissões de GEE na atmosfera (Figura 1.2). Não obstante, o Segundo Inventário Brasileiro de Emissões (BRASIL, 2010) apresenta que as emissões brasileiras de GEE aumentaram cerca de 60% entre 1990 e 2005, passando de 1,4 Gt CO₂ eq para 2,2 Gt CO₂ eq.

Figura 1.2: Oferta brasileira de energia por fonte em 2012



Fonte: MME & EPE, 2013.

Para diminuir as emissões de GEE é previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2021 (MME & EPE, 2013) um esforço significativo para elevar a participação das energias renováveis na matriz energética brasileira. Dentre as opções de recursos renováveis para a produção de energia tem-se a biomassa, que em 2012, como visto anteriormente, teve uma participação de 24,6% na matriz energética brasileira e se estima que em 2021 seja de 27,2%.

Essa participação poderá ser ainda mais ampla. A indústria da cana está em expansão e a ideia é fazer o aproveitamento total dos resíduos integrando processos tecnológicos para a produção mais eficiente de etanol, eletricidade, plásticos renováveis ou, ainda, para a produção de novos combustíveis.

1.3. EMISSÕES DE GEE E INCENTIVOS DE MERCADO

As opções políticas disponíveis para reduzir as emissões de GEE variam na forma de medidas ou de incentivos voluntários, isto é, através de impostos sobre o carbono ou pelo comércio de emissões. Tais conceitos tem o objetivo de criar um incentivo de mercado onde se impõe um custo para aqueles que emitem e recompensa aqueles que mitigam GEE.

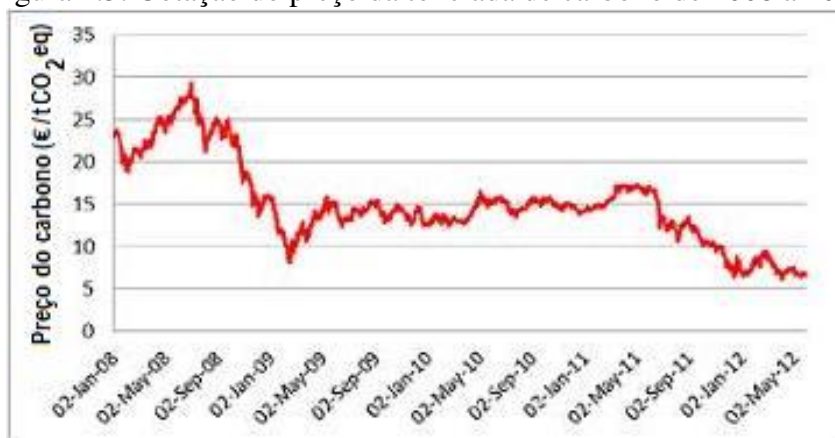
Este incentivo de mercado segue o princípio da ‘internalização’ das externalidades. A ideia é inferir um preço a ser cobrado (ou recebido) para os danos causados (ou benefício fornecido) pela atividade de uma empresa e, incentivar a inovação, a substituição de atividades nocivas por benéficas e a mitigação dos efeitos das Mudanças Climáticas. O preço do carbono reflete o custo marginal de emitir uma unidade extra de dióxido de carbono para a atmosfera (ou de qualquer outro gás de efeito estufa medidos em termos de dióxido de carbono equivalente).

Os preços globais em 2012-2013 estiveram em torno de 24 US\$/t CO₂eq (BOWEN, 2011). Atualmente, as comercializações de unidades de carbono mais significativas são as Licenças da União Europeia (European Union Allowances, sigla em inglês: EUA) e as Reduções Certificadas de Emissões (RCE). EUA podem ser compradas ou vendidas por empresas abrangidas pelo regime de comércio de emissões da União Europeia (UE) para o cumprimento de metas. Enquanto as RCE são alcançadas pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e podem ser usadas diretamente para cumprimento das metas sob o Protocolo de Kyoto ou vendidos através do mercado de carbono da UE (COMMONWEALTH OF AUSTRALIA, 2011).

A expectativa de demanda e a oferta de licenças é refletida nos preços de EUA e RCE. Os preços por tonelada de CO₂ das EUA no ano de 2011 estiveram entre £10 e £15 e espera-se que os preços para dezembro de 2014 sejam entre £12 e £18. Para 2020, o Comitê Britânico sobre Mudanças do Clima projeta que os preços do carbono serão de £30 por tonelada de dióxido de

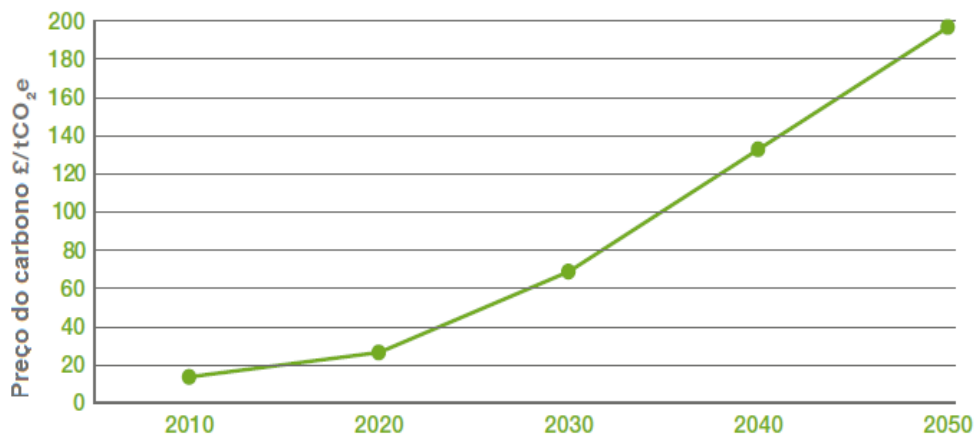
carbono e em 2030 de £70 (BOWEN, 2011). As Figura 1.4 e 1.4 apresentam os preços do carbono dos últimos anos e a projeção até 2050.

Figura 1.3: Cotação do preço da tonelada de carbono de 2008 a 2012



Fonte: Wit & Jones, 2012.

Figura 1.4: Projeção do preço da tonelada de carbono



Fonte: Bown, 2011.

1.4. OBJETIVO

Avaliar alternativas para o uso da cana-de-açúcar quanto às emissões e a capacidade de mitigação de GEE bem como o preço mínimo de venda do carbono para que tais opções sejam implantadas no Brasil. Este trabalho visa informar tomadores de decisão sobre as melhores opções de mitigação para o setor sucroenergético brasileiro e os custos envolvidos.

As opções avaliadas neste trabalho estão dentre as mais cogitadas para integrar as usinas de cana em um futuro próximo. Tais análises ocorreram em condições projetadas para o ano de 2020, período em que se espera que todas as tecnologias estejam comercialmente disponíveis, em comparação com a configuração mais comum de uma destilaria de etanol na nova expansão do setor sucroenergético. Análises de incertezas e de sensibilidade também foram realizadas.

2 A BIOENERGIA DA CANA-DE-AÇÚCAR

2.1. DO PASSADO AO FUTURO

A cana-de-açúcar tem sido cultivada em diferentes partes do mundo há muitos séculos, sendo que as primeiras mudas foram trazidas para o Brasil em 1532 na expedição de Martin Afonso de Souza e se alastraram pelas Capitânicas Hereditárias de Pernambuco, da Bahia de Todos os Santos, de São Tomé (Rio de Janeiro) e de São Vicente (São Paulo). Ao longo do tempo, o cultivo da cana se consolidou no país fundamentado na produção e na exportação do açúcar, de tal modo que esse alimento era o produto principal das usinas (MACHADO, 2003).

O álcool era o subproduto do processo utilizado na fabricação de bebidas e, em uma fase posterior, usado como insumo em indústrias farmacêuticas e de perfumes (MACHADO, 2003). Foi com a crise do setor açucareiro que ocorreu a ascensão do álcool como combustível. Com o advento do açúcar de beterraba e as leis de protecionismo na Europa, o governo, em 1931, determinou a mistura compulsória de no mínimo 5% de etanol anidro à gasolina, mediante o Decreto 19717, para controlar os excedentes de produção do açúcar (BNDES & CGEE, 2008).

A partir de 1945, o foco governamental foi voltado para as indústrias automobilística e petrolífera e, assim, o etanol ficou em segundo plano, sendo que em 1953 ocorreu a fundação da Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) (TÁVORA, 2011). Porém, em 1975 a produção de petróleo não era suficiente para atender a demanda nacional, cerca de 90% da gasolina consumida era importada (BASTOS, 2007), e a alternativa encontrada pelo governo foi a criação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool) pelo Decreto 76593. Dentre as medidas decretadas estava a formalização da criação da Comissão Nacional do Álcool (CNA), responsável pela gestão do programa; a instauração de linhas específicas de financiamento para a implantação de novas usinas e o aumento de capacidade de produção das existentes; a determinação de paridade entre o etanol e o açúcar, e; o estabelecimento da mistura obrigatória do etanol à gasolina, que ao longo dos anos foi elevada a 20% (BNDES & CGEE, 2008).

Foi assim que começou a surgir o modelo brasileiro de usina com a produção simultânea, e cada vez mais integrada, de açúcar e etanol. De álcool residual, produzido a partir do melaço

esgotado (mel final), se passou a utilizar a mistura de mel final parcialmente esgotado e caldo de cana. A partir de 1979 as destilarias autônomas, isto é, que produziam apenas etanol, começaram a surgir impulsionadas pela segunda fase do Proálcool, fase que contemplava a fabricação de veículos movidos a etanol (o “Fiat 147” foi o primeiro modelo lançado no país), subsídios, como fixação do preço da gasolina em nível que conferia vantagem ao biocombustível, além da redução de impostos incidentes sobre a venda e sobre o licenciamento dos carros a etanol (BASTOS, 2007 e CORTEZ, 2010).

Mas essa boa fase do etanol perdurou apenas até 1985 quando a produção do biocombustível foi desmotivada com o aumento da cotação internacional do açúcar aliado à redução dos incentivos governamentais para a produção do etanol e a queda dos preços do petróleo. A descontinuidade da oferta de etanol causou a crise de abastecimento em 1990 e a gasolina retomou o espaço na matriz energética brasileira - a comercialização de carros novos movidos a etanol reduziu aceleradamente passando de 85% em 1985 para 11% em 1990 (CGEE, 2009). Com isso, o Proálcool foi extinto e na década de 1990 o modelo das destilarias autônomas foi convertido em usinas de açúcar com destilaria anexa (CORTEZ, 2010), onde um novo equilíbrio entre a oferta e a demanda de etanol se instaurou ao longo da década de 90 - em torno de 12 milhões de m³ por ano (FURTADO & SCANDIFFIO, 2007).

Dentre este período, em 1987, foi assinado no Brasil o primeiro contrato de venda da energia elétrica excedente da Usina São Francisco, em Sertãozinho (SP), para a Companhia de Força e Luz (CPFL). O emprego da cogeração possibilitou que as usinas evoluíssem da situação de consumidores de energia externa, na forma de eletricidade comprada das concessionárias e de lenha combustível, para se tornarem totalmente autossuficientes e cada vez mais se equiparam para gerar excedentes de eletricidade e serem capazes de aproveitar totalmente o bagaço, antes visto apenas como um resíduo do processo (UNICA, 2013).

Em 2003 começou uma nova etapa do etanol no mercado brasileiro. A introdução dos veículos bicombustíveis (flexible fuels) acarretou em uma revolução no mercado automobilístico no país, pois com a nova tecnologia o consumidor passa a poder escolher o combustível ao abastecer e não mais quando comprar o veículo. Após o lançamento, esse tipo de automóvel movido a etanol, gasolina ou com qualquer mistura entre os dois, representava 3,5% das vendas

de veículos novos, e no final de 2007 dez grandes marcas da indústria automobilística ofereciam 63 modelos de veículos flex; em 2010, o percentual da participação desse tipo de carro na comercialização de carros novos no país era de 95% (UNICA, 2013).

Além disso, UNICA (2013) apresenta que a partir do desenvolvimento da tecnologia de fabricação de polihidroxiburiato (PHB) em conjunto com o Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), no final de 2000, entrou em funcionamento a primeira indústria de produção de plástico biodegradável derivado da cana-de-açúcar no Brasil. A produção em larga escala do “plástico verde” ocorre desde 2010 através da Braskem com o polietileno de alta densidade (PEAD). Também foi no ano de 2010 que a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (sigla em inglês: EPA) classificou o etanol de cana-de-açúcar como biocombustível avançado, visto que o etanol é capaz de reduzir em pelo menos 50% as emissões de GEE quando comparado à gasolina (UNICA, 2013).

Assim, atualmente, a cana-de-açúcar permite produzir numerosos produtos comerciais além dos coprodutos principais - etanol, açúcar e eletricidade – como o melaço, o bagaço, a levedura, a torta de filtro, a vinhaça e os plásticos (SEABRA, 2008). No futuro, espera-se que os diferentes constituintes da biomassa e resíduos do processo, que hoje têm como destino a queima e a consequente produção de eletricidade, sejam utilizados de forma mais eficiente como matéria-prima para a obtenção de artigos de maior valor agregado. A expectativa é que apareçam as biorrefinarias.

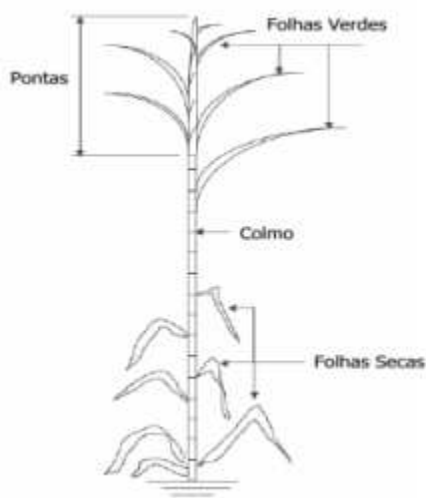
O conceito de biorrefinaria é análogo ao conceito de refinaria de petróleo atual. Em uma biorrefinaria a biomassa pode ser convertida em matérias úteis e em energia, de forma integrada, podendo maximizar o valor econômico da biomassa utilizada, reduzir o desperdício e se tornar um importante instrumento de mitigação de emissões de GEE. Visto isso, Cortez (2010) atenta que, neste contexto, as usinas sucroalcooleiras brasileiras podem ser consideradas precursoras das futuras biorrefinarias.

2.2. A PLANTA CANA-DE-AÇÚCAR

A cana-de-açúcar (*Saccharum officinarum*) é uma planta herbácea, cespitosa e perene da família das gramíneas. Necessita de solo profundo e fértil, com uma precipitação pluviométrica mínima bem distribuída que varia de 1200 a 1300 mm/ano e temperaturas entre 20 e 24°C, não sendo tolerante a geadas. O clima ideal para a produção da cana é aquele que apresenta duas estações distintas: uma quente e úmida para proporcionar a germinação, perfilhamento e desenvolvimento vegetativo; seguida de outra fria e seca, para promover a maturação e consequente acúmulo de sacarose (MAPA, 2007). No Brasil, pode ser produzida em quase todas as partes do país, especialmente entre os paralelos 8° a 24°, mas, basicamente, há dois subsistemas regionais que convivem: um no Centro/Sul (C/S), onde a época de plantio ideal é de janeiro a março; e outro no Norte/Nordeste (N/NE), sendo de maio a julho a época ideal para o plantio.

A cana-de-açúcar é composta essencialmente pelos colmos, onde se concentra a sacarose que é a matéria-prima tanto do açúcar quanto do etanol; pelas pontas e folhas que constituem a palha da cana e pelas raízes (Figura 2.1). A composição média dos colmos é apresentada na Tabela 2.1. Uma tonelada de colmos de cana contém cerca de 140 kg (base seca - bs) de sacarose, 130 kg (bs) de fibra que se tornará bagaço após o processamento, além de mais 140 kg de material lignocelulósico relacionado à palha (SEABRA, 2008).

Figura 2.1: Estrutura da planta cana-de-açúcar.



Fonte: SEABRA, 2008.

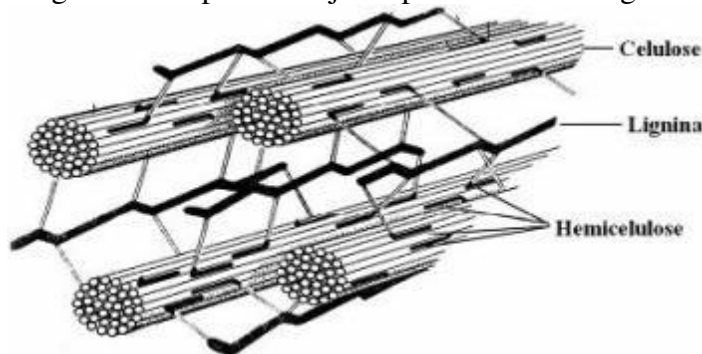
Tabela 2.1: Composição média dos colmos da cana

Componente	Teor (%)
Água	65-75
Açúcares	10-18
Sacarose	10-17
Açúcares redutores	0,5-1
Fibras	8-14

Fonte: BNDES & CGEE, 2008.

Há muito esforço na área da pesquisa e desenvolvimento para melhor entendimento da constituição dos componentes da estrutura vegetal da cana-de-açúcar, pois assim, seria possível modificá-la para aumentar os rendimentos do processo através do uso mais eficiente do material lignocelulósico da cana. Sabe-se que a biomassa lignocelulósica da cana é composta por 40% a 50% de celulose, um polímero da glicose que é rodeado por um polímero heterogêneo; 30% da biomassa lignocelulósica é hemicelulose, formada por pentoses (açúcares de cinco carbonos), mas com cadeias não lineares e com ramificações; e que a lignina, um heteropolímero não solúvel em água, representa de 15% a 30% da biomassa e se concentra entre as camadas exteriores das fibras, o que conduz a uma rigidez estrutural dando suporte, impermeabilidade e resistência contra o ataque microbiano e estresse oxidativo (RABELO, 2010). A celulose e a hemicelulose podem ser rescindidas em açúcares e eventualmente fermentadas para a produção de etanol, porém, a lignina, atualmente, não pode ser convertida em etanol por grandes limitações tecnológicas, mas pode ser quimicamente processada para produzir aditivos de combustíveis ou degradada por micro-organismos para a fabricação de fenóis, vanilina e outros componentes, ou seja, pode ser fonte de outras matérias primas. A Figura 2.2 ilustra a estrutura vegetal da cana (SEABRA, 2008).

Figura 2.2: Típico arranjo da parede celular vegetal



Fonte: MURPHY e MCCARTHY, 2005 apud SEABRA, 2008.

2.3. CICLO PRODUTIVO DA CANA-DE-AÇÚCAR

As etapas iniciais do ciclo produtivo da cana envolvem o preparo do solo, o plantio das mudas, os tratos que previnem o aparecimento de pragas e a fertirrigação, isto é, a irrigação da lavoura combinada com fertilização. Em geral, o ciclo da cana-de-açúcar tem a duração de seis anos. O primeiro estágio é o corte entre 12 a 18 meses (dependendo da variedade e cultivo da planta) após o plantio (cana-planta). Os demais cortes são feitos uma vez por ano ao longo de quatro anos de cana-soca resultantes da rebrota; o que acarreta em redução gradativa de produtividade. Com isso, a parte final do ciclo é uma reforma de canavial na qual a cana antiga é substituída por um novo plantio (BNDES & CGEE, 2008).

CGEE (2009) apresenta que o plantio da cana-de-açúcar pode ocorrer de forma manual ou mecanizada. No Brasil, o plantio da cana-de-açúcar é feito manualmente em 98% da área cultivada (MME & EPE, 2013), através de sistema convencional de preparo do solo¹. Quanto ao uso de defensivos agrícolas, Macedo (2005) apresenta que o consumo de inseticidas, fungicidas, acaricidas e outros pesticidas na cultura da cana é inferior ao das culturas de citros, milho, café e soja no Brasil, sendo os herbicidas o grupo mais utilizado como produto comercial ou ingrediente ativo. E em relação à demanda por fertilizantes, esta é menor na cultura da cana do que na de algodão, café e laranja.

Macedo (2005) ainda destaca que um fator específico da cultura da cana no Brasil é a reciclagem de nutrientes via aplicação de dois resíduos industriais no campo, a vinhaça e a torta de filtro. Em locais onde a vinhaça é reciclada para a lavoura, através da fertirrigação, é observado o aumento da capacidade de troca catiônica e da disponibilidade de certos nutrientes - uma vez que a vinhaça contém alto teor de matéria orgânica e potássio -, a redução de forma significativa da necessidade de incorporar fertilizantes minerais, além de evitar a demanda por irrigação nos canaviais. No entanto, a aplicação indiscriminada da vinhaça pode causar problemas de contaminação de aquíferos e salinização do solo.

¹ Práticas de cultivo mínimo e plantio direto vêm sendo aplicadas à cana-de-açúcar ainda de forma incipiente.

Após a maturação, a cana passa pelo processo de colheita que pode ser realizada de forma manual ou mecanizada, com emprego ou não de fogo como método facilitador do corte da planta. A prática da queimada foi regulamentada pelo Decreto Federal n.º 2.661/98, no qual estabelece que o emprego da queima no corte de cana-de-açúcar em áreas passíveis de mecanização da colheita será eliminado de forma gradativa. O Estado de São Paulo estabeleceu, pela Lei Estadual 11.241/02, a eliminação completa da queimada até 2021 em áreas mecanizáveis e até 2031 em áreas não mecanizáveis, isto é, em terrenos com declividade superior a 12% e/ou em plantações onde a queima ocorre em menos de 150 hectares (SÃO PAULO, 2002). De acordo com UNICA (2013b), dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) mostram que, no Estado de São Paulo 47% da cana foi colhida sem o uso do fogo em 2007 e em 2012 esse número passou para 73%. A expectativa do Instituto é que em 2013 chegue a 81% e em 2014 a 90%. Com isso, a palha que antes era queimada, atualmente é deixada no solo na maioria dos casos. Lembrando que os resíduos da colheita podem atingir 140 quilos por tonelada de cana entregue na usina (base seca).

Hassuani et al. (2005) apresentam que esta quantidade de biomassa é acima da necessária para cobrir o solo, uma vez que a disponibilização de nutrientes da palha ao solo se realiza através de um processo chamado mineralização. Neste processo ocorre a substituição, no interior da terra, dos constituintes orgânicos por inorgânicos pela ação de micro-organismos do solo e, por isso, a mineralização é dependente de fatores ambientais, como temperatura, disponibilidade de água e de oxigênio. A composição química da matéria vegetal, especialmente da proporção de carbono/nitrogênio (referenciados pelo índice C/N), da lignina, da celulose, da hemicelulose e dos polifenóis, também influencia neste processo. A matéria vegetal que apresenta uma composição química de nitrogênio até 18 g/kg e índice de C/N superior a 20 tem baixa relação de mineralização, o que significa, que deixada no campo, não recicla os nutrientes em uma taxa satisfatória. Os resíduos vegetais da cana-de-açúcar têm uma média de 4,6 g/kg a 6,5 g/kg de nitrogênio e uma relação de C/N igual a 60 e, portanto, apresenta uma baixa taxa de mineralização do nitrogênio no intervalo de um ano. Isto é prejudicial ao desenvolvimento da cana, especialmente no estágio da formação e do crescimento do colmo, quando quantidades elevadas de nitrogênio são requeridas. Em contraposição, a quantidade mínima de cobertura

morta para um desempenho eficiente do plantio na cultura de cana também não está, ainda, bem determinada.

Contudo, a palha também pode ser fonte de energia para aumentar a geração de excedentes de eletricidade, uma vez que apresenta um baixo teor de umidade e um poder calorífico inferior (PCI) em torno de 13 a 17 MJ/kg, enquanto o bagaço, hoje usado em muitas usinas como fonte energética para autossuficiência do processo, possui 50% de umidade (bs) e PCI em torno de 7,5 MJ/kg (SEABRA et al., 2010). Logo, é interessante a realização da colheita da cana sem a queima prévia com a recuperação de uma fração significativa da palha disponível nos canaviais; porém o custo de transporte e da preparação desse material deve ser avaliado, uma vez que a transferência pode ser considerada onerosa devido à baixa densidade do material.

Hassuani et al. (2005) também realizaram um estudo para avaliação dos custos da recuperação desta palha. Foram consideradas três alternativas que utilizavam a colheita mecanizada de cana. A primeira alternativa supunha que, uma vez que os ventiladores da colhedora estavam ligados, a palha era deixada no campo onde era enfardada e transportada até a usina para ser posteriormente picada. Na segunda alternativa os ventiladores de limpeza da colhedora de cana estavam desligados, o que acarretava na palha transportada junto com a cana e a separação entre elas ocorria em uma estação de limpeza a seco instalada na usina. A última alternativa também dispunha de uma estação de limpeza a seco instalada na usina, pois o sistema de limpeza secundário da colhedora estava desligado e o sistema primário trabalhava em uma velocidade reduzida, o que, conseqüentemente, promovia somente uma limpeza parcial da cana durante a operação de colheita. A conclusão deste estudo apontou que o custo da segunda alternativa era bastante superior às outras, enquanto que a terceira alternativa se mostrou como a mais barata, sendo que para a primeira alternativa as operações incluídas na colheita foram enleiramento, enfardamento, carregamento/descarregamento e transporte, enquanto para as outras alternativas foram previstos o transporte interno (transbordo) e o transporte até a usina por meio de caminhões.

Após a colheita, a cana-de-açúcar é transportada até as usinas onde é pesada, amostrada - para determinar a qualidade da cana recebida -, e descarregada para seguir para o sistema de preparo e extração do caldo iniciando-se, assim, a etapa industrial. Segundo BNDES & CGEE

(2008), para o transporte são empregados diferentes tipos de caminhões – simples, duplo (conhecido como Romeu-Julietta), treminhão, rodotrem -, cuja capacidade de carga varia de 15 a 60 toneladas.

2.4. PROCESSAMENTO DA CANA-DE-AÇÚCAR

O processo industrial pode se iniciar com a lavagem, no qual a cana inteira é lavada com água sobre mesas que alimentam a linha de produção, reduzindo-se ao máximo a quantidade de impurezas que possam prejudicar o rendimento nas etapas subsequentes. Após a lavagem, inicia-se a etapa de preparo com o uso de facas rotativas para promover a desintegração parcial do colmo de maneira a facilitar o processo de extração da sacarose. Em seguida é realizado o desfibramento que provoca o aumento da densidade da cana e a destruição da estrutura original da planta. Após o sistema de preparo, a altura do colchão de cana é uniformizada pelo espalhador e segue para o sistema de alimentação da moenda, passando pelo eletroímã.

Posteriormente é realizada a extração do caldo que pode ser feita em difusores, onde a cana-de-açúcar picada e desfibrada passa por lavagens com água quente que auxiliam na retirada dos açúcares por lixiviação (prática ainda pouco empregada no Brasil), ou a partir do esmagamento da cana sob pressão por conjuntos de rolos metálicos montados em conjuntos sucessivos de quatro a sete ternos, conhecidos como moendas. Para que a eficiência de extração da sacarose seja elevada, realiza-se a embebição, com adição de água ou caldo à matéria submetida à moagem. O processo mais utilizado é a embebição composta, na qual a água é adicionada entre os dois últimos ternos da moenda, com o retorno do caldo extraído do último terno para o anterior e, assim, sucessivamente até o segundo terno (SEABRA, 2008). CGEE (2009) destaca que a eficiência de extração de açúcares varia de 94% a 97,5%.

É nesta etapa que o bagaço é disponibilizado uma vez que o caldo foi separado da fibra. A produção de bagaço varia de 240 a 280 quilos por tonelada de cana moída. Tal quantidade é transportada por esteiras rolantes, sendo destinada às caldeiras como combustível, para gerar a energia necessária no processamento da cana, ou estocada.

O caldo extraído da cana passará por uma fase de tratamento para a eliminação de impurezas antes de ser distribuído às etapas de produção de açúcar e etanol. As etapas de tratamento do caldo incluem tratamento preliminar que é composto de desaerador e peneira para eliminação de sólidos insolúveis (areia, argila, bagaço, entre outros) cujos teores variam entre 0,1% e 1%. A segunda fase é o tratamento químico para remover as impurezas insolúveis que não foram eliminadas na fase anterior, além das impurezas coloidais e solúveis. Este processo visa a coagulação, floculação e precipitação destas impurezas que são eliminadas por sedimentação, sendo necessário ainda proceder à correção do pH para evitar inversão e decomposição da sacarose.

As etapas descritas até aqui são praticamente comuns à produção de açúcar e etanol. Como produto resultante da etapa de tratamento, portanto, tem-se um caldo de melhor qualidade que segue para a fábrica de açúcar ou para a produção de etanol, e, como principal subproduto, a torta de filtro, o filtrado do processo de sedimentação. A cada tonelada de cana processada são gerados aproximadamente 40 quilos de torta úmidos, que segue para a lavoura onde é utilizado como adubo por conter grandes quantidades de nutrientes.

A partir deste momento o processo segue rotas distintas. Se o destino do caldo for a produção de açúcar branco é obrigatória a etapa de sulfitação, que consiste na adição de sulfito para aumentar a acidez do caldo. Os objetivos principais dessa adição são inibir reações que causam formação de cor, coagulação de coloides solúveis, precipitação do sulfito de cálcio (CaSO_3) e diminuir a viscosidade do caldo, facilitando as operações de evaporação e cozimento. A adição de ácido fosfórico e da adição de cal promove o clareamento do caldo e decantação. Por outro lado, se o processo é destinado para a produção de etanol, há usinas e destilarias que não fazem tratamento algum, outras pasteurizam o caldo aquecendo-o e resfriando-o, e existem, ainda, as que fazem tratamento similar ao da produção de açúcar, menos a sulfitação, com posterior aquecimento e decantação (LEME FILHO, 2005).

Portanto, as usinas podem trabalhar em três escopos diferentes: a produção exclusiva de açúcar; a produção somente de etanol, chamadas de destilarias autônomas; e as usinas de açúcar com destilarias anexas, que produzem açúcar e etanol. Em média, as usinas operam de 180 a 210 dias por ano (safra da cana), em um regime de 24 horas por dia e sete dias por semana, porém, as

horas efetivas de moagem ficam normalmente entre 80% e 90% por conta de eventuais falhas no fornecimento de cana ou paradas para manutenção (SEABRA, 2008).

No Brasil, existem 432 usinas processadoras de cana-de-açúcar, sendo aproximadamente 75% usinas de açúcar com destilarias anexas, enquanto aproximadamente 23% são destilarias autônomas e ainda há em torno de 2% unidades de processamento exclusivo de açúcar (PROCANA BRASIL e MME, 2013). A Figura 2.3 (MME & EPE, 2013) mostra a distribuição georreferenciada das usinas existentes, das que devem entrar em operação até 2014 e de outras usinas em planejamento e em estudo. Observa-se que, geograficamente, a distribuição das usinas acompanha a concentração da produção e, assim, a maior parte delas está localizada no Estado de São Paulo. Porém, há o movimento de expansão da produção de cana para a região central do País, o que motiva a implantação de novos projetos de logística e, por isso, está em destaque no mapa uma sugestão de logística para os biocombustíveis a partir de duto e hidrovia do PDE 2021 (MME & EPE, 2013).

Figura 2.3: Usinas de etanol do Brasil.

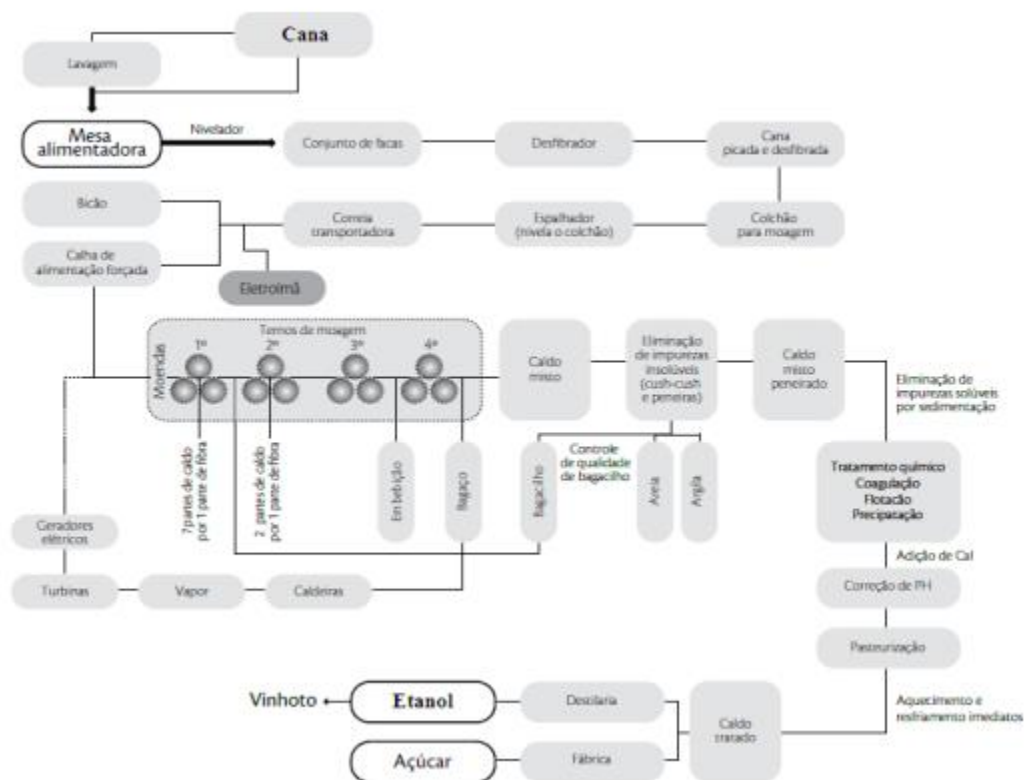


Fonte: MME & EPE, 2013.

A seguir, o processo de fabricação de etanol é detalhado, sendo que na Figura 2.4 está ilustrado todo o processamento da cana descrito até então. É importante mencionar que, neste

trabalho, o processo de fabricação de açúcar não será descrito mais detalhadamente por não interessar diretamente ao objetivo do estudo.

Figura 2.4: Processamento da cana-de-açúcar



Fonte: CGEE, 2009.

2.5. PRODUÇÃO DE ETANOL

Uma vez tratado, o caldo da cana-de-açúcar é evaporado para ajustar as concentrações de açúcares e passa a ser denominado “mosto”. O mosto segue para as dornas de fermentação onde é fermentado por um período de 6 a 12 horas, a partir da adição de leveduras (fungos unicelulares da espécie *Saccharomyces cerevisiae*), dando origem ao vinho (mosto fermentado com uma concentração de 7% a 10% de álcool). Após a fermentação, o vinho é centrifugado, para a recuperação das leveduras que são tratadas para novo uso, e enviado para as colunas de destilação com o objetivo de recuperar o etanol presente na solução. Isto é realizado com auxílio de sete

colunas distribuídas em quatro troncos: destilação propriamente dita, retificação, desidratação e recuperação do agente desidratante (ou debenzolagem).

Na destilação propriamente dita, as impurezas são retiradas dando origem ao álcool de segunda (ésteres e aldeídos) e o etanol é concentrado para 40 a 50°GL (40% a 50% de etanol em volume), saindo como flegma na forma de vapor que é enviada à retificação. O produto de fundo é a vinhaça que é enviada à lavoura para a fertirrigação (CORTEZ, 2010). A quantidade de vinhaça produzida pelas destilarias pode variar entre 10 a 18 litros por litro de etanol produzido, dependendo das condições tecnológicas da destilaria, em uma temperatura de saída entre 85 a 90°C (SILVA et al., 2007).

Na retificação, a flegma é concentrada a uma graduação de aproximadamente 96°GL (correspondentes a cerca de 6% de água em peso) e purificada, o que dá origem ao etanol hidratado que pode ser diretamente armazenado ou enviado à desidratação para a produção do etanol anidro. Mais impurezas saem desse processo em forma de voláteis retirados no topo da coluna, que são condensados e retirados como álcool de segunda. Do fundo retira-se uma solução aquosa esgotada chamada flegmaça que pode ser reciclada ou eliminada do processo. Os alcoóis homólogos superiores (óleo fúsel e alto) são retirados de bandejas próximas à entrada da flegma; o óleo alto retorna à dorna volante e o óleo fúsel é resfriado, lavado, decantado e armazenado para posterior comercialização.

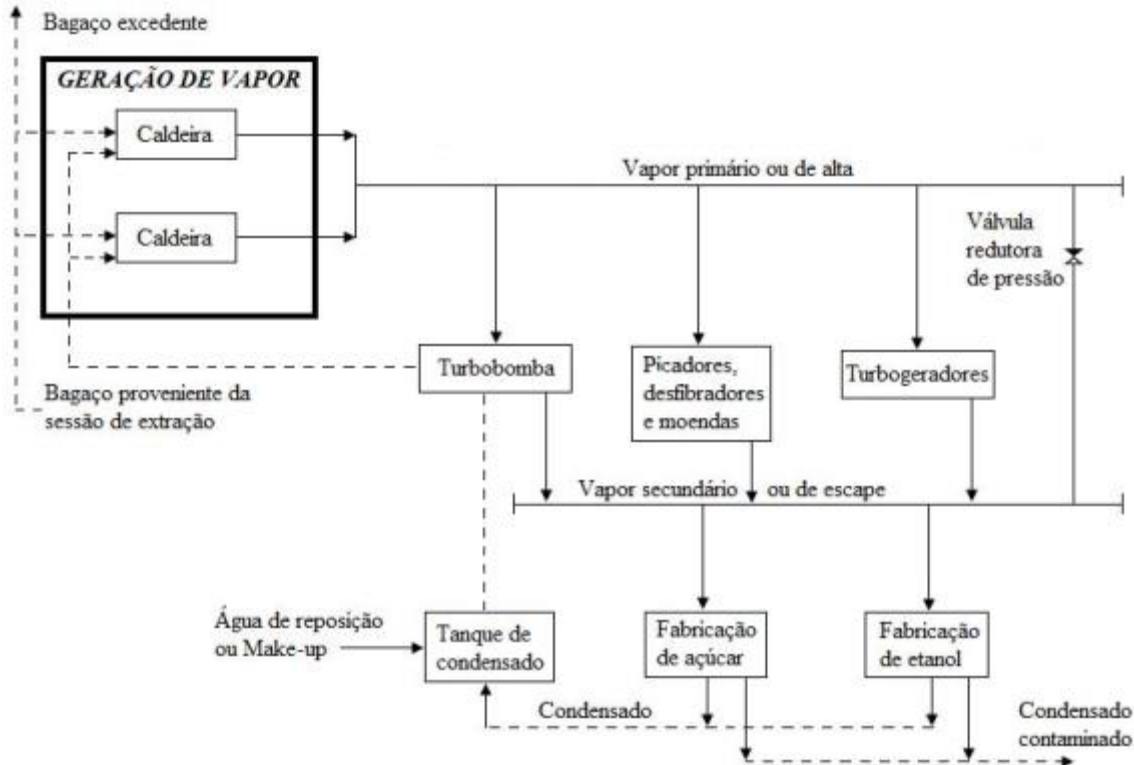
Como o etanol hidratado é uma mistura azeotrópica, seus componentes não podem ser separados por uma simples destilação. Assim, a etapa de desidratação é a operação de remoção da maior parte da água contida no etanol hidratado, que, no Brasil, é realizada na maioria dos casos através da adição do ciclohexano como agente desidratante. O ciclohexano é adicionado no topo da coluna de desidratação, formando uma mistura azeotrópica ternária (desidratante-água-etanol), que é aquecida com vapor, e o etanol anidro, é retirado no fundo com graduação alcoólica de aproximadamente 99,7°GL ou 0,4% de água em peso, enquanto a mistura água-desidratante é retirada pelo topo, decantada e enviada à coluna de recuperação de ciclohexano, cujo processo é feito através de destilação, possibilitando que o solvente retorne à coluna de desidratação (CORTEZ, 2010).

É válido mencionar que a desidratação do etanol ainda pode ser feita por adsorção com peneiras moleculares, que possui a grande vantagem de produzir um etanol anidro livre de contaminantes; ou pela destilação extrativa com monoetilenoglicol (MEG), que também funciona como agente desidratante (BNDES & CGEE, 2008). No entanto, apesar de apresentar baixo consumo de energia, as necessidades de investimento desses métodos são muito maiores que o processo com ciclohexano (1,5 vez maior para MEG e até 2,5 vezes para peneira) (MEIRELLES, 2006 apud SEABRA, 2008).

2.6. SISTEMA ENERGÉTICO DAS USINAS

O processamento da cana-de-açúcar nas usinas sucroenergéticas é muito intensivo no uso de energia, principalmente em relação à parcela térmica. Para contornar tal fato, historicamente, as usinas usam a cogeração a partir da queima do bagaço em caldeiras. Dessa forma, grande parte das usinas consumia quantidades consideráveis de lenha para complementar o bagaço como combustível e, ainda, adquiria boa parte de eletricidade para a operação da planta, no entanto, esse quadro mudou ao longo dos anos. Até o final dos anos 1990, a autossuficiência em energia elétrica era o objetivo máximo e, com isso, as usinas trocaram e adaptaram os equipamentos para torná-los mais eficientes. Atualmente, existem usinas modernas que geram excedentes de energia elétrica e ainda operam com sobra de bagaço. A instalação de equipamentos mais eficientes permite a geração de eletricidade excedente que pode ser exportada para o Sistema Interligado Nacional (CORTEZ, 2010). Em média, o consumo das usinas é de aproximadamente 330 kWh/t_c de energia térmica (equivalente a 500 kg de vapor por tonelada de cana), além dos 16 kWh/t_c de energia mecânica (sistema de preparo, moenda e motobombas) e dos 12 kWh/t_c de energia elétrica. A produção de etanol consome 3,0-3,5 kg de vapor por litro de etanol hidratado produzido e 1,5-2,0 kg de vapor por litro de etanol anidro (baseado na destilação azeotrópica com ciclohexano) (SEABRA, 2008). A Figura 2.5 ilustra um ciclo de cogeração (INNOCENTE, 2011).

Figura 2.5: Esquema do ciclo de cogeração a vapor utilizado nas usinas sucroalcooleiras



Fonte: CAMARGO et al.,1990 apud INNOCENTE, 2011.

É importante mencionar que na maioria das unidades de processamento de cana-de-açúcar do Brasil o sistema utilizado é o Ciclo Tradicional de Contrapressão, no qual o sistema de cogeração gera pequena quantidade de eletricidade, suficiente somente para as necessidades da unidade (15-20 kWh/t de cana). Para um aumento da geração de potência é recomendado trocar as caldeiras de baixa e média pressão por modelos de alta pressão (e.g., 90 bar, 520°C), utilizar turbinas a vapor de extração-condensação (CEST) e também reduzir o uso de vapor de processo.

Os sistemas de cogeração à alta pressão são capazes de gerar significativos excedentes de energia elétrica a custos relativamente baixos. O investimento nessa tecnologia é estimado em cerca de R\$ 3 mil por kW instalado e geração total em torno de 80-100 kWh/t_c, sendo que esses números têm como base apenas a utilização total do bagaço de cana. Acrescentando-se a palha é possível gerar até 200 kWh por tonelada de cana processada e ainda permitir a produção praticamente ininterrupta de eletricidade ao longo do ano, mesmo fora dos períodos da safra (bagaço na safra, palhas e pontas na entressafra) (SOUSA & MACEDO, 2010).

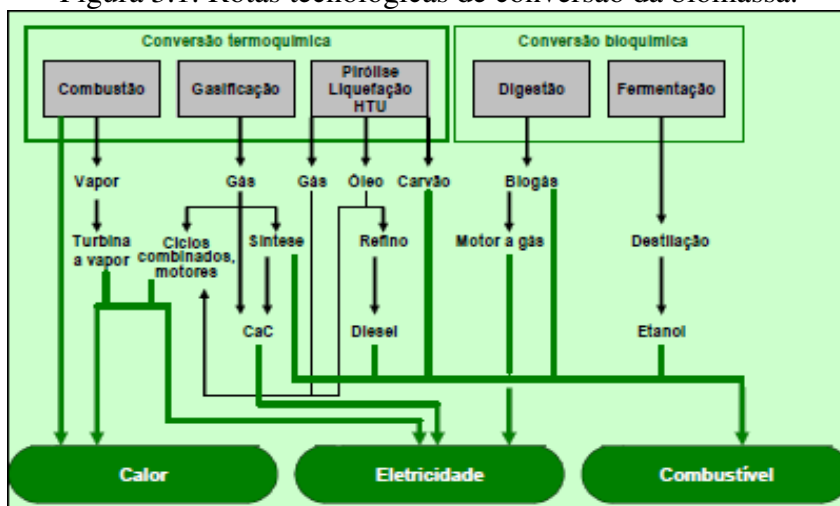
3 APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DA BIOMASSA

As matérias-primas de natureza lignocelulósica remanescentes após corte, colheita e processamento de cana-de-açúcar apresentam grande potencial para ser aproveitado de forma mais eficiente do que é feito atualmente. Além disso, deve-se ter em mente que, com a intensificação da mecanização na colheita e a diminuição da prática de queima prévia nos canaviais em função das leis e protocolos ambientais estabelecidos, a disponibilidade de biomassa de cana de açúcar aumentará nos próximos anos. Deste modo, há muitos esforços de pesquisa e desenvolvimento em relação às tecnologias que possam melhor empregar o material lignocelulósico. Tais tecnologias envolvem processos que estão entre as seguintes classes:

- Conversão termoquímica: a estrutura da biomassa sofre degradação induzida pela temperatura elevada. As quatro rotas termoquímicas são a combustão direta, a gaseificação, a pirólise e a torrefação, que diferem principalmente quanto às faixas de temperatura, a taxa de aquecimento e a quantidade de oxigênio presente na reação.
- Conversão bioquímica: diferentemente do processo termoquímico, a conversão bioquímica é muito sensível à estrutura molecular, uma vez que influencia o rendimento da tecnologia. O objetivo é separar os três principais componentes do material lignocelulósico (lignina, celulose e hemicelulose) em fluxos independentes para processá-los através da utilização de ácidos, enzimas e microrganismos e obter combustíveis ou outros materiais.
- Transformação física: devido à natureza física da biomassa, a composição química e a umidade (vide características do bagaço e da palha), o uso do material lignocelulósico nos dois tipos de conversão citados acima é dificultado. Uma solução poderá ser a transformação física da biomassa a fim de atender às exigências de qualidade e homogeneidade de muitas tecnologias de conversão energética. A peletização é uma opção.

A Figura 3.1 apresenta esquematicamente tais opções. E a seguir, são descritas algumas destas tecnologias.

Figura 3.1: Rotas tecnológicas de conversão da biomassa.



Fonte: adaptado de Seabra, 2008.

3.1. PELETIZAÇÃO

A utilização dos resíduos agrícolas como combustíveis apresenta alguns problemas práticos como elevados custos de transporte e exigências de grandes capacidades de armazenamento. Também requer atenção especial com a possibilidade de degradação biológica e com o controle dos processos das plantas de cogeração, uma vez que a combustão é irregular. A pelletização pode contornar estas dificuldades.

Os peletes são produzidos a partir da compressão do resíduo agrícola à alta pressão a seco, sendo a lignina do próprio material o agente aglutinante. São pequenas unidades cilíndricas que possuem diâmetro de 6 a 12 milímetros (mm) com um comprimento de 10 a 30 mm, tornando-os melhores para uso em grande escala de geração de eletricidade e calor, uma vez que possibilita o uso da alimentação automática (EPC, 2002). As principais vantagens dos peletes são (PASTRE, 2002) a uniformização das propriedades da biomassa; composição mais homogênea do material, o que possibilita maior controle e aumento da eficiência de combustão; densidade aparente mais elevada (600-700 kg/m³), o que resulta em redução do volume, logo, em menores custos de

transporte; facilita o armazenamento, além de simplificar a alimentação do combustível; e, teor de umidade mais baixo (inferior a 10%), o que favorece a conservação (diminui a perda de produto durante o armazenamento), aumenta a eficiência de combustão e permite a introdução direta em sistemas modernos de conversão da biomassa, como gaseificadores.

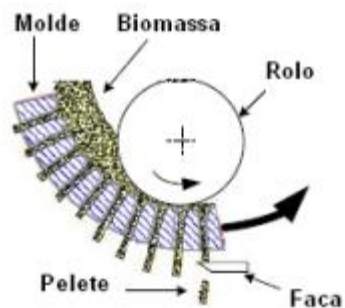
Hoje em dia os peletes são principalmente produzidos a partir de materiais oriundos de manejo florestal, um coproduto das serrarias, que pode ser um fator limitante em termos de oferta para o consumidor final. Os dois grupos principais de consumidores são termelétricas (ou plantas dedicadas à produção combinada de calor e eletricidade – CHP) e residências (aquecimento). O mercado internacional de peletes é altamente concentrado na União Europeia (UE), que importa cerca de 6,8 Mt/ano de peletes; desses, 2,6 Mt/ano são oriundos de países como Canadá, EUA e Rússia (WALTER et al, 2013). Logo, o Brasil tem uma oportunidade de mercado, visto que os resíduos da cana-de-açúcar estão disponíveis em grandes quantidades e também podem ser usados na produção de peletes.

3.1.1. Processo de fabricação de peletes

A fabricação de peletes consiste basicamente em tratamento preliminar da biomassa, secagem, prensagem e arrefecimento. Na primeira etapa ocorre a separação de materiais não combustíveis (pedras, metais e outros) que, em seguida, passa por um secador (geralmente um tipo de tambor rotativo), onde o teor de umidade é reduzido para cerca de 10% (base úmida). Em seguida, a biomassa é triturada em um moinho de martelos tornando-se partículas uniformes, as quais depois são levadas para uma prensa de pelete que pode ser plana ou de anel (a segunda é a mais utilizada - Figura 3.2). Na prensa, os peletes passam por extrusão através da ação de rolos que atuam sobre o molde perfurado, e a umidade residual no material se transforma em vapor, o que ajuda a lubrificar a matriz de compressão. Do lado exterior da matriz os peletes são cortados e possuem uma temperatura em torno de 90 a 100°C devido ao atrito. Imediatamente, dentro do resfriador, os peletes podem ser neutralizados com ar até 5°C que faz com que a lignina se endureça e atue como agente aglutinante. Porém, a técnica de resfriamento mais comum é deixar os peletes ficarem sujeitos a uma corrente de ar durante 1 hora (ERLICH, 2009). O resfriamento

contribui para manter a qualidade do produto durante o manuseio e armazenamento, além de ajudar a diminuir a vulnerabilidade à atividade microbiana (PASTRE, 2002).

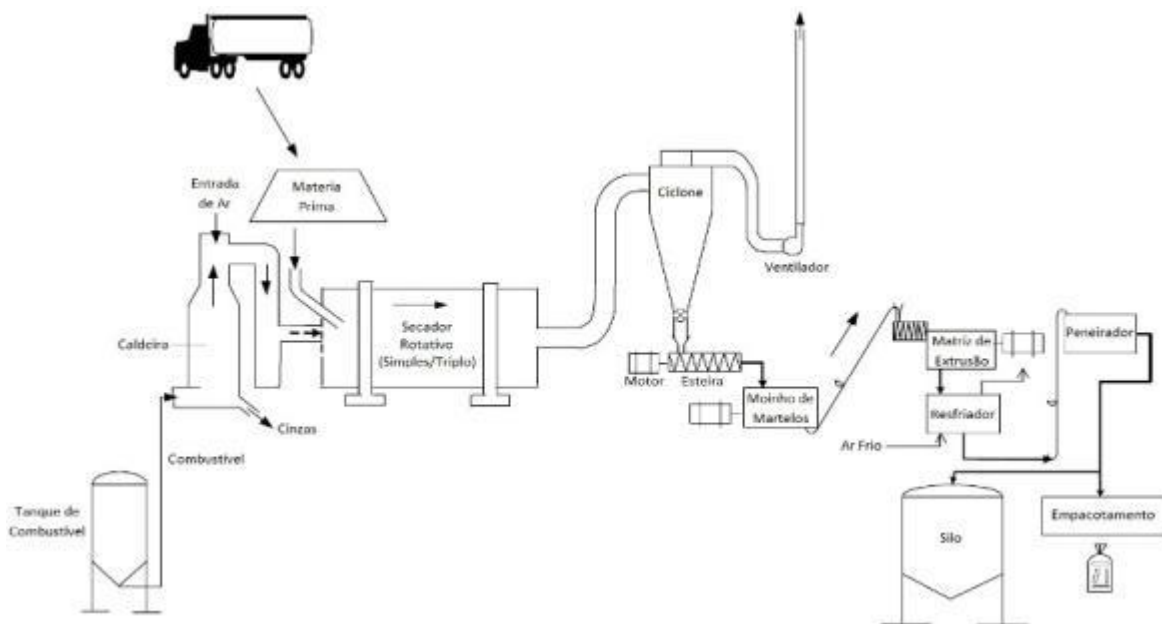
Figura 3.2: Esquema de peletização por matriz anelar.



Fonte: ERLICH, 2009.

A última etapa é o peneiramento para separar os finos residuais, geralmente reutilizados no processo, e então os peletes seguem para o armazenamento. Os peletes podem ser armazenados em silos ou enviados para o empacotamento automático onde são acondicionados em sacos de 25 kg ou de 1 a 1,5 m³ (PASTRE, 2002). A Figura 3.3 esquematiza todo o processo de peletização.

Figura 3.3: Disposição esquemática de uma planta típica de peletização da biomassa



Fonte: MANI et al., 2006.

Existe um passo opcional entre as fases de moagem e de prensagem, o condicionamento que consiste na aplicação de vapor (e/ou água) à matéria-prima a fim de amolecer as fibras do material antes do adensamento. Isto resulta em menor consumo de energia durante a extrusão devido à redução de fricção. A economia é importante, pois a desvantagem principal dos peletes, em comparação aos combustíveis não densificados, é o consumo elevado de eletricidade durante a peletização, tornando-a onerosa. No estudo feito por Hirsmark (2002) foi observado que em 2001 cerca de 50% das usinas de peletes suecas fizeram condicionamento (AEBIOM, 2007).

Para se ter uma ideia do gasto de eletricidade durante a produção de peletes, a Tabela 3.1 ilustra a demanda de energia durante a peletização de diferentes tipos de matérias-primas. Como Pastre (2002) observou, secar um material de biomassa crua com teor de umidade de 50%, com o objetivo de deixá-lo com 10%, representaria um consumo de energia de 380 kWh/t; ou seja, a secagem é a etapa da peletização que mais consome energia e depende do estado inicial da matéria-prima. Mas, ainda que a quantidade de eletricidade despendida na produção dos peletes seja elevada, Erlich (2009) verificou que a quantidade necessária de energia é de 2% a 4% do PCI dos peletes finais dependendo de como a biomassa se apresenta.

Tabela 3.1. Comparação do consumo de energia do processo de peletização de diversas matérias-primas

Consumo de energia (kWh/t)	Serragem	Aparas de madeira	Palha
Peneiramento + Moagem	10-20	10-40	10-30
Secagem	0-400	0-400	0
Condicionamento	0-10	0-10	0-10
Prensagem	30-60	30-60	30-60
Arrefecimento	5	5	5
Equipamento adicional	10-20	10-20	10-20
TOTAL	55-515	55-535	55-125

Fonte: PASTRE, 2002.

Nos últimos anos, principalmente na Europa, tem sido registrado um crescente consumo de peletes de madeira para serem usados em usinas de geração de energia elétrica (principalmente em cocombustão com carvão) e em sistemas de aquecimento residencial (IEA BIOENERGY, 2009). O custo de produção médio de peletes na Europa é estimado em torno de 50-80 €/t (EUBIONET, 2007) e 60-84 US\$/t no Canadá (URBANOWSKI, 2005 e MANI et al., 2006). Já o

preço de mercado para o cliente final foi cerca de 184 €/t na Alemanha no final de 2007 (depois de subir acima de 250 €/t em 2006) (EUBIONET, 2007).

3.2. GASEIFICAÇÃO

Dentre as rotas tecnológicas não disponíveis comercialmente, uma em especial é muito aguardada devido ao potencial de aumentar consideravelmente a energia excedente gerada nas usinas, denominada de ciclo combinado ou de BIG-GT/CC, sigla em inglês, *Biomass Integrated Gasification/Gas Turbine Combined Cycle*. Esse processo consiste na gaseificação da biomassa seguida da queima do gás resultante nas turbinas a gás.

A gaseificação é a oxidação térmica parcial de materiais sólidos ou líquidos a elevadas temperaturas em um tipo de reator, chamado gaseificador, que resulta em um gás composto de monóxido de carbono (CO), hidrogênio (H₂), dióxido de carbono (CO₂) e água (H₂O). Os constituintes inorgânicos do material são estabilizados como cinzas e também são produzidos hidrocarbonetos leves, compostos voláteis e condensáveis, como alcatrão.

O agente oxidante pode ser ar, oxigênio ou vapor, sendo que a gaseificação com ar produz um gás de baixo poder calorífico, em torno de 4 a 6 MJ/Nm³, devido ao alto teor de nitrogênio contido na mistura gasosa de saída do reator. No entanto, quando o processo termoquímico é realizado com oxigênio puro ou vapor de água, o gás pode alcançar um poder calorífico de 10 a 15 MJ/Nm³ (CORTEZ et al., 2008).

Quanto aos tipos de gaseificadores, existem os de leito fixo, de leito fluidizado e de leito de arraste. Contudo, a decisão sobre qual tipo de gaseificador a ser usado depende de todo o processo, isto é, do combustível a ser processado, do tipo de produto buscado e da escala do processamento (BNDES & CGEE, 2008). Os gaseificadores podem funcionar a pressão atmosférica ou pressurizados dotados de sistema de alimentação adequado para evitar vazamentos. Também podem ser aquecidos direta ou indiretamente, sendo que os diretamente aquecidos utilizam a reação exotérmica entre o oxigênio e os produtos orgânicos para fornecer o calor necessário para a volatilização da biomassa, isto é, o calor para conduzir o processo é gerado internamente dentro do gaseificador, mas a necessidade de usar oxigênio encarece a

tecnologia. Já os gaseificadores indiretamente aquecidos realizam a gaseificação através de transferência de calor a partir de um sólido quente ou através do calor transferido da superfície. Esse último tem a vantagem de não necessitar de oxigênio, mas, uma vez que a maioria opera a baixa pressão, requer a compressão do gás produzido para as operações unitárias de síntese e purificação a jusante e, ainda, pode apresentar dificuldades operacionais devido à erosão do refratário no caso da circulação de sólidos quentes (DUTTA & PHILLIPS, 2009).

3.2.1. Limpeza do gás

O gás produzido por um sistema de gaseificação contém uma determinada quantidade de contaminantes e requer limpeza para ser aproveitado, além de prevenir corrosão e depósitos de materiais nas linhas de processo (ANDRADE, 2007).

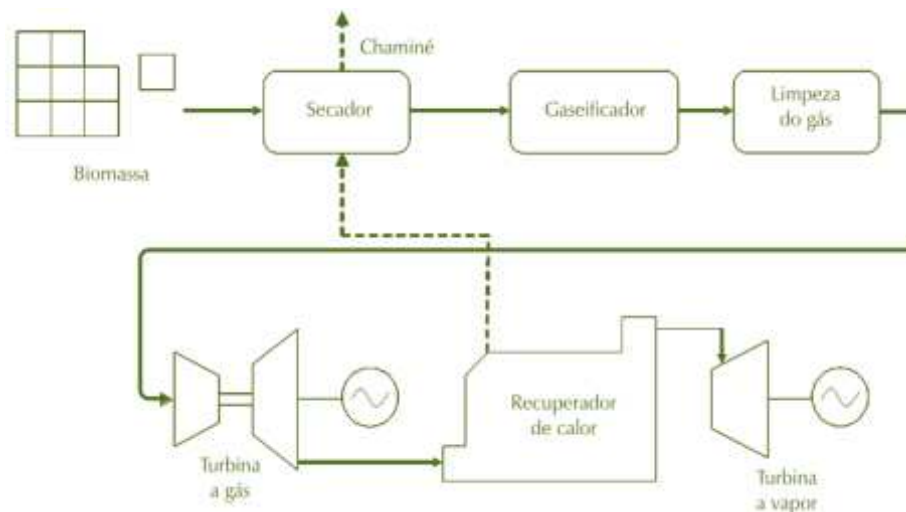
Abaixo estão listadas as impurezas típicas encontradas no composto gasoso, seguida da forma de tratamento. No entanto, é importante mencionar que a quantidade de contaminantes é fortemente dependente da tecnologia de gaseificação aplicada, sendo que a otimização das condições do processo é a melhor estratégia para minimizá-los (BACOVSKY et al., 2010):

- Compostos de metais alcalinos: removidos usando ciclones e unidades de filtro.
- Alcatrão: geralmente a remoção ocorre por métodos físicos, isto é, arrefecimento e lavagem de gás com solventes especiais. No entanto, em fase de desenvolvimento, há processos por catalisadores que poderá converter o alcatrão em compostos gasosos tais como H₂ e CO.
- Compostos de enxofre: tratamento de gás por amina, processo Benfield ou similar.
- Compostos de nitrogênio e cloreto: remoção através de lavador de gases.

3.2.2. Aproveitamento do gás

Após a limpeza, o gás está pronto para ser utilizado como matéria-prima, que pode ser usada tanto para a geração de eletricidade quanto para produção de químicos ou combustível líquido. Para geração de energia elétrica, o gás é submetido a um sistema BIG-GT/CC, como foi mencionado anteriormente, gera vapor e através de um recuperador de calor, há a produção de mais eletricidade. Estes gases, a baixa temperatura, também são usados na secagem da biomassa e, portanto, há uma integração completa do sistema (BNDES & CGEE, 2008). A Figura 3.4 representa esquematicamente o conceito básico de um BIG-GT/CC.

Figura 3.4: Representação esquemática do ciclo combinado de turbinas com gaseificação da biomassa



Fonte: BNDES & CGEE, 2008.

É preciso mencionar que existem três variantes desse conceito básico que podem ser utilizadas e estão relacionadas ao projeto do gaseificador. Uma vertente se baseia na tecnologia circulante com leito fluidizado (CFB), com operação do gaseificador à pressão atmosférica e com injeção de ar para fornecimentos do oxigênio necessário. A segunda variante baseia-se em um gaseificador com aquecimento indireto e que opera a pressões próximas da atmosférica. E a terceira variante envolve a tecnologia de gasificação CFB, mas com operação em altas pressões (20-30 bar, 900-1000°C) (BNDES & CGEE, 2008).

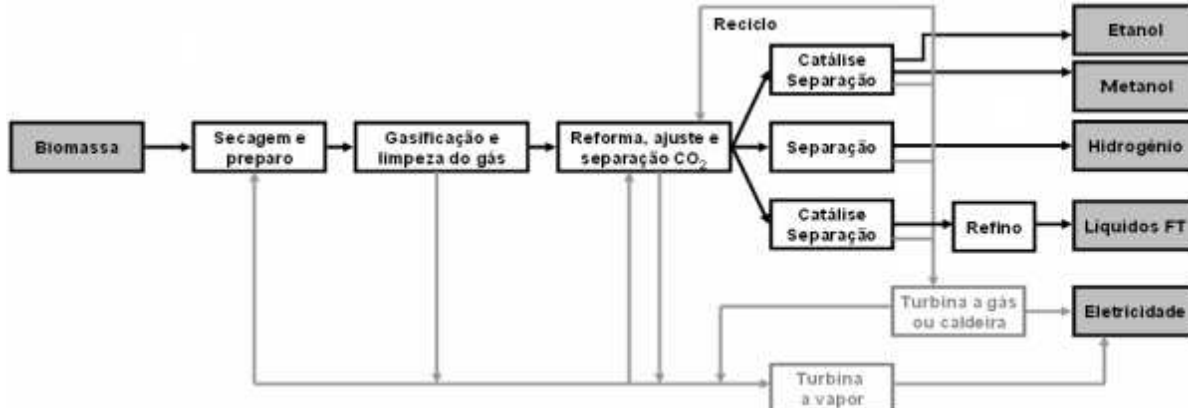
Quanto aos rendimentos, usando as configurações de gaseificação atmosférica com aquecimento indireto e a pressurizada com injeção de oxigênio, Jin et al. (2006) estimaram que a eficiência para a geração de eletricidade será de 44% para a primeira configuração e 45% para a segunda, com custos de 55 US\$/MWh e 52 US\$/MWh, respectivamente, tendo em mente que este valor é dependente do custo da biomassa. Para fazer semelhante avaliação com a biomassa de cana-de-açúcar, Seabra (2008) estimou que, com consumo reduzido de vapor (340 kg/t_c) e utilização da palha como combustível suplementar ao bagaço (40% de recuperação), a geração de excedentes de eletricidade seria de 194 kWh/t_c em sistema atmosférico e 203 kWh/t_c na configuração pressurizada, cujos valores finais seriam de respectivamente 143 e 144 R\$/MWh, respectivamente.

Outra opção para o aproveitamento do gás da gaseificação é a produção de hidrogênio, metanol, etanol, amônia, dimetil éter (DME) e os denominados líquidos Fischer-Tropsch (gasolina FT e diesel FT) e, para isso, o gás precisa estar em condições específicas.

A primeira exigência é que a gaseificação ocorra de forma que o gás produzido seja rico em CO e H₂ que são os principais reagentes para a produção dos combustíveis líquidos e, portanto, a injeção de ar deve ser evitada, pois não é desejável que o gás produzido esteja diluído em nitrogênio. Adicionalmente, o gás produzido deve passar, além da limpeza, por um processo de reforma, em alta temperatura e na presença de um catalisador, para a conversão de metano e outros hidrocarbonetos leves em CO e H₂. Se necessário, também pode haver um ajuste de composição da relação H₂/CO através da reação de mudança água-gás desenvolvida na presença de um catalisador a base de ferro ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$).

Após todos estes processos, o gás passa a ser chamado de gás de síntese e, então, poderá ser transformado em combustível em um reator próprio (BNDES & CGEE, 2008). A Figura 3.5 apresenta um diagrama geral da produção de alguns combustíveis a partir da gaseificação em uma unidade integrada com geração de eletricidade, de tal modo que os gases não convertidos em combustíveis possam ser reciclados ou simplesmente queimados para a geração de energia elétrica em um sistema BIG-GT/CC.

Figura 3.5: Fluxograma geral para produção de combustíveis via gaseificação de biomassa



Fonte: SEABRA, 2008.

3.2.3. Síntese de alcoóis

Para a produção de combustíveis, o reator de síntese é o coração de todo o processo. É nele que são alcançadas as condições de reação de síntese para formar uma mistura de alcoóis através de um catalisador. A temperatura tem um impacto significativo sobre a seletividade e a distribuição do produto e são necessárias altas pressões para assegurar a produção de alcoóis (DUTTA & PHILLIPS, 2009).

Existem três conceitos básicos de reatores: leito fixo, leito fluidizado e leito de lama. O primeiro conceito proporciona baixas taxas de conversão, pois, embora o reator de síntese seja modelado para operar isotermicamente, reconhece-se que a manutenção de uma temperatura constante de um sistema de reator de leito fixo é difícil especialmente porque as reações são exotérmicas. Já os dois últimos alcançam conversões mais elevadas, uma vez que o leito fluidizado e a lama atingem temperaturas maiores e são capazes de melhorar as propriedades de transferência de massa. Entre esses dois, a desvantagem é do leito fluidizado, que possui uma operação mais complexa (LARSON et al., 2005 e DUTTA & PHILLIPS, 2009).

O produto do reator de síntese é uma mistura de componentes que é resfriado para haver a separação do gás não convertido, através da condensação dos alcoóis, que então é reciclado. Há duas opções: o gás residual pode ser destinado para o reator de síntese, porém, talvez seja

necessária a limpeza deste gás devido à alta concentração de CO₂ que pode afetar os limites aceitáveis para a ação do catalisador no reator e diminuir o rendimento; ou o fluxo do gás pode ser reciclado para a seção de limpeza dos gases de gaseificação e alimentar o reformador de alcatrão com um pequeno resgate de combustível para combustão (8%). Os alcoóis líquidos são enviados para os processos de separação e de purificação onde são isentos de gases secos e separados em três correntes: metanol, etanol, alcoóis mistos (ou superiores) e de elevado peso molecular (PHILLIPS et al., 2007 e DUTTA & PHILLIPS, 2009). Para se ter uma ideia dessa mistura de alcoóis, as reações da síntese de alcoóis mistos pode ser resumido como na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Reações na síntese de alcoóis superiores.

Reforma Água-Gás	$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$
Metanol	$\text{CO} + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH}$
Metano	$\text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$
Etanol	$2 \text{CO} + 4 \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
	$\text{CO} + 2\text{H}_2 + \text{CH}_3\text{OH} \rightarrow \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
Etano	$\text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_2\text{H}_6 + \text{H}_2\text{O}$
Propanol	$\text{CO} + 2\text{H}_2 + \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \rightarrow \text{C}_3\text{H}_7\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
Propano	$\text{C}_3\text{H}_7\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_3\text{H}_8 + \text{H}_2\text{O}$
n-Butanol	$\text{CO} + 2\text{H}_2 + \text{C}_3\text{H}_7\text{OH} \rightarrow \text{C}_4\text{H}_9\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
Butano	$\text{C}_4\text{H}_9\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{H}_2\text{O}$
Pentanol+	$\text{CO} + 2\text{H}_2 + \text{C}_4\text{H}_9\text{OH} \rightarrow \text{C}_5\text{H}_{11}\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$
Pentano+	$\text{C}_5\text{H}_{11}\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_5\text{H}_{12} + \text{H}_2\text{O}$

Fonte: DUTTA & PHILLIPS, 2009.

Percebe-se que a partir da síntese de alcoóis mistos, além da produção adicional de etanol, é possível produzir outros alcoóis que poderiam ser insumos em diversos processos tradicionalmente petroquímicos.

A separação de álcool ocorre geralmente por destilação, que separa o metanol e o etanol dos alcoóis de elevado peso molecular. Nesse ponto é interessante observar que na literatura frequentemente encontra-se que a síntese de alcoóis superiores produz predominantemente metanol. No entanto, as reações podem ser ajustadas para atingir uma determinada distribuição de

produtos de álcoois, além de que o fluxo de metanol pode ser reciclado para a entrada do reator de síntese a fim de aumentar o rendimento de etanol e alcoóis superiores.

Dutta & Phillips (2009) comparou tal hipótese com os valores típicos encontrados em literatura usando um modelo desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Isso para reproduzir a reciclagem de metanol injetado no reator de síntese e prever a conversão dos álcoois (Tabela 3.3). O resultado foi que ao reciclar o metanol grande parte foi convertida em metano e etanol. No entanto, também foi observado que ao manter o metanol em altas pressões no reator a produção de alcoóis superiores era reduzida em relação ao etanol.

Tabela 3.3. Distribuição de produtos da síntese de alcoóis superiores.

Álcool	QUARDERER, G.J (1986)	NIRULA, S. (1986)	Modelo NREL
Metanol	30-70%	30,77%	4,83%
Etanol	34,5%	46,12%	67,13%
Propanol	7,7%	13,3%	9,48%
Butanol	1,4%	4,14%	1,17%
Pentanol + Acetatos (C ₁ & C ₂)	1,5% 2,5%	2,04% 3,63%	0,15%
Outros (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , C ₅ +)			14,58%
Água	2,4%	2,66%	
Total	100%	100%	100%

Fonte: DUTTA & PHILLIPS, 2009.

^a Valores em base úmida.

Após a separação e purificação, o etanol e os alcoóis mistos são resfriados e enviados para os tanques de armazenagem do produto.

Phillips et al. (2007) avaliaram a síntese de alcoóis superiores e estimaram os rendimentos e custos da produção do combustível considerando as condições projetadas para 2012, na qual a partir de um sistema de gaseificação atmosférica com aquecimento indireto e limpeza úmida do gás, seria possível alcançar rendimentos de aproximadamente 330 L de etanol por tonelada seca de madeira (choupo), além de 58 L de alcoóis superiores. Considerando os créditos da venda destes alcoóis superiores, o preço mínimo de venda do etanol foi estimado em cerca de 270 US\$/m³ (valor de 2005), para uma planta de 2000 tms/dia e com a biomassa a 38 US\$/t seca. E usando esta mesma tecnologia voltada para a cana-de-açúcar, Seabra et al. (2010) apresentou que uma usina de biomassa de cana com consumo reduzido de vapor, acionamentos eletrificados e

utilização da palha em adição ao bagaço, poderia ter um rendimento de etanol a partir do material lignocelulósico de 25,6L/t_c a um custo de R\$455/m³, sendo que ainda geraria 4,4L/t_c de outros alcoóis.

Porém, esta tecnologia promissora ainda necessita de muitos esforços de pesquisa e desenvolvimento, uma vez que existem relevantes barreiras a serem vencidas, como a limpeza do gás com craqueamento completo do alcatrão e a separação de álcalis e particulados do gás produzido. Mas acima de tudo, é necessária a significativa redução do custo de capital por meio do efeito de aprendizado.

3.3. CONVERSÃO BIOQUÍMICA

Outra forma de produzir etanol a partir do material lignocelulósico da cana-de-açúcar é pela conversão bioquímica, na qual ocorre a remoção da lignina e a conversão dos polissacarídeos da biomassa em açúcares fermentescíveis para posterior fermentação e produção do biocombustível. Tal conversão envolve os seguintes processos principais:

- a) Pré-tratamento: pode ocorrer por processo químico, físico ou biológico, porém nem todos estes métodos estão suficientemente desenvolvidos para serem viáveis técnica ou economicamente em projetos de grande escala (BNDES & CGEE, 2008). Nesta etapa a hemicelulose e a lignina circundantes são removidas e solubilizadas, no sentido de fazer a matéria-prima mais acessível para a etapa posterior, enquanto a estrutura de microfibras de celulose é modificada. O rendimento típico da rota bioquímica é inferior a 20% se não for precedido por esta etapa; caso contrário, geralmente, excede os 90% (HAMELINCK et al., 2005).
- b) Hidrólise: esse processo ocorre de maneira que transforma a celulose em glicose. Pode ser com ácido concentrado, com ácido diluído ou enzimática (BNDES & CGEE, 2008). A conversão enzimática aparece como opção promissora em termos de custo global, em virtude da possibilidade de atingir rendimentos de glicose próximos ao teórico, além de não utilizar ácidos, o que pode representar vantagens tanto

econômicas (equipamentos com materiais mais baratos e menor custo operacional) quanto ambientais (não há produção de resíduos) (RABELO, 2010 e BNDES & CGEE, 2008).

- c) Fermentação dos açúcares para produção de etanol: pode ser realizada por processo de alimentação em batelada, semicontínuo ou contínuo. A escolha do procedimento dependerá das propriedades cinéticas dos micro-organismos e da composição do hidrolisado (BALAT, 2011). Tais procedimentos são viáveis comercialmente. No entanto, a fermentação converte facilmente as hexoses mas não as pentoses, e por isso, há algumas estratégias desenvolvidas de hidrólise e fermentação que podem ser utilizadas para melhorar o rendimento de produção de etanol, como pode ser observado na Tabela 3.4.

- d) Separação do álcool a partir de coprodutos de fermentação: idêntico ao empregado atualmente, a não ser pela escala comparativamente maior. Por conta do baixo teor alcoólico do vinho final (geralmente menor que 5%), um grande volume de vinhaça deverá ser produzido na destilação e, portanto, espera-se que haja ou um tratamento do efluente (por exemplo, uma biodigestão anaeróbia seguida de um processo aeróbio) ou a concentração dele, sendo que neste caso a destinação será a lavoura, assim como os demais resíduos da usina.

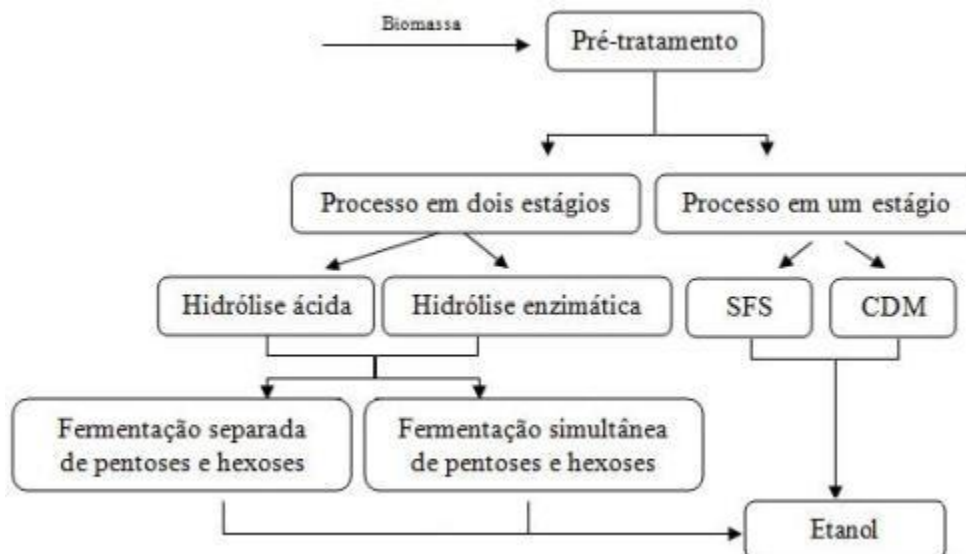
Tabela 3.4: Processos de hidrólise e fermentação

Processo	Descrição	Vantagem	Desvantagem
Hidrólise e fermentação separadamente (HFS) (RABELO, 2010)	Ocorre em duas etapas apresenta maior flexibilidade para controle das condições operacionais.	Capacidade de realizar cada etapa em condições ótimas de cada processo	Inibição do processo de conversão de glicose
Sacarificação e fermentação simultâneas (SFS) (BALAT, 2011)	Açúcares produzidos na hidrólise são simultaneamente fermentados a etanol no mesmo reator	Reduz significativamente a inibição dos produtos à hidrólise. Maior taxa de conversão de material para açúcares fermentescíveis. Requer menor carga de micro-organismos. Tempo de processamento mais curto, resulta em maior rendimento de etanol e reduz o risco de contaminação.	Diferença de temperatura ótima para sacarificação (50°C) e para a fermentação (35°C). Intolerância dos micro-organismos ao etanol.
Conversão Microbiana Direta (CMD) (BALAT, 2011)	Combina a produção de enzimas, a hidrólise de celulose e a fermentação de glicose em um único passo.	Reduz o número de reatores, o que simplifica o funcionamento e a redução do custo final.	Baixo rendimento de etanol, formação de subprodutos (acetato, lactato) e baixa tolerância do micro-organismo ao etanol produzido.

Fonte: Elaboração própria.

Assim, a Figura 3.6 resume a conversão de biomassa lignocelulósica em etanol a partir da hidrólise.

Figura 3.6: Rotas de hidrólise e fermentação



Fonte: baseado em RABELO, 2010.

Quanto aos rendimentos, Seabra (2008) estima que, considerando a recuperação de 40% da palha para uso suplementar ao bagaço, em curto prazo, os processos de hidrólise ácida com pré-tratamento organosolv (pré-tratamento químico) produziria cerca de 20 litros de etanol por tonelada de cana, enquanto, a hidrólise enzimática com pré-tratamento com ácido diluído, 32 litros de etanol de hidrólise por tonelada de cana. Em médio prazo, a hidrólise e fermentação SFS deverá estar desenvolvida e, combinada com os diferentes pré-tratamentos com ácido diluído e explosão de vapor, produziria em torno de 37 litros de etanol de hidrólise por tonelada de cana. Finalmente, no longo prazo espera-se que o bioprocessos consolidado esteja disponível e alcançará rendimentos em torno de 40 litros de etanol por tonelada de cana. Em termos de custos, o autor espera que os valores sejam compatíveis com os custos atuais do etanol de cana-de-açúcar graças ao baixo custo da biomassa e à geração de energia elétrica excedente.

3.4. PIRÓLISE

Além do potencial para produção de combustíveis e energia, também tem sido defendido a produção de biocarvão a partir da conversão termoquímica do material lignocelulósico da cana-de-açúcar como um método de melhoria da produtividade e de sustentabilidade da agricultura, através do sequestro de carbono. Tal conversão acontece pela pirólise.

A pirólise ocorre na ausência de oxigênio e é também o primeiro passo nos processos de gaseificação e combustão, onde, é seguido por oxidação parcial ou total dos produtos primários. A conversão da biomassa através deste processo resulta em uma fração sólida (biocarvão), líquida (óleo pirolítico) e gasosa (hidrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono, nitrogênio, metano e outros hidrocarbonetos leves) da qual se espera que a parte sólida possa ser aplicada na agricultura e as frações gasosa e líquida possam ser aproveitadas como fontes energéticas. O óleo pirolítico poderia ser utilizado diretamente como um combustível ou ainda adicionado às matérias-primas de petróleo em refinarias para a produção de químicos (LEHMANN & JOSEPH, 2009).

O processo de pirólise consiste em um conjunto de complexas reações químicas acompanhadas de processos de transferência de calor e massa (Tabela 3.5), sendo que as reações que incidem diretamente sobre o substrato celulósico são denominadas reações primárias e aquelas que incidem na decomposição dos produtos intermediários, tais como vapores orgânicos e levoglucosano, são denominadas reações secundárias. Sabe-se que a hemicelulose é degradada entre 200°C e 260°C; a celulose entre 240°C e 350°C; enquanto que a degradação da lignina ocorre entre 280°C a 500°C, podendo não ser degradada completamente (LEHMANN & JOSEPH, 2009).

Tabela 3.5: Reações de pirólise em diferentes temperaturas

Condição	Processo	Produtos
Abaixo de 300°C	Formação de radicais livres, eliminação de água e despolimerização.	Formação de carbonila e carboxila, evolução de CO e CO ₂ e, principalmente, resíduo de carbonização.
Entre 300°C e 450°C	Rompimento de ligações glicosídicas de polissacarídeos por substituição.	Mistura de levoglucosano, anidridos e oligossacarídeos, sob a forma de uma fração de alcatrão.
Acima de 450°C	Desidratação, rearranjo e fissão de unidades de açúcar.	Formação de compostos de carbonila.
Condensação	Produtos insaturados condensam e se juntam ao biocarvão.	Um resíduo altamente reativo de biocarvão.

Fonte: BALAT et al., 2009.

Com isso, o rendimento dos produtos da pirólise é determinado pelas condições do processo. Baixas temperaturas e maior tempo de residência no reator favorecem a produção de biocarvão. Alta temperatura e maior tempo de residência favorecem um maior rendimento de gás. Temperatura moderada e curta residência no reator são ideais para a produção de líquidos (Tabela 3.6). Logo, a escolha das condições do processo é feita de acordo com o objetivo final.

Tabela 3.6: Típicos rendimentos obtidos por diferentes modos de pirólise a partir de madeira (base seca)

		Líquido (%)	Biocarvão (%)	Gás (%)
Pirólise rápida	~ 500°C, tempo curto de residência.	75	12	13
Pirólise lenta	Temperaturas moderadas, longo tempo de residência.	30	35	35
Gaseificação	Alta temperatura (700°C-900°C), longo tempo de residência.	5	10	85

Fonte: BRIDGWATER, 2012.

No que tange ao biocarvão, muitos estudos alegam que a adição deste produto na agricultura pode ajudar a manter ou aumentar a quantidade de carbono orgânico estável do solo, além de influenciar no ciclo de nutrientes com a consequente melhoria na eficiência do uso de fertilizantes. Portanto, o biocarvão é produzido com a intenção de aplicá-lo em solos para sequestro de carbono e correção, ou seja, para a melhoria de propriedades agrícolas, como é apontado por Sohi et al. (2010), Lehmann et al. (2006) e Collison et al. (2009). Dentre o número

crescente de publicações sobre o assunto, Glaser (2007) discute que uma razão pela qual os solos amazônicos, conhecidos como “Terra Preta”, mantém a alta fertilidade (em comparação com solos inférteis adjacentes) é a capacidade de reter nutrientes devido ao biocarvão encontrado em toda a parte de várzea da Bacia Amazônica. Todavia, além deste caso local, há relatos na literatura que descrevem o efeito benéfico do biocarvão relacionado a alterações das propriedades física, química e biológica do solo, tais como a redução da acidez (TOPOLIANTZ et al., 2005), maior retenção de nitrogênio (LEHMANN et al., 2003) o aumento da atividade microbológica (STEINBEISS et al., 2009).

Quanto a nutrientes, Tsai et al. (2006) expôs que o biocarvão produzido através do bagaço de cana-de-açúcar apresenta 710 g/kg de carbono e 17,7 g/kg de nitrogênio, sendo 40 a relação C/N (condições do processo: 500°C). Logo, uma economia de fertilizantes pode ocorrer com a adição de biocarvão na lavoura.

Lehmann et al. (2006) estimam um potencial global de sequestro de carbono da ordem de 0,16 Gt/ano utilizando resíduos florestais, agrícolas e urbanos para produção de biocarvão. Enquanto Lehmann & Joseph (2009) sugerem que desviar 1% anual do ciclo de absorção de carbono da vegetação para o biocarvão faria mitigar quase 10% da atual taxa de emissões de carbono antrópicas. Isto porque quando a biomassa se decompõe, o CO₂ fixado é liberado de volta para a atmosfera, ao passo que se esta biomassa for transformada em biocarvão, que se decompõe mais lentamente, o carbono é desviado do ciclo biológico rápido para um ciclo de carbono mais lento. É estimado que o tempo de residência de carbono do biocarvão é da ordem de centenas a milhares de anos (como observado nos estudos da Terra Preta, nos quais sugerem que a criação deste tipo de solo ocorreu a 1000 anos atrás), enquanto o tempo de residência do carbono na vegetação está no intervalo de décadas (VERHEIJEN et al, 2010).

Lehmann & Joseph (2009) reúnem a contribuição de vários especialistas sobre o biocarvão em diferentes aspectos, inclusive a viabilidade econômica, impactos ambientais – como emissões de GEE – e os tipos de matéria-prima que podem ser utilizados para esse propósito. Verheijen et al. (2010) apresentam uma revisão bibliográfica sobre a aplicação de biocarvão no solo, inclusive pontuando as principais conclusões sobre os impactos positivos, negativos e desconhecidos dessa prática.

Entretanto, ainda são necessários estudos elaborados e estruturados em escalas que permitam que os benefícios agrícola e ambiental do biocarvão sejam mais analisados, além de avaliar os custos e benefícios econômicos. McCarl et al. (*in* LEHMANN & JOSEPH, 2009) além de analisarem a mitigação de GEE, também avaliaram a viabilidade econômica da pirólise lenta a partir de palha de milho. Assumindo a aplicação de biocarvão a 5 t/ha na lavoura de milho, a redução líquida seria de 1,113 t CO₂eq/t de matéria-prima, com um desempenho econômico da ordem de - US\$70 para cada tonelada de palha de milho (ou seja, uma operação lucrativa) de receita líquida (valores em dólares, 2007).

4 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)

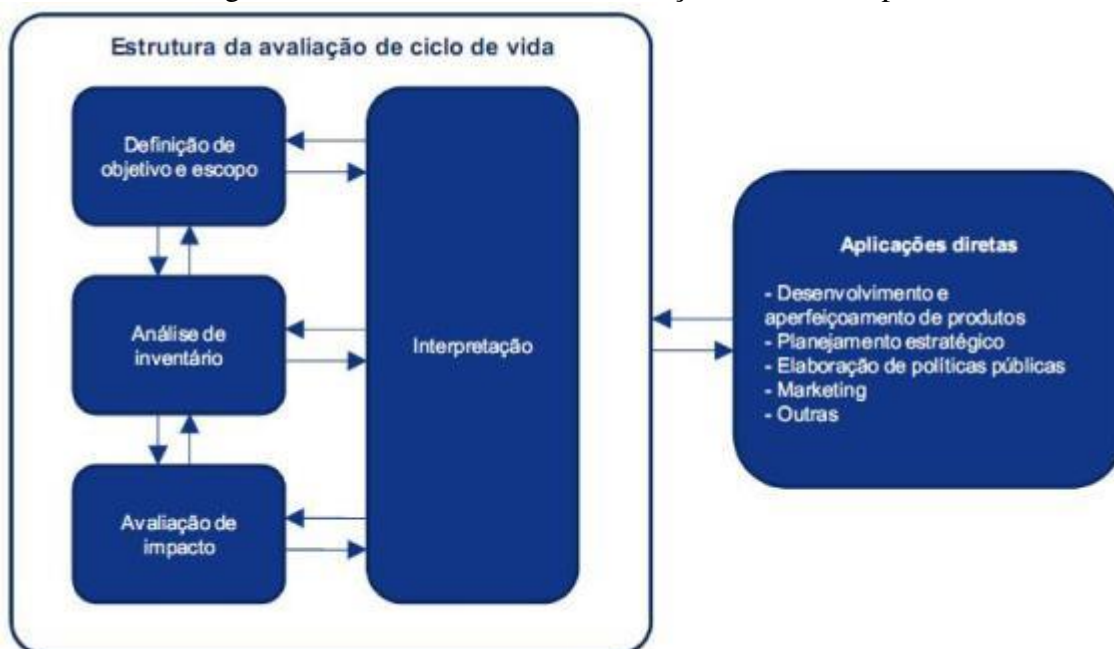
Nos últimos anos, grande atenção tem sido despendida ao etanol brasileiro, pois dentre os biocombustíveis, o derivado da cana-de-açúcar apresenta maior eficiência energética e menores emissões de GEE, como registrado por Oliveira et al. (2005). Os autores compararam o etanol do Brasil com o etanol a partir de milho, produzido nos EUA, sendo a vantagem principal o uso do bagaço para produzir vapor e energia para a usina, enquanto que na produção de etanol de milho é necessária uma fonte exterior de combustível, que, em geral, é fóssil.

A técnica de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) é a uma das mais utilizadas para avaliar a sustentabilidade do setor sucroenergético por ser uma metodologia reconhecida internacionalmente voltada à avaliação do desempenho ambiental global de um produto ao longo do ciclo de vida parcial ou completo. A série ISO 14040 (ISO, 2006) é a norma de referência para a aplicação desta técnica. Apesar da referência normativa, frequentemente verificam-se resultados divergentes, em especial no caso da bioenergia, pois a aplicação ocorre de diferentes maneiras: vários escopos, precisão divergente, transparência e níveis de consistência diversos, entre outros. Aliás, Gnansounou et al. (2009), através de revisão bibliográfica, demonstraram o efeito significativo da forma que a metodologia é aplicada sobre o balanço de GEE e de energia de biocombustíveis.

A ACV é composta por quatro fases: definição do objetivo e escopo, análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação. Na primeira fase são descritos os objetivos da análise, os processos de produção, os limites do sistema destacando as considerações e as limitações, o procedimento de alocação, o tipo e o método de avaliação de impacto que será adotado, o tipo de análise crítica e interpretação a ser usada e definição da unidade funcional, a qual todo estudo será baseado. O tratamento dos coprodutos é um dos pontos críticos da ACV. A ISO 14040 (ISO, 2006) recomenda evitar alocação sempre que possível, seja através da divisão de todo o processo em subprocessos relacionados com os coprodutos ou através da expansão dos limites do sistema para incluir as funções adicionais relacionadas.

Na análise de inventário, as entradas e saídas de materiais no sistema – uso de recursos naturais (energia, solo, água) e lançamentos feitos ao ambiente (emissões e resíduos) – são identificadas e quantificadas. A etapa de avaliação de impacto ambiental é um processo técnico, quantitativo e/ou qualitativo, que caracteriza e avalia os efeitos das cargas ambientais identificadas na fase de inventário. Na última fase é feita a interpretação dos resultados obtidos nas etapas de análise de inventário e avaliação de impacto, em acordo com os objetivos e escopo estabelecidos (KHATIWADA, 2013 e SOUZA, 2010).

Figura 4.1: Fases de uma ACV e relações entre as etapas.



Fonte: ISO, 2006.

Na literatura, no que diz respeito à eficiência de substituição de combustíveis, uma das principais referências sobre os balanços de energia e de emissões de GEE na produção do etanol de cana-de-açúcar é Macedo et al. (2004). Os resultados foram atualizados por Seabra (2008) e Macedo et al. (2008) considerando valores médios da safra 2005/2006 para uma amostra de 44 usinas da região Centro-Sul do Brasil, além de avaliar as expectativas para o horizonte de 2020, levando em conta as evoluções esperadas na produção e processamento da cana e a disponibilidade de novas tecnologias para o melhor aproveitamento da biomassa e a instauração das biorrefinarias.

Laser et al. (2009) utilizaram a ACV para avaliar a eficiência, os impactos ambientais e a rentabilidade econômica de 14 cenários tecnológicos em arranjos que conferiam o caráter de uma biorrefinaria. Estes arranjos envolviam processamento bioquímico e termoquímico, e utilizavam “switchgrass” (gramínea nativa da América do Norte) como matéria-prima para a produção de combustíveis, energia e/ou ração animal. Os resultados mostraram que as rotas termoquímicas têm a melhor eficiência, melhor potencial de mitigação e maior rentabilidade do que as bioquímicas. Os cenários termoquímicos produzindo combustíveis apresentaram eficiências entre 55% e 64% e mitigação de GEE em torno de 1000 a 1179 kg/Mg à um custo de US\$ 0,36 a US\$ 0,57 por litro de combustível que substituía gasolina. Enquanto a eficiência do cenário bioquímico produzindo apenas energia foi de 49%, mas com capacidade de mitigação de 1359 kg de CO₂ equivalente por Mg de matéria-prima à um custo de US \$ 0,0575/kWh. No entanto, os cenários mais promissores eram aqueles que combinavam as rotas, isto é, aqueles cenários que produziam etanol e outros combustíveis ou eletricidade.

Seguindo esta linha, com o propósito de dar suporte ao governo brasileiro, Gouvello (2010) elaborou um estudo do potencial e das condições para o desenvolvimento de baixo uso de carbono nos principais setores responsáveis pelas emissões de GEE no Brasil. A previsão da evolução futura das emissões no país foi realizada para estabelecer um Cenário de Referência, identificando e quantificando opções que mitigassem tais emissões, bem como aquelas que removessem o carbono. Também foi estabelecido um cenário que envolvesse baixo nível de emissões de GEE e que atendessem as mesmas expectativas de desenvolvimento do país. Os custos da utilização das opções foram estimados e barreiras à adoção das alternativas foram apontadas.

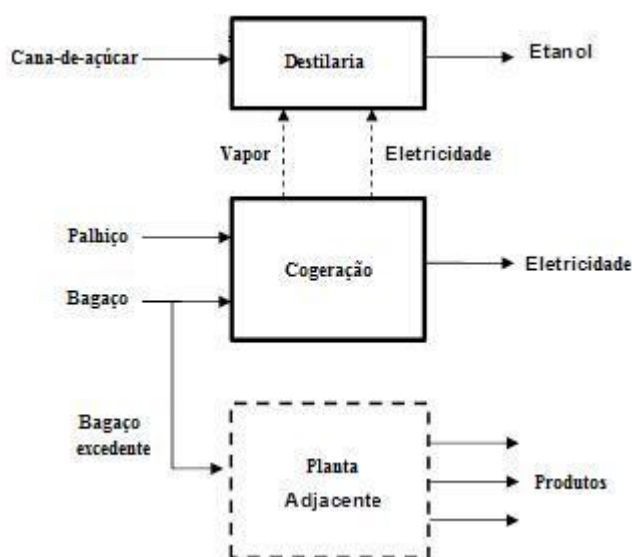
Os resultados de Gouvello (2010) mostraram que a maior parte das opções de mitigação e de remoção de carbono necessita de incentivos econômicos para tornarem-se atraentes, apenas as medidas de eficiência energética não requerem apoios. O volume total de incentivos necessários durante o período do estudo alcançaria US\$ 21 bilhões por ano, em média, sendo que para 80% do potencial de mitigação e remoção de acordo com o Cenário de Baixo Carbono – mais de 9 Gt CO₂ (37% das emissões brutas de GEE do Cenário de Referência) – o nível necessário de incentivos seria de US\$ 6 por t CO₂ ou menos.

5 METODOLOGIA

5.1. CENÁRIOS

Uma vez que escala é um fator importante para a viabilidade de tecnologias futuras, este estudo foi baseado em uma usina com capacidade de moagem de 4 Mt cana/ano. Em 2009/10, mais de 30 unidades processavam uma quantidade de cana maior que 3 Mt/ano no Brasil e vários projetos novos (incluindo destilarias autônomas) apresentavam uma capacidade de moagem próxima ou superior aos 4 Mt (SEABRA et al., 2010). Neste trabalho foi considerado que essa usina tem consumo reduzido de vapor (~360 kg/t_c) (SEABRA et al., 2010), e que produz exclusivamente etanol anidro (91 L/t_c). A usina é equipada com um sistema de cogeração de alta pressão (65 bar/480°C) alimentado com os resíduos da cana-de-açúcar, capaz de gerar 32 kWh/t_c de eletricidade excedente através de turbinas de contrapressão (SEABRA & MACEDO, 2011). Adjacente a esta destilaria, foi considerada a instalação de uma planta capaz de operar durante todo o ano (8406 h/ano) e que utiliza a biomassa excedente da destilaria para gerar outros produtos derivados da cana, configurando uma biorrefinaria conforme mostrado Figura 5.1.

Figura 5.1: Biorrefinaria de cana-de-açúcar: usina + planta adjacente.



Fonte: SEABRA & MACEDO, 2011.

Quanto às características e à disponibilidade de matéria-prima, foram adotados os parâmetros de Seabra et al. (2010), sendo o valor médio de material lignocelulósico utilizado de 140 kg/t_c de palha e 362 mil toneladas por ano (base seca) de bagaço excedente. As Tabela 5.1 e 5.2 apresentam as características da biomassa residual usada nesse trabalho.

Tabela 5.1: Características do material lignocelulósico da cana-de-açúcar usados nessa análise

	Bagaço	Palha
Análise imediata (%em peso, base seca)		
Carbono fixo	18,0	12,8
Material volátil	79,8	83,3
Cinzas	2,2	3,9
Umidade (% , base úmida)	50	15
Análise elementar (%em peso, base seca)		
Carbono	45,6	46,1
Hidrogênio	5,9	6,2
Oxigênio	45,5	43,1
Nitrogênio	0,6	0,6
Enxofre	0,1	0,1
PCS (MJ/kg) ^a	18,1	17,4
PCI (MJ/kg) ^b	7,2	13,3

Fonte: SEABRA et al., 2010.

^a Poder Calorífico Superior. Valor em base seca.

^b Poder Calorífico Inferior. Valor em base úmida – bagaço 50% de umidade e palha 15% de umidade.

Tabela 5.2: Composição do bagaço e da palha usados nessa análise

	Bagaço	Palha
Glucana	39,5	32,5
Xilana	21,9	20,5
Lignina	25,1	17,9
Acetato	3,4	5,6
Proteína	< 0,1	2,3
Extrativos	4,6	8,4
Arabinana	1,8	3,5
Galactana	0,7	1,1
Manana	0	0,5

Fonte: SEABRA et al., 2010.

Seis configurações foram selecionadas para a planta adjacente: ciclo a vapor (Rankine) e sistema BIG-GT/CC, para a geração de energia excedente durante todo o ano; síntese de combustíveis, para produção de etanol e álcoois superiores; conversão bioquímica a partir da

hidrólise enzimática para produção de etanol; pirólise lenta para a produção de biocarvão (utilizado como fertilizante); e produção de peletes para exportação para a Europa. A escolha destes cenários (Tabela 5.3) ocorreu de forma que fossem representadas as diferentes possibilidades do uso integral da cana-de-açúcar comparando-os com a configuração de destilaria de etanol mais moderna dos dias atuais (Cenário 1).

Tabela 5.3: Configurações tecnológicas da planta adjacente

Cenário 1	Caso de referência
Cenário 2	Ciclo a vapor
Cenário 3	BIG-GT/CC
Cenário 4	Síntese de alcoóis
Cenário 5	Conversão bioquímica
Cenário 6	Produção de peletes
Cenário 7	Pirólise lenta

Fonte: Elaboração própria.

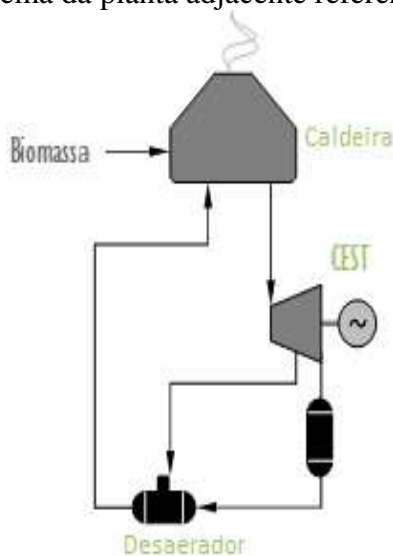
É preciso mencionar que os Cenários 1 e 2 refletem a mesma configuração de biorrefinaria, equipada com turbinas a vapor do tipo CEST, diferindo-se somente pela utilização da palha e do bagaço. No Cenário 1, cenário de referência deste estudo, não há recolhimento da palha e todo o bagaço disponível é usado na cogeração, assim, a usina opera somente durante a época de safra da cana-de-açúcar. Para os outros cenários, adotou-se a premissa de que 40% da palha disponível no campo seria recuperada, permitindo a produção de excedentes de bagaço que seriam utilizados na planta adjacente. Para as tecnologias que hoje estão em estágio de desenvolvimento (BIG-GT/CC, síntese de alcoóis e conversão bioquímica), foram assumidos desempenhos prospectivos, conforme indicado na literatura. A seguir está o detalhamento das configurações adotadas em cada cenário.

5.1.1. CICLO A VAPOR

Desde o final da década de 1990, as usinas brasileiras estão se modernizando, substituindo os equipamentos que demandavam altas quantidades de bagaço, lenha e energia, por caldeiras de média e alta pressão (> 40 bar) e turbinas a vapor do tipo CEST, em busca da produção excedente de eletricidade. Atualmente, há muitas usinas capazes de trabalhar como termoelétricas

independentes, mesmo durante o período de entressafra se a biomassa estiver disponível. Os Cenários 1 e 2 levam em consideração a configuração dessas novas usinas, para geração de eletricidade através do ciclo Rankine, uma tecnologia comercial e madura (Figura 5.2). Foi adotado o uso de uma caldeira de 65 bar/480°C e o desempenho dos resultados modelados por Seabra & Macedo (2011): geração total de energia de 48,6 MW com exportação líquida de 46,7 MW (ou seja, 392 GWh /ano).

Figura 5.2: Esquema da planta adjacente referente aos Cenários 1 e 2.



Fonte: SEABRA & MACEDO, 2011.

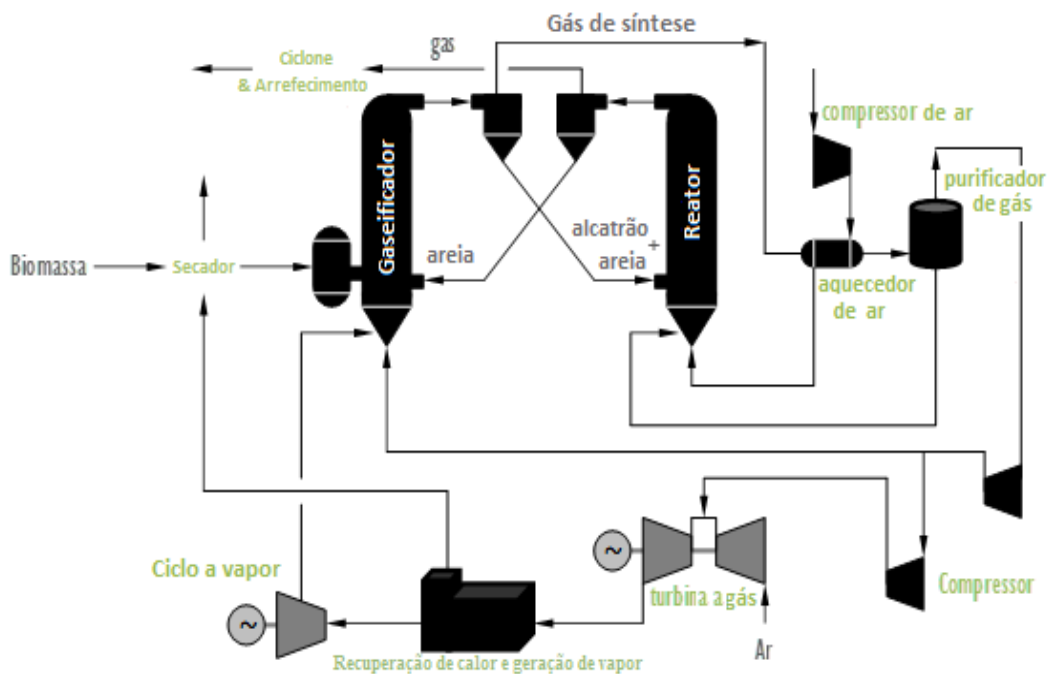
5.1.2. BIG-GT/CC

A configuração assumida para a geração de eletricidade a partir de uma planta BIG-GT/CC é descrita em Consonni & Larson (1996). Assumindo as turbinas a gás existentes atualmente, uso de biomassa com 50% de teor de umidade e uma temperatura de entrada na turbina de 1232°C, os autores simularam um rendimento global de 42,5% (PCI) da planta.

Esta configuração consiste em um gaseificador de leito fluidizado aquecido indiretamente pela circulação e contato direto da biomassa com um material inerte transportador de calor, tal como areia proveniente de um combustor, produzindo um gás a temperatura de 874°C e uma pressão ligeiramente acima da pressão atmosférica (1,3 bar). Antes de ser injetado no reator, o

gás é resfriado, limpo e, posteriormente, comprimido. O combustível da câmara de combustão é o alcatrão que se origina da limpeza do gás por purificador e ciclone (Figura 5.3). É importante lembrar que, apesar das diversas avaliações e dos esforços de demonstração desta tecnologia, o sistema BIG-GT/CC ainda não é uma tecnologia comercial.

Figura 5.3: Esquema da planta BIG-GT/CC.



Fonte: adaptado de Consonni & Larson, 1996.

5.1.3. SÍNTESE DE ALCÓÓIS

O processo de conversão termoquímica adotado para a síntese de alcoóis superiores neste estudo é baseado na configuração de Phillips et al. (2007) que foi usada para conversão de madeira em alcoóis superiores através de gaseificação com aquecimento indireto. Posteriormente, Seabra et al. (2010) estudaram esta mesma configuração para a síntese de alcoóis superiores a partir da biomassa de cana-de-açúcar.

A primeira etapa do processo é a secagem da biomassa de cana devido ao alto teor de umidade da matéria. Esta secagem ocorre a partir dos gases originados das etapas de regeneração

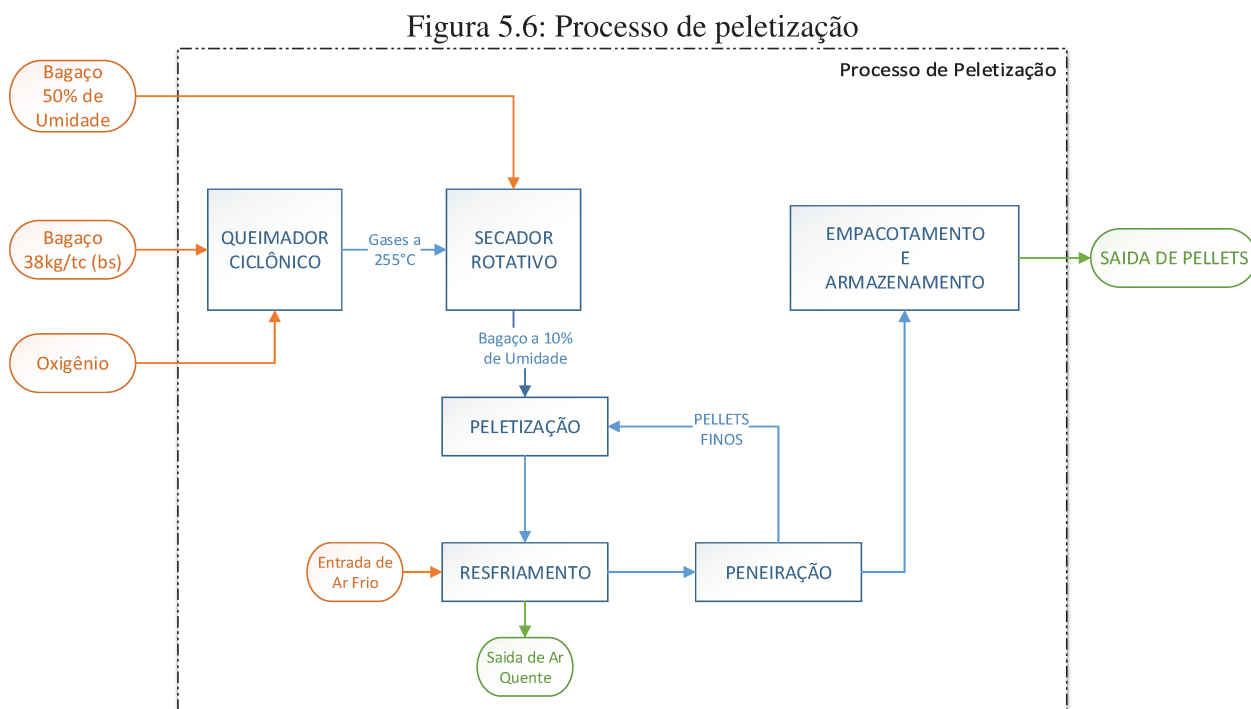
do catalisador e de reforma do alcatrão, enquanto as reações de gaseificação são sustentadas por troca de calor a partir da circulação de olivina sintética ("areia") quente. No sistema também há um ciclo convencional de vapor que gera calor, vapor e eletricidade para as demandas de alguns equipamentos do próprio sistema.

Na saída do gaseificador, ciclones removem os sólidos em suspensão (areia, cinzas e alcatrão) que são enviados a um combustor; o gás de síntese segue para a etapa de limpeza, que depois de condicionado, é convertido em alcoóis em um reator de leito fixo. Os alcoóis líquidos são separados por condensação e o gás de síntese não convertido é reciclado, sendo destinado ao reformador de alcatrão.

A corrente de álcool é despressurizada e desidratada utilizando peneiras moleculares. Depois é introduzida na coluna de separação de álcool principal, na qual divide os fluxos de metanol, etanol e alcoóis de alto peso molecular. Em uma segunda coluna, o metanol resultante é usado para limpar a água adsorvida das peneiras moleculares e esta mistura metanol/água é reciclada de volta para a entrada do reator de síntese de álcool a fim de aumentar o rendimento de etanol e alcoóis superiores.

A Figura 5.4 traz o esquema desse projeto, lembrando que essa configuração ainda não atingiu a escala comercial.

combustão gerados estão a uma temperatura de 255°C. Motores elétricos são utilizados para o acionamento dos outros equipamentos do sistema, empregados no resfriamento, empacotamento, transporte, etc.. O processo de peletização é mostrado no diagrama da Figura 5.6.



Fonte: elaboração própria.

5.1.6. PIRÓLISE LENTA

Os dados da planta de pirólise são derivados de McCarl et al. (in LEHMANN & JOSEPH, 2009), no qual o rendimento da planta é de 30% de bio-óleo, 35% de gás pirolítico e 35% de biocarvão. Os gases são utilizados para gerar o calor do processo, inclusive para a secagem da biomassa, enquanto os líquidos oriundos da pirólise são utilizados para a geração de energia elétrica em um motor híbrido alimentado a diesel (7 MWe), cuja área está em desenvolvimento. Note que seria possível fazer uso de uma turbina a gás modificada evitando a necessidade de diesel como combustível piloto.

Na literatura há discussões de que a aplicação de biocarvão no solo melhoraria qualidades como a estrutura do solo, drenagem e retenção de nutrientes. No entanto, o uso de biocarvão para

tais propósitos está além do escopo deste trabalho, que considera somente os efeitos da adição do biocarvão aos solos em relação ao sequestro de carbono e à redução da demanda por nutrientes minerais na prática agrícola. A Tabela 5.4 apresenta as principais características do biocarvão derivado dos resíduos da cana consideradas neste estudo.

Tabela 5.4: Características dos resíduos da cana-de-açúcar e do biocarvão derivado

	Unidade	Palha	Bagaço	Biocarvão da palha	Biocarvão do bagaço
Condutividade elétrica	dS/m	na	na	4,8	0,18
pH (CaCl ₂)		na	na	9,6	8,4
Nitrogênio total	%	0,61	0,64	1,2	1,1
Potássio total	%	0,64	0,14	2,0	0,25
Fósforo total	%	0,074	0,17	0,25	0,22
Carbono total	%	41	38	68	65
Capacidade de troca de cátions	cmol(+)/kg	na	na	40	3,5
Relação molar H/C		1,50	1,45	0,45	0,43

Fonte: QUIRK et al.,2012.

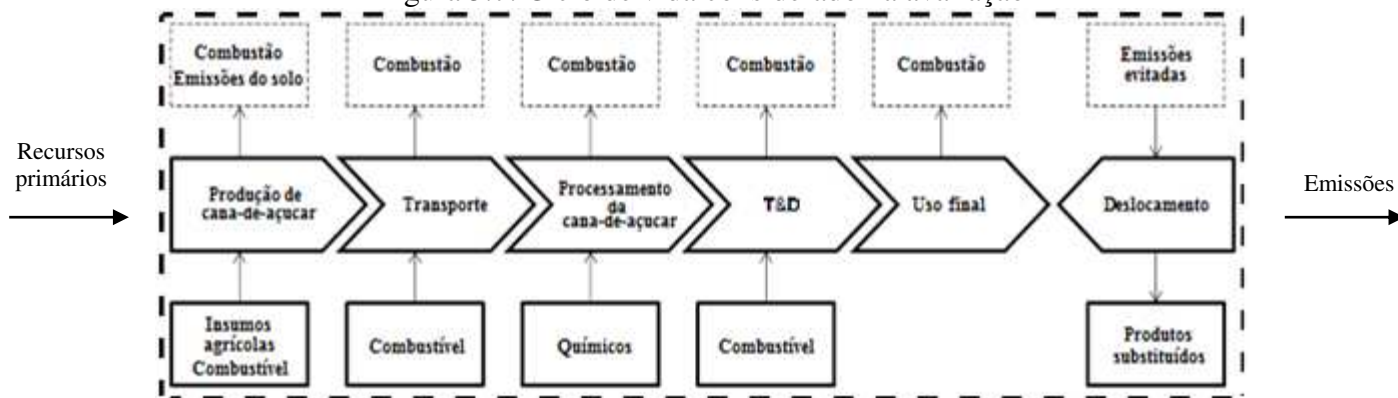
5.2. MITIGAÇÃO DE EMISSÕES

A avaliação da capacidade de mitigação das tecnologias selecionadas foi baseada na técnica de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). Conforme indicado na Figura 5.7, as fronteiras do sistema abrangeram o cultivo da cana, a colheita, o transporte, o processamento, tanto na destilaria (fermentação, destilação e desidratação do etanol) quanto na planta adjacente, o transporte e a distribuição (T&D) e os usos dos produtos. A unidade de referência adotada para esta análise foi um hectare-ano (1 ha.a) de cana-de-açúcar. A análise do inventário cobriu os fluxos de materiais e de energia associados a cada uma destas etapas, como a produção de insumos importantes para os processos, bem como o consumo direto de combustíveis e de eletricidade externos.

Os inventários se referem às condições brasileiras, mas para os casos em que esta informação específica não estava disponível, os dados foram adaptados a partir do banco de dados do *EcoInvent* (*Swiss Centre for Life Cycle Inventories*, 2009) e de informações do software brasileiro CanaSoft (CTBE, 2012). CanaSoft é uma ferramenta desenvolvida pelo Programa de Avaliação Tecnológica (PAT) do Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE) para simular a fase agrícola da cana-de-açúcar (englobando todas as operações

detalhadas, desde o pré-plantio até o transporte) e avaliar os impactos ambientais e econômicos de diferentes tecnologias.

Figura 5.7: Ciclo de vida considerado na avaliação



Fonte: adaptado de Seabra, 2008.

As emissões de GEE foram calculadas utilizando o método de balanço de massa baseado no método “*tier 1*” do IPCC (IPCC, 2006) para os cálculos das emissões dos resíduos e dos fertilizantes nitrogenados e das emissões industriais pela queima de biomassa. CO₂, CH₄ e N₂O foram os principais GEE considerados neste trabalho, os quais foram posteriormente convertidos em CO₂ equivalente (CO₂eq) através da multiplicação por 1, 25 e 298, respectivamente, que são os GWP100 dado pelo IPCC (2007).

As emissões de GEE na utilização dos insumos agrícolas, em kg CO₂eq/ha.ano, foram calculadas através da Equação 2.

$$GEE = FE \times T \times P, (1)$$

onde: FE = fator de emissão de GEE relacionado ao ciclo de vida do insumo agrícola (kg CO₂eq/kg)

T = taxa de aplicação do insumo (kg/t_c)

P = produtividade de cana-de-açúcar (t_c/ha.a)

Em relação aos fertilizantes, em particular, considerou-se que 50% do nitrogênio é derivado de ureia e 50% é derivado de nitrato de amônia. Os superfosfatos simples e triplo são a fonte de fosfato para a lavoura e o cloreto de potássio é a fonte de potássio. Calcário e gesso são utilizados para a correção do solo. Outros insumos que precisam ser citados em particular são a vinhaça, a

torta de filtro, as cinzas e a fuligem de caldeiras. Uma vez que foram reciclados e utilizados na etapa agrícola, a quantidade de nitrogênio que estes insumos disponibilizam no solo também foi calculada. Para a vinhaça, presume-se que o conteúdo de nitrogênio disponível seja de 0,36 kg/m³ e para a torta de filtro, considera-se que seja de 12,5 kg/t. Enquanto o nitrogênio disponível no solo derivado de cinzas e fuligem representa 19 gN/t_c.

Para as emissões de nitrogênio a partir da palha deixada no campo após a colheita presume-se que seu conteúdo de nitrogênio seja de 0,6% (bs) (SEABRA et al., 2011). No entanto, deve-se notar que o comportamento da quantidade de carbono no solo para o Cenário 1 pode ser diferente da dos outros cenários, pois a quantidade de palha deixado no campo é maior. Porém, como este efeito ainda é incerto, a variação de carbono não foi quantificada neste estudo.

Considerando que 1,225% do N nos resíduos e 1,325% do N nos fertilizantes sejam convertidos em N₂O (IPCC, 2006), as emissões de N₂O em termos de kg CO₂eq/ha.ano (GEE) foram calculadas através da Equação 3:

$$GEE = N \times \rho \times \frac{44}{28} \times GWP_{N_2O} \times P, \quad (2)$$

onde: N = quantidade de nitrogênio disponível no solo a partir do resíduo ou fertilizante (kg N/t_c)

ρ = Fator de emissão de N₂O (%)

T = taxa de aplicação do fertilizante ou do resíduo (kg/t_c)

GWP_{N_2O} = potencial de aquecimento global do N₂O

P = produtividade de cana-de-açúcar (t_c/ha.a)

Soares et al. (2009) e Souza (2010) consideram que a vinhaça também emite metano, devido à forma com que a vinhaça é levada para a lavoura, uma vez que promovem a degradação anaeróbia do resíduo. No entanto, como descrito por Seabra et al. (2011), as condições adotadas de armazenamento e de aplicação da vinhaça no Brasil reduzem substancialmente a promoção de digestão anaeróbia. Portanto, as emissões de metano não foram consideradas para a vinhaça neste trabalho.

As emissões referentes à combustão de combustíveis fósseis da etapa agrícola do processo foram calculadas pela Equação 4, com base nas informações de consumo de diesel por hectare dado por Seabra & Macedo (2011):

$$GEE = C \times FE \times \mu, \quad (3)$$

onde: C = consumo de diesel durante as operações agrícolas (L/ha.a)
 FE = fator de emissão relacionado ao ciclo de vida do diesel (kg CO₂eq/kg)
 μ = densidade do diesel (0,853 kg/L)

As emissões de GEE decorrentes do diesel consumido durante o transporte e a distribuição dependem de cada meio usado. Foi assumido que o etanol e os álcoois superiores seriam transportados 340 km por caminhão com capacidade de 30000 L (valores baseados na média do que ocorre em uma cooperativa do setor no Centro-Sul, sendo o percurso usina-ponto de distribuição) e consumo de 3 km/L, enquanto o biocarvão percorreria uma distância de 200 km em um caminhão de 15 t e consumo de 2,2 km/L (CTBE, 2012). A maior distância para T&D é a dos pellets, pois eles seriam exportados para a Europa; assim, os pellets percorreriam uma distância de 300 km da usina até o Porto de Santos, onde seriam acondicionados em um navio com capacidade de 40000 t e consumo de 0,0037 kg_d/tkm, e viajariam cerca de 10050 km até o Porto de Rotterdam (MAGELLI et al., 2009). Na Holanda, os pellets ainda percorreriam mais 20 km em um caminhão com capacidade de 35 t e consumo de 2,2 km/L (DAMEN & FAAIJ, 2003).

Logo, as emissões de GEE devido ao consumo de diesel durante T&D dos produtos em termos de kg CO₂eq/h.ano foram estimadas através da Equação 5:

$$GEE = Pr \times \frac{1}{CT} \times \frac{1}{R} \times \mu \times d \times FE \times P, \quad (4)$$

onde: Pr = quantidade de produto transportado (L/t_c ou t/t_c)
 CT = capacidade do meio de transporte (L ou t)
 R = rendimento do meio de transporte (km/L)
 μ = densidade do diesel (0,853 kg/L)

d = distância percorrida (km)

FE = fator de emissão relacionado ao ciclo de vida do diesel (kg CO₂eq/kg)

P = produtividade de cana-de-açúcar (t_c/ha.a)

Uma observação importante a se fazer é que, apesar de a maioria dos deslocamentos dos produtos ocorrerem por caminhão nesta avaliação, em 2020, provavelmente, haverá outros modos de transporte mais eficientes disponíveis (ferroviário e dutos) e isto poderia acarretar em redução do consumo total de combustível (SEABRA & MACEDO, 2011).

No processo industrial da biorrefinaria, são usados químicos, como cal virgem (CaO), antibiótico, ácido fosfórico, dispersante, antiespumante, ácido sulfúrico, bactericida, catalisadores, amônia, dentre outros, além de lubrificantes (SOUZA, 2010). As emissões de GEE associadas ao ciclo de vida destes insumos químicos foram contabilizadas através da Equação 6:

$$GEE = FE \times Q \times P, \quad (5)$$

onde: FE = fator de emissão relacionado ao ciclo de vida do insumo químico (kg CO₂eq/kg)

Q = quantidade do insumo industrial usado (kg/t_c)

P = produtividade de cana-de-açúcar (t_c/ha.a)

Ainda na fase industrial da biorrefinaria, a cogeração, a secagem da biomassa requerida nas rotas de pirólise e a peletização, além da pirólise propriamente dita, são processos particularmente relevantes quanto às emissões devido à queima de biomassa. Portanto, para o cálculo das emissões de GEE da queima do bagaço nessas etapas foram utilizados os dados do IPCC (2010) para indústrias energéticas em geral, isto é, as emissões por unidade de energia nessas atividades são de 100000 kg/TJ de CO₂, 30 kg/TJ de CH₄ e 4 kg/TJ de N₂O. No entanto, as emissões de CO₂ não são contabilizadas, pois se assume que essas são absorvidas pela cana-de-açúcar durante a fotossíntese. Logo, considerando o PCI do bagaço de 7,2 MJ/kg_b, tem-se que as emissões de GEE atribuídas à queima do bagaço por quilo de bagaço são de 0,000225 kg/k_b de CH₄ e 0,00003 kg/k_b de N₂O. Logo, o cálculo da queima do bagaço é dado pela Equação 6:

$$GEE = [(E_{CH_4} \times GWP_{CH_4}) + (E_{N_2O} \times GWP_{N_2O})] \times B \times P, (6)$$

onde: E_{CH_4} = emissão de CH₄ durante a queima do bagaço (kg/kg_b)
 E_{N_2O} = emissão de N₂O durante a queima do bagaço (kg/kg_b)
 GWP_{CH_4} = potencial de aquecimento global do CH₄
 GWP_{N_2O} = potencial de aquecimento global do N₂O
 B = quantidade de bagaço usada na operação (kg_b/t_c)
 P = produtividade de cana-de-açúcar (t_c/ha.a)

Uma vez quantificadas as emissões no ciclo de vida dos produtos, a mitigação líquida foi calculada considerando que o etanol e a eletricidade deslocariam, respectivamente, gasolina no setor de transporte e gás natural em termelétricas (SEABRA et al., 2011); os alcoóis superiores deslocariam propanol, e os peletes deslocariam carvão na produção combinada de calor e energia na Europa.

Já o biocarvão, conforme indicado em McCarl et al. (*in* LEHMANN & JOSEPH, 2009) e QUIRK et al. (2012), seria usado como condicionador do solo, substituindo fertilizantes minerais e ainda possibilitando o sequestro de carbono. Neste trabalho assumiu-se que a aplicação do biocarvão substituiria apenas nitrogênio desconsiderando outros componentes do produto, contudo o biocarvão não seria aplicado na lavoura referente a este estudo e sim vendido, é por isso que a quantidade de fertilizante nitrogenado utilizado neste cenário é igual a dos outros. Como o biocarvão considerado é composto por 65% de carbono, este valor foi tomado como o potencial de sequestro de carbono. É válido mencionar que a utilização de biocarvão na agricultura ainda é limitada e o potencial como sequestrador de carbono e condicionador de solo ainda não foi largamente quantificado, bem como os efeitos secundários desta implantação relacionados, por exemplo, a outros GEE. Na Tabela 5.5 estão apresentados os parâmetros assumidos para cada cenário, enquanto que os fatores de emissão utilizados neste trabalho estão apresentados no Anexo A.

Tabela 5.5: Parâmetros utilizados nas análises^a

Parâmetros	Unidades	Cenário							
		1	2	3	4	5	6	7	
<i>Cultivo da cana-de-açúcar^b</i>									
Produtividade ^c	t _c /ha	95	95	95	95	95		95	95
Área colhida ^d	%	90	90	90	90	90		90	90
Consumo de diesel ^e	l/ha	335	350	350	350	350		350	350
Colheita mecanizada ^f	%	100	100	100	100	100		100	100
Palha total	kg/t _c	140	140	140	140	140		140	140
Recolhimento de palha	kg/t _c	0	56	56	56	56		56	56
Insumos agrícolas	kg/t _c								
N	g/t _c	550	550	550	550	550		550	550
P ₂ O ₅	g/t _c	30	30	30	30	30		30	30
K ₂ O	g/t _c	70	70	70	70	70		70	70
CaCO ₃	g/t _c	5000	5000	5000	5000	5000		5000	5000
Gesso ^g	kg/há	200	200	200	200	200		200	200
Herbicidas	g/t _c	44	44	44	44	44		44	44
Outros defensivos	g/t _c	4	4	4	4	4		4	4
N derivado dos resíduos ^h	g/t _c	1286	950	950	950	950		950	950
<i>Etapa industrial</i>									
Insumos									
Lubrificantes	g/t _c	13	13	13	13	13		13	13
Cal	g/t _c	810	810	810	810	810		810	810
H ₂ SO ₄	g/t _c	520	520	520	520	3945		520	520
Outros químicos	g/t _c	8	8	8	358	1638		8	8
Enzima	kg/t _c					2			
Amônia	kg/t _c					1,13			
Catalisador	g/t _c				1,63				
Rendimentos									
Etanol	L/t _c	91	91	91	116	124		91	91
Eletricidade	kWh/t _c	67	130	186	32	50		32	28
Alcoóis superiores	L/t _c				4				
Peletes	kg/t _c							79	
Biocarvão	kg/t _c								32
<i>T&D dos produtos</i>									
Etanol ⁱ	Km	340	340	340	340	340		340	340
Alcoóis superiores ⁱ	Km				340				
Peletes ^j	Km							300 + 10050 + 20	

Parâmetros	Unidades	Cenário						
		1	2	3	4	5	6	7
Biocarvão ⁱ	Km							200

Fonte: Elaboração própria.

^a Baseado em SEABRA & MACEDO (2011) e SEABRA et al. (2011).^b Produtividade de cana-de-açúcar por hectare colhido.

^c Percentual em relação ao total da área de cultivo de cana.

^d Consumo de diesel dado em litros pelo total de hectares, isto é, não apenas o colhido.

^e Colheita mecanizada da cana não queimada.

^f Baseado em CTBE (2012).

^g Palha, vinhaça, torta de filtro, cinzas e fuligem.

^h Transporte por caminhão.

ⁱ Transporte por caminhão + navio + caminhão. O retorno do navio não foi contabilizado, uma vez que não volta vazio.

5.3. AVALIAÇÃO ECONÔMICA

A base dessa avaliação foi o estudo microeconômico de Gouvello (2010) no qual avaliou as condições que fariam agentes econômicos investirem em opções de baixo carbono. Tal metodologia sugere um incentivo econômico providenciado através do mercado financeiro de carbono sob os mesmos princípios da abordagem cap-and-trade adotada sob o Protocolo de Quioto. O resultado é o fornecimento de uma receita adicional aos agentes econômicos que optam por soluções com menor uso de carbono do que as opções de referência e, assim, a abordagem indica o preço mínimo do carbono, expresso em US\$ por tCO₂eq, necessário para tornar a opção de baixo carbono atraente o suficiente para a implementação.

Neste presente trabalho foi efetuado o cálculo do preço mínimo de venda do carbono, expresso em R\$ por t CO₂eq, para se verificar o incentivo necessário para tornar as alternativas propostas economicamente atraentes para a implementação. Tal determinação ocorreu por meio da análise do fluxo de caixa incremental dos cenários com relação ao Cenário 1, que significa que os custos e as receitas incrementais estão associados essencialmente às plantas de conversão adjacente à destilaria.

Os preços do carbono foram calculados de modo que a Taxa Interna de Retorno (TIR) do fluxo de caixa incremental fosse igual à taxa mínima de atratividade. Nesse sentido, o incentivo pode ser visto como o preço de equilíbrio do carbono (*break-even*) para cada rota tecnológica. Vale lembrar que como os níveis de riscos percebidos pelos investidores diferem por tipo de

tecnologia, as estratégias dos agentes econômicos podem variar de acordo com as condições de mercado observadas em subsetores específicos. Portanto, a TIR requerida pode ser diferente de acordo com as opções tecnológicas (GOUVELLO, 2010).

Os custos da matéria-prima, por simplificação, foram mantidos constantes ao longo do tempo. O bagaço, por ser um resíduo da usina na qual a planta é anexa, teve o custo estipulado como zero, diferentemente da palha que precisa ser levada do campo à unidade industrial para ser processada. O custo de recuperação da biomassa dado por Hassuani et al. (2005), considerando os impactos agrícolas e industriais da retirada da palha da lavoura e do uso na usina, baseando-se na colheita mecânica da cana com a limpeza parcial, foi adotado neste trabalho.

O valor dado por Hassuani et al. (2005) foi corrigido para 2011 com base no Índice Geral de Preços/Disponibilidade Interna (IGP-DI) calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV, 2013), obtendo-se um custo de 90 R\$/t (bs). Enquanto os preços dos produtos gerados na planta adjacente à usina já são referentes a 2011 e foram coletados da literatura (MME, 2013; PECEGE, 2013; MANI et al., 2006; LEHMANN & JOSEPH, 2009). A Tabela 5.6 mostra os principais parâmetros considerados na análise econômico-financeira.

Tabela 5.6: Parâmetros utilizados na análise econômica

Parâmetro	Unidade	Valor
Ano de referência		2011
Vida útil	Anos	20
Taxa Mínima de Atratividade		
Cenários 2 e 6	%/ano	15
Cenários 3, 4, 5 e 7	%/ano	20
Depreciação linear	Anos	10
Valor residual	% investimento	0
Imposto de renda	%	34
Capital próprio	%	100
Período de construção	Anos	2
Capital de giro	% Investimento	5
Custo da biomassa		
Bagaço	R\$/t _{seca}	0
Palha	R\$/t _{seca}	90
Preço dos produtos		
Etanol	R\$/L	1,22
Alcoóis superiores	R\$/L	1,22
Eletricidade	R\$/MWh	146
Peletes	R\$/t	230

Parâmetro	Unidade	Valor
Biocarvão ^a	R\$/t	46

Fonte: Elaboração própria.

^a Uma vez que não há mercado de biocarvão estabelecido, não é possível fazer o levantamento de preço deste produto. Assim, se pressupôs que a aplicação do biocarvão no solo substitui o uso de fertilizantes nitrogenados. O preço do produto foi estimado a partir da quantidade de nitrogênio contida no biocarvão e o preço de mercado do nitrogênio.

As estimativas de investimento e de custos associados à planta adjacente foram baseadas em informações da literatura (JIN et al., 2009; SEABRA et al., 2010; PHILLIPS et al., 2007; SEABRA & MACEDO, 2011; MANI et al., 2006; NILSSON et al., 2011; LEHMANN & JOSEPH, 2009) e foram corrigidos para valores de 2011 através do Índice de Custo de Plantas Industriais (sigla em inglês: CEPCI) da revista Chemical Engineering e do IGP-DI, respectivamente. No caso em que foi necessária a adequação dos valores à escala envolvida nesta avaliação, o que ocorreu aos peletes, o cálculo foi feito pela Equação 8:

$$\frac{I_1}{I_2} = \left(\frac{C_1}{C_2}\right)^\alpha, \quad (7)$$

onde: I_1 = investimento da planta na escala de referência (R\$)

I_2 = investimento adequado à planta anexa do estudo (R\$)

C_1 = custo de produção na escala de referência (R\$)

C_2 = custo de produção na planta anexa (R\$)

α = fator de escala (0,6) (MANI et al., 2006).

A Tabela 5.7 apresenta o resumo dos valores envolvidos em cada cenário que, posteriormente, foram usados na análise do fluxo de caixa incremental. Valores em Dólar foram convertidos em Real (R\$) considerando 1,69 R\$/US\$ e os valores em Euro foram convertidos considerando 2,32 R\$/€, taxas de câmbio de 2011.

Tabela 5.7: Investimentos e custos incrementais ao Cenário 1^a

	Investimento^b (MR\$)	Custo operacional^c (MR\$/ano)
Cenário 2	2	10
Cenário 3	241	10
Cenário 4	174	18
Cenário 5	221	31
Cenário 6	-68 ^d	47
Cenário 7	30	53

Fonte: Elaboração própria.

^a Incremental: subtração dos valores do cenário em questão dos valores do Cenário 1.

^b Excluindo capital de giro.

^c Excluindo custo de biomassa.

^d O valor negativo significa que o investimento necessário do Cenário 6 (incluindo a planta de pelletização) é menor do que o requerido para a usina do Cenário de Referência (Cenário 1).

5.4. ANÁLISE DE INCERTEZA

Como o estágio comercial em larga escala de muitos cenários ainda não foi alcançado, o estudo de viabilidade se baseou em uma série de estimativas de desempenho e custos a partir de previsões tecnológicas. Portanto, há uma grande incerteza nos cálculos associados.

Uma análise de incerteza foi realizada para cobrir as diferentes possibilidades de impacto nos cálculos das emissões e na análise econômica. A análise foi baseada no método de Monte Carlo, considerando as distribuições de probabilidade apresentadas na Tabela 5.8. Além da análise de incerteza, foram realizadas análises de sensibilidade com relação à produtividade da cana-de-açúcar, custo da biomassa, investimento necessário para a construção da planta adjacente, preços e rendimentos dos produtos.

Tabela 5.8: Parâmetros de entrada para a análise de Monte Carlo^a

Parâmetro	Distribuição	Unidades	Valores ^b
Produtividade da cana	Normal	t/há	(95; 14,2)
Consumo de diesel	Normal	L/há	(335; 90,4)
Aplicação de nitrogênio	Triangular	g/t _c	(39; 1515)
Fator de emissão N ₂ O	Triangular	%	(0,01; 0,4)
<i>Destilaria</i>			
Produção de etanol	Normal	L/t _c	(91,1; 4,5)
Geração de eletricidade excedente	Normal	kWh/t _c	(32; 1,6)
<i>Planta adjacente</i>			

Parâmetro	Distribuição	Unidades	Valores ^b
<i>Investimento</i>			
Cenário 2	Normal	MR\$	(110; 5,5)
Cenário 3	Normal	MR\$	(348; 34,8)
Cenário 4	Normal	MR\$	(282; 28,2)
Cenário 5	Normal	MR\$	(329; 32,9)
Cenário 6	Triangular	MR\$	(36; 44)
Cenário 7	Normal	MR\$	(138; 13,8)
<i>Rendimentos</i>			
Alcoóis superiores	Normal	L/t _c	(4; 0,4)
Peletes	Normal	t/t _c	(79; 2)
Biocarvão	Normal	t/t _c	(32; 3,2)
<i>Etanol</i>			
Cenário 4	Normal	L/t _c	(33; 3,3)
Cenário 5	Normal	L/t _c	(25; 2,5)
<i>Geração de eletricidade excedente</i>			
Cenário 2	Normal	kWh/t _c	(98; 5)
Cenário 3	Normal	kWh/t _c	(154; 15,4)
Cenário 4	Normal	kWh/t _c	(18; 1,8)
Cenário 7	Normal	kWh/t _c	(28; 2,8)
<i>Distância de T&D</i>			
Etanol	Normal	Km	(340; 100)
Alcoóis superiores	Normal	Km	(340; 100)
Peletes	Normal	Km	(320; 100)
Biocarvão	Normal	Km	(200; 60)
<i>Preço de venda</i>			
Etanol	Lognormal	R\$/L	(0; 1,2; 0,3)
Alcoóis superiores	Lognormal	R\$/L	(0; 1,2; 0,3)
Exportação dos peletes	Normal	R\$/t	(228; 13)
Biocarvão	Normal	R\$/t	(46; 4,6)
Eletricidade	Normal	R\$/MWh	(146; 40)
<i>Benefícios do biocarvão^c</i>			
Substituição de nutrientes	Normal	kg CO ₂ eq/ha	(219; 2,2)
Sequestro de carbono	Uniforme	kg CO ₂ eq/ha	(0; 7278)

Fonte: Elaboração própria.

^a Baseado em Seabra et al., 2011.

^b Distribuição normal (média; desvio padrão), triangular (min; max), lognormal (local; média; desvio padrão); uniforme (min; max)

^c Baseado em McCarl et al. (2010).

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1. POTENCIAL DE MITIGAÇÃO

A Tabela 6.1 apresenta as emissões de GEE associadas ao ciclo de vida dos produtos da cana-de-açúcar dos sistemas apresentados neste estudo. É perceptível que, em todos os casos, a fase agrícola é a responsável pelo maior volume de emissões de GEE durante o ciclo de vida. E uma vez que os parâmetros do cultivo da cana são os mesmos para os Cenários de 2 a 7, não há diferenças nas emissões relacionadas à fase agrícola. Dentre estes cenários, o consumo de combustível fóssil nas etapas de colheita, transporte da cana, disposição dos coprodutos e tratamentos culturais é o maior contribuinte para as emissões desta etapa, seguido pelas emissões de N₂O do campo.

No que tange ao Cenário 1, o comportamento da quantidade de carbono no solo pode ser diferente da dos outros cenários, uma vez que a palha foi deixada no campo, porém, como este efeito ainda é incerto, a variação de carbono não foi quantificada neste estudo. A quantidade de palha levada até a usina influencia apenas no consumo de diesel usado para transportá-la. No Cenário 1, é possível observar o menor consumo de diesel em comparação com os demais, sobretudo, as emissões do solo são as mais elevadas devido à volatilização de nitrogênio da biomassa não recolhida.

Tabela 6.1: Balanço de emissões de GEE para a biorrefinaria (kg CO₂eq/ha.a)

Parâmetros	Cenário						
	1	2	3	4	5	6	7
	Caso de Referência	Ciclo a vapor	BIG-GT/CC	Síntese de alcoóis	Conversão bioquímica	Produção de peletes	Pirólise lenta
<i>Produção agrícola</i>							
Cultivo e transporte	1017	1062	1062	1062	1062	1062	1062
Insumos agrícolas	327	327	327	327	327	327	327
Emissões do solo	1111	946	946	946	946	946	946
<i>Etapa industrial</i>							
	158	441	213	268	1146	261	468
<i>T&D dos produtos</i>							
Etanol	178	178	178	227	243	178	178
Alcoóis superiores				8			
Peletes						767	
Biocarvão							203

Parâmetros	Cenário						
	1	2	3	4	5	6	7
	Caso de Referência	Ciclo a vapor	BIG-GT/CC	Síntese de alcoóis	Conversão bioquímica	Produção de peletes	Pirólise lenta
<i>Emissões no uso final</i>							
Etanol	139	139	139	178	190	139	139
Peletes						181	
<i>Emissões totais</i>	2930	3093	2866	3016	3914	3861	3324
<i>Emissões evitadas</i>							
Substituição de eletricidade	-3666	-7114	-10178	-1751	-2736	-1751	-3283
Substituição de gasolina	-13687	-13687	-13687	-17448	-18651	-13687	-13687
Substituição de carvão						-11814	
Substituição de propanol				-985			
Benefícios do biocarvão							
Sequestro de carbono							-7278
Redução de fertilizantes							-219
<i>Mitigação líquida</i>	-14423	-17708	-21000	-17168	-17472	-23390	-21143

Quanto à fase industrial, o destaque são os Cenários 2, 5 e 7. Nesta etapa, o Cenário 2 apresenta uma parcela de contribuição para as emissões de GEE considerável devido à queima de biomassa para a sustentação do processo. Situação semelhante é a do Cenário 7 no qual as emissões são oriundas do processo de pirólise lenta, lembrando que os coprodutos da pirólise, gás de síntese e bio-óleo são queimados para a geração de calor e energia elétrica em adição ao diesel como combustível piloto, ou seja, a queima não é apenas de biomassa.

Já as elevadas taxas de emissões do Cenário 5 durante o processamento da cana-de-açúcar ocorrem devido ao alto consumo de produtos químicos na planta adjacente de hidrólise, incluindo o consumo de amônia e enzimas que não são necessárias nos outros processos e, com isso, a etapa industrial no Cenário 5 é a segunda maior parcela de emissões deste cenário. Sendo, ainda, o Cenário 5 a alternativa que mais emite GEE em relação aos outros produtos analisados neste trabalho; o total de emissões é de 4 t CO₂eq/ha.a.

Na etapa seguinte do ciclo de vida dos produtos da cana, a quantidade de produto transportado em cada caso, o rendimento do transporte e a distância percorrida são os fatores que influenciam nas emissões de GEE. Nos Cenários 4 a 7 a influência destes fatores é notória. Nos Cenários 4, 5 e 7 a fase de T&D apresenta um valor maior de emissões do que a de outros cenários, pois ocorre por meio rodoviário: isto significa consumo de diesel, e ainda há distribuição de mais de um produto. Uma observação importante a se fazer é que, apesar de a maioria dos deslocamentos dos produtos ocorrerem por caminhão nesta avaliação, em 2020, provavelmente, haverá outros modos de transporte mais eficientes disponíveis (ferroviário e dutos) e isto poderá acarretar em redução do consumo total de combustível, logo, das emissões.

Mas o Cenário 6, de todos os cenários, é o que mais emite GEE na etapa de T&D já que os peletes são exportados por navio que percorre uma distância de 10050 quilômetros do Brasil até os Países Baixos. O Cenário 6 também é o que mais emite GEE durante o uso final dos produtos. A queima dos peletes resulta em uma emissão aproximadamente o dobro da dos outros cenários na mesma fase do ciclo de vida. Entretanto, é interessante notar que, em contraposição, este é o cenário com maior potencial de mitigação líquida (23 t CO₂eq/ha.a), considerando o deslocamento de gasolina, energia elétrica e carvão.

O segundo lugar em termos de capacidade de mitigação pertence ao Cenário 7, que mesmo utilizando combustível fóssil durante o processo, ainda tem a possibilidade de mitigar aproximadamente 21 t CO₂eq/ha.a. Mas é importante observar que este cenário não possui apenas o potencial de mitigação. Apesar do produto final da pirólise lenta não ser um energético, dentre os benefícios do biocarvão, a redução de fertilizantes na etapa agrícola representa um potencial de mitigação de GEE no valor de 219 kgCO₂eq/ha.a, no entanto, 7278 kgCO₂eq/ha.a podem ser retirados da atmosfera se o biocarvão for aplicado no solo (vide Sequestro de carbono na Tabela 8), o que faz com que essa tecnologia seja muito interessante do ponto de vista ambiental.

O Cenário 1 é aquele que apresenta o menor potencial de mitigação. A redução líquida de emissões é de aproximadamente 14 t CO₂eq/ha.a mas, mesmo que esta seja a pior alternativa, ainda assim, como nos outros cenários, há um potencial de redução de emissões de GEE durante o ciclo de vida da cana-de-açúcar considerável e isso acontece, pois a substituição de gasolina pelo etanol tem o maior efeito de redução de emissões em todos os cenários.

O interessante desta avaliação é que os resultados mostram as fases que mais contribuem para o impacto ambiental permitindo observar quais as etapas mais carecem de melhorias. É válido lembrar que toda esta discussão ambiental ocorre sob a perspectiva do ano de 2020, quando se imagina que tais rotas estariam tecnologicamente maduras e viáveis economicamente. E, uma vez que os potenciais de mitigação de GEE foram quantificados e apontados, este trabalho sugere que tais potenciais sejam rentabilizados de forma que mostre as condições que fariam com essas tecnologias se tornarem atraentes para os agentes econômicos.

6.2. CUSTO DA MITIGAÇÃO

A Tabela 6.2 apresenta os resultados que permitiram avaliar qual é a melhor opção tecnológica não apenas frente ao benefício ambiental, mas também quanto à viabilidade econômica. É importante lembrar que a avaliação ambiental foi em relação a biorrefinaria (usina + planta adjacente). Resultados negativos de carbono significam que o cenário é viável e não precisaria de incentivo algum para implementação.

Tabela 6.2: Mitigação anual dos cenários e custo da tonelada de CO₂ equivalente

Cenário	Preço mínimo CO ₂ eq (R\$/t)	Mitigação incremental (ktCO ₂ eq/ano)
2	-38	154
3	147	308
4	-168	128
5	-157	143
6	-7	420
7	260	314

O Cenário 4 apresenta o menor custo de mitigação e é o mais viável economicamente. O preço do carbono de -168 R\$/t indica que essa configuração tecnológica já seria competitiva com o cenário de referência sem quaisquer incentivos do mercado de carbono. E o mesmo foi verificado para os Cenários 2, 5 e 6. É digno de nota que os segundo e terceiro melhores cenários quanto ao potencial de mitigação apresentam os maiores custos de carbono.

O Cenário 7 é o mais oneroso de todos. Diferentemente das conclusões do estudo de McCarl et al. (in LEHMANN & JOSEPH, 2009), para produzir e aplicar biocarvão no solo de

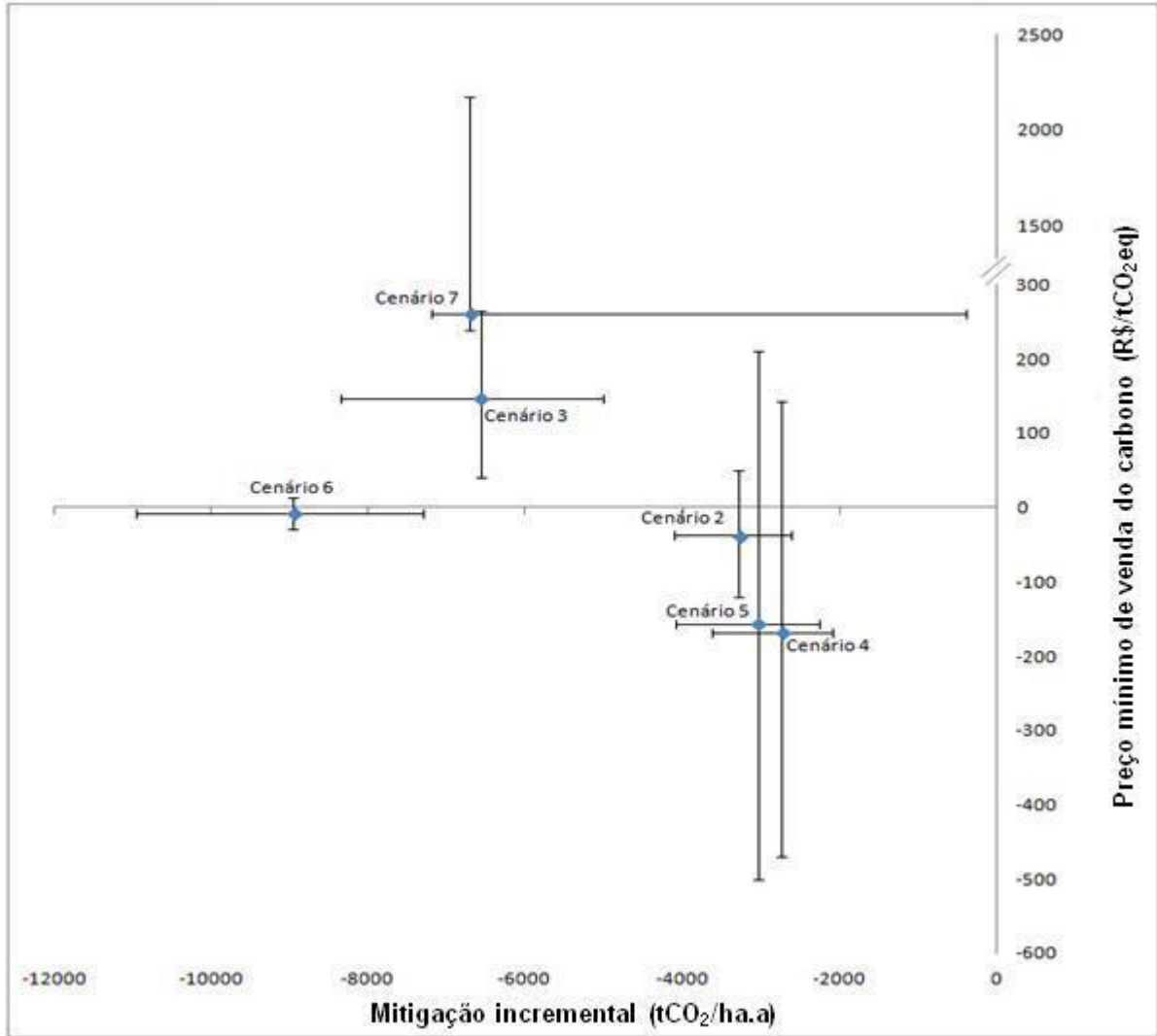
forma viável economicamente seria necessário aproximadamente 260 R\$/t CO₂eq de incentivo, algo que dificilmente seria atrativo para a implementação nas usinas.

Entretanto, o destaque desta análise é o Cenário 6. Além de apresentar o maior potencial de mitigação, os cálculos mostraram que a implementação da peletização nas usinas brasileiras não necessitaria de nenhum incentivo econômico. É claro que estudos mais detalhados precisam ser realizados antes de qualquer migração tecnológica, principalmente quando os resultados do cenário que mais se assemelha com o que ocorre atualmente, o Cenário 2, apresenta melhor viabilidade do que, por exemplo, produzir peletes. De toda maneira, este estudo vislumbra que há alternativas mais eficientes do ponto de vista ambiental e econômico.

6.3. ANÁLISE DE INCERTEZAS E DE SENSIBILIDADE

A Figura 6.1 apresenta, por meio de barras, as incertezas referentes às avaliações de cada cenário. A barra do eixo X é alusiva às incertezas relacionadas ao potencial de mitigação e a barra do eixo Y ao preço do carbono. Os pontos são os resultados de cada cenário observados na seção anterior e serviram como valores bases para a simulação de Monte Carlo. Uma observação importante é que não se deve esperar que o grau de incerteza de um parâmetro seja semelhante ao de outro parâmetro, isto é, se há uma grande incerteza quanto ao preço do carbono, não necessariamente haverá uma grande incerteza em relação ao potencial de mitigação e vice-versa.

Figura 6.1: Incertezas quanto ao potencial de mitigação e ao preço mínimo de venda do carbono de cada cenário. As barras representam os percentis (P10 e P90) e os pontos representam os valores base da simulação de Monte Carlo



Nessa representação gráfica verifica-se o efeito de que quanto maior a mitigação do cenário maior é a incerteza absoluta. O Cenário 6, por exemplo, apresenta um alto nível de incerteza quanto à mitigação, porém o desvio padrão percentual é igual ou menor que o dos outros cenários.

Deste gráfico é possível concluir que todos os cenários têm potencial de mitigação de GEE maior do que o Cenário 1, afinal não há nenhum caso em que a barra assume valores de emissão positivos. Há uma forte indicação de que os Cenários 3 e 7 necessitariam de incentivos

econômicos para se tornarem viáveis. A partir da posição do valor base em relação às barras de incerteza, percebe-se que os resultados do Cenário 7 apresentados são muito otimistas, sendo que o preço do carbono deste cenário é altamente influenciado pela capacidade de sequestro de carbono do biocarvão.

As barras dos Cenários 2, 4 e 5 revelam que há uma forte incerteza sobre a viabilidade destes cenários. Isso ocorre porque, além da capacidade de mitigação da tecnologia, o preço do carbono também é fortemente influenciado por fatores econômicos. A tecnologia do Cenário 2 é a mesma adotada pelas usinas novas nos dias atuais, com a diferença do recolhimento da palha; logo, a viabilidade deste cenário é influenciada pela incerteza do custo de recolhimento da palha. Posteriormente, pela análise de sensibilidade do custo da biomassa, será possível observar que o custo da matéria-prima também afeta os Cenários 4 e 5.

Outros fatores também influenciam diretamente na mitigação e na viabilidade econômica de cada cenário. Todos os cenários são muito sensíveis ao parâmetro “produtividade”, uma vez que a unidade de referência da ACV empregada neste trabalho é 1 ha.a.. Quanto maior a produtividade de cana-de-açúcar, maior o potencial de mitigação por hectare. A eficiência de conversão da biomassa também influencia nos potenciais e custos de mitigação, sendo este último muito sensível ao preço dos produtos finais. O rendimento do cenário de referência influencia todos os cenários que geram eletricidade, devido ao fato da análise incidir sobre o fluxo incremental entre o Cenário 1 e as alternativas tecnológicas. Para ilustrar, as Figuras 6.2 e 6.3 mostram as análises de sensibilidade referentes ao Cenário 2. As demais análises podem ser consultadas no Apêndice A. Sendo que a análise de sensibilidade do Cenário 7 revelou que a eficiência da pirólise lenta é completamente sensível e incerta em relação ao parâmetro “sequestro de carbono”: se o biocarvão for capaz de proporcionar sequestro de CO₂, a pirólise lenta é uma alternativa com alto potencial de mitigação e pode ser viável; caso contrário, não é atrativa no ponto de vista ambiental e tampouco econômico.

Figura 6.4: Sensibilidade ambiental – Cenário 2

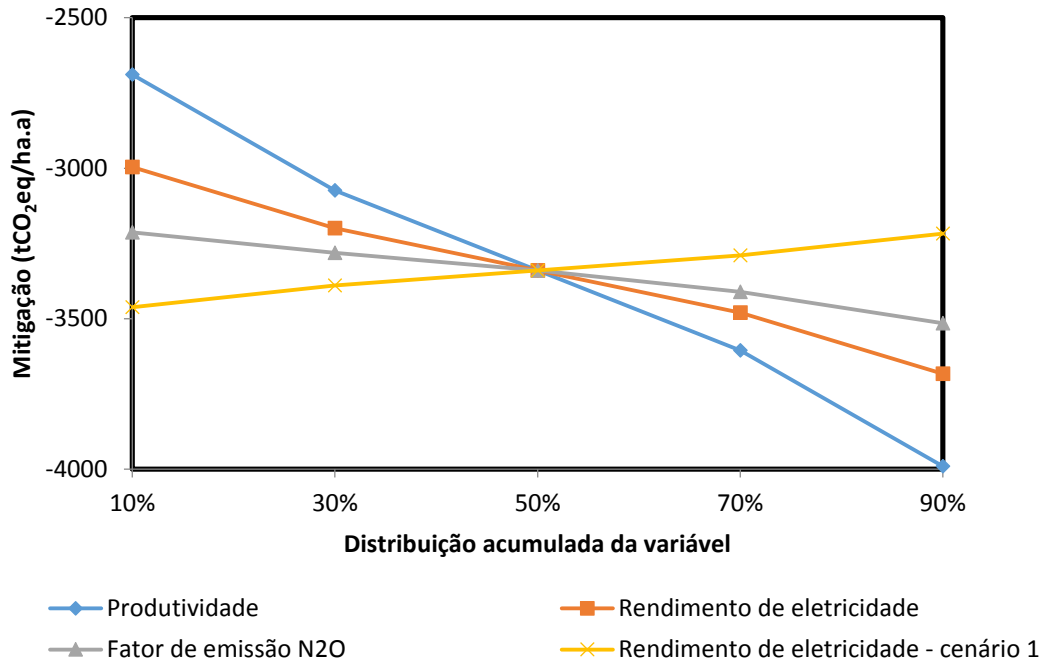
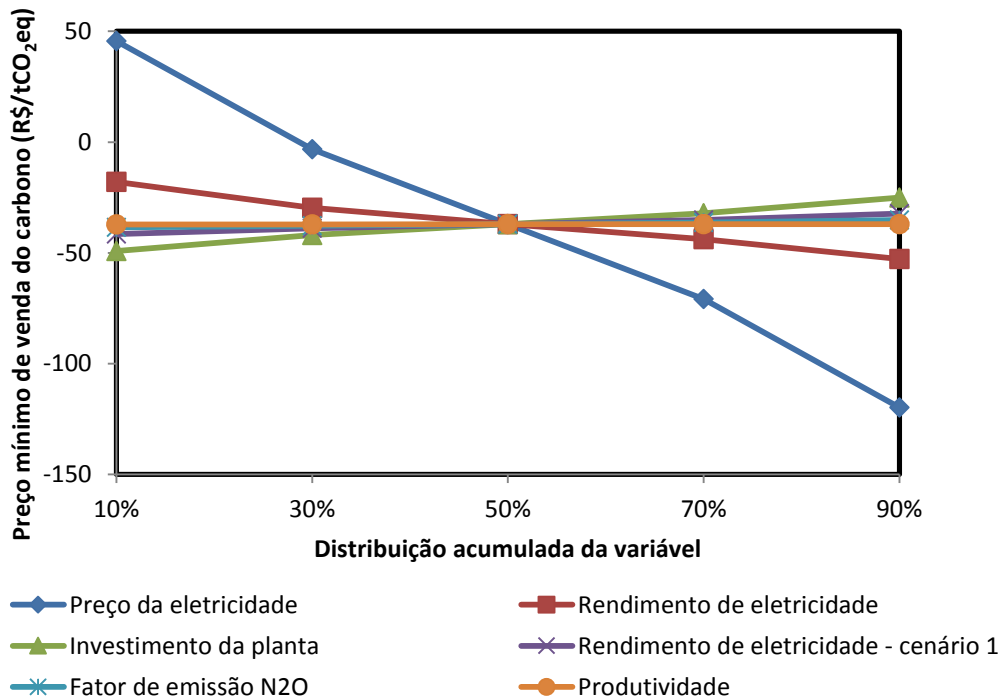


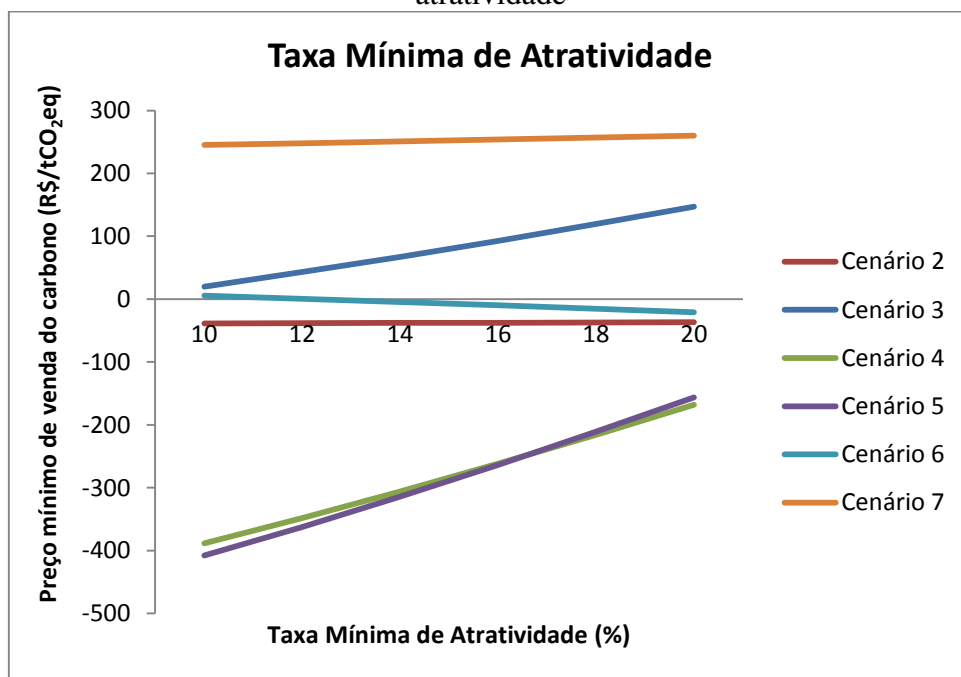
Figura 6.5: Sensibilidade econômica - Cenário 2



Como os níveis de riscos percebidos pelos investidores diferem por tipo de tecnologia, as estratégias dos agentes econômicos podem variar de acordo com as condições de mercado e as

taxas de retorno necessárias, conseqüentemente, podem ser diferentes, de acordo com as tecnologias. Assim, é interessante investigar qual a sensibilidade econômica das tecnologias estudadas frente à variação da taxa mínima de atratividade. Os resultados podem ser apreciados na Figura 6.6. O mais interessante a notar é que o Cenário 6, dos peletes, tem um comportamento diferente dos demais e isso é explicado devido ao valor do investimento incremental necessário para a implantação da planta de peletização ser negativo. Quanto aos demais cenários é conveniente perceber que os Cenários 4 e 5 são os mais sensíveis à variação da taxa mínima de atratividade, o que vai ao encontro com os resultados da análise de incerteza realizada anteriormente e com as demais análises de sensibilidade econômica realizadas para estes cenários – os Cenários 4 e 5 são muito influenciados pelas condições econômicas impostas.

Figura 6.7: Sensibilidade econômica de todas as alternativas em relação à taxa de mínima de atratividade



Quanto à matéria-prima, a análise de sensibilidade pode ser visualizada nas Figura 6.8 e na Figura 6.9. Como elucidado pelo gráfico de incertezas, os Cenários 2, 4 e 5 são os mais sensíveis à variação do custo da biomassa, sendo o comportamento destes dois últimos cenários muito parecidos. De qualquer forma, independente de qual rota tecnológica for escolhida para implementação, o custo do bagaço e da palha é um fator que impacta todos os cenários. Um aumento dos custos da biomassa aumenta substancialmente o custo de produção, logo, o custo

final do produto, e todas as alternativas passam a necessitar de um incentivo econômico para se tornarem atrativas economicamente.

Figura 6.10: Sensibilidade econômica de todas as alternativas frente ao custo da palha (base seca)

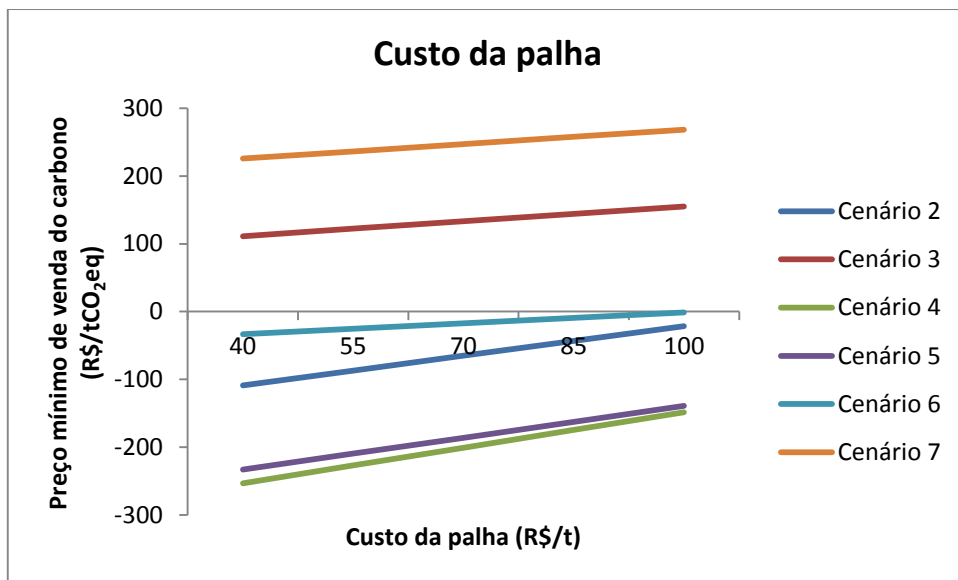
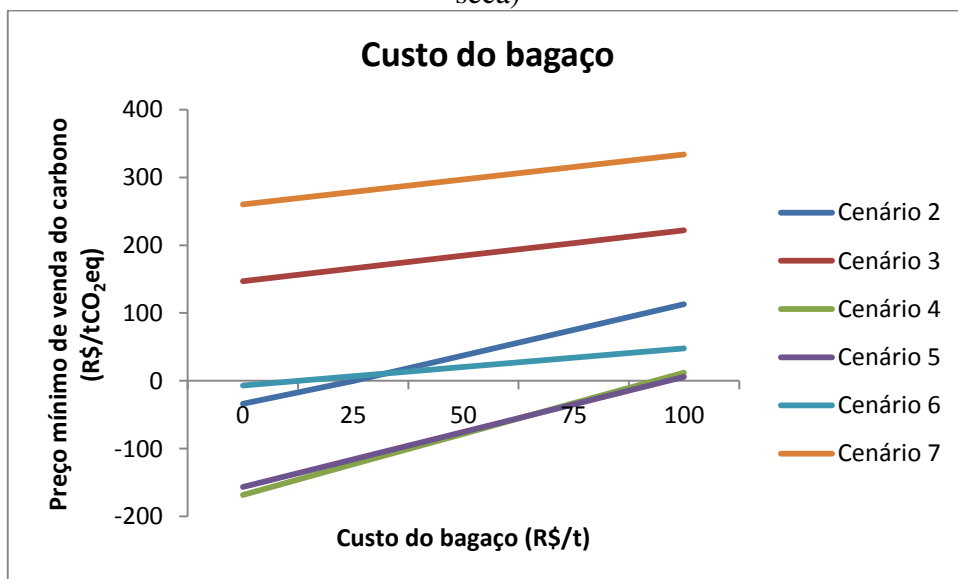


Figura 6.11: Sensibilidade econômica de todas as alternativas frente ao custo do bagaço (base seca)



7 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo avaliar o potencial e o custo de mitigação de GEE de alternativas para o aproveitamento integral da cana-de-açúcar no Brasil. Os resultados mostraram que a peletização (Cenário 6) merece atenção especial devido ao alto potencial de redução de GEE (23 t CO₂eq/ha.a) a um preço mínimo de venda de carbono negativo (-7 R\$/t CO₂eq) em relação ao Cenário de Referência, ou seja, os agentes econômicos brasileiros têm uma oportunidade real de mercado por onde também derivaria a melhoria da eficiência de queima da biomassa. Em contraposição, os cenários que objetivam a produção de etanol a partir da hidrólise enzimática (Cenário 5) e a síntese de alcoóis (Cenário 4), apesar de apresentarem os menores custos de mitigação (-156 e -169 R\$/tCO₂eq, respectivamente), apresentam também os menores potenciais de redução de emissões, cerca de 17 t CO₂eq/ha.a. O mesmo para o Cenário 2, que apresentou um preço mínimo de venda de -38 R\$/tCO₂eq, mas um potencial de mitigação de 14 t CO₂eq/ha.a.

A conclusão mais interessante em relação aos Cenários 4 e 5 foi que os parâmetros econômicos influenciam bem mais do que o parâmetro ambiental. Os fatores econômicos mais significativos são a taxa mínima de atratividade, o custo da biomassa e o preço a que os produtos derivados das tecnologias estão sujeitos, principalmente o preço do etanol anidro, uma vez que este é o principal produto de ambos os cenários.

O BIG-GT/CC (Cenário 3) tem um grande potencial para mitigação de GEE (21 t CO₂eq/ha.a), mas como os custos estimados são muito elevados, em torno de 145 R\$/t CO₂eq, esta tecnologia não é competitiva comercialmente. Dificilmente, o Cenário 3 será economicamente viável dentro dos parâmetros adotados neste estudo, afinal, se tomar o gráfico da Figura 7.1 como referência, é notável que o valor de incentivo requerido não será viabilizado. O mesmo para o único cenário deste trabalho que converte a biomassa da cana em um produto não energético. Apesar do biocarvão como condicionador do solo (Cenário 7) ter se revelado como a segunda melhor opção para a mitigação de GEE dentre as alternativas analisadas, a pirólise lenta tem o maior custo de mitigação (260 R\$/t CO₂eq).

A questão ímpar do Cenário 7 é a capacidade do biocarvão de sequestrar carbono. O custo da tecnologia da pirólise lenta é altamente dependente do potencial de sequestro de carbono, sendo que este cenário detém as maiores incertezas quanto aos benefícios ambientais. É importante destacar que neste trabalho foram assumidas hipóteses simplificadoras, devido ao pouco conhecimento científico na área. Experimentos de longa duração em campo para demonstrar a estabilidade do biocarvão no solo são essenciais.

Uma observação importante deve ser feita: o cenário mais promissor deste trabalho, o de peletes, levou em conta um mercado consolidado e externo, o que influencia consideravelmente os resultados. A exportação seria favorecida pela localização das usinas e a estrutura logística presente. Desse modo, provavelmente um número relativamente reduzido de usinas deverá ter condições de participar de forma competitiva nesse mercado.

Por fim, a conclusão que este trabalho converge é que há opções tecnológicas que convertem a biomassa da cana-de-açúcar em produtos de maior valor econômico com uma alta eficiência ambiental, sendo que o que se espera para o futuro é que o setor sucoenergético desempenhe um papel bem mais importante do que o atual na economia do país, seja por meio de fornecimento de biocombustíveis e energia, seja como fonte de matérias-primas para outros processos industriais.

É importante mencionar que o cálculo do custo da mitigação não significa necessariamente que o incentivo econômico correspondente deve ter a forma de receita através da venda de créditos de carbono. Subsídios de capital para tecnologias de baixo carbono ou uma combinação de incentivos poderiam ser utilizados, uma vez que condições de financiamento e créditos tributários podem, às vezes, serem bem mais eficientes na canalização do incentivo correspondente para fazer da opção de baixo carbono a preferida dos desenvolvedores de projetos.

8 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Realizar esta análise usando outras unidades funcionais e outras categorias de impacto ambiental.
- Realizar este estudo considerando os impactos da mudança do uso da terra.
- Avaliar cenários que envolvam maior redução do consumo de vapor dos processos convencionais da usina e maior taxa de recuperação de palha.
- Repetir a análise do cenário dos peletes para a venda e consumo no Brasil.
- Estudos e pesquisas de campo de longa duração para estabelecer os reais benefícios do biocarvão.
- Repetir o estudo com outras rotas tecnológicas para o uso do material lignocelulósico da cana-de-açúcar.
- Utilizar dados locais para a realização de estudos mais aprofundados e de modelagens para ajudar a incentivar a otimização das tecnologias alternativas.
- Discutir as implicações destes resultados em políticas públicas.

Referências

ADEN A., RUTH M., IBSEN K., JECHURA J., NEEVES K., SHEEHAN J., WALLACE B., MONTAGNE L., SLAYTON A., LUKAS J. *Lignocellulosic biomass to ethanol process design and economics utilizing co-current dilute acid prehydrolysis and enzymatic hydrolysis for corn stover*. National Renewable Energy Laboratory; Golden (CO): 2002. Report No.: TP-510-32438.

AEBIOM. *Pellets for small-scale domestic heating system*, European Biomass Association, 2007. Disponível em: www.aebiom.org.br. Acesso em outubro de 2012.

ANDRADE, R. V. *Gaseificação de biomassa: uma análise teórica e experimental*. Itajubá: UNIFEI, 2007. 227 p. Tese de doutorado.

BACOVSKY, D.; DALLOS, M.; WÖRGETTER, M. *Status of second generation biofuels demonstration facilities in june 2010: a report to IEA Bioenergy TASK 39*. Report T39-P1b27, 2010. Disponível em: <http://www.task39.org/LinkClick.aspx?fileticket=PBIquceJcEQ%3d&tabid=4426&language=en-US>. Acesso em setembro de 2012.

BALAT, M., *Production of bioethanol from lignocellulosic materials via the biochemical pathway: A review*. Energy Conversion and Management 52, pp. 858–875. 2011.

BALAT, M. BALAT. M., KIRTAY, E., BALAT, H. *Main routes for the thermo-conversion of biomass into fuels and chemicals*. Part 1: Pyrolysis systems. Energy Conversion and Management n. 50, pp. 3147–3157. 2009.

BASTOS, V. D. *Etanol, álcoolquímica e biorrefinarias*. BNDES, 2007. Disponível em: http://ag20.cnptia.embrapa.br/Repositorio/alcoolquimica_000g7i6groo02wx5ok0wtedt37hhczdc.pdf Acesso em outubro de 2012.

BEC. *Biomass Pellets and Briquettes. Information Sheet 1, v. 5. Biomass Energy Centre. Forestry Commission*, 2011. Disponível em www.biomassenergycentre.org.uk. Acesso em outubro de 2012.

BNDES & CGEE. *Bioetanol de cana de açúcar: energia para o desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro: BNDES, 2008.

BOWEN, A. *The case for carbon pricing: policy brief*. London: University of Leeds, 2011.

BRADLEY, D. *GHG Impacts of Pellet Production from Woody Biomass Sources in BC, Canada*. Climate Change Solutions Report, 22p. 2006.

BRASIL. *Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Coordenação-Geral de Mudanças Globais do Clima. v. 1 e 2. 2010.

BRIDGWATER, T. *Fast pyrolysis requirements for fuel and chemicals*. Birmingham, UK: Aston University Bioenergy Research Group, 2012.

CAVALETT, A. O.; CHAGAS, M. F.; SEABRA, J. E.; BONOMI, A. *Comparative LCA of ethanol versus gasoline in Brazil using different LCIA methods*. Int J Life Cycle Assess. 2012.

CENBIO. *Estado da arte da gaseificação*. São Paulo: Centro Nacional de Referência da Biomassa, 2002. 108 p.

CETESB. *Norma Técnica P4.231/06*. 2006.

CGEE. *Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil*. Brasília: Centro de Gestão de Estudos Estratégicos, 2009.

CHERUBINI, F.; JUNGMEIER, G. *LCA of a biorefinery concept producing bioethanol, bioenergy and chemicals from switchgrass*. Int J Life Cycle Assess v. 15, pp. 53–66, 2010.

COLLISON, M.; COLLISON, L.; SAKRABANI, R.; TOFIELD, B.; WALLAGE, Z. *Biochar and carbon sequestration: a regional perspective*. Report prepared for East of England Development Agency (EEDA). Norwich, UK: Low Carbon Innovation Centre, University of East Anglia, 2009.

COMMONWEALTH OF AUSTRALIA. *Strong growth, low pollution: modelling a carbon price*. 2011.

CONAB. *O Perfil do Setor do Açúcar e do Alcool no Brasil*, Companhia Nacional de Abastecimento, 62p. 2010a.

CONAB. *A geração Termoelétrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil – Análise de Desempenho da Safra 2009-2010*, 160p. 2010b.

CONAB. *Acompanhamento da safra brasileira: cana de açúcar*. 2012. Disponível em: http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/12_04_10_09_19_04_boletim_de_cana.pdf

CONAB. *Acompanhamento da safra brasileira: cana de açúcar*. 2013. Disponível em: http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/12_04_10_09_19_04_boletim_de_cana.pdf

CONSONNI S.; LARSON E.D. *Biomass Gasifier/Aeroderivative Gas Turbine Combined Cycles: Part B – Performance Calculations and Economic Assessment*. J. Eng. Gas Turb. Power, 118: 516-525. 1996.

CORTEZ, L. A. (eds) *Bioetanol de cana-de-açúcar: P&D para produtividade e sustentabilidade*. São Paulo, SP: Blusher. 954p. 2010.

CORTEZ, L. A.; LORA, E. E. S; GÓMEZ, E. O. *Biomassa para energia*. Campinas: Ed. UNICAMP, 2008. 734 p.

CTBE. *CanaSoft*. Software não registrado. Divisão de Avaliação Integrada de Biorrefinarias – Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE/CNPEM). Versão 9, 2012.

CTC. *Censo Varietal e Produtividade em 2011*. Sugarcane Technology Center. 2011.

DALE, B. E.; KIM, S. *Biomass Refining Global Impact – The biobased Economy of the 21st Century*. In: Kamm, B., Gruber, P. R. & Kamm, M. (eds.). *Biorefineries – Industrial Processes and Products*. Chichester: JohnWiley & Sons, Ltd. 2006.

DAMEN K., FAAIJ A., 2003. *A Life Cycle Inventory of existing biomass import chains for “green” electricity production*. Report prepared by the Copernicus Institute, University of Utrecht, Utrecht, The Netherlands, 76p. 2003.

DUTTA, A.; PHILLIPS, S. D. *Thermochemical Ethanol via Direct Gasification and Mixed Alcohol Synthesis of Lignocellulosic Biomass*. NREL Report No. TP-510-45913, 144 pp. 2009.

EKBOM, T; BERGLIN, N.; LOGDBERG, S. *A. techno-economic feasibility study on catalytic Fischer-Tropsch synthesis for synthetic diesel production in comparison with metanol and DME as transport fuel*. Swedish Energy Agency.

EMBRAPA. *Biorrefinarias: presente e futuro*. Agroenergia em Revista, n. 04. Brasília: 2012.

EPE. *Brazilian Energy Balance – Year 2011*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, RJ, Brasil. 2012.

EPE. *Balanço Energético Nacional 2012: Ano base 2011*. 280p. 2012.

ERLICH C., 2009. *Comparative study of residue pellets from cane sugar and palm oil industries with commercial Wood pellets, applied in downdraft gasification*. Doctoral Thesis. Royal Institute of Technology (KTH), Stokholm, Sweden.

ERLICH C., BJÖRNBOM E., BOLADO D., GINER M., FRANSSON T.H., 2006. Pyrolysis and gasification of pellets from sugar cane bagasse and Wood. *Fuel* 85. pp. 1535-1540. 2006.

ERLICH, C. *Comparative study of residue pellets from cane sugar and palm-oil industries with commercial wood pellets, applied in downdraft gasification*. Stockholm, Sweden: Department of Energy Technology School of Industrial Technology and Management, Royal Institute of Technology. Doctoral Thesis, 59p, 2009.

ERLICH, C.; BJÖRNBOM, E.; BOLADO, D.; GINER, M.; FRANSSON, T. H. *Pyrolysis and gasification of pellets from sugar cane bagasse and wood*. Elsevier: *Fuel* 85, pp. 1535-1540, 2006. doi:10.1016/j.fuel.2005.12.005.

EUBIONET. *Production and distribution of woodpellets for households in Germany*. FNR, July 2007.

FAAIJ, A., MEULEMAN, B., VAN REE, R. *Long term perspectives of Biomass Integrated Gasification/Combined Cycle (BIG/CC) technology; costs and electrical efficiency – and a comparison with combustion*. Prepared for the Dutch Organization for Energy and Environment (NOVEM). 1998.

FIESP & ICONE. *Outlook Brasil 2022 – projeções para o agronegócio*. São Paulo, SP: 2012
FGV. *Índices gerais de preços*. FGV/IBRE. 2013. Disponível em: <http://portalibre.fgv.br/> Acesso em janeiro de 2013.

FURTADO, A. T.; SCANDIFFIO M. I. *A promessa do etanol no Brasil*. Visages d'Amérique Latine, n. 05, 2007. Disponível em: <http://www.opalc.org/val/media/val5/10.pdf>

GAUNT J., COWIE A. *Biochar, Greenhouse Gas Accounting and Emissions Trading*, Ch. 18, Biochar Environmental Management, Science and technology, Johannes Lehmann and Stephen Joseph Ed. Earthscan, London, UK. 2009.

GAUNT, J. AND LEHMANN, J. *Energy balance and emissions associated with biochar sequestration and pyrolysis bioenergy production*, Environmental Science and Technology vol 42, pp4152–4158. 2008.

GEHRING, M.W.; STRECK, C. *Emissions trading: Lessons from SO_x and NO_x emissions*. ELR News & Analysis. 2005. Disponível em: http://www.gppi.net/fileadmin/gppi/Streck_ELRLR_2005.pdf. Acesso em agosto de 2013.

GLASER, B. *Prehistorically modified soils of central Amazonia: a model for sustainable agriculture in the twenty-first century*. Philosophical Transactions of the Royal Society 362, pp. 187-196, 2007. Disponível em: <http://rstb.royalsocietypublishing.org/content/362/1478/187.full>. Acesso em maio de 2013.

GNANSOUNOU, E.; DAURIAT, A.; VILLEGAS, J.; PANICHELLI, L. *Life cycle assessment of biofuels: Energy and greenhouse gas balances*. Bioresource Technology v. 100, pp. 4919-4930. 2009.

GOUVELLO C. *Brazil Low-carbon Country Case Study Report*, World Bank, Washington, DC, USA. 2010.

HAMELINCK, C. N.; HOOIJDONK, G.; FAAIJ, A. *Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short-, middle- and long-term*. Biomass and Bioenergy, v. 28, pp. 384–410. 2005.

HAMELINCK, C. N.; FAAIJ, A. P. C. A. *Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass*. Journal of Power Sources 111; pp. 1-22. 2002.

HAMELINCK, C. N.; FAAIJ, A. P. C. A. *Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation and development potential*. Utrecht University; Copernicus Institute, 2003.

HASSUANI, S. J.; LEAL, M. R.; MACEDO, I. D. *Biomass Power generation: sugar cane bagasse and trash - Série caminhos para Sustentabilidade*. Piracicaba, SP: CTC - PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. 1 ed., 217p. 2005.

HENRIQUES, R. M. *Potencial para geração de Energia Elétrica no Brasil com resíduos de biomassa através da gaseificação*. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009. 207 p. Tese de doutorado.

HIRSMARK J. *Densified biomass fuels in Sweden: country report for the EU/INDEBIF project*. Umeå, Sweden: Swedish Institute for Agricultural Sciences (SLU). 2002. Dissertação de mestrado.

HOFFMANN, B. S. *O ciclo combinado com gaseificação integrada e a captura de CO₂: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO₂ em termelétricas a carvão em larga escala no curto prazo?* Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2010. 128 p. Dissertação de mestrado.

HUMBIRD D., ADEM A. *FY2008 state of technology update. Internal NREL Milestone Completion Report. National Renewable Energy Laboratory*. 2008, Golden, CO, USA.

IBGE. *Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA*. Acesso: 2013.

IEA BIOENERGY. *Bioenergy - a sustainable and reliable energy source. A review of status and prospects*. Main Report. 2009. Disponível em: <http://www.ieabioenergy.com/libitem.aspx?id=6479>. Acesso em agosto de 2013.

IEA. *Global Wood Pellet Industry Market and Trade Study International Energy Agency Bioenergy Task 40 Report*, 190p. 2011.

IEA. *World Energy Outlook 2012*. Paris, France. 2012.

INNOCENTE, A. F. *Cogeração a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar – estudo de caso*. Botucatu, SP: UNESP, 2011, 124p. Dissertação de mestrado.

IPCC. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Eggleston, H. S., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T. and Tanabe, K. (eds) Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme. Japão: IPCC, 2006.

IPCC. *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.). Geneva, Suíça. 104p. 2007.

ISO. *ISO 14064 Greenhouse Gases*. Part 1: Specification with Guidance at the Organization Level for Quantification and Reporting of Greenhouse Gas Emissions and Removals; Part 2: Specification with Guidance at the Project Level for Quantification and Reporting of Greenhouse Gas Emission Reductions and Removal Enhancements; Part 3: Specification with Guidance for the Validation and Verification of Greenhouse Gas Assertions. 2006.

JIN H., LARSON E.D., CELIK F.E. *Performance and cost analysis of future commercially mature gasification-based electric power generation from switchgrass*. *Biofuels, Bioproducts & Biorefining* 3, 142-173. 2009.

KAMEYAMA K., SHINOGI Y., MIYAMOTO T., AGARIE K. *Estimation of net carbon sequestration potential with farmland application of bagasse charcoal: life cycle inventory analysis through a pilot sugarcane bagasse carbonization plant*. *Australian J. of Soil research*, 48, 586-592. 2010.

KASTEREN, J. M. N.; DIZDAREVIC WAALL, W. R.; GUO, J.; VERBERNE, R. *Bio-ethanol from syngas*. Eindhoven University of Technology (TU/e). Telos, 2005.

KHATIWADA, D. *Assessing the sustainability of bioethanol production in different development contexts – a systems approach*. Stockholm, Sweden: KTH, 2013. 111p. Tese de doutorado.

LANDELL M.G.A., PINTO L.R., CRESTE S., CHABREGAS S.M., BURNQUIST W.L. *Roadmap Tecnológico para o Etanol: componente melhoramento genético e biotecnologia*. In *Bioetanol de Cana-de-Açúcar: P&D para Produtividade e Sustentabilidade*, Luis A.B. Cortez Ed., Blücher, São Paulo, SP. pp. 883-895. 2010.

LARSON, E. D. *A review of life-cycle analysis studies on liquid biofuel systems for the transport sector*. *Energy for Sustainable Development* v. X , n. 2, pp. 109-126. 2006.

LASER, M.; LARSON, E.; DALE, B.; WANG, M.; GREENE, N.; LYND, L. R. *Comparative analysis of efficiency, environmental impact and process economics for mature biomass refining scenarios*. *Biofuels, Bioprod. Bioref.* v. 3, pp. 247–270. 2009.

LEAL M.R.L.V., MACEDO I.C. *Evolução tecnológica dos sistemas de geração de energia nas usinas de açúcar e álcool*. *Biomassa & Energia* 1 (3), pp. 245-253. 2004.

LEHMANN, J.; GAUNT, J.; RONDON, M. *Biochar sequestration in terrestrial ecosystems – a review*. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, v. 11, n. 2, pp. 403-427, 2006.

LEHMANN, J.; JOSEPH, S., *Biochar Environmental Management, Science and Technology*. Earthscan, London, UK. 2009.

LEHMANN, J.; SILVA, J. P.; STEINER JR., C.; NEHLS, T.; GLASER, B.; ZECH, W. *Nutrient availability and leaching in an archaeological Anthrosol and a Ferralsol of the Central Amazon basin: fertilizer, manure and charcoal amendments*. *Plant Soil*. 249, pp. 343-357, 2003. doi:10.1023/A:1022833116184.

LEME FILHO, J. *Estudo comparativo dos métodos de determinação e de estimativa dos teores de fibra e de açúcares redutores em cana-de-açúcar (Saccharum spp.)*. ESALQ, USP: 2005. 144p. Dissertação de mestrado.

MACEDO, I. C. (eds.) *A energia da cana-de-açúcar: doze estudos sobre a agroindústria no Brasil e a sua sustentabilidade*. UNICA. 236p. 2005.

MACEDO, I. C.; LEAL, M. R. L. V.; SILVA, J. E. A. R. *Balanço de emissões dos gases de efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil*. São Paulo, SP: Governo do Estado de São Paulo, 2004. 32p.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. R. *Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020*. *Biomass and Bioenergy* 32, pp. 582-595, 2008.

MACHADO, F. B. P. *Brasil, a doce terra*. 2003. Disponível em: <http://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=993>

MAGELL, F.; BOUCHER, K.; BI, H. T.; MELIN, S.; BONOLI, A. *An environmental impact assessment of exported wood pellets from Canada to Europe*. Biomass and Bioenergy 33, pp. 434-441, 2009.

MANI, S., SOKHANSANJ, S., BI, X. AND TURHOLLOW, A. *Economics of producing fuel pellets from biomass*. In Applied Engineering in Agriculture, v.22 (3), pp. 421-426, 2006.

MAPA. *Balanço nacional da cana-de-açúcar e agroenergia*. Brasil: 2007.

MME & EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. 387p. 2013.

MOUTA R.O., CHANDEL A.K., RODRIGUES R.C.L.B., SILVA M.B., ROCHA G.J.M., SILVA S.S. *Statistical optimization of sugarcane leaves hydrolysis into simple sugars by dilute acid catalyzed process*. Sugar Tech. 2011.

NETO, V. C. *Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural*. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE, 2001, 194 p. Dissertação de mestrado.

NILSSON, D.; BERNESSON, S.; HANSSON, P. *Pellet production from agricultural raw materials - a systems study*. Biomass and Bioenergy 35, pp. 679-689, 2011.

NIRULA, S. *Dow/Union Carbide Process for Mixed Alcohols from Syngas*. PEP Review No. 851-4. Menlo Park, CA: SRI International, March 1986.

NOGUEIRA, L. A. H., LORA, E. E. *Wood Energy: principles and applications*. Itajubá: UNIFEI, 2002. Núcleo de Excelência em Geração Termoeletrica Distribuída (NEST), do Instituto de Engenharia Mecânica (IEM). Disponível em: <<http://www.nest.efei.br/portugues/Downloads/Files/Capitulo_1F.pdf>> Acesso em setembro de 2012.

OGAWA, M.; OKIMORI, Y. *Pioneering work in biochar research*, Japan. Australian Journal of Soil research, 48, 489-500. 2010.

OLIVEIRA, M. E. D.; VAUGHAN, B. E.; RYKIEL JR, E. J. *Ethanol as fuel: energy, carbon dioxide balances, and ecological footprint*. BioScience, v. 55, n.7, pp. 593-602. 2005.

OLSSON, M. *Wood pellets as low-emitting residential biofuel*. Göteborg, Sweden: Department of Chemical Environmental Science, Chalmers University of Technology, 2002.

PASTRE, O. *Analysis of the technical obstacles related to the production and utilization of fuel pellets made from agricultural residues*. PEC: Pellets for Europe. ALTENER 2002-012-137-160, 2002.

PATURAU J.M., 1989. *By-products of cane sugar industry*, 2nd Edition, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam and New York.

PECEGE. *Cotação etanol e eletricidade de cana-de-açúcar*. 2013. Disponível em www.pecege.org.br/ Acesso em janeiro de 2013.

PHILIPS S., ADEN A., JECHURA J., DAYTON D., EGGEMAN T. *Thermochemical ethanol via indirect gasification and mixed alcohol synthesis of lignocellulosic biomass*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Report No. TP-510-41168. 2007.

PIMENTEL, D. *Ethanol fuels: energy balance, economics and environmental impacts are negative*. Natural Resources Research, 12(2),pp. 127– 134. 2003.

PROCANA BRASIL. *Anuário da cana 2013*. 19 ed.

PUIG-ARNAVAT, M.; BRUNO, J. C.; CORONAS, A. *Review and analysis of biomass gasification models*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2010, v. 14, p. 2841–2851.

QUARDERER, G.J. *Mixed Alcohols from Synthesis Gas*. Proceedings from the 78th Spring National AIChE Meeting. New Orleans, LA: 1986.

QUIRK R.G., VAN ZWIETEN L., KIMBER S., DOWNIE A., MORRIS S., RUST J., 2012. Utilization of biochar in sugarcane and sugar-industry management. Sugar Tech 14(4): 321-326.

RABELO, S. C. *Avaliação e otimização de pré-tratamentos e hidrólise enzimática do bagaço da cana-de-açúcar para a produção de etanol de segunda geração*. Campinas, SP: UNICAMP, 2010. Tese de doutorado.

RENOUF, M. A.; WEGENEER, M. K. *Environmental life cycle assessment (LCA) of sugarcane production and processing in Australia*. In: Australian Society of Sugar Cane Technologists, v. 29. 2007.

RENOUF, M. A.; WEGENEER, M. K.; NIELSEN, L. K.; *An environmental life cycle assessment comparing Australian sugarcane with US corn and UK sugar beet as producers of sugars for fermentation*. Biomass and Bioenergy, v. 32, Issue 12 pp. 1144-1155. 2008.

RODRIGUES, M.; FAAIJ, A. P. C.; WALTER, A. *Techno-economic analysis of co-fired biomass integrated gasification/combined cycle systems with inclusion of economies of scale*. Energy 2003, 28: 1229-1258.

ROSEGRANT, M. W.; MSANGI, S.; SULSER, T.; VALMONTE-SANTOS, R.. *Biofuels and the global food balance*. In: Bioenergy and Agriculture: Promises and Challenges. FOCUS 14. International Food Policy Research Institute, Washington, DC, 2006.

SANCHEZ, C. G. *Tecnologias da gaseificação*. Capítulo 5. Faculdade de engenharia mecânica. UNICAMP. Notas de aula.

SÃO PAULO. *Lei Estadual 11.241/02*. 2002.

SEABRA, J. E. A; MACEDO, I. C. *Comparative analysis for power generation and ethanol production from sugarcane residual biomass in Brazil*. Energy Policy v. 39, pp. 421–428. 2011.

SEABRA, J. E. A; MACEDO, I. C.; CHUM, H. L.; FARONI, C. E.; SARTO, C. A. *Life cycle assessment of Brazilian sugarcane products: GHG emissions and energy use*. Biofuels, Bioprod. Bioref, v. 5:519–532. 2011

SEABRA, J. E. A; TAO, L.; CHUM, H. L.; MACEDO, I. C. *A techno-economic evaluation of the effects of centralized cellulosic ethanol and co-products refinery options with sugarcane mill clustering*. Biomass and bioenergy, v. 34, pp. 1065–1078. 2010.

SEABRA, J. E. *Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil*. Campinas, SP: UNICAMP. Tese de doutorado. 2008.

SEARCHINGER,T.; HEIMLICH,R.; HOUGHTON, R. A.; DONG, F.; ELOBEID, A.; FABIOSA,J.; TOKGOZ,S.; HAYES,D.; YU, T. *Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land-Use Change*. Science, v. 319, pp.1238-1240. 2008.

SOHI, S.P.; KRULL, E.; LOPEZ-CAPEL, E.; BOL, R. *A review of biochar and its use and function in soil*. In: Advances in Agronomy, page numbers (47-82), Publisher Elsevier Academic Press Inc., ISSN 0065-2213, San Diego, CA-92101-4495, USA, 2010.

SOUSA, E. L.; MACEDO, I. C. *Etanol e Bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética*. São Paulo, SP: Unica, 2010.

SOUZA, S. P. *Produção integrada de biocombustíveis: uma proposta para reduzir o uso de combustível fóssil no ciclo de vida do etanol de cana-de-açúcar*. São Carlos, SP: USP, 2010. 143p. Dissertação de mestrado.

SILVA, M. A. S.; GRIEBELER, N. P.; BORGES, L. C. *Uso de vinhaça e impactos nas propriedades do solo e lençol freático*. Campina Grande, PB: Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v. 11, n.1, pp. 108-114, 2007.

SPATH, P. L.; DAYTON, D. C. *Preliminary Sreening – Techical and Economic assessment of synthesis gas to fuel and chemicals with emphasis on the potential for biomass-derived syngas*. National Renewable Energy Laboratory, 2003.

SOARES, L. H. B.; ALVES, B. J. R.; URQUIAGA, S.; BODDEY, R. M. *Mitigação das soessões de gases de efeito estufa pelo uso do etanol de cana-de-açúcar produzido no Brasil*. Seropédica: Embrapa Agrobiologia, 2009 ,14p. (Circular Técnica, 27)

STEINBEISS, S.; GLEIXNER, G.; ANTONIETTI, M. *Effect of biochar amendment on soil carbon balance and soil microbial activity*. Soil Biology & Biochemistry, v. 41, n. 6, pp. 1301-1310, 2009.

SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES. *Ecoinvent database*. v. 2.0. 2010. Disponível em: <http://www.ecoinvent.ch/>. Acesso em dezembro de 2012.

SZENGYEL, Z. *Ethanol From Wood - Cellulase Enzyme Production*. Lund, Sweden: Lund University/Chemical Engineering 1, 121 pp. 2000. Tese de doutorado.

TÁVORA, F. L. *História e Economia dos Biocombustíveis no Brasil*. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado, 2011.

THEK, G.; OBERNBERGER I. *Wood pellet production costs under Austrian and comparison to Swedish framework conditions*. Biomass & Bioenergy 27: 671-693. 2004.

TOLMASQUIM, M. *As origens da crise energética brasileira*. Ambiente e Sociedade, ano III, n. 6/7, pp.179-183. 2000.

TOPOLIANTZ, S.; PONGE, J. F.; BALLOF, S. *Manioc peel and charcoal: a potential organic amendment for sustainable soil fertility in the tropics*. Biol. Fertil. Soils. 41, pp. 15-21, 2005. doi:10.1007/s00374-004-0804-9.

TSAI, W. T.; LEE, M. K.; CHANG, Y. M. *Fast pyrolysis of rice straw, sugarcane bagasse and coconut shell in an introduction reactor*. J. Anal. Appl. Pyrolysis 76, pp. 230-237, 2006.

UENO, M.; KAWAMITSU, Y.; KOMYIA, Y.; SUN, L. *Carbonization and gasification of bagasse for effective utilization of sugarcane biomass*. Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol., Vol. 26, 2007.

UNICA. *Dados e cotações*. Disponível em: <http://www.unica.com.br/dadosCotacao/estatistica/>. Acesso em junho de 2013.

UNICA. *Setor sucroenergético mostra avanço da colheita mecanizada em São Paulo*. Notícia. Disponível em: <http://www.unica.com.br/unica-na-midia/5573206920329114090/setor-sucroenergetico-mostra-avanco-da-colheita-mecanizada-em-sao-paulo/>. Acesso em junho de 2013b.

URBANOWSKI, E. *Strategic analysis of a pellet fuel opportunity in Northwest British Columbia*. Faculty of Business Administration-Simon Fraser University. 2005.

VERHEIJEN F., JEFFERY S., BASTOS A.C., VAN DER VELDE M., DIAFAS I. *Biochar Application to Soils – A critical scientific review of effects on soil properties, processes and functions*. JRC Scientific and technical Reports, Joint Research Centre, Luxembourg. 2010.

WALTER, A. S.; LEAL, M. R. L. V.; SEABRA, J. E. A.; PEREIRA, T. P. *An assessment of the potential for sugarcane bagasse and trash pellets market*. São Paulo, SP: ISSCT Congress, 2013. 11p.

WASHINGTON STATE DEPARTMENT OF ECOLOGY. *Methods for producing biochar and advanced biofuels in washington state. Part 1: Literature Review of pyrolysis reactors*. 2011.

WASHINGTON STATE DEPARTMENT OF ECOLOGY. *Methods for Producing Biochar and Advanced Bio-fuels in Washington State Part 2: Literature Review of the Biomass Supply Chain and Preprocessing Technologies*. 2012.

WIT, E.; JONES, D. *European Commission releases backloading proposal*. Norton Rose Fulbright. Nov. 2012. Disponível em:
<http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/72577/european-commission-releases-backloading-proposal>. Acesso em dezembro de 2013.

ANEXO I- Fatores de emissão

Tabela I.1: Fatores de emissão

Parâmetro	Fator de emissão	Unidade	Referência
Diesel	3.559	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Ureia	3.1	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Nitrato de amônio	8.49	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Superfosfato triplo	1.21	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Superfosfato simples	1.61	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Cloreto de potássio	0.403	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Calcário	0.0177	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Gesso	0.00188	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Herbicida	9.46	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Inseticida	15.8	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Lubrificantes	0.773	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Cal virgem	0.00947	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Ácido sulfúrico	0.122	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Enzima	1.67	kgCO ₂ eq/kg	ADEN et al. (2002)
Amônia	2.77	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Catalisador	1.85	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Outros químicos	1.83	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)
Transporte marítimo	0.00881	kgCO ₂ eq/tkm	EcoInvent (2010)
Combustão - Etanol	0.0008	kgCO ₂ eq/MJ	EcoInvent (2010)
Queima de bagaço	0.0268	kgCO ₂ eq/kg	IPCC (2010)
Eletricidade - gás natural	0.64	kgCO ₂ eq/kWh	EcoInvent (2010)
Carvão mineral	0.106	kgCO ₂ eq/MJ	EcoInvent (2010)
Gasolina	3.49	kgCO ₂ eq/kg	CTBE (2012)
Propanol	3.6	kgCO ₂ eq/kg	EcoInvent (2010)

APÊNDICE A- Análises de sensibilidade

Figura A.1: Sensibilidade ambiental – Cenário 3

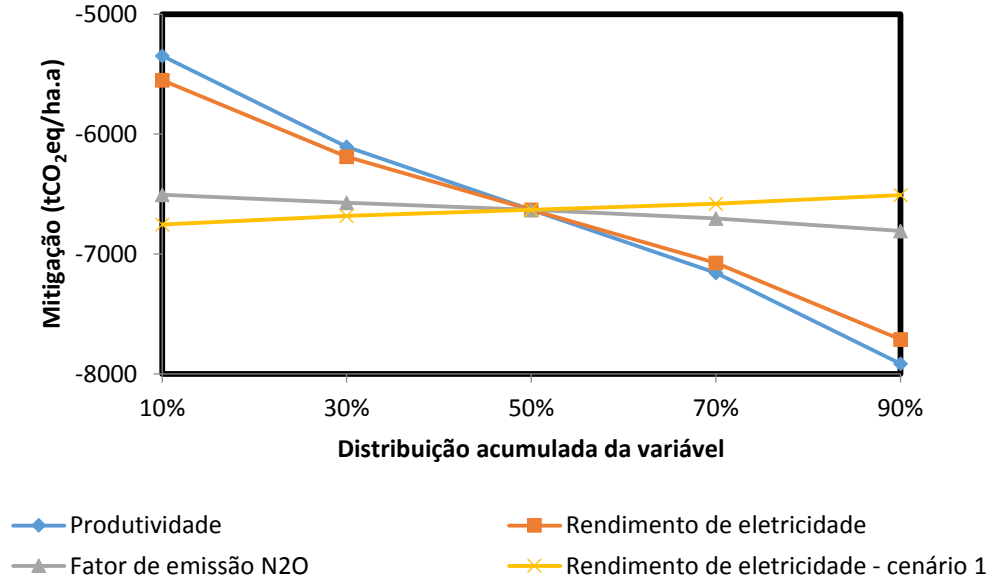


Figura A.2: Sensibilidade econômica - Cenário 3

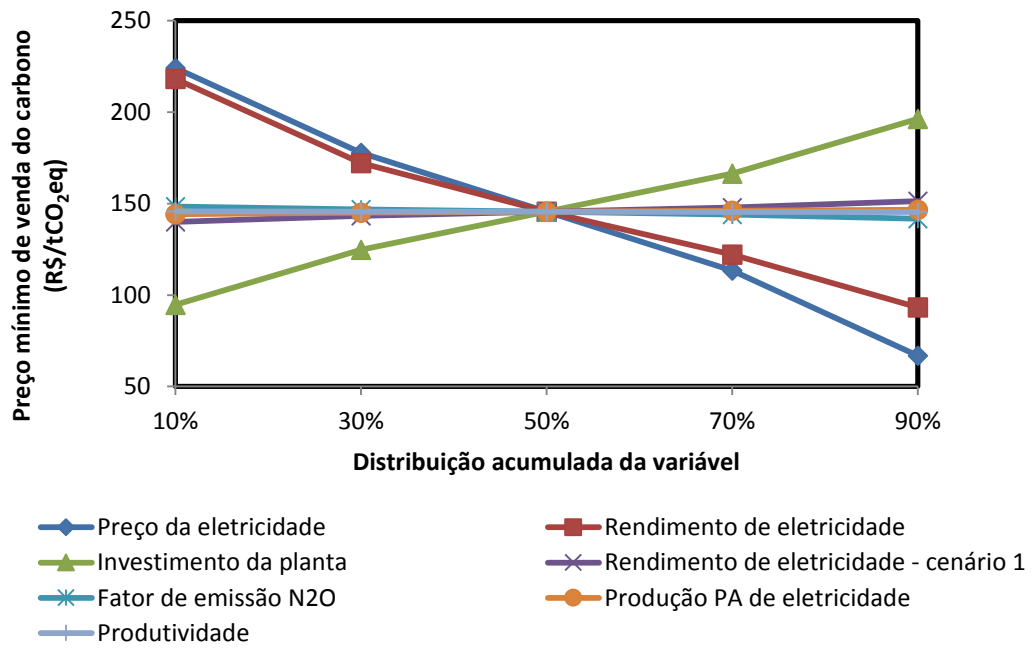


Figura A.3: Sensibilidade ambiental – Cenários 4

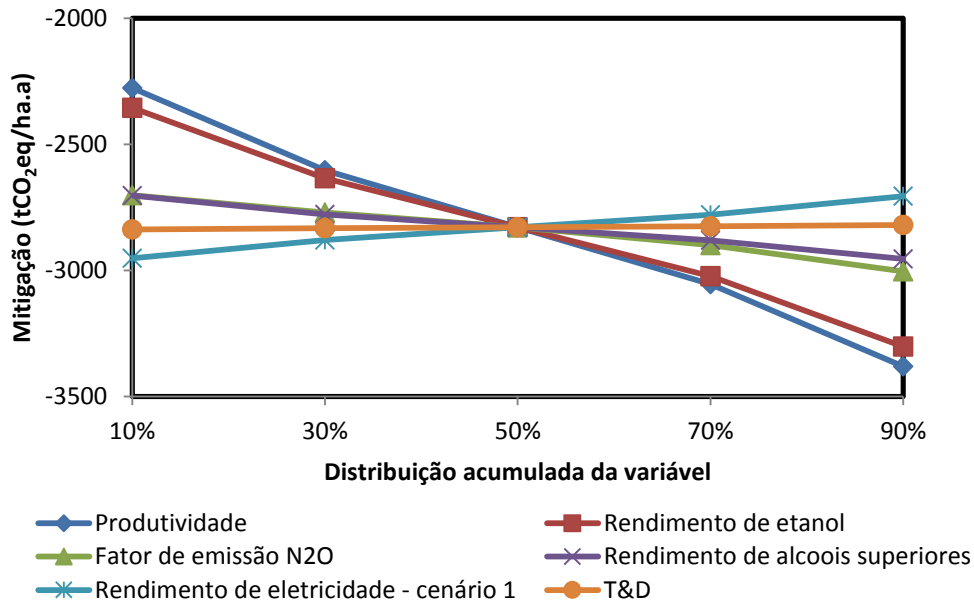


Figura A.4: Sensibilidade econômica - Cenários 4

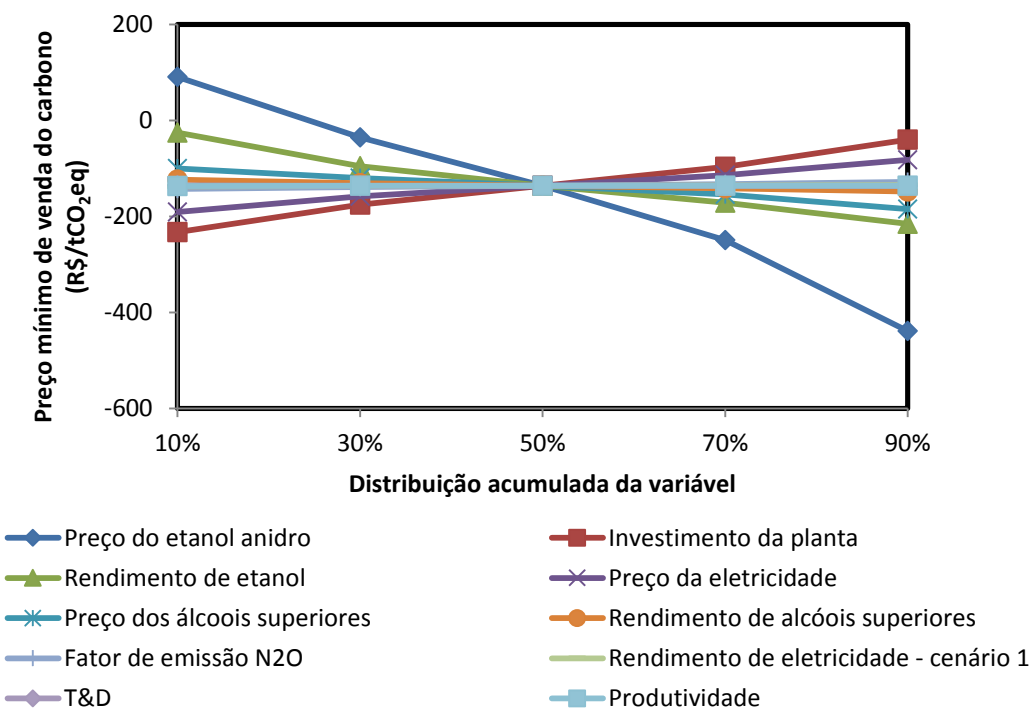
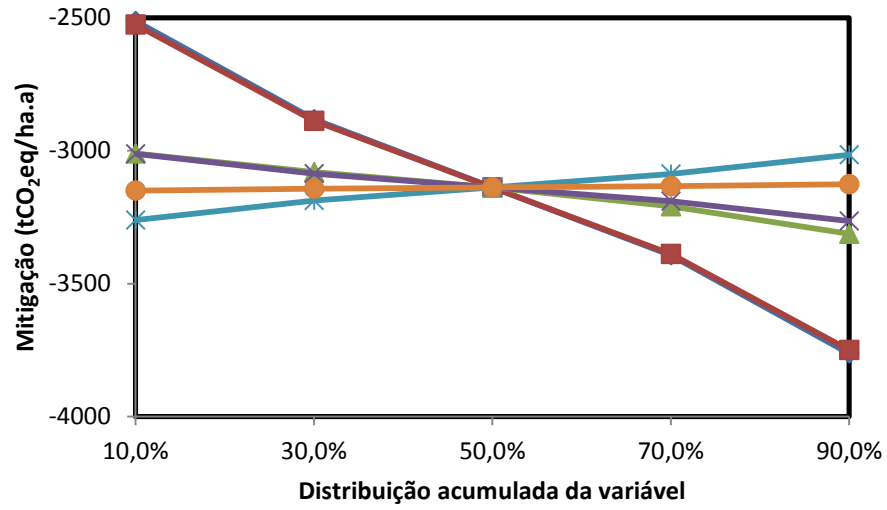
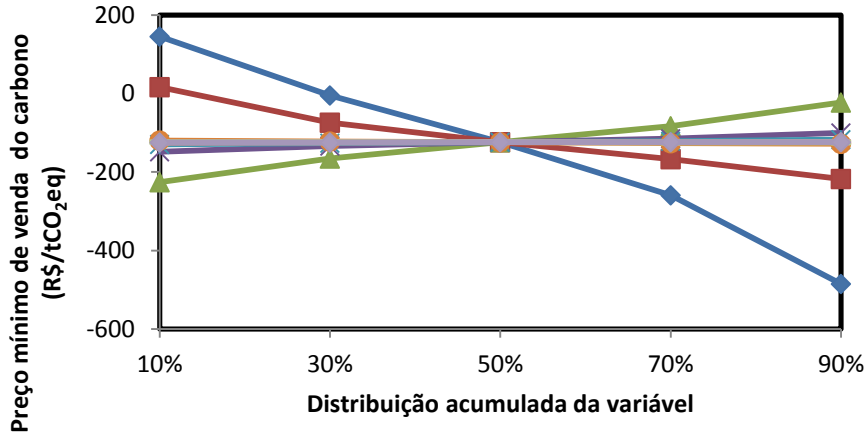


Figura A.5: Sensibilidade ambiental – Cenários 5



- ◆ Rendimento de etanol
- ▲ Fator de emissão N2O
- ✱ Rendimento de eletricidade - cenário 1
- Produtividade
- ✕ Rendimento de eletricidade
- T&D

Figura A.6: Sensibilidade econômica - Cenários 5



- ◆ Preço do etanol anidro
- ▲ Investimento da planta
- ✱ Fator de emissão N2O
- Rendimento de etanol
- ✕ Preço da eletricidade
- Rendimento de eletricidade - cenário 1
- ◆ Produtividade
- T&D

Figura A.7: Sensibilidade ambiental – Cenário 6

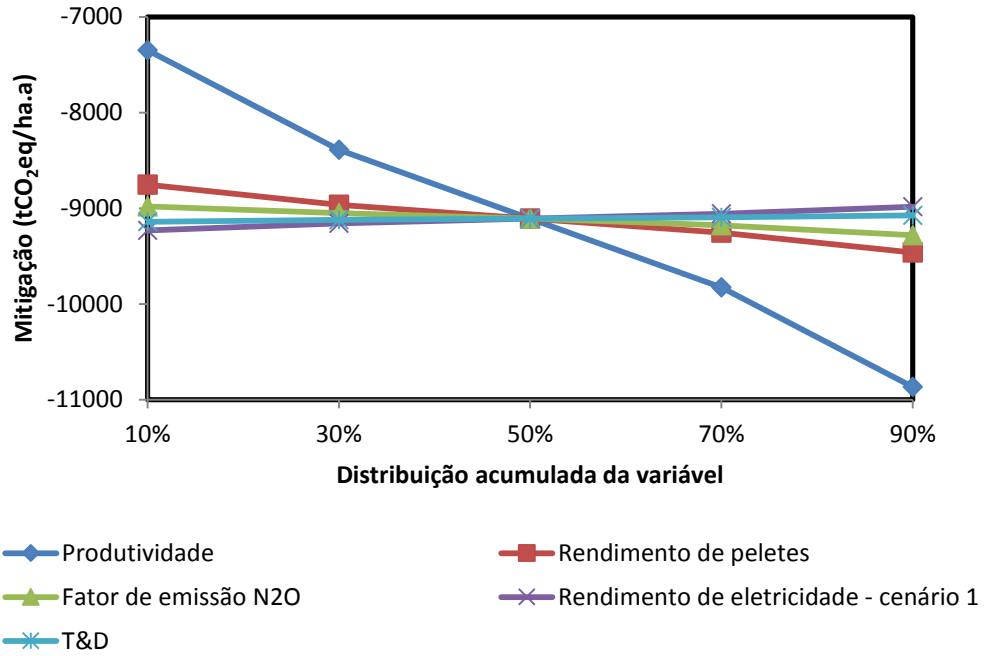


Figura A.8: Sensibilidade econômica – Cenário 6

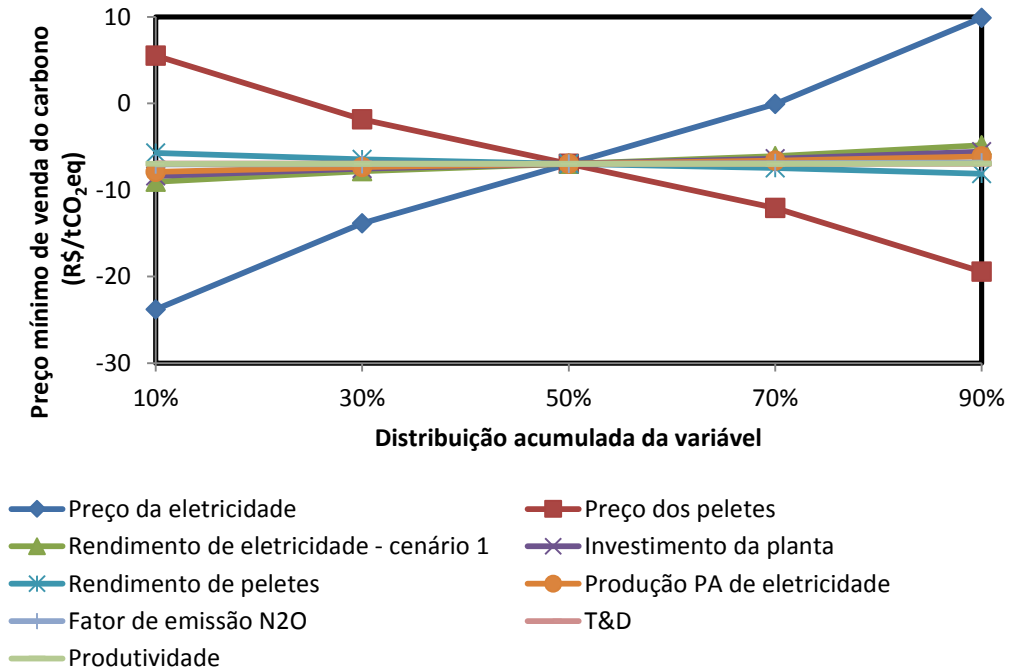


Figura A.9: Sensibilidade ambiental – Cenário 7

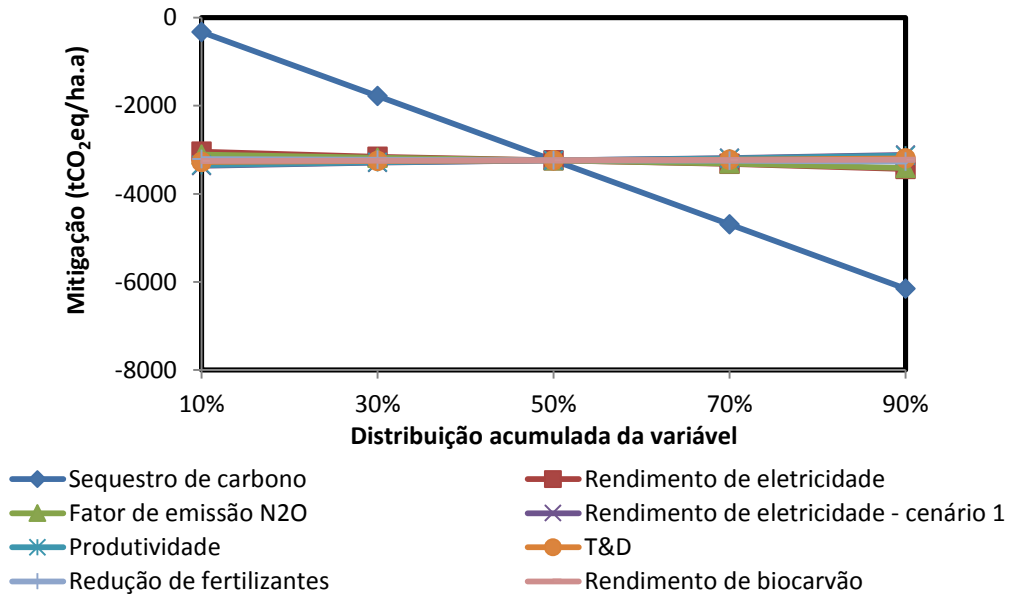


Figura A.10: Sensibilidade econômica – Cenário 7

