



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Mecânica

CELSO COARESMA NETO

**Avaliação técnica e socioeconômica do
potencial da participação do setor
sucroenergético na matriz elétrica brasileira
no contexto da NDC**

**CAMPINAS
2020**

CELSO COARESMA NETO

**Avaliação técnica e socioeconômica do
potencial da participação do setor
sucroenergético na matriz elétrica brasileira
no contexto da NDC**

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

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Pereira da Cunha

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO CELSO COARESMA NETO, E ORIENTADO PELO PROF. DR. MARCELO PEREIRA DA CUNHA.

.....
ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS
2020**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

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

C631a Coaresma Neto, Celso, 1983-
Avaliação técnica e socioeconômica do potencial da participação do setor sucroenergético na matriz elétrica brasileira no contexto da NDC / Celso Coaresma Neto. – Campinas, SP : [s.n.], 2020.

Orientador: Marcelo Pereira da Cunha.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Biocombustíveis. 2. Gases do efeito estufa. 3. Análise de insumo - Produto. 4. Setor elétrico. 5. Biomassa. I. Cunha, Marcelo Pereira da, 1967-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Technical and socio-economic assessment of the sugar-energy potential share in the Brazilian electrical matrix in the NDCs context

Palavras-chave em inglês:

Biofuels

Greenhouse gases

Input-output analysis

Electric power sector

Biomass

Área de concentração: Planejamento de Sistemas Energéticos

Titulação: Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora:

Marcelo Pereira da Cunha [Orientador]

Arnaldo Cesar da Silva Walter

Zilmar José de Souza

Gonçalo Amarante Guimarães Pereira

Manoel Regis Lima Verde Leal

Data de defesa: 06-10-2020

Programa de Pós-Graduação: Planejamento de Sistemas Energéticos

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

TESE DE DOUTORADO ACADÊMICO

**Avaliação técnica e socioeconômica do
potencial da participação do setor
sucroenergético na matriz elétrica brasileira
no contexto da NDC**

Autor: Celso Coaresma Neto

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Pereira da Cunha

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:

Prof. Dr. Marcelo Pereira da Cunha, Presidente

Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter

Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Zilmar José de Souza

União da Indústria de Cana-de-Açúcar

Prof. Dr. Gonçalo Amarante Guimarães Pereira

Instituto de Biologia da Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Manoel Regis Lima Verde Leal

Laboratório Nacional de Biorrenováveis

A Ata de Defesa com as respectivas assinaturas dos membros encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria do Programa da Unidade.

Campinas, 06 de outubro de 2020.

Dedicatória

Aos meus pais, Celso e Mirian.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço ao professor Dr. Marcelo Pereira da Cunha pela orientação e incentivo ao longo da execução de todo meu trabalho, depositando sua confiança e transmitindo valiosos conhecimentos, fatores essenciais para a execução e conclusão desta tese. Com certeza, sua dedicação e seu profissionalismo serão sempre uma referência para mim.

Aos meus pais, Celso e Mirian, pelo carinho, dedicação, educação e incentivo que sempre me deram, pilares fundamentais para tornar possível as realizações dos meus sonhos.

À minha família, em especial as minhas irmãs, Adriana e Gláucia, e aos meus sobrinhos Bruna e Gabriel, por estarem sempre presentes e me incentivando nesta minha jornada.

À Jussara, pela paciência e apoio incondicional na realização deste trabalho.

Ao corpo docente e colaboradores do programa de pós-graduação em Planejamento de Sistemas Energéticos da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, que são a razão do reconhecimento do programa.

A todos, que não foram nomeados, mas que contribuíram para a execução do trabalho e que contribuem para que eu continue.

Resumo

Este trabalho apresenta uma avaliação da expansão do setor sucroenergético com foco no aumento da oferta de bioeletricidade, de acordo com dois cenários. O primeiro cenário, chamado de cenário BASE, é fundamentado nas projeções realizadas pela EPE no contexto do compromisso firmado pelo país no acordo de Paris, apresentado durante a COP-21 em 2015, e ratificado na NDC (Contribuições Nacionalmente Determinadas) brasileira, considerando que o total de eletricidade cogerada por biomassa fosse produzida pelo setor sucroenergético. O segundo cenário apresenta a participação potencial do setor na matriz de eletricidade brasileira, sendo denominado de cenário BIO. São estimados, através de uma abordagem *Bottom-up* do cenário tecnológico e comercialmente disponível atualmente, os investimentos necessários para implementação de cada cenário. Os resultados mostram que o cenário BIO incrementaria 55TWh de eletricidade exportada ao ano, aumentando a participação do setor na matriz de eletricidade, com um total de quase 130TWh por ano, a partir de 2030, e um investimento adicional necessário para este aumento de R\$49 bilhões, 39% maior que no cenário BASE. Com relação ao montante de eletricidade exportada, o cenário BASE contribuiria com o equivalente a 36% do volume atual dos reservatórios das hidroelétricas do país, enquanto no cenário BIO a eletricidade poderia poupar um equivalente a 61% da capacidade total dos reservatórios. O cenário BASE atenderia, durante a entressafra na região Centro-Sul, o equivalente a 33% da carga de potência demandada pela região SE/CO em 2019 e o potencial expressado no cenário BIO poderia atender 48% da mesma carga referência. Quanto às emissões, considerando potencialmente a substituição da eletricidade produzida em termoelétricas a gás natural, o cenário BIO poderia abater 19 MtCO₂eq em comparação com o cenário BASE. Através de um modelo de insumo-produto desenvolvido e implementado para esta pesquisa e usado para avaliar os impactos socioeconômicos dos dois cenários, observa-se que o cenário BIO acrescentaria 919.000 novos empregos, devido aos investimentos na construção de novas usinas e ao aumento de produção, considerando os efeitos diretos e indiretos, o que traria um impacto no PIB de R\$137 bilhões, o que corresponde, em relação ao cenário BASE, a um acréscimo de 83.000 novas posições de trabalho e de 13% em termos do PIB. Já o impacto sobre a produção total dos setores da economia foi 8,6% maior no cenário BIO em relação ao cenário BASE. As análises foram realizadas em três regiões do país: região Tradicional, com os estados de São Paulo e Paraná, região de Expansão, incluindo os estados de Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul e região Resto do Brasil. Um efeito de transbordamento na economia foi observando para a região Resto do Brasil, mostrando que

mesmo com apenas 10% do investimento total sendo feito nesta região, o impacto observado na produção total dos setores foi 17% do impacto na produção total. Ainda na região Resto do Brasil, metade dos impactos observados no PIB, nos empregos e na produção total são causados por efeitos indiretos. Os resultados obtidos na pesquisa tornam evidente o potencial represado de eletricidade no setor sucroenergético, que pode contribuir com a redução de emissões de gases efeito estufa (GEE) e manutenção da participação de fontes renováveis na matriz de eletricidade, além de propiciar maior segurança energética e geração próxima aos centros de carga, mitigando desafios para transmissão de eletricidade entre subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Palavras-chave: Bioenergia; gases de efeito estufa (GEE); análise de insumo-produto; setor elétrico; planejamento energético.

Abstract

This work presents an assessment of the sugar-energy sector expansion in Brazil focused in the growth of the bioelectricity supply, according two scenarios. The first scenario, called BASE scenario, was based on the projection made by EPE for the Brazilian commitments at the Paris agreement, presented during the COP 21 and ratified in the NDC (Nationally Determined Contributions), considering that all the electricity from biomass would be produced by sugarcane sector. The second is a scenario with a larger share of the sugar-energy sector in the Brazilian electricity matrix, called BIO Scenario. It was evaluated, through a bottom-up approach over currently available technologies, the investment needed for each scenario. The results showed that the BIO scenario could increase more 55TWh of surplus electricity over BASE scenario, boosting the share of the sugar-energy sector in the electricity matrix, reaching a total of almost 130TWh per year, after 2030, and requiring an additional investment of R\$49 billion, 39% higher than in the BASE scenario. Regarding the amount of electricity exported to the grid, the BASE scenario contributes an equivalent to 36% of the total hydropower reservoir capacity in Brazil, while in the BIO scenario the electricity represents 61% of the total reservoir's capacity. Also, the BASE scenario could supply an amount of power equivalent to the demand of SE/MW region in 2019, and the potential showed in the scenario BIO could supply 48% of this power demanded. About emissions, taking into account the sugarcane surplus electricity replacing electricity by natural gas power plants, the BIO scenario could reduce the emissions in 19 MtCO₂eq in comparison with BASE scenario. Through an input-output model used to evaluate the socioeconomic impacts, it was observed that the BIO scenario could add 919,000 job positions, by the construction of new sugarmills and the production increasing, considering direct and indirect effects, which would cause an impact in GDP of R\$137 billion, that in relation with the BASE scenario means to add 83,000 more job positions and 13% on the GDP. The total output was 8.6% higher in BIO scenario in comparison with the BASE scenario. All analysis was done for three selected regions in the country: Traditional Region, comprising São Paulo and Paraná states, Expansion Region, including Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul states, and Rest of Brazil Region. A spillover effect was observed in the region Rest of Brazil, showing that even receiving 10% of the total investment, this region attends for 17% of the total output impact. Also, Rest of Brazil Region presents half of the impacts observed over the GDP, jobs created and total output caused by indirect effects. The final results of this research make evident the potential, available in the

sugar-energy sector, to boost electricity generation, which can contribute to the GHG emission reduction and to keep the share of renewable sources in the Brazilian electricity matrix and, also, increasing energy security and generation closer to the biggest centres of consumption, mitigating challenges for electricity transmission between subsystems in the National Interconnected System (SIN).

Keywords: Bioenergy; greenhouse gases (GHG); input-output analysis; energy sector; energy planning

Índice de figuras

Figura 1 - Crescimento Mundial e demanda por Energia (BANCO MUNDIAL, 2016)	21
Figura 2 – Variação da temperatura média da Terra – Combinando temperatura do ar em terra e da superfície dos oceanos. Cores indicam diferentes base de dados (IPCC, 2014).....	22
Figura 3 - PIB brasileiro de 1990 a 2017 em número índice (IBGE, 2019).....	24
Figura 4 - Eletricidade de fontes fósseis (Óleo, Gás e Carvão) x renováveis (excl. hidroelétricas) no Brasil e no Mundo. (Banco Mundial, 2016 e EPE, 2019a)	25
Figura 5 - Emissões de CO ₂ no Mundo (BANCO MUNDIAL, 2016 e IEA, 2020)	30
Figura 6 – Evolução da concentração de GEE na atmosfera. (IPCC, 2014).	32
Figura 7- Emissões GEE por país em MtCO ₂ eq em 2016 - Climate Watch. (WRI, 2016).....	34
Figura 8- Evolução das emissões totais de GEE por setor a partir de 1990 pela métrica SAR (SEEG, 2020).	36
Figura 9 - Evolução das emissões brasileiras de GEE pelo uso e mudança do uso da terra e florestas (SEEG, 2020)	37
Figura 10 - Evolução das fontes renováveis na matriz de energia primária brasileira (EPE, 2019a).....	40
Figura 11 - Aumento da capacidade instalada para geração de eletricidade (EPE, 2019a).	42
Figura 12 – Geração de eletricidade de 2006 a 2018 – Principais fontes (excluindo hidroeletricidade) (EPE, 2019a).	43
Figura 13 – Produção de eletricidade no Brasil de 2006 a 2017 – Não inclui importações.....	44
Figura 14 – Projeção do consumo de eletricidade no Brasil. A eficiência elétrica refere-se ao consumo evitado por ganhos de eficiência. (EPE, 2016).	44
Figura 15 – Projeção da potência instalada e geração para fonte hidráulica em 2018 e 2030 de acordo com o projetado no contexto da NDC (EPE, 2016).....	46
Figura 16 – Projeção da potência instalada e geração total (excl. hidro) de 2014 a 2030 (EPE, 2016).....	46
Figura 17 – Evolução da produção de cana-de-açúcar no Brasil (adaptado de UNICA, 2018)	52
Figura 18 – Evolução da produção de etanol no Brasil. Fonte: UNICA (2018).	53
Figura 19 – (A) Usina com caldeira de 22 bar. (B) Usina com caldeira de alta pressão e condensação de vapor. CEST: Turbinas de Extração/Condensação (SEABRA, 2008).....	57
Figura 20 - Sistemas de limpeza a seco (CTC, 2015)	68

Figura 21 - Etapas agrícolas de aleiramento e enfardamento da palha. Fardos armazenados na indústria e unidade de processamento de fardos. (CTC, 2015)	71
Figura 22 – Temperatura de fusão de cinzas para bagaço e palha de cana-de-açúcar (Linero e Coaresma Neto, 2013)	74
Figura 23 – Crescimento da área plantada com cana-de-açúcar no Brasil e nas principais regiões produtoras (UNICA, 2018 e IBGE, 2017b).	77
Figura 24 – Evolução da produtividade da cana-de-açúcar no Brasil, SP, AL e GO (CONAB, 2018).	78
Figura 25 – Evolução e projeção da frota de veículos leves por tipo de combustível (EPE, 2016).	81
Figura 26 – Evolução e projeção do consumo de gasolina e etanol em veículos ciclo Otto (EPE, 2016)	82
Figura 27 - Emissão de biocombustíveis em comparação com combustíveis derivados de petróleo (EPA, 2010).	83
Figura 28 – Evolução das emissões no setor elétrico brasileiro EPE (2020).	85
Figura 29 – Perfil de exportação de eletricidade das usinas que exportaram eletricidade na safra 2016/17. Fontes: Elaborado pelo autor a partir de NOVACANA (2017), CTC (2018) e CONAB (2018).	86
Figura 30 – Preço mínimo de venda da eletricidade nos cenários avaliados	92
Figura 31 – Histórico dos leilões de energia mais recentes (em valores correntes).	92
Figura 32 – Histórico de consultas, aprovações e desembolsos do BNDES (em valores constantes de 2020). Fonte: BNDES (2020).	93
Figura 33 – Emissões de GEE - Sistemas elétricos x Cogeração de eletricidade utilizando palha de cana.	99
Figura 34 – Macrorregiões consideradas nas avaliações do trabalho e exportação específica de energia elétrica no total de cana processada (Novacana, 2017 e CTC, 2018).	104
Figura 35- Pressão das caldeiras instaladas. Dados levantados por Calori (2015).	107
Figura 36- Relação do investimento necessário (CAPEX) e da produção de energia elétrica adicional por grupo de usina e cenário	119
Figura 37 - Eletricidade transmitida ao SIN pelo setor sucroenergético e impacto pelo deslocamento da tecnologia de produção de etanol celulósico para o Grupo 0, no cenário BASE	122

Figura 38 - Eletricidade transmitida ao SIN pelo setor sucroenergético e sensibilidade pelo deslocamento da tecnologia de produção de etanol celulósico para o Grupo 0, no cenário BIO	123
Figura 39 – Comparação da exportação de eletricidade nos cenários BASE e BIO com (a) Energia Armazenada Máxima e (b) Energia Natural Afluente e Carga por subsistema (SE/CO e N/NE).....	126
Figura 40 - Participação da eletricidade do setor sucroenergético na matriz elétrica em cada cenário e possíveis emissões evitadas no cenário BIO	127
Figura 41 – Intensidade de capital por tonelada de CO ₂ eq abatido em substituição ao gás natural no Brasil.	128
Figura 42 – Investimento específico por fonte de geração de eletricidade	129
Figura 43 – Custo de operação, manutenção e combustível por fonte de geração de eletricidade.....	129
Figura 44 - Comparação dos investimentos recentes na FBCF no Brasil com os investimentos dos cenários estudados	131
Figura 45 – Comparação do consumo de eletricidade em 2019 e 2020.	136
Figura 45 – Impacto regional na produção total e no PIB pelos investimentos distribuídos em uma década para expansão sucroenergética, considerando efeitos diretos e indiretos.....	162
Figura 46 – Impacto regional no número de empregos gerados pelos investimentos distribuídos na década para expansão sucroenergética, considerando os efeitos diretos e indiretos.	162
Figura 47 – Impacto regional na produção total e PIB pelo aumento da produção do setor sucroenergético, com relação ao ano de 2019 (considera efeitos diretos e indiretos).....	166
Figura 48 – Impacto regional no número de empregos adicionais gerados pelo aumento da produção (Efeitos diretos e indiretos).....	166
Figura 49 – Impacto regional total no valor da produção total da economia pelos choques aplicados.	167
Figura 50 – Efeitos regionais diretos e indiretos na produção total da economia pelos choques aplicados.	168
Figura 51 – Impacto regional total no PIB da economia pelos choques aplicados.	168
Figura 52 – Efeitos regionais diretos e indiretos no PIB da economia pelos choques aplicados.	169

Figura 53 – Impacto regional total nos empregos gerados na economia pelos choques aplicados.	169
Figura 54 – Efeitos regionais diretos e indiretos nos empregos gerados na economia pelos choques aplicados.	170

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Equivalência de gases com CO ₂ pelas métricas GTP e GWP. FONTE: MCTIC, 2016	31
Tabela 2- Projeção da matriz de oferta de energia interna de 2005 a 2030. Fonte: EPE (2016)	49
Tabela 3 - Exportação de energia elétrica pelas usinas que comercializam eletricidade no Centro-Sul. Fonte: Elaboração própria (Consolidado de BRESSAN FILHO, 2011, NOVACANA, 2017 e CTC, 2018)	54
Tabela 4 - Potencial específico de exportação de eletricidade verificados por diversos autores.	60
Tabela 5 - Energia da Cana-de-Açúcar (COARESMA NETO e LINERO, 2015).....	66
Tabela 6 – Análises imediata e elementar para bagaço e palha de cana-de-açúcar (COARESMA NETO e LINERO, 2013)	73
Tabela 7- Projeção da geração de eletricidade até 2030 (EPE, 2016 e EPE, 2019a).	80
Tabela 8 - Evolução e projeção das emissões por setor (em Mt CO ₂ eq) (EPE 2016).....	84
Tabela 9 - Características técnicas dos cenários analisados (elaborado pelo autor)	90
Tabela 10 - Investimentos considerados para os <i>retrofits</i> avaliados	91
Tabela 11 - Fatores de emissão de GEE – Óleo Diesel (EPE, 2016)	95
Tabela 12 - Consumo de combustível para equipamentos de corte, carregamento e transporte	97
Tabela 13 - Premissas para capacidade de equipamentos de corte, carregamento e transporte	98
Tabela 14 - Emissão de GEE pelo uso de combustível fóssil para recolhimento e transporte de palha. Densidade do diesel 0,852 t/m ³ , PCI do diesel 10.100 kcal/kg, 1 TEP = 10 ¹⁰ cal.....	98
Tabela 15 - Projeção de expansão da área de cana-de-açúcar para 2030. Tabela elaborada com os dados do MAPA (2017) e da CONAB (2018).....	101
Tabela 16 - Projeção da produção de cana-de-açúcar em 2030. Elaborado com dados do MAPA (2017) e da CONAB (2018).....	102
Tabela 17 - Participação das regiões estudadas na produção de cana. Elaborado com dados do MAPA (2017) e da CONAB (2018).....	102
Tabela 18 – Características adotadas para a usina referência (Grupos 0 e 1) e após retrofit (97 kWh _{exp} /tc)	106
Tabela 19 – Investimentos para retrofit – Usinas Grupo 1 (cenário BASE - 97 kWh _{exp} /tc) .	106

Tabela 20 – Características adotadas para a usina referência e investimentos do Grupo 3 (cenário BASE - 97 kWh _{exp} /tc)	108
Tabela 21 - Investimento nas usinas do Grupo 3 (cenário BASE - 97 kWh _{exp} /tc).....	109
Tabela 22 - Características adotadas para a usina referência (79 kWh _{exp} /tc) e investimentos do Grupo 4 (cenário BASE - 97 kWh _{exp} /tc)	110
Tabela 23 - Investimento nas usinas do Grupo 4 (cenário BASE - 97 kWh _{exp} /tc).....	110
Tabela 24 - Características adotadas nas usinas novas - Grupo 5 (cenário BASE - 97 kWh _{exp} /tc)	112
Tabela 25 - Características adotadas para as destilarias produtoras de etanol celulósico - Grupo 6 (cenário BASE - 69 kWh _{exp} /tc)	113
Tabela 26 – Características adotadas para a usina referência (Grupo 0 e Grupo 1) e após retrofit (130 kWh _{exp} /tc).....	114
Tabela 27 – Investimentos para retrofit – Usinas do Grupo 1 (130 kWh _{exp} /tc)	115
Tabela 28 – Características adotadas para a usina referência (54 kWh _{exp} /tc) e investimentos no Grupo 3 (cenário BIO - 130 kWh _{exp} /tc)	116
Tabela 29 – Investimento nas usinas do Grupo 3 (cenário BIO - 130 kWh _{exp} /tc)	116
Tabela 30 – Características adotadas para a usina referência (79 kWh _{exp} /tc) e investimentos no Grupo 4 (cenário BIO - 130 kWh _{exp} /tc)	117
Tabela 31 – Investimento nas usinas do Grupo 4 (cenário BIO - 130 kWh _{exp} /tc)	117
Tabela 32 – Características adotadas nas usinas novas - Grupo 5 (cenário BIO - 155 kWh _{exp} /tc)	118
Tabela 33 – Investimentos e cogeração de eletricidade para o SIN no cenário BASE	120
Tabela 34 – Investimentos e cogeração de eletricidade para o SIN no cenário BIO	121
Tabela 35 – Comparação do cenário atual com as projeções do Brasil para NDC (EPE, 2016) e PDE 2029 (EPE, 2019b)	124
Tabela 36 - Tabela de transações.....	139
Tabela 37 - Matriz A - coeficientes técnicos diretos de produção	141
Tabela 38 – Esquema da Matriz de Usos	142
Tabela 39 – Matriz de produção (V)	145
Tabela 40 – Matriz de produção (V) transposta	147
Tabela 41 – Associação entre os setores Sucro e os grupos de usinas	149
Tabela 42 – Nível de agregação utilizado no modelo de Insumo-Produto.....	150
Tabela 43 – Representação da Matriz de Usos (Matriz U) do modelo.....	153

Tabela 44 – Representação da Matriz de Produção (Matriz V) do modelo	154
Tabela 45 – Choques na demanda final pelo investimento médio da expansão no setor sucroenergético por cenário no horizonte de 10 anos (MR\$ 2019).....	160
Tabela 46 – Choques no aumento de produção dos setores sucroenergéticos por cenário (MR\$ 2011).....	160
Tabela 47 – Resultado dos impactos socioeconômicos na produção total das regiões para um investimento médio distribuído em um horizonte de 10 anos, considerando efeitos diretos e indiretos (MR\$ de 2019).	161
Tabela 48 – Lista dos setores que acumularam 80% dos impactos na produção total, considerando-se os investimentos necessários para a expansão do setor sucroenergético no cenário BASE	163
Tabela 49 – Lista dos setores que acumularam 80% dos impactos na produção total, considerando-se os investimentos necessários para a expansão do setor sucroenergético no cenário BIO	164
Tabela 50 – Impactos adicionais (com referência ao ano de 2019) na produção total, PIB e empregos, no cenário BASE e no cenário BIO para o aumento de produção do setor sucroenergético.....	165
Tabela 51 – Setores mais acionados devido aos choques no aumento da produção, desconsiderando as produções dos próprios setores Sucro e Cana	167

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
AR5	Quinto relatório de avaliações
EAR	Energia Armazenada
ENA	Energia Natural Afluenta
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COP	Conferência das partes
GEE	Gases efeito estufa
Gt	Bilhões de toneladas
GTP	<i>Global Temperature Change Potential</i> ou Potencial de Mudança de Temperatura Global
GWP	<i>Global Warming Potential</i> ou Potencial de Aquecimento Global
iNDC	<i>Intended Nationally Determined Contribution</i> ou Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> ou Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
kg _v /tc	Quilo de vapor por tonelada de cana
kWh _{exp}	kWh exportado
l/t _{ms}	Litros por tonelada de matéria seca
LULUCF	<i>Land use, land-use change and forestry</i> ou Uso da terra, mudança no uso da terra e florestas
Mt	Milhão de toneladas
NDC	<i>Nationally Determined Contribution</i> ou Contribuição Nacionalmente Determinada
ONS	Operador Nacional do Sistema
ppm	Partes por milhão
ppmv	partes por milhão em volume
SAR	Segundo relatório de avaliações
SIN	Sistema Interligado Nacional
t _{bs}	Tonelada base seca
t _c	Tonelada de cana
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
MTep	Milhão de toneladas equivalentes de petróleo
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> ou Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

Sumário

INTRODUÇÃO	21
1 – EMISSÕES MUNDIAIS DE GEE E A NDC BRASILEIRA.....	29
1.1 Aspectos gerais da mudança climática	29
1.2 Evolução de emissões de GEE no Brasil	34
1.3 iNDC e NDC brasileira.....	37
1.4 Características principais da matriz energética brasileira.....	39
1.5 Características da matriz energética em 2030 no plano da NDC.....	43
2 – SETOR SUCROENERGÉTICO NO BRASIL.....	50
2.1 Evolução histórica do setor.....	50
2.2 Aspectos tecnológicos do setor e potenciais tecnologias.....	55
2.3 A importância do recolhimento adicional de biomassa	65
2.3.1 Colheita integral ou parcial com sistema de separação de palha por ventilação (Sistema de Limpeza a Seco).....	67
2.3.2 Enfardamento da palha	70
2.3.3 Caracterização da palha de cana-de-açúcar	72
3 – ENERGIA DA CANA-DE-AÇÚCAR.....	76
3.1 Setor sucroenergético na NDC	76
3.2 Participação do setor sucroenergético na matriz elétrica brasileira	86
3.2.1 Custo da produção de eletricidade no <i>retrofit</i>	88
3.2.2 Emissões no recolhimento de palha	93
4 – EXPANSÃO SUCROENERGÉTICA E CENÁRIOS DE INVESTIMENTOS....	100
4.1 Expansão da Cana-de-açúcar	100
4.2 Cenários de investimentos através de abordagem <i>bottom-up</i>	103
4.2.1 Cenário BASE	105
4.2.2 Cenário BIO.....	113
4.3 Análise dos cenários	119
4.4 Ações e desafios para expansão.....	132
4.4.1 RenovaBio	133
4.4.2 Consequências da Pandemia.....	134
5 – ANÁLISE DOS IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS	137
5.1 Matriz Insumo-Produto.....	137

5.2	Modelo com tecnologia baseada na indústria	145
5.3	Modelo com tecnologia baseada no produto	147
5.4	Modelo de Tecnologia mista.....	149
5.5	Choques e resultados	159
6	– CONCLUSÃO	171
REFERÊNCIAS		177

INTRODUÇÃO

A evolução das civilizações está fortemente associada à capacidade do homem em utilizar fontes de energia para suprir suas necessidades. O homem sempre buscou na natureza os insumos necessários para atender sua demanda energética e, com a Revolução Industrial, ocorrida entre os séculos XVIII e XIX, um novo modelo de produção começou a tomar forma; a introdução de máquinas a vapor permitiu que os métodos de produção evoluíssem, tornando possível atender à crescente demanda por produtos industrializados. O crescimento populacional e as constantes exigências pela melhoria da qualidade de vida contribuíram para o desenvolvimento de tecnologias para exploração de novas fontes de energia.

A dependência energética do homem para atender suas necessidades fica evidenciada na Figura 1, na qual é mostrado que o consumo energético cresceu em um ritmo superior ao da população mundial.

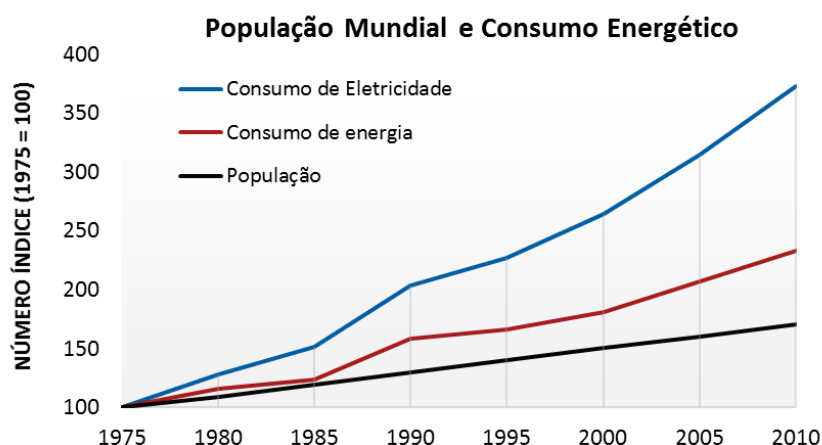


Figura 1 - Crescimento Mundial e demanda por Energia (BANCO MUNDIAL, 2016)

Com o crescimento da demanda por energia e o elevado uso de combustíveis fósseis para atender às necessidades da sociedade, uma nova preocupação tomou forma: o aumento das emissões de gases de efeito estufa (GEE) e suas consequências. Joseph Fourier (1768-1830) reconheceu os efeitos da atmosfera terrestre na retenção de energia e manutenção da temperatura do planeta; John Tyndall (1820-1893) demonstrou que o vapor de água, o dióxido de carbono e o ozônio eram os principais gases na retenção de calor da radiação solar; Svante Arrhenius (1859-1927) afirmou que o aumento de emissões devido à queima de combustíveis fósseis tinha relação direta com o aquecimento global. Pelos anos seguintes, outros cientistas

apresentaram modelos e teorias a respeito do aquecimento global; alguns modelos de clima já consideravam efeitos secundários (efeitos de *feedback*), como a capacidade dos oceanos em absorver o dióxido de carbono (CO_2), maior exposição de superfícies de terra e mar pelo derretimento de gelo, aumentando a absorção de calor e o efeito do vapor d'água, e impacto das nuvens nas alterações climáticas. Com a evolução da tecnologia de computação, novos modelos climáticos, mais completos e complexos, puderam ser compilados, reforçando cada vez mais a hipótese de aquecimento global, combinando forças com as evidências das alterações climáticas registradas e aumentando o envolvimento político nas discussões para mitigação do aquecimento global (WEART, 2015).

A Figura 2 mostra a elevação da temperatura média da Terra, principalmente o exponencial aumento a partir de 1970.

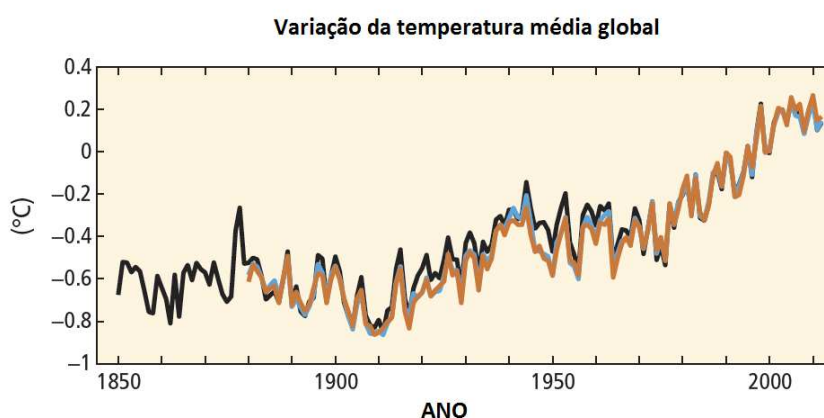


Figura 2 – Variação da temperatura média da Terra – Combinando temperatura do ar em terra e da superfície dos oceanos. Cores indicam diferentes base de dados (IPCC, 2014).

As emissões antrópicas de GEE são resultado de diversos gases emitidos nas atividades humanas, destacando-se o dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O) como os mais relevantes em termos de emissões. Dentre estes, a maior participação nas emissões é do dióxido de carbono emitido em grande parcela pela queima de combustíveis fósseis, mas também pela mudança no uso da terra, principalmente o desflorestamento. A degradação de solos e algumas atividades da agricultura também podem causar a emissão de CO_2 ; por outro lado, o reflorestamento e a recuperação de solos degradados contribuem para remoção de CO_2 da atmosfera (EPA, 2016). As emissões totais dos gases causadores de efeito estufa são medidas em dióxido de carbono equivalente, referenciadas pela notação CO_2eq .

As discussões sobre o aquecimento global têm conduzido governos ao desafio de reduzirem as emissões de GEE através de diversas medidas como, por exemplo, o aumento da participação de biocombustíveis e de fontes renováveis em suas matrizes de energia.

No ano de 2015, foi realizada a 21ª Conferência das Partes na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP-21) ¹, em Paris, com o objetivo de alcançar um novo acordo climático internacional para manter o aquecimento global abaixo dos 2°C até o final do século XXI. Durante a conferência, foi adotado o Acordo de Paris, onde os países se comprometeram a trabalhar para redução de emissões e manutenção de uma concentração de GEE na qual a temperatura média da Terra não ultrapasse 2°C, com esforços para limitar o aquecimento ao valor de 1,5°C e alcançar emissões líquidas zero na segunda metade do século. A maior parte dos países propuseram suas intenções de redução de GEE através de um documento intitulado de Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (em tradução oficial ou iNDC - *intended Nationally Determined Contribution*). A iNDC brasileira foi ratificada em setembro de 2016 pelo então Presidente do Brasil, Michel Temer (PLANALTO, 2016), deixando, assim, de ser uma contribuição pretendida e passando a ser um compromisso, uma Contribuição Determinada Nacionalmente (NDC) para redução do impacto dos efeitos climáticos ligados à emissão de GEE no mundo.

As discussões a respeito de caminhos para financiamento climático, regras para implementação do acordo de Paris e apresentações de planos de ações foram e ainda serão pauta de discussão da Conferência das Partes.

Com base nos compromissos brasileiros, a NDC² ratificada prevê a redução de GEE em 37% em 2025 e uma contribuição indicativa de redução de 43% em 2030, ambas projeções tendo como referência as emissões do ano de 2005, que foram estimadas em aproximadamente 2,1 Gt CO₂eq e apresentado na 2,8 Gt CO₂eq.

No período de 1990 a 2018, as emissões brutas de GEE no Brasil aumentaram 12%, com as emissões do setor de energia mais do que dobrando, enquanto as emissões pela mudança do uso da terra, que inclui emissões relativas ao desmatamento, por exemplo, apresentaram grandes oscilações no período, com redução no final do mesmo (SEEG, 2020). Vale ressaltar

¹ A Conferência das Partes (COP) é o órgão supremo da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), que reúne anualmente os países Parte em conferências mundiais.

² NDC: Documento disponível em http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf (último acesso 01/2018).

que neste período o Produto Interno Bruto³ (PIB) brasileiro passou de US\$ 0,5 trilhão para valores superiores a US\$ 2 trilhões, em dólares correntes, conforme mostrado na Figura 3, um aumento de 92,5% em termos reais (IBGE, 2019). A população brasileira também apresentou um elevado crescimento no período, de mais de 40% (IBGE, 2017a).

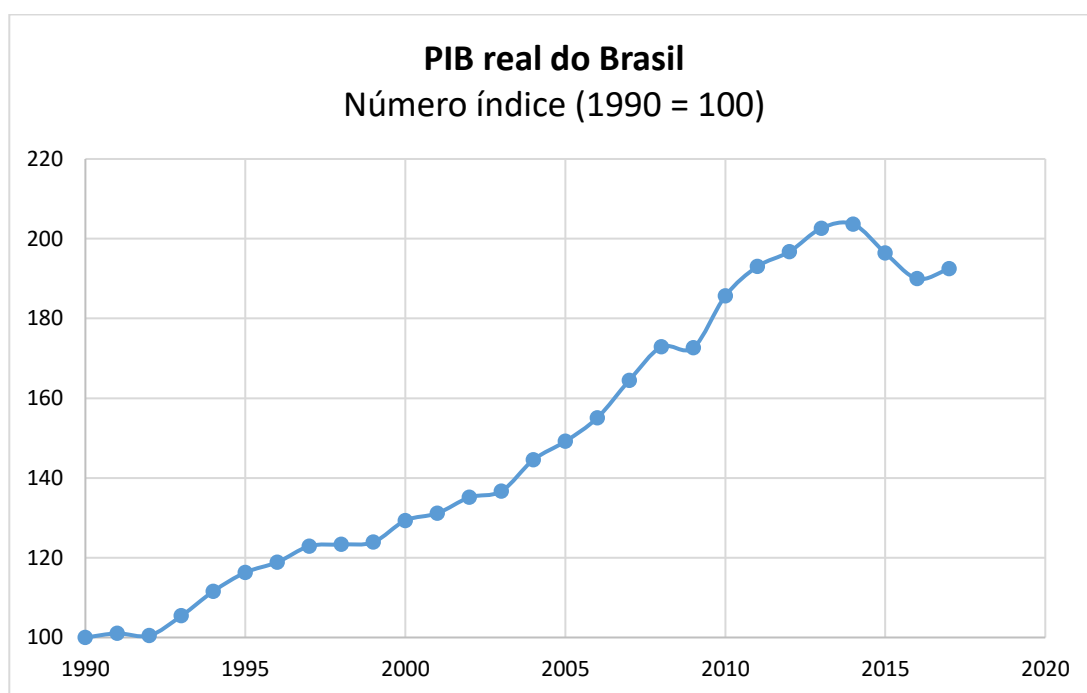


Figura 3 - PIB brasileiro de 1990 a 2017 em número índice (IBGE, 2019).

A matriz energética brasileira, em termos da energia primária renovável, conta com a forte participação dos produtos da cana-de-açúcar, a energia hidráulica e outras fontes, contribuindo para redução das emissões. A produção brasileira de cana-de-açúcar representa mais de 1/3 do total produzido mundialmente (FAO, 2016). Atualmente, o Brasil processa cerca de 650 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por safra, um crescimento de mais de 50% na produção desde o início do século XXI, basicamente atingido pelo aumento da área plantada na região Centro-Sul⁴, com forte expansão nos estados de São Paulo, Goiás, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais. Dentre os estados produtores, São Paulo se destaca, responsável por mais de 50% da cana produzida no país (CONAB, 2018). Na safra 2019/20, o estado de São Paulo respondeu por 53% da safra canavieira no país.

³ O PIB é a soma de todos os bens e serviços finais produzidos por um país, estado ou cidade, geralmente em um ano, medidos ao preço em que chegam ao consumidor.

⁴ Centro-Sul é a denominação do setor para as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul, responsáveis por mais de 90% do processamento de cana-de-açúcar no país.

O país é líder mundial na produção de açúcar e vice-líder na produção de etanol. Cabe ainda destacar que na matriz de energia elétrica de 2018 a biomassa teve participação de pouco mais de 8%, dos quais quase 6% foram devidos à biomassa da cana-de-açúcar, ajudando a matriz de eletricidade brasileira somar uma oferta de cerca de 80% de energia proveniente de fontes renováveis. Com respeito à produção primária de energia no país, mais de 40% é proveniente de fontes renováveis, como os derivados da cana-de-açúcar (melaço, caldo-de-cana e bagaço), que responderam por 16,6% deste total em 2018 (EPE, 2019a). **A Erro! Fonte de referência não encontrada. ilustra o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica do Brasil e do mundo.**

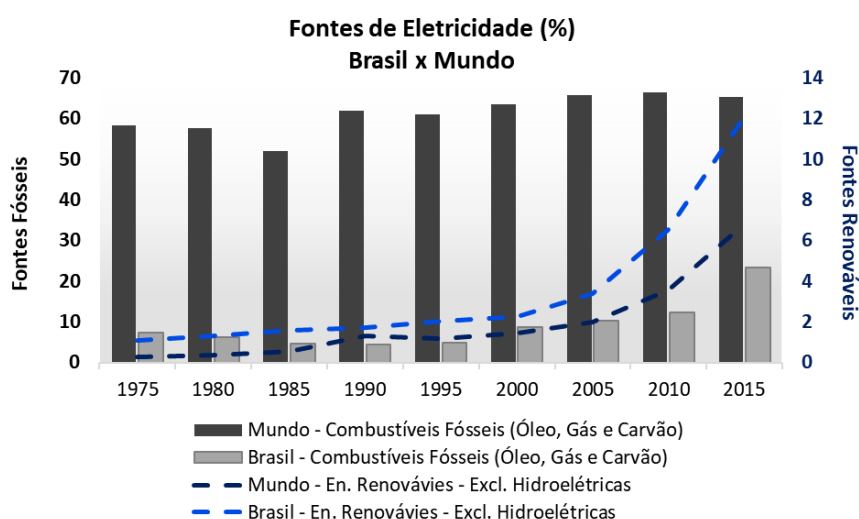


Figura 4 - Eletricidade de fontes fósseis (Óleo, Gás e Carvão) x renováveis (excl. hidroelétricas) no Brasil e no Mundo. (Banco Mundial, 2016 e EPE, 2019a)

Quanto ao etanol, o país conta com cerca de 380 unidades produtoras do biocombustível. A produção de etanol hidratado no Brasil na safra 2017/18 foi de pouco mais de 16 milhões de m³ e 11 milhões de m³ de etanol anidro. Na safra 2019/20 a produção de etanol hidratado e anidro atingiram cerca de 25 e 11 milhões de m³, respectivamente (UNICA, 2020). Ainda, foi realizado um esforço pelo governo brasileiro para inserir na matriz de combustíveis os biocombustíveis avançados, como o etanol celulósico, produzido através dos resíduos da biomassa da cana (bagaço e palha), resultando nas primeiras plantas comerciais do país para produção deste biocombustível.

O setor sucroenergético também tem mostrado sua importância na produção de eletricidade. A participação do setor na produção de eletricidade em 2018 atingiu 35 TWh,

suficiente para atender a demanda interna nas usinas por eletricidade e ainda exportar para a rede elétrica um montante de mais de 20 TWh (EPE, 2019a).

Assim, para atender a expectativa de redução de GEE apresentada pela NDC brasileira, o setor sucroenergético terá papel fundamental. A NDC brasileira prevê aumento da produção de etanol para mais de 50 milhões de m³ em 2030, além da maior participação de fontes renováveis na matriz de eletricidade, totalizando 23% de participação de renováveis além da energia hidráulica, o que pode significar um aumento expressivo na geração de eletricidade através da biomassa da cana.

Apesar das projeções de crescimento da produção de etanol e eletricidade através de biomassa, não foi realizada nenhuma proposição técnica de configuração do setor sucroenergético e investimentos necessários para expansão do setor.

Este trabalho tem como objetivos (i) avaliar e propor configurações para o setor sucroenergético para que a expansão projetada de etanol permita, também, a expansão da produção de eletricidade excedente, (ii) quantificar o investimento necessário para esta expansão e (iii) avaliar os impactos socioeconômicos causados pelos investimentos e aumento da produção na expansão projetada através de uma análise inter-regional, aplicando um modelo de insumo produto. O trabalho avalia dois cenários:

- I. O primeiro, chamado de **cenário BASE**, propõe uma configuração técnica para o setor, considerando que a energia elétrica excedente produzida atenda a demanda projetada de eletricidade produzida por biomassas. Este cenário tem como objetivo explicitar as contribuições desta expansão e o desafio financeiro para que ela ocorra.
- II. O segundo cenário, chamado de **cenário BIO**, em referência à palavra bioeletricidade, objetiva investigar as vantagens de uma configuração técnica para o setor que permita uma contribuição próxima do potencial técnico e comercialmente disponível máximo do setor, avaliando os benefícios na margem da expansão em relação ao **cenário BASE** e comparando os impactos socioeconômicos desta maior participação do setor.

O trabalho está organizado em cinco capítulos. No capítulo 1, são introduzidos os aspectos gerais do tema sobre as mudanças climáticas, com a evolução do perfil das emissões de GEE no Brasil e apresentada a iNDC brasileira, elaborada para a COP 21 e firmada como compromisso brasileiro (NDC) em 2016. Também serão mostradas as principais características da matriz energética brasileira atual e sua projeção para 2030 alinhada com a NDC do Brasil.

No capítulo 2 é mostrada a importância do setor sucroenergético no Brasil, sua evolução desde o Proálcool até os dias atuais e os aspectos tecnológicos do setor para aproveitamento com mais intensidade da biomassa para fins de geração de eletricidade.

No capítulo 3 é analisada a projeção da participação do setor sucroenergético no contexto da NDC e a necessidade de expansão da fase agrícola e industrial do setor para atingir as metas projetadas, passando por uma avaliação do custo da eletricidade para promover o *retrofit* das usinas e pela avaliação de emissões para o recolhimento de palha.

No Capítulo 4 é apresentada uma descrição detalhada dos cenários a serem analisados. Neste capítulo é feita (i) a análise da expansão do cultivo de cana, (ii) a avaliação através de uma abordagem *bottom-up* dos investimentos necessários para cada um dos cenários, (iii) o levantamento do potencial de abatimento de emissões pela eletricidade produzida pelo setor e (iv) uma análise crítica dos resultados nos cenários avaliados.

No Capítulo 5 é apresentada a metodologia de insumo-produto utilizada nas avaliações socioeconômicas e as premissas metodológicas adotadas neste trabalho e resultados desta avaliação.

Finalmente, no capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho, comentários, limitações e sugestões para futuros trabalhos.

Como contribuições do trabalho se destacam:

- I. A proposição de cenários tecnológicos factíveis, através de análise *bottom-up* da estrutura atual tecnológica do setor sucroenergético, para atendimento da projeção da expansão da bioeletricidade conforme os cenários BASE e BIO.
- II. A quantificação dos investimentos necessários no setor sucroenergético para criação da composição tecnológica necessária em cada cenário avaliado.
- III. A inserção das rotas tecnológicas propostas para o setor sucroenergético no modelo inter-regional de insumo-produto desenvolvido para a pesquisa, através da definição

dos coeficientes técnicos para a estrutura proposta em cada cenário, de forma que a comparação dos impactos socioeconômicos possa ser realizada.

- IV. Avaliação socioeconômica das expansões propostas e comparação dos cenários, com a definição do melhor fechamento para o modelo de insumo-produto e obtenção dos resultados.
- V. Avaliar o investimento marginal realizado em termos de energia adicional disponibilizada com uma maior participação do setor sucroenergético na matriz elétrica e abatimento de emissões.

1 – EMISSÕES MUNDIAIS DE GEE E A NDC BRASILEIRA

1.1 Aspectos gerais da mudança climática

Energia é essencial para atender às demandas básicas de uma sociedade e sustentar o desenvolvimento socioeconômico local. Segurança no suprimento energético e mudanças climáticas têm, juntas, aumentado os fatores críticos que afetam as políticas e investimentos no setor de energia e muitas vezes podem até ser conflitantes em seus interesses (BAZILIAN et al., 2011).

Com o fortalecimento da industrialização e aumento do consumo de energéticos e eletricidade, especialmente, a partir de meados dos anos 1970, foi observado o aumento da temperatura média da Terra, que já foi elevada em quase 1°C desde 1900.

Análises de ar preso em amostras coletadas de gelo mostram que a concentração de CO₂ atmosférico oscilou entre 170 e 300 partes por milhão (ppm) em um período de até 800.000 anos atrás, sendo que a concentração de CO₂ cresceu rapidamente no período passado mais recente, de cerca de 200 anos atrás, atingindo o valor de 420 ppm atualmente. Algumas pesquisas indicam que em passados mais remotos a concentração de 400 ppm CO₂ na atmosfera foi atingida na Terra, em uma época na qual a temperatura média global se situava em valores de 2°C a 4°C superiores à temperatura média global no período pré-industrial. Em tempos mais remotos ainda, a concentração pode ter atingido 1000 ppm em um período com temperaturas até 10°C superiores à temperatura atual, quando a Terra apresentava pouco gelo e os níveis do oceano eram 60 m mais elevados (Royal Society and US NAS, 2014).

Diversos países desenvolvidos têm buscado a redução de suas emissões, apesar desta questão ainda oscilar na lista de prioridades de alguns governos. Porém, países em desenvolvimento buscam ampliar a oferta de energia, nem sempre restringindo fontes fósseis, visando suportar o desenvolvimento e garantir melhoria de qualidade de vida para população.

A sinergia entre suprimento, segurança energética e as questões ambientais ganham cada vez mais espaço nas agendas governamentais, na busca pelo desenvolvimento de políticas energéticas que atendam aos objetivos de redução de emissões de GEE, acesso de todos à energia e segurança no suprimento (WARREN, 2013).

Dentre os fatores que fortalecem a discussão acerca da redução de emissões de GEE estão os diversos impactos que já estão sendo observados pela alteração climática, como por exemplo, a elevação do nível do mar, a redução da camada de gelo no hemisfério norte e

aquecimento das camadas superiores do oceano, entre outros. Estes impactos têm indicado a necessidade de políticas para controle de emissões (Royal Society and US NAS, 2014).

As emissões antrópicas⁵ mundiais de CO₂ em 2014, descontadas as emissões por desflorestamento e uso da terra, atingiram pouco mais de 36 Gt CO₂ (bilhões de toneladas de CO₂), ante pouco mais de 9 Gt CO₂ na estimativa para o ano de 1960, sendo que o aumento do uso de combustíveis fósseis foi a principal causa da elevação destas emissões. Do total de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis fósseis destacam-se o setor de transportes, responsável por cerca 20% destas emissões, e a produção de calor e eletricidade pública, com quase de 50% do total, conforme mostrado na Figura 5 (BANCO MUNDIAL, 2016 e IEA, 2020).

Outros gases também contribuem para o aquecimento global como (EPA, 2016):

- Metano (CH₄), emitido principalmente por atividades ligadas à agropecuária, gerenciamento de resíduos, uso de energéticos e queima de biomassa;
- Oxido nitroso (N₂O), emitido por atividades da agricultura, principalmente uso de fertilizantes nitrogenados, podendo também ser emitido na queima de biomassa;
- Gases Fluorados, que incluem, por exemplo, Hidrofluorcarbonetos (HFCs), Perfluorcarbonetos (PFCs) e Hexafluoreto de Enxofre (SF₆), emitidos principalmente em processos industriais, refrigeração e no uso de uma variedade de produtos.

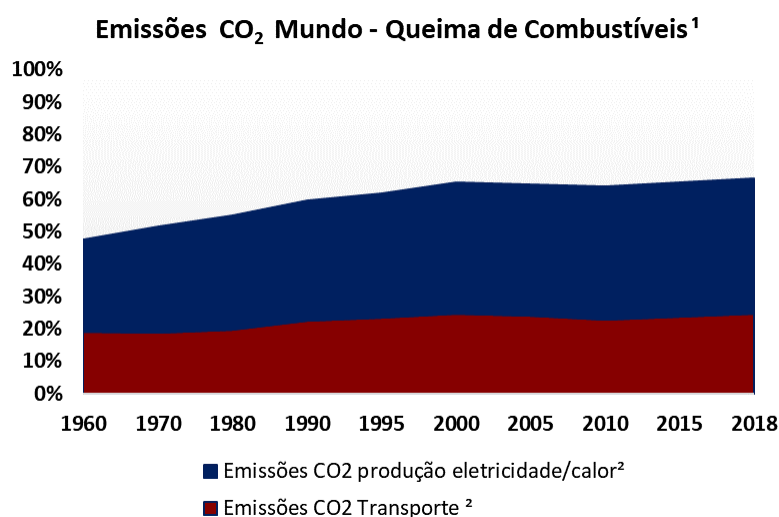


Figura 5 - Emissões de CO₂ no Mundo (BANCO MUNDIAL, 2016 e IEA, 2020)

⁵ Antrópico: Relativo ao homem ou ao período de existência do homem na Terra e às modificações por ele provocadas no meio ambiente.

¹ A partir da queima de combustíveis fósseis e produção de cimento (Incluem consumos de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e “flaring” de gás) ² do total de combustível queimado

A totalização das emissões normalmente é realizada através da equivalência dos gases em comparação com o CO₂, levando em consideração a capacidade dos gases em absorver energia e sua meia vida na atmosfera. Duas metodologias são comumente empregadas para relacionar a equivalência dos GEE com o dióxido de carbono (CO₂): a primeira, chamada de Potencial de Aquecimento Global (GWP - *Global Warming Potential*) e, a outra, conhecida como Potencial de Mudança da Temperatura Global (GTP - *Global Temperature Change Potential*).

A medida GWP, normalmente avaliada para um horizonte de 100 anos e indicada como GWP-100, é a mais utilizada. Apresentado pelo IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change* ou Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) no Segundo Relatório de Avaliação (SAR), conhecida como GWP-100 (SAR), e revisada no 5º Relatório de Avaliações do IPCC (AR5) GWP-100 (AR5), considera a influência dos gases na alteração do balanço energético da Terra (IPCC, 2014).

A segunda metodologia apresentada é a GTP, que é um índice de medida da mudança na temperatura média da superfície global comparando os GEE pelas suas contribuições para a mudança na temperatura média na superfície terrestre em um dado horizonte de tempo, tendo como referência o dióxido de carbono.

A Tabela 1 mostra a equivalência de diferentes gases com o CO₂ para as métricas GWP-100 SAR e AR5 e GTP-100 AR5.

Tabela 1 - Equivalência de gases com CO₂ pelas métricas GTP e GWP. FONTE: MCTIC, 2016

GÁS	GWP 100 ANOS SAR - 1995	GWP 100 ANOS AR5 - 2014	GTP 100 ANOS AR5 - 2014
CO ₂	1	1	1
CH ₄	21	28	4
CH ₄ fóssil	21	30	6
N ₂ O	310	265	234
HFC-23	11.700	12.400	12.700
HFC-32	650	677	94
HFC-125	2.800	3.170	967
HFC-134a	1.300	1.300	201
HFC-143a	3.800	4.800	2.500
HFC-152	140	16	2
CF ₄	6.500	6.630	8.040
C ₂ F ₆	9.200	11.100	13.500
SF ₆	23.900	23.500	28.200

Seguindo o 5º Relatório de Avaliação (IPCC, 2014), em 2010 as emissões de carbono equivalente (GWP-100) atingiram mais de 50 Gt CO₂eq, ante menos de 30 Gt CO₂eq em 1970. As concentrações de GEE na atmosfera têm aumentado e são mostradas na Figura 6.

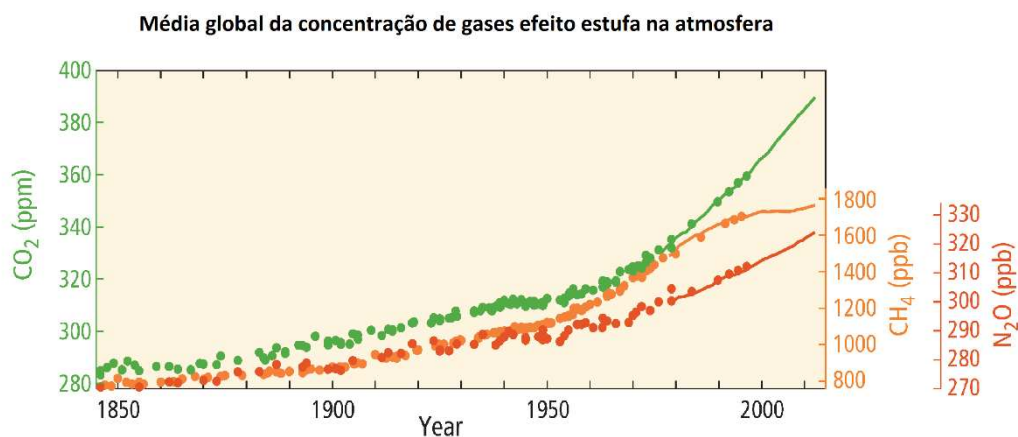


Figura 6 – Evolução da concentração de GEE na atmosfera. (IPCC, 2014).

Em termos de emissões totais, as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O representam quase 98% das emissões totais de CO₂eq (WRI, 2016). A preocupação com as emissões de poluentes e gases causadores do efeito estufa já é antiga; em 1956, um Comitê de Transporte pertencente à ECE (*Economic Commission for Europe*), organização subsidiária ao Conselho Econômico e Social das Nações Unidas (ECOSOC - *United Nations Economic and Social Council*), pediu atenção à poluição de vias continentais navegáveis. Posteriormente, o Comitê de Energia e Carvão mostrou preocupação com a poluição do ar pelo uso de coque e operação de centrais de energia. Porém, somente em 1968 que o ECOSOC propôs uma conferência mundial sobre o meio ambiente à Assembleia Geral da Organização das Nações Unidas (MOMTAZ, 1996).

O encontro ocorreu em Estocolmo, em 1972, e tinha como objetivo alertar a respeito dos perigos do crescimento da poluição, do rápido crescimento da ocupação humana e da degradação de solos e outros recursos naturais, além de prover bases para ações para mitigação destes problemas (VASSEUR, 1973).

A Declaração da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, elaborada neste encontro, contemplava 26 princípios em um contexto bem amplo de conservação do meio ambiente humano, inclusive mencionando, no último princípio, a eliminação de armamentos nucleares e de destruição em massa. Entretanto destacam-se, no documento, a preocupação com a emissão de poluentes, como no 6º princípio da declaração, no

qual é mencionado que a descarga de substâncias tóxicas e de outras substâncias, bem como a liberação de calor em quantidades ou concentrações que excedam a capacidade de neutralização pelo meio ambiente, deve ser interrompida, a fim de garantir que não se inflijam danos sérios ou irreversíveis sobre os ecossistemas (UNEP, 2016).

Dentre os fatos históricos das discussões sobre emissões e seus impactos, destaca-se o processo de negociações que culminou na convocação de uma nova conferência da ONU, ocorrida no Rio de Janeiro em 1992, conhecida como Rio 92 (ou ECO 92). Durante a conferência, estabeleceram-se três principais textos: (i) Declaração do Rio sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, que reafirma a declaração elaborada em Estocolmo em 1972, com o objetivo de estabelecer níveis de cooperação entre os Estados trabalhando com vistas à conclusão de acordos internacionais que respeitem os interesses de todos e protejam a integridade do sistema global de meio ambiente e desenvolvimento; (ii) um plano de ações voluntário para o século XXI, conhecido como Agenda 21, estabelecendo diretrizes para elaboração de um plano de nível global, nacional e local para mitigação de impactos ao meio ambiente pela atividade humana; e (iii) Declaração de Princípios sobre Florestas, que se estabelece como um consenso global sobre o manejo, conservação e desenvolvimento sustentável de todos os tipos de florestas (ONU, 1992).

Após a Rio 92, maior ênfase foi dada às discussões com o objetivo de ser firmado um acordo mundial mais promissor. Em 1997, durante a terceira Conferência das Partes na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP-3), realizada em Quioto, foram discutidos os temas que deram origem ao Protocolo de Quioto, documento que estabelecia a redução das emissões e mecanismos para o desenvolvimento limpo. O protocolo entrou vigor no início do ano de 2005, de acordo com as regras para implementação definidas na COP-7. No primeiro período de compromisso, 37 países industrializados e a comunidade europeia se comprometeram a reduzir as emissões de GEE em média em 5%, em relação aos níveis de 1990 (UNFCCC, 2016 e MMA, 2016a). Em 2012, na COP-18, uma emenda ao Protocolo de Quioto foi criada estabelecendo um segundo período de compromisso, no qual 37 países se comprometeram a reduzir as emissões de GEE em pelo menos 18% abaixo dos níveis de 1990 no período de oito anos, entre 2013-2020, com metas próprias e espontâneas (UNFCCC, 2016a).

Já em 2015, na COP-21, o acordo de Paris resgatou negociações discutidas em anos anteriores e, posteriormente, na COP 22, realizada em Marraquexe, o objetivo foi reiterar os

compromissos assumidos no Acordo de Paris e buscar caminhos para o financiamento climático.

Na COP 23, na Alemanha, apesar das atenções estarem voltadas às declarações do governo dos Estados Unidos, que anunciou previamente sua intenção de se retirar do Acordo de Paris, as negociações conseguiram isolar essa questão e evitar retrocessos no processo em andamento. Na COP 24, na Polônia, foi entregue um livro de regras para implementação do acordo de Paris, com adoção a partir de 2020 e a apresentação de um relatório pelas nações em 2024.

A COP 25, em Madri, realizada em 2019, foi alvo de críticas pela falta de um acordo para metas mais rigorosas, mas mostrou avanços, por exemplo, pelo comprometimento da União Europeia de neutralidade do carbono até 2050 e outros 73 países que anunciaram apresentação de plano de ação climática aprimorado (ONU, 2019).

1.2 Evolução de emissões de GEE no Brasil

No caso do Brasil, mesmo com uma grande participação de energias renováveis na matriz energética primária brasileira, as emissões brasileiras de CO₂eq, desconsiderando as emissões causadas pela mudança no uso da terra, colocaram o país como 6º maior emissor de GEE (*Figura 7*) (WRI, 2016). Porém, as emissões totais de GEE brasileiras estão desvinculadas das variações do PIB, fato também destacado na NDC brasileira. De 2004 a 2012 o PIB cresceu 43,9%, enquanto as emissões foram reduzidas em cerca de 50% e as emissões per capita, que em 2004 atingiram mais de 14 tCO₂eq, também foram reduzidas em função da redução das emissões totais.

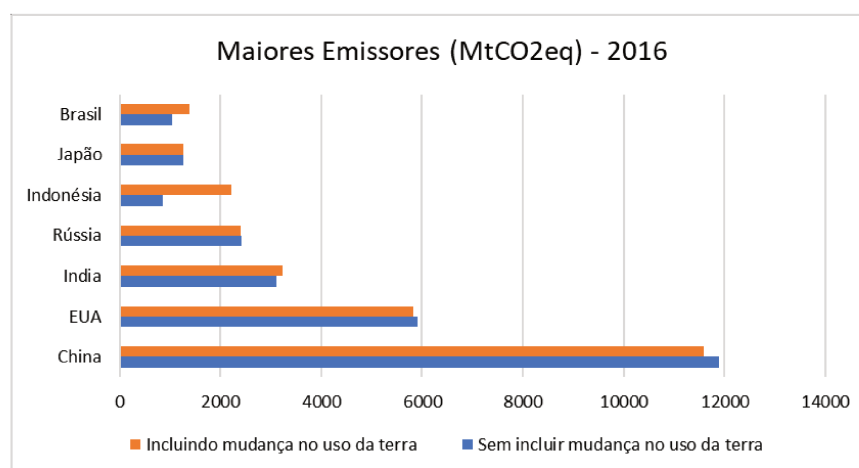


Figura 7- Emissões GEE por país em MtCO₂eq em 2016 - Climate Watch. (WRI, 2016).

No Brasil, uma das principais medidas adotadas pelo governo para redução das emissões foi a oficialização de um compromisso voluntário para redução de emissões de GEE, intitulado Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), junto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), sancionado pela lei 12.187 em dezembro de 2009, a qual estabelece reduções de emissões entre 36,1% e 38,9% em relação às emissões projetadas para 2020.

O Decreto nº 7.390/2010 regulamentou a PNMC e, segundo seu artigo 5, as projeções de emissões para o ano de 2020 foram baseadas no Segundo Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal e totalizam 3,23 GtCO₂eq, composta pelas projeções setoriais: i) Mudança do Uso da Terra - 1,4 GtCO₂eq; ii) Energia - 0,87 GtCO₂eq; iii) Agropecuária - 0,730Gt CO₂eq; e iv) Processos Industriais e Tratamento de Resíduos – 0,23Gt CO₂eq.

Isto significa que as emissões brasileiras de GEE em 2020 deveriam situar-se em valores inferiores, entre 2,06 e 1,97 GtCO₂eq, pela métrica GWP-100 (SAR), apesar da métrica não ser mencionada na lei - na Segunda Comunicação ao UNFCCC (MCTIC, 2010) é utilizada essa métrica e um documento de estimativas de emissões publicado pelo MCTIC (MCTIC, 2014) menciona que no II Inventário Nacional de Emissões esta métrica foi empregada.

Dentre as medidas decretadas para atingimento da meta da PNMC, destacam-se a redução de 80% dos índices anuais de desmatamento na Amazônia Legal em relação à média verificada entre os anos de 1996 a 2005, redução de 40% dos índices anuais de desmatamento no Bioma Cerrado em relação à média verificada entre os anos de 1999 a 2008, expansão da oferta de hidroeletricidade, de fontes alternativas renováveis e da oferta de biocombustíveis, além de um incremento não quantificado na eficiência energética, bem como a recuperação de 15 milhões de hectares de pastagens degradadas e da expansão da prática de plantio direto na palha⁶ em 8 milhões de hectares – neste caso, vale ressaltar que, para a cultura da cana, há um tendência de recolhimento de parte desta palha para geração de eletricidade, entre outras medidas.

Em 2018, segundo análises do Observatório do Clima (2019), as emissões brasileiras atingiram 1,94Gt CO₂eq (GWP-AR5), dos quais 44% vieram das mudanças do uso da terra, sobretudo do desmatamento na Amazônia e no Cerrado. Apesar de até 2018 as emissões

⁶ Plantio direto na palha: Método de plantio em que os resíduos (palha) da última safra são mantidos no solo e propiciam algumas vantagens, como proteção contra erosões e armazenamento de nutrientes, fertilizantes e corretivos. Propicia a recuperação de solos degradados pelo aumento do teor de matéria orgânica no solo (C), além de reduzir maquinário em campo e uso de fertilizantes. (EMBRAPA, 2016).

estarem dentro do limite de emissões brutas compatível com o cumprimento da meta de redução de emissões fixada pela PNMC, o relatório ressalta que a explosão do desmatamento na Amazônia e no Cerrado em 2019 desviou o país da meta. O relatório ainda ressalta que a explosão do desmatamento no ano de 2019 torna improvável que seja atendida a meta de redução 80% da velocidade do desmatamento na Amazônia.

A evolução de emissões por setor no país é mostrada na Figura 8.

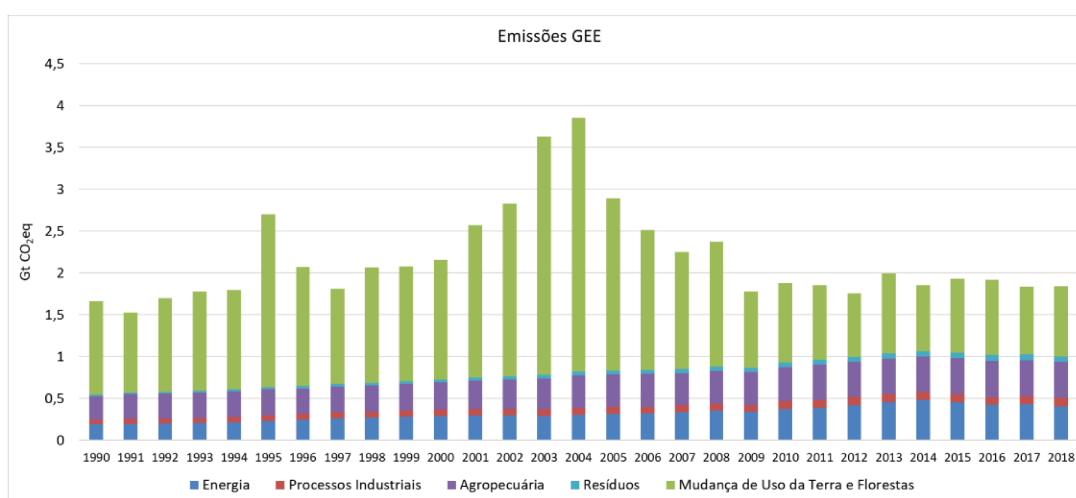


Figura 8- Evolução das emissões totais de GEE por setor a partir de 1990 pela métrica SAR (SEEG, 2020).

Ao longo dos anos 1990, os índices de desmatamento foram elevados e, em 1995, as emissões associadas ao uso da terra (LULUCF) foram totalizadas em cerca de 2GtCO₂eq, um valor 85% superior ao de 1990. No ano 2000, estas emissões tiveram uma redução parcial mas, em 2004, foi registrada novamente uma alta taxa de desmatamento, totalizando uma área de 27.772 km², o segundo maior desmatamento anual registrado pelo Brasil - neste ano foi iniciado o Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal (PPCDAm). Em 2005, o desmatamento se manteve elevado e, por consequência, as emissões de CO₂eq; entretanto, foram bastante reduzidas nos anos seguintes. Em 2015, a área desmatada apresentou uma redução de quase 80% com relação a 2004, com o registro de 5.831 km² desmatados (MMA, 2016b). A Figura 9 mostra a evolução das emissões de GEE pela mudança no uso da terra no Brasil.

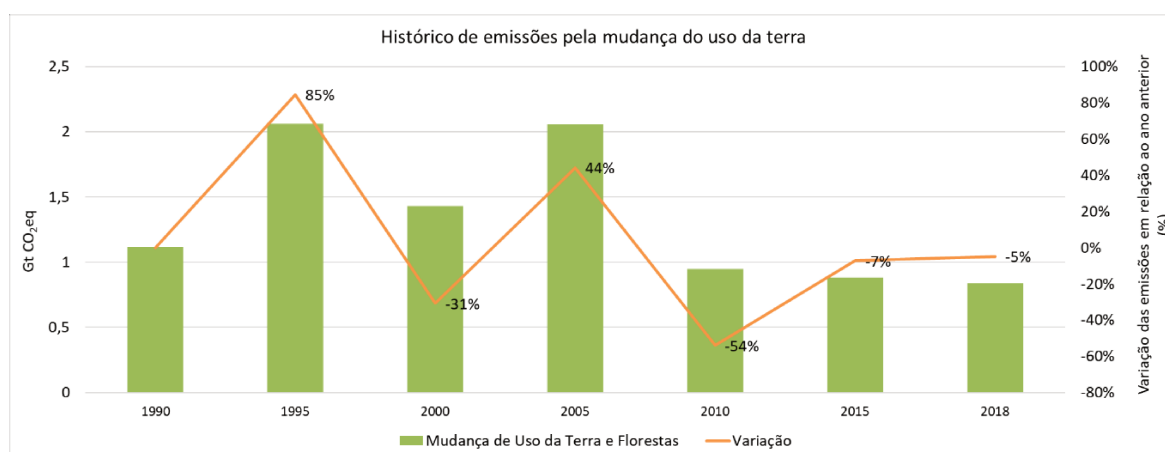


Figura 9 - Evolução das emissões brasileiras de GEE pelo uso e mudança do uso da terra e florestas (SEEG, 2020)

A agropecuária e o setor de energia são os setores com maior participação nas emissões brasileiras de dióxido de carbono equivalente, excluindo-se as emissões relacionadas ao uso da terra; em 2018, 25% do total de CO₂eq foi emitido pela agropecuária e mais de 23% pelo setor de energia (OC, 2019). As emissões da agropecuária são predominantemente de gases CH₄ e N₂O, sendo que a fermentação entérica na agropecuária é responsável pela metade das emissões deste setor.

No setor de energia, o subsetor de transportes é responsável por cerca de 50% destas emissões, seguido pelas emissões industriais com quase 15%, produção de combustíveis 13% e produção de energia elétrica com 12% do total (OBSERVATÓRIO DO CLIMA, 2019). As emissões do setor de energia são predominantemente constituídas de CO₂ (MCTIC, 2016).

1.3 iNDC e NDC brasileira

Em dezembro de 2015, durante a 21^a Conferência das Partes (COP 21), as partes⁷ apresentaram suas Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas, pela sigla em inglês iNDC (*Intended Nationally Determined Contribution*), com objetivo de limitar o aquecimento global em 2°C até o final deste século. Neste documento, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de GEE para 37% abaixo dos níveis de 2005 em 2025 e, como referência de valores, é apresentado no documento uma redução de 43% dos níveis de 2005 em 2030, porém sem caráter de compromisso. As emissões em 2005, declaradas na iNDC, foram de 2,1Gt

⁷ Ao total, até 2020, 165 iNDCs foram submetidas, representando 192 países, sendo que 187 já tinham ratificado ou aderido de alguma forma ao acordo, representando 97% das emissões globais. Fonte: WRI (2016).

CO₂eq, ou seja, um compromisso de redução de emissões objetivando atingir, em 2025, 1,3Gt CO₂eq e, em 2030, 1,2Gt CO₂eq.

Dentre as iNDCs apresentadas, mais de 70% estabeleceram metas alvo para redução das emissões e cerca de 15% das nações que não apresentaram alvos para redução, ao menos estabeleceram ações a serem tomadas, tornando a COP 21 um marco para os acordos de redução de emissões (WRI, 2016).

Os números apresentados pelo Brasil consideram terras indígenas, que ocupam aproximadamente 13% do território nacional (FUNAI, 2016), como áreas de florestas manejadas, em conformidade com as diretrizes aplicáveis do IPCC para estimar remoções de gases de efeito estufa. Não levando em conta o papel destas áreas, as reduções em 2025 e 2030 seriam de 31% e 37%, respectivamente.

As emissões brasileiras apresentadas na iNDC foram baseadas, segundo EPE (2016), no relatório II Inventário Nacional de Emissões e utilizando a métrica GWP-100 (AR5); porém, é observado uma inconsistência na apresentação deste número em diferentes relatórios nacionais, com alteração das métricas empregadas e inconsistência dos valores reportados, comparados na mesma métrica (IDDRI, 2015). Na 3ª comunicação brasileira ao UNFCCC, após a elaboração da iNDC, os valores apresentados para as emissões em 2005 foram de 2,84Gt CO₂eq (GWP-100 AR5) (MCTIC, 2016). A segunda comunicação do Brasil à UNFCCC apresentava o valor de 2,19Gt CO₂eq (GWP-100 SAR) para as emissões totais de 2005 e o Relatório de Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa, publicado pelo MCTIC em 2014 (MCTIC, 2014), apresentava as emissões estimadas de 2005 de 2,04 Gt CO₂ (GWP-100 SAR), mas não é uma comunicação oficial à UNFCCC.

A iNDC brasileira foi ratificada pelo governo em 2016, deixando de ser uma contribuição pretendida (iNDC) e tornando-se um compromisso brasileiro para redução de emissões de GEE e mitigação dos impactos de alteração no clima (NDC).

A NDC brasileira contempla diversas medidas para atingir as metas de redução, que são resumidas abaixo:

I – Aumentar a participação de bioenergia na matriz energética para 18% até 2030, com maior produção e consumo de etanol e biodiesel;

II – Cumprir o Código Florestal e fortalecer políticas para alcançar desmatamento ilegal zero na Amazônia até 2030, bem como reflorestar 12 milhões de hectares de florestas até 2030;

III – Atingir a participação de 45% de energias renováveis no Brasil até 2030, pela expansão da participação de fontes renováveis, além da hídrica, na oferta total de energia de

28% para 33%, bem como aumentar a parcela de energias renováveis no fornecimento de energia elétrica, além da hídrica, para 23% e atingir 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico, todas metas até 2030.

IV – Fortalecer o Plano de Agricultura de Baixa Emissão de Carbono (Plano ABC), buscando o desenvolvimento sustentável na agricultura, incluindo a restauração de 15 milhões de hectares de pastagens degradadas até 2030 e pelo incremento de 5 milhões de hectares de sistemas de integração lavoura-pecuária-florestas até 2030;

V – Promover novos padrões de tecnologias limpas e aumentar medidas de eficiência energética e de infraestrutura de baixo carbono no setor industrial;

VI – E promover, no setor de transportes, medidas de eficiência e melhorias na infraestrutura de transportes e no transporte público em vias urbanas.

Dentre as ambições da NDC, estão algumas que despertam a atenção, como o aumento expressivo da produção de etanol, passando dos atuais 33 bilhões de litros na safra 2018/2019 para 54 bilhões de litros em 2030, bem como o aumento da participação de fontes renováveis na matriz de energia elétrica, além das hidrelétricas, para 23% até 2030, além da manutenção da energia hidráulica com 2/3 de participação nesta geração.

Outras medidas arrojadas são o comprometimento em reflorestar 12 milhões de hectares, o que representa metade da área do estado de São Paulo e a restauração de 15 milhões de hectares de pastagens degradadas até 2030.

1.4 Características principais da matriz energética brasileira

O Brasil conta com umas das matrizes energéticas mais limpas do mundo, com quase 42% da energia primária, em 2018, proveniente de fontes renováveis. Destaque para os produtos da cana que respondem por cerca de 17% do total das fontes primárias (EPE, 2019a). A evolução das fontes renováveis na matriz de energia primária do Brasil é mostrada na Figura 10.

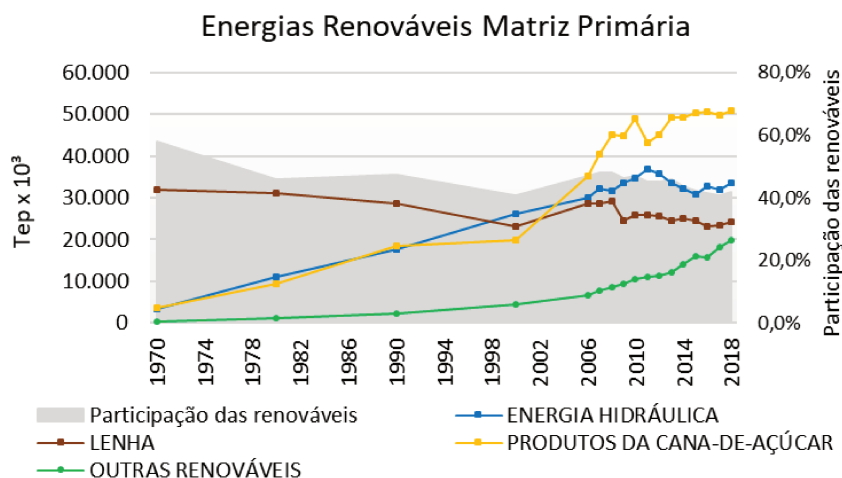


Figura 10 - Evolução das fontes renováveis na matriz de energia primária brasileira (EPE, 2019a).

Historicamente, a participação dos produtos da cana na matriz de energia primária tem crescido. O primeiro grande salto na participação desta fonte na matriz se deu após a implementação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), que teve início a partir de 1975, onde a oferta de produtos da cana cresceu mais de 400% entre 1970 e 1990 (EPE, 2019a), visando primeiramente atender a produção de etanol anidro para adição na gasolina e, em uma segunda fase, a produção de etanol hidratado para uso direto em motores, aumentando, assim, a demanda e impulsionando investimentos no setor. A partir dos anos 2000, um novo crescimento expressivo ocorreu na participação dos derivados da cana na matriz primária pela inserção dos carros bicomcombustíveis no Brasil. O aumento da participação de fontes renováveis na matriz brasileira também contou com participação de outras renováveis, como o crescimento da fonte eólica na produção de eletricidade.

A produção brasileira de biocombustíveis, etanol e biodiesel, foi responsável por suprir, aproximadamente, 25% da energia demandada pelo setor de transportes em 2018 (EPE, 2019). Em 2015, a importância do etanol no Brasil foi fortalecida após a decisão do governo brasileiro de aumentar a adição de etanol anidro à gasolina “A” para 27%. Quanto ao biodiesel, em 2017, a adição de 8% de biodiesel ao diesel consumido no setor de transportes tornou-se obrigatória. A Lei Nº13.033 de setembro de 2014, reeditada em março de 2016 pela Lei Nº13.263, determina o aumento progressivo da adição de biodiesel, sendo já autorizado pela ANP o aumento progressivo até 15%. Em março de 2020 a mistura atingiu 12%.

Já o setor elétrico, até meados dos anos 1990, foi praticamente todo de propriedade do governo (estadual ou federal), contando com empresas verticalmente integradas e trabalhando

fortemente na manutenção de baixas tarifas de energia. A falta de investimentos na geração de energia elétrica, pelo menos não de forma suficiente para garantir segurança energética e mitigar a escassez, associado aos índices de pluviosidade abaixo da média em 2001, comprometeu a capacidade do país atender sua demanda por eletricidade e ocasionou uma grande escassez de energia elétrica, levando o governo a iniciar um grande racionamento de energia. Um novo modelo para o setor de eletricidade foi implementado em 2004, provocando profundas mudanças no comércio de eletricidade, na interação entre os agentes do setor e criando os ambientes regulados, com a comercialização através de leilões de energia, e o livre, onde preços e condições são negociados entre os agentes compradores e vendedores (SILVA, MARCHI NETO E SEIFERT, 2016).

Com a necessidade de diversificação das fontes de energia, a matriz de eletricidade brasileira tem evoluído para ligeira redução da participação de hidroelétricas para atendimento da demanda; isto se dá pelo crescimento de outras fontes, como eólicas e térmicas, além de dificuldades na implantação de novos empreendimentos hidroelétricos devido a questões estratégicas, econômicas e socioambientais.

Mesmo com a participação cada vez maior de outras fontes de energia, a produção de eletricidade no país tem como principal fonte a energia hidráulica, que responde por 2/3 da produção total. O uso desta fonte como base para geração se deu pelos fortes investimentos em expansão realizados a partir dos anos 1950, com decisão de ampliar o fornecimento de energia para permitir o crescimento do país, e devido à abundância deste recurso, sua competitividade econômica e sua importância estratégica do ponto de vista de segurança energética, dada a existência de usinas com grandes reservatórios, nos quais o armazenamento de água em períodos de maior precipitação permite a operação nos períodos de seca.

Silva, Marchi Neto e Seifert (2016) mencionam que as distâncias das hidroelétricas aos centros de consumo geram maiores perdas energéticas por transmissão e distribuição. Santos, et al. (2013) citam que, apesar de ainda existir potencial no Brasil para exploração da energia hidráulica para geração de eletricidade com reservatórios de grande volume, estes empreendimentos têm tido dificuldades de instalação devido aos impactos socioambientais da implementação. Cerca de 70% do potencial hídrico para instalação de novas hidroelétricas está localizado na região amazônica, onde a topografia não favorece a formação de grandes reservatórios; deste modo, a maior parte do potencial factível é para usinas chamadas fio d'água (com baixa capacidade de regularização), que operam com baixo fator de capacidade, abaixo da média das usinas hidroelétricas brasileiras.

No ano de 2014, um prolongado período de seca, conduziu o país a um cenário de escassez, elevando enormemente a demanda pela energia das fontes termoeletricas não renováveis. No início de 2015 um pico de consumo, em conjunto com falhas no sistema de transmissão, conduziu o Operador Nacional do Sistema (ONS) a solicitar que concessionárias de energia cortassem o fornecimento de eletricidade em partes de grandes cidades, como São Paulo e Rio de Janeiro (SILVA, MARCHI NETO E SEIFERT, 2016).

A Figura 11 mostra a evolução em capacidade instalada, excluindo energia hidráulica, no setor elétrico de 2006 a 2018, onde é possível observar que a capacidade se expandiu principalmente para fontes térmicas não renováveis, incluindo o gás natural. A energia eólica ganhou mais expressão em sua expansão a partir de 2013, e térmicas a bagaço de cana a partir de 2009. Neste mesmo período, a capacidade instalada em unidades de geração de energia hidroelétrica aumentou em cerca de 35%.

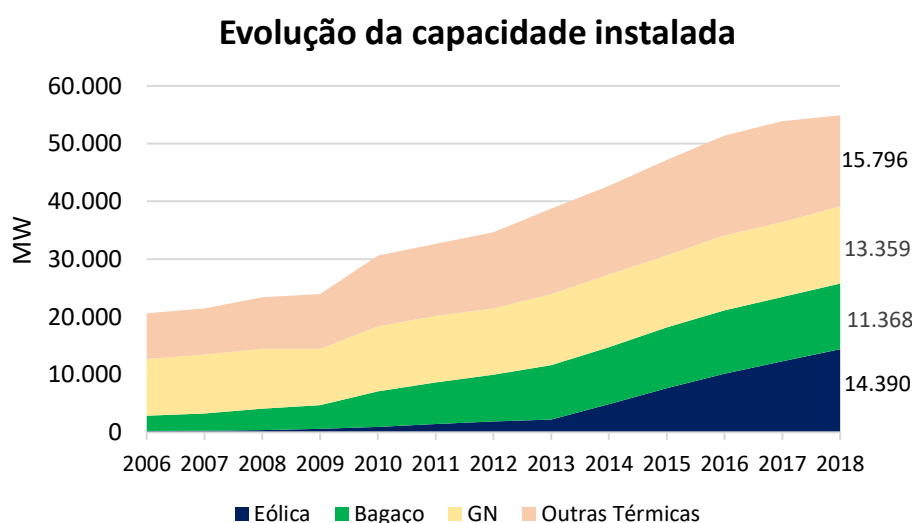


Figura 11 - Aumento da capacidade instalada para geração de eletricidade (EPE, 2019a).

Dentre as principais fontes na geração de eletricidade de 2006 a 2017, excluindo-se a hidroeletricidade, o gás natural apresentou grande importância no período, especialmente entre 2012 e 2015, período no qual as térmicas foram fundamentais para garantia da segurança energética, para atender o crescimento da demanda, em um momento com baixo índice de pluviosidade (Figura 12).

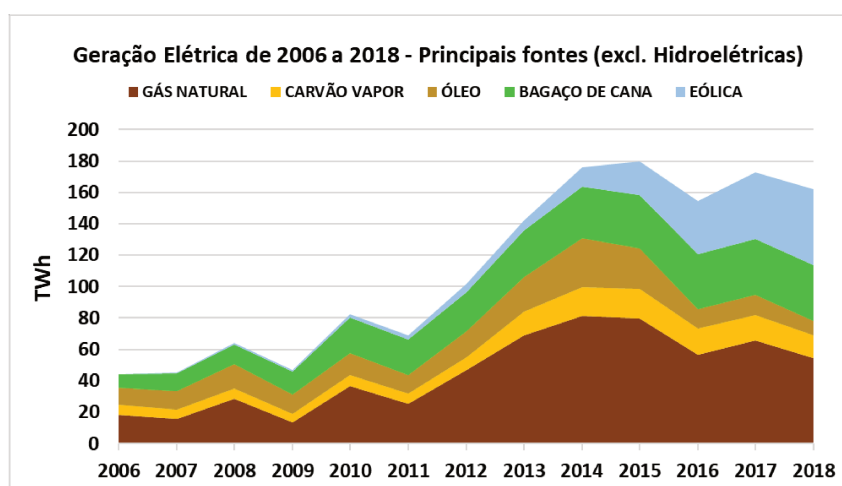


Figura 12 – Geração de eletricidade de 2006 a 2018 – Principais fontes (excluindo hidroeletricidade) (EPE, 2019a).

1.5 Características da matriz energética em 2030 no plano da NDC

Nesta seção são apresentadas as informações utilizadas como base para elaboração da NDC brasileira. Estas informações foram divulgadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no relatório “O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia” (EPE, 2016).

Para a previsão do crescimento da demanda energética na NDC, foram consideradas algumas premissas pela EPE (EPE, 2016), como um aumento da população em 27 milhões de habitantes até 2030, crescimento econômico médio de 3,3% a.a. até 2030 – uma premissa otimista para o curto prazo –, aumento da frota de veículos bicompostíveis e aumento do nível de consumo de energia pela melhoria da qualidade de vida em função da previsão do aumento de renda per capita.

Dentro das previsões de crescimento na elaboração da NDC, está a previsão do aumento do consumo final de energia em 3% a.a. até 2030, resultando em um aumento do consumo final energético de 266 Mtep⁸ em 2014 para 432 Mtep ao final de 2030, aumento de mais de 60%.

Os derivados de petróleo, que de 2012 a 2014 atingiram 44,5% do consumo final de energia, em 2030 devem ter a participação reduzida para menos de 42% devido à maior penetração de biocombustíveis no setor de transportes (EPE, 2016).

⁸ Tep = Tonelada equivalente de petróleo – Unidade energética referencial para comparação de medidas energéticas com a energia equivalente de uma tonelada de petróleo. Mtep = Milhão de tep.

A eletricidade, devido ao aumento do consumo, deve elevar sua participação no consumo final de energia para quase 20%, um acréscimo de 2,5% em relação a 2016. O crescimento esperado na demanda de eletricidade é de 4,4% a.a., atingindo cerca de 1.000 TWh em 2025 e 1.200 TWh em 2030 (considerando autoprodução e geração distribuída), o dobro da energia demandada em 2018. O consumo per capita de eletricidade deve passar de 2.600 kWh/ano/habitante para 4.300 kWh/ano/habitante em 2030.

A Figura 13 e a Figura 14 mostram a produção de eletricidade no Brasil nos últimos 10 anos e sua projeção até 2030, respectivamente, conforme previsto pela EPE na consolidação dos dados apresentados na NDC (EPE, 2016).

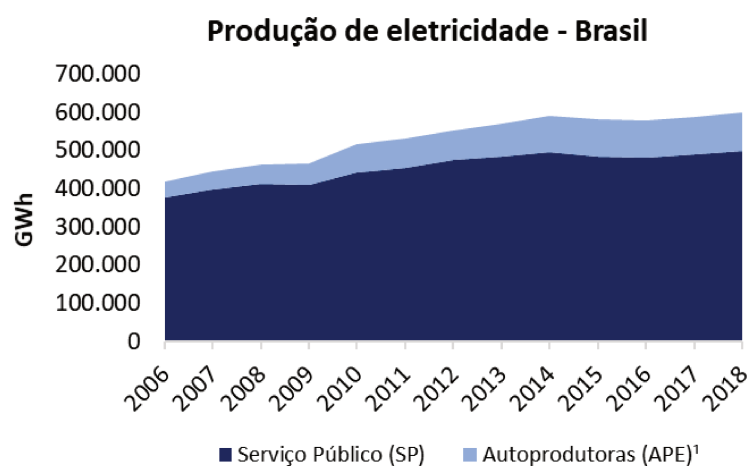


Figura 13 – Produção de eletricidade no Brasil de 2006 a 2017 – Não inclui importações (EPE, 2019).

¹ Inclui Autoprodução Injetada e Não Injetada na rede e não inclui importações de energia

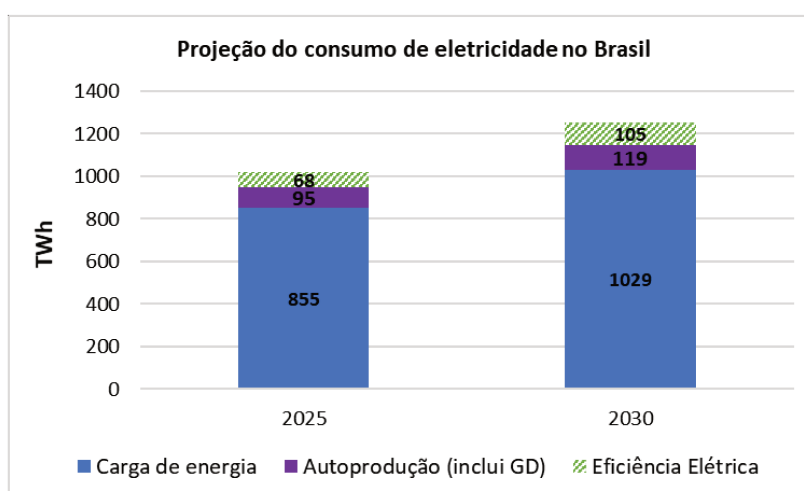


Figura 14 – Projeção do consumo de eletricidade no Brasil. A eficiência elétrica refere-se ao consumo evitado por ganhos de eficiência. (EPE, 2016).

A expansão do setor elétrico é planejada com base na busca pela expansão de menor custo, manutenção da confiabilidade do sistema com aproveitamento de recursos nacionais e manter as emissões de GEE nos níveis mais baixos possíveis. Para o planejamento de expansão até 2030 e, posteriormente, 2050, o objetivo é reduzir a intensidade de emissões de 14,1 t CO₂/mil R\$ (PIB) para 11,3 t CO₂/mil R\$ (PIB) em 2030 e 8,5 t CO₂/mil R\$ em 2050, ou seja 40% de redução. Porém, a maior inserção de algumas fontes renováveis, como a eólica e solar, pode fazer com que seja necessária a inserção de novas térmicas na base de geração para garantir a segurança energética nos momentos de intermitência destas fontes. Outro fator importante é observar a sazonalidade das fontes: as hidrelétricas têm suas capacidades controladas pelas vazões dos rios e, para maior constância na geração, necessitam de reservatórios; no caso da biomassa de cana-de-açúcar, a disponibilidade é maior em períodos de safra, que corresponde com o período de estiagem no Centro-Sul do país, contribuindo para segurança do sistema hidroenergético. Para estender o período de geração das térmicas do setor sucroenergético é necessário o recolhimento e armazenamento de biomassa adicional e/ou a redução de demanda de energia térmica no processo, com consequente aumento do potencial de exportação de eletricidade.

Na estimativa realizada pela EPE, o potencial hidroelétrico disponível para expansão é de 69 GW, mas somente 37 GW não estão localizados em áreas com alguma restrição. A previsão realizada é para aproveitamento de 45 GW até 2030, com 3 GW explorados em unidades de conservação integral, o que demandaria um longo período para aprovação do projeto. Vale ressaltar que a necessidade pode ser um pouco menor devido ao crescimento do país em curto prazo não ser tão grande quanto foi estimado, em razão do momento econômico vivido nestes recentes anos.

A Figura 15 mostra a projeção da evolução na potência instalada de hidroeleticidade entre 2018 e 2030, conforme projetado pela EPE no contexto da NDC, em comparação com a geração total prevista por esta fonte desconsiderando autoprodução e geração distribuída.

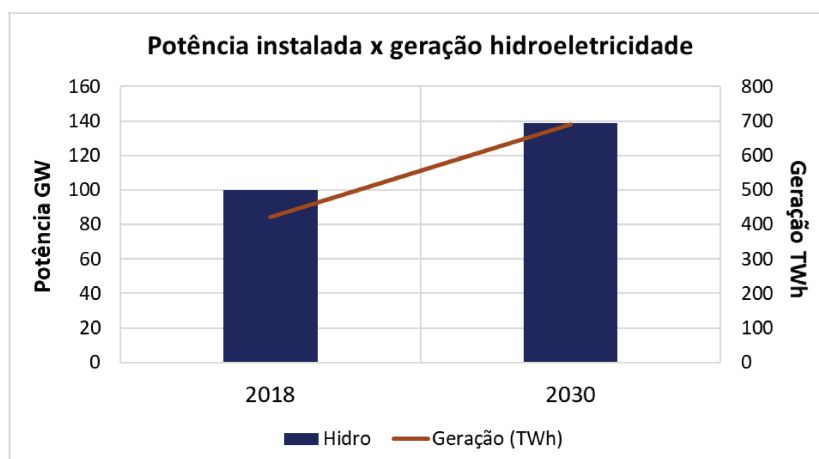


Figura 15 – Projeção da potência instalada e geração para fonte hidráulica em 2018 e 2030 de acordo com o projetado no contexto da NDC (EPE, 2016).

A Figura 16 mostra a projeção da evolução da potência instalada em todas as fontes, excluindo-se hidroeletricidade, de 2018 a 2030 e em comparação com a geração total prevista, desconsiderando autoprodução e geração distribuída, conforme projetado pela EPE no contexto da NDC. Um aumento expressivo da potência instalada em eólica, biomassa e solar, pelo lado das fontes renováveis, foi planejado, por exemplo, para a energia solar, é prevista uma potência instalada de 17 GW em 2030, mais do que a existente em biomassa em 2014.

Do lado das não-renováveis, é previsto dobrar a capacidade instalada em termoeletricas a gás natural, mas a produção de energia desta fonte não deve aumentar de forma significativa, indicando que as termoeletricas a gás farão parte de uma estratégia de segurança energética.

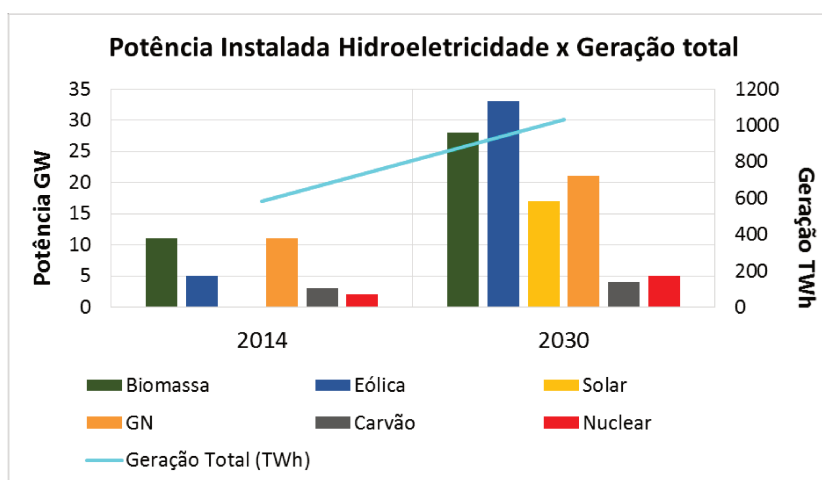


Figura 16 – Projeção da potência instalada e geração total (excl. hidro) de 2014 a 2030 (EPE, 2016).

Para o gás natural, o consumo total em 2007 foi de 23 bilhões de m³ e a partir de 2013 ultrapassou 40 bilhões de m³, sendo cerca de 40% destinado à geração de eletricidade.

Segundo a EPE (2016), o consumo total de gás natural em 2030 será da ordem de 50 bilhões de m³, com 30% destinado à geração de eletricidade e 70% para o consumo final, onde espera-se um grande crescimento da demanda do gás como matéria-prima na produção de fertilizantes (uso não energético), com crescimento de 14% a.a., e no aumento do consumo pelos setores residencial e comercial, com crescimento de 7% a.a. e 5% a.a., respectivamente.

O consumo de derivados de petróleo deve apresentar queda de participação no consumo final de energia, porém a participação do óleo diesel deve se manter constante pois, apesar do modelo de previsões da NDC contar com a migração de parte da matriz de transportes para modais ferroviários e aquaviários e uso de motores a diesel mais eficientes, a demanda por transportes deve se expandir.

O etanol (anidro e hidratado) irá ganhar força na matriz de combustíveis ciclo Otto passando a ter uma participação de 45%, em gasolina equivalente em 2030, em um cenário de maior consumo de combustíveis; a gasolina A, que em 2014 teve uma participação de 66% e em 2018 de 58%, passará para 55%. A queda da participação da gasolina se justifica tanto pelo aumento da frota bicompostíveis como pelo advento dos carros elétricos, que foram previstos serem mais competitivos a partir de 2025, ressaltando que o aumento da frota de veículos elétricos demandaria grandes investimentos em infraestrutura. Adicionalmente, demanda do biodiesel é projetada crescer para suprir uma mistura de 12% ao diesel convencional, teor de mistura que já foi implementado

A produção de cana-de-açúcar deve atingir mais de 1,0 bilhão de toneladas em 2030 pela previsão elaborada na construção da NDC; na safra 2019/20, foram processadas pouco mais de 640 milhões de toneladas, o recorde do país foi a produção de 2015/16 de 667 milhões de toneladas (UNICA, 2020). A produção prevista para 2030 deve atender a produção de 51 bilhões de litros de etanol convencional. A partir de 2023, foi projetado a produção de etanol contar com o etanol celulósico, através do desenvolvimento das tecnologias para conversão da biomassa (bagaço e palha) em açúcares fermentescíveis para produção de etanol, atingindo uma produção de 2,5 bilhões de litros até 2030. Atualmente, as usinas sucroenergéticas têm investido em tecnologias para aumento da exportação de eletricidade para a o Sistema Interligado Nacional (SIN), assim fazendo da eletricidade um terceiro produto comercializado pelo setor. Desta forma, o bagaço excedente e parte da palha já estão sendo destinados à geração de

eletricidade; mais de 280 empreendimentos encontram-se cadastrados como autoprodutores de energia ou produtores independentes de energia na ANEEL (ANEEL, 2020b).

A eficiência energética também é vista como ponto fundamental na redução das emissões de GEE, porém algumas medidas planejadas dentro do previsto na NDC necessitam da criação de políticas e incentivos como, por exemplo, garantir a melhoria de eficiência energética de equipamentos através de etiquetagem e índices mínimos aceitáveis, bem como promover edificações menos intensivas no uso de energia. Outras políticas essenciais dizem respeito ao incentivo do uso de transportes coletivos, ao planejamento para atender as projeções do biodiesel previstas no período e a ações para promover a geração distribuída e o biogás.

O aumento da eficiência elétrica prevista na NDC de 10% até 2030 significa a economia de mais de 100 TWh no ano de 2030, valor próximo da geração elétrica da usina de Itaipu, que produz anualmente entre 90 e 100 TWh (ITAIPU, 2016).

Também foi considerado o ganho de eficiência no consumo de energia industrial, admitindo-se a redução do consumo específico de energia na produção de alguns metais, como alumínio e cobre, bem como em diversos setores, como papel, celulose, setor químico e cimento.

Para o setor de transportes, no modelo de projeção de consumo para 2030 dentro da NDC, foi considerado o aumento da eficiência através do: i) incremento de 1% a.a. no rendimento médio nos motores a diesel utilizados em caminhões e ônibus; ii) aumento de 1% a.a. na eficiência média para os veículos leves novos; iii) penetração de veículos híbridos ou totalmente elétricos a partir de 2025; iv) ganho de 1% a.a. nos modais aeroviário e aquaviário.

Em 2019, o setor de transportes contava com uma frota de veículos leves de cerca de 43 milhões de unidades (ANFAVEA, 2016). O relatório de projeções para a NDC divulgado pela EPE considera, para a previsão da frota de veículos de 2030, a taxa de motorização da população e as projeções de renda per capita.

A taxa de motorização mede o número de habitantes de uma região ou país por veículo e, no Brasil, esta razão vem caindo, em função do aumento da venda de veículos. Em 2005, esta taxa era de 8 hab./veículo (habitantes por veículo) e, em 2015, de 4,9 hab./veículo (ANFAVEA, 2016). A previsão de frota da EPE é de 56 milhões de veículos de 2025 e 70 milhões em 2030, com taxa de motorização de 3,2 hab./veículo, com 70% da frota composta por veículos bicomcombustível (*flex fuel*) e 4,5% elétricos (híbridos ou puros). Em 2014, foram licenciados cerca de 3,3 milhões de veículos leves novos; em 2030, a expectativa é atingir 6,3 milhões de veículos.

Nos modais de transporte, segundo estimativa do relatório da EPE, o modal rodoviário vai ter sua participação reduzida de 62% em 2014 para 52% em 2030, principalmente pelo aumento da movimentação de cargas pelo modal ferroviário, passando de 25% para 33% em 2030.

O aumento da frota de veículos irá, conseqüentemente, conduzir o país ao aumento da demanda por combustíveis. A demanda prevista para o etanol total produzido é de 54 bilhões de litros, ante a produção atual de pouco mais de 30 bilhões de litros. O consumo total de combustíveis ciclo Otto em gasolina A equivalente deve atingir 75 bilhões de litros, número de acordo com a previsão da Agência Nacional do Petróleo (ANP) em Chambriard (2016).

A matriz consolidada de oferta interna de energia, elaborada pela EPE, é mostrada na Tabela 2. Na matriz energética prevista para 2030 as emissões de GEE devem atender ao compromisso firmado na NDC. As emissões no setor de energia devem aumentar de 332 MtCO₂eq em 2005 para 688 MtCO₂eq em 2030 (GWP-100 AR5), porém com redução da intensidade de emissões neste setor em 10% em relação aos níveis de 2005, com a previsão de uma intensidade 146 kgCO₂eq/10³ US\$ em 2030, sinalizando que o setor de energia deve se tornar menos intensivo em carbono.

Tabela 2- Projeção da matriz de oferta de energia interna de 2005 a 2030. Fonte: EPE (2016)

	2005		2014		2025		2030	
	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%	10 ³ tep	%
Energia Não Renovável	121.819	55,9	185.100	60,6	226.143	55,1	265.152	55,0
Petróleo e Derivados	84.553	38,8	120.327	39,4	146.515	35,7	164.430	34,1
Gás Natural	20.526	9,4	41.373	13,5	46.679	11,4	61.207	12,7
Carvão Mineral e Derivados	12.991	6,0	17.551	5,7	23.303	5,7	26.421	5,5
Urânio (U3O8) e Derivados	2.549	1,2	4.036	1,3	6.996	1,7	10.232	2,1
Outras Não Renováveis	1.200	0,6	1.814	0,6	2.650	0,6	2.862	0,6
Energia Renovável	96.117	44,1	120.489	39,4	184.097	44,9	216.820	45,0
Hidráulica e Eletricidade	32.379	14,9	35.019	11,5	53.209	13,0	59.949	12,4
Lenha e Carvão Vegetal	28.468	13,1	24.728	8,1	27.333	6,7	29.022	6,0
Derivados da Cana-de-Açúcar	30.150	13,8	48.128	15,7	69.087	16,8	80.940	16,8
Outras Renováveis	5.120	2,3	12.613	4,1	34.468	8,4	46.910	9,7
Eólica	8	0,0	1.050	0,3	7.898	1,9	8.989	1,9
Solar	0	0,0	0	0,0	1.075	0,3	3.056	0,6
Óleo Vegetal (Biodiesel)	0	0,0	2.193	0,7	4.458	1,1	7.481	1,6
Outros	5.112	2,3	9.370	3,1	21.037	5,1	27.383	5,7
Total	217.936	100,0	305.589	100,0	410.240	100,0	481.972	100,0

2 – SETOR SUCROENERGÉTICO NO BRASIL

2.1 Evolução histórica do setor

A cana-de-açúcar tem longa história, atravessou o mundo, passando por diversas regiões, como Nova Guiné, Índia, Egito e Espanha, entre outras, antes de ser trazida ao Brasil em 1532, por Martim Affonso de Souza, e ser cultivada na Capitania de São Vicente. Em seguida, a produção migrou para o Nordeste do Brasil, onde os engenhos se multiplicaram. Do século XVI a meados do século XVII, o Brasil monopolizou a produção de açúcar e as cidades de Salvador e Olinda rapidamente prosperaram. O açúcar produzido no país era enviado à Europa, onde se multiplicavam as refinarias. A partir da segunda metade do século XVII, os holandeses iniciaram a produção açucareira no Caribe e, mais tarde, os ingleses e franceses fizeram o mesmo em suas colônias, decretando o fim do monopólio brasileiro. No século XVIII, os ingleses expandiram sua produção de açúcar após tomarem Cuba dos espanhóis, porém o Brasil ainda conseguia se manter entre os 5 maiores produtores (UDOP,2016).

O crescimento do açúcar de beterraba na Europa e o surgimento de novas regiões produtoras no mundo, aliados com a evolução tecnológica, fizeram os engenhos brasileiros definhar. O cenário somente melhorou a partir de meados do século XIX, com um programa de incentivo para modernização da produção de açúcar, idealizado pelo império brasileiro, e após a 1ª Guerra Mundial, com a indústria europeia devastada e o aumento de preços do produto (UDOP, 2016).

Com os bons preços para o açúcar e os riscos de superprodução, o governo interveio no setor de produção de açúcar criando o Instituto do Açúcar e Alcool (IAA) em 1933, visando incentivar o consumo e regular o mercado com a implantação de cotas de produção, igualmente limitou as usinas a produzirem, no máximo, 60% de toda cana em terras próprias, sendo o restante fornecido por produtores independentes. A expansão e aquisição de novos equipamentos também era regulada pelo IAA (EMBRAPA, 2016).

O IAA foi responsável por diversos programas. O Plano de Expansão da Indústria Açucareira Nacional, elaborado entre 1963 e 1964, teve como objetivo promover a expansão ordenada da capacidade produtiva do setor e melhorar os índices de produtividade, buscando romper as barreiras do tradicionalismo e estabelecer uma nova ordem de grandeza industrial, evitando a pulverização em excesso de pequenas usinas. O Programa Nacional de Melhoramento da Cana-de-Açúcar (Planalsucar), de 1971, visava através de pesquisa em

genética, fitossanidade e agronomia, obter novas variedades de cana com alto índice de produtividade e adaptadas a diferentes ambientes edafoclimáticos. O Programa de Racionalização da Agroindústria Açucareira, de 1971, teve como objetivo alcançar a economia de escala através de fusões e incorporações de usinas de açúcar e terras vinculadas às quotas de fornecimento de cana e relocar usinas em zonas desfavoráveis às suas atividades.

Em 1959 foi fundada a Copersucar, Cooperativa de Produtores de Cana-de-Açúcar, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo, para atuar na defesa dos preços praticados e trazer modernização para o setor. Em 1969 a Copersucar fundou o Centro de Tecnologia Copersucar, atual Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), com o objetivo de desenvolver melhorias no setor nas áreas agrônoma, agrícola e industrial.

O drástico aumento do preço do petróleo no início da década de 1970, combinado com a elevação das taxas de juros, fez com que a energia se tornasse um fator limitante para o progresso econômico de muitos países em desenvolvimento. Com isso, a diversificação de fontes nas matrizes de produção de energia primária dos países em desenvolvimento, como o Brasil, se tornou essencial. Em busca da menor dependência externa do combustível fóssil, alguns esforços foram iniciados, como a destinação de investimentos para exploração e produção nacional de óleo bruto e maior uso de hidroeletricidade. As iniciativas para substituir o petróleo importado mostram a relativa estabilidade de seu consumo durante a década de 1980 e início da década de 1990 (JANNUZZI e SWISHER, 1997).

Em 1975, foi também instituído o Programa Nacional do Álcool (Proálcool) para substituição de combustíveis. Em sua primeira fase, o programa buscava a ampliação da produção de etanol anidro para ser usado em mistura com a gasolina, diminuindo, assim, a importação de petróleo. A produção inicialmente foi realizada em destilarias anexas às usinas de açúcar, não só pela existência do parque industrial modernizado e ampliado pelos programas do IAA, mas também pela disponibilidade de matéria-prima que não poderia ser absorvida na produção de açúcar, devido sua queda de preço no mercado internacional. Neste período, a Petrobrás era responsável pela compra do etanol, enquanto o preço era determinado pelo governo (MICHELLON, SANTOS E RODRIGUES, 2008).

Uma nova alta de preços no petróleo ocorreu em 1979, elevando os preços a patamares ainda maiores que anteriormente e, com isso, iniciou-se a segunda fase do Proálcool. Nesta fase, foi incentivada a produção de etanol anidro para mistura à gasolina e de etanol hidratado para uso diretamente em motores. Esta etapa foi marcada como o período de afirmação do programa, com a produção ocorrendo tanto em destilarias anexas como em autônomas. O país

atingiu uma produção superior a 10 bilhões de litros e a participação de carros movidos a etanol hidratado nas vendas (veículos novos) atingiu índice próximo a 90% na primeira metade da década de 1980 (ALCOPAR, 2016).

Do final dos anos 1980 até 2000 ocorreu um período de preços baixos para o petróleo afetando diretamente o mercado interno de etanol. A produção se sustentava para abastecer a frota de veículos existentes e atender a demanda de anidro para adição à gasolina (VEIGA FILHO e RAMOS, 2006).

Com o preço do açúcar reagindo no mercado internacional e o menor incentivo do governo, os usineiros começaram a priorizar a produção de açúcar em detrimento ao álcool. A participação dos veículos a etanol nas vendas de novos veículos foi reduzindo e, paralelamente, com a estagnação do etanol, em 1990, o IAA foi encerrado. Neste período, o governo promoveu a desregulamentação do setor, liberando os preços dos produtos para a livre concorrência (GATTI JUNIOR, 2010).

A evolução da produção de cana no país é mostrada na Figura 17.

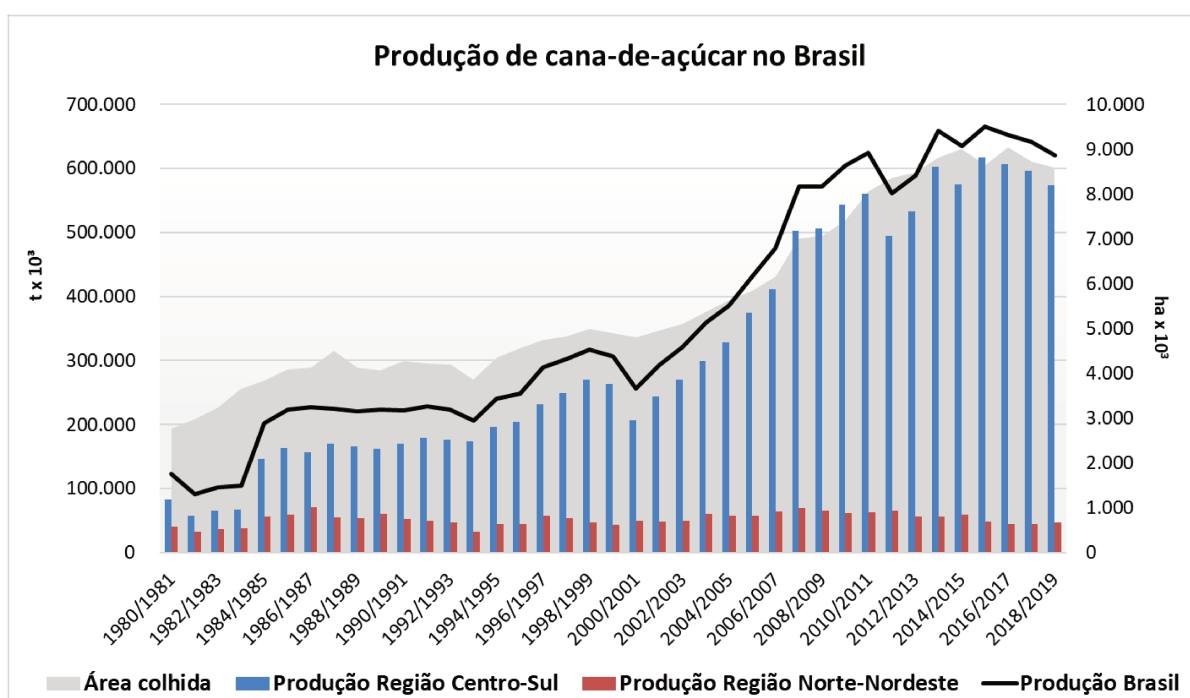


Figura 17 – Evolução da produção de cana-de-açúcar no Brasil (adaptado de UNICA, 2018)

A partir dos anos 2000 novos fatores surgiram estimulando a produção de etanol, como a tendência de aumento de preço do petróleo, verificada a partir 2003, o surgimento de veículos bicom bustíveis. A venda de veículos bicom bustíveis já representava 80% dos veículos leves

em 2006 e, com o consequente crescimento da frota, ocorreu o aumento da demanda por etanol (ALCOPAR, 2016).

De 2009 a 2015 a produção de etanol no Brasil ficou novamente estagnada. Diversos fatores contribuíram para isto, como a perda de competitividade do etanol devido às intervenções do governo no preço da gasolina, a crise econômica de 2008 e o endividamento do setor, conduzindo ao fechamento de diversas usinas, à redução dos investimentos e a consequente baixa produtividade dos canaviais. Cardoso (2014) observa que a queda de produtividade, principalmente causada pela crise financeira mundial, que iniciou um período de recessão econômica a partir de 2008, foi resultado de uma redução de investimentos no setor, interrompendo o seu crescimento e também a renovação dos canaviais, em conjunto com adversidades climáticas, o que reduziu acentuadamente a produtividade da cana-de-açúcar nos canaviais e impactou negativamente na produção final do setor. A Figura 18 mostra a evolução da produção de etanol no Brasil desde a safra 2000/2001.

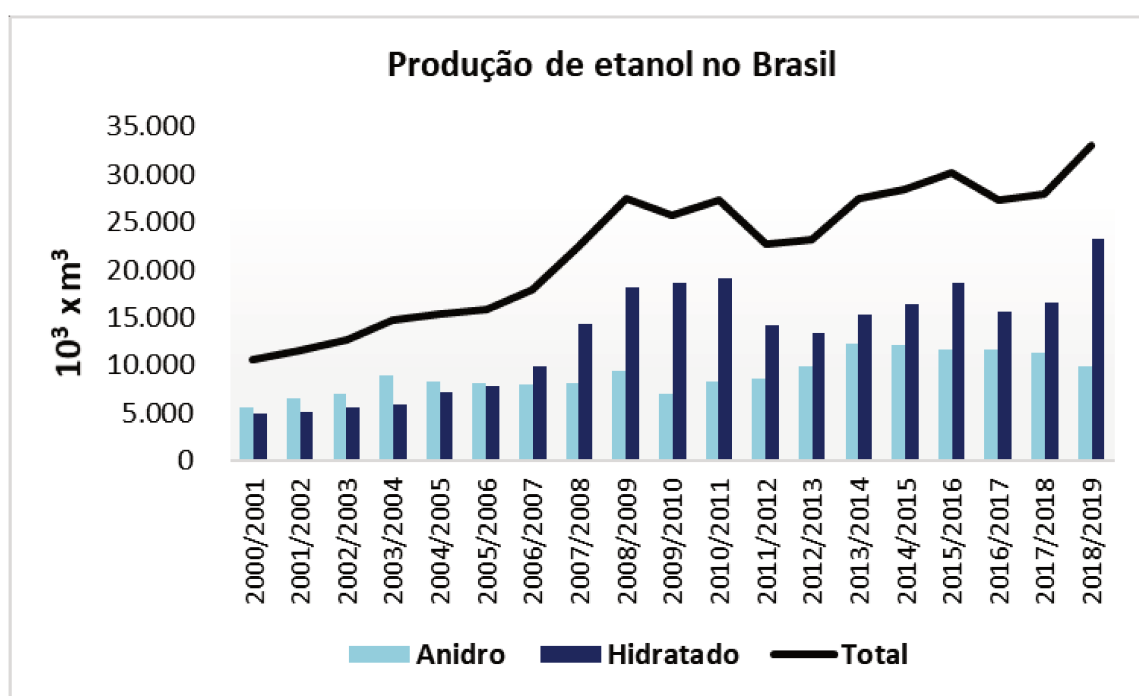


Figura 18 – Evolução da produção de etanol no Brasil. Fonte: UNICA (2018).

Há uma perspectiva do aumento da demanda final por etanol dada as expectativas de aumento da frota de veículos *flex fuel*, da manutenção da competitividade do etanol frente à

gasolina, da manutenção do teor de adição de etanol anidro na mistura da gasolina C, hoje em 27%, e da perspectiva do governo em cumprir os compromissos firmados na NDC.

Além do etanol e do açúcar, a eletricidade tem se tornado um produto importante na receita das usinas. No passado, as usinas não tinham como objetivo a exportação de excedentes de energia elétrica e, conforme relatado por Seabra (2008) e Alves et al. (2015), até o final dos anos 1990 as usinas, em sua maioria, operavam o sistema de cogeração com um único objetivo: obter a autossuficiência energética. Na última década, a participação do setor como produtor de energia elétrica tem aumentado e a biomassa da cana tem sido uma importante fonte na matriz de eletricidade do país. Alves et al. (2015) comentam que as principais usinas que exportam energia elétrica no estado de São Paulo têm excedentes médios de energia da ordem de 45 kWh_{exp}/tc. Em média, a geração de energia elétrica específica excedente⁹ tende a ser maior nos estados onde ocorre a expansão do setor, uma vez que novos empreendimentos iniciam operação com a unidade industrial preparada para geração de maiores excedentes de energia, operando com ciclos térmicos mais eficientes. A Tabela 3 mostra a exportação de eletricidade excedente comercializada pelas usinas nas safras de 2009/10 e 2015/16.

Tabela 3 - Exportação de energia elétrica pelas usinas que comercializam eletricidade no Centro-Sul. Fonte: Elaboração própria (Consolidado de BRESSAN FILHO, 2011, NOVACANA, 2017 e CTC, 2018)

UF	Safr - 2009/10			Safr - 2016/17		
	Processamento de Cana Usinas que Exportaram E. Elétrica (Mt)	Energia Exportada (GWh)	kWh _{exp} /tc	Processamento de Cana Usinas que Exportaram E. Elétrica (Mt)	Energia Exportada (GWh)	kWh _{exp} /tc
GO	12	481	38,9	42	2.764	65,6
MG	26	566	22,2	50	2.358	47,3
MT	7	94	12,7	9	270	29,1
PR	12	380	32,7	21	930	44,3
SP	193	5.197	26,9	260	11.450	44,0
MS	8	217	25,7	40	2.718	68,2
	258	6.936	26,8	422	20.491	48,5
Brasil	Participação da cana processada nas usinas que exportam eletricidade		47%	Participação da cana processada nas usinas que exportam eletricidade		69%

⁹ Energia elétrica excedente (ou exportada) se refere à energia elétrica produzida pelas usinas além da necessária para atender à própria demanda e, portanto, comercializada. Energia elétrica excedente (ou exportada) específica é a razão entre toda energia elétrica excedente e o total de cana processada, quantificada em kWh_{exp}/tc.

2.2 Aspectos tecnológicos do setor e potenciais tecnologias

A autossuficiência energética das usinas é assegurada pelo uso da biomassa residual da cana (bagaço e palha) como combustível para atender ao ciclo térmico de cogeração. Na indústria, após a extração do caldo da cana-de-açúcar, a biomassa remanescente é encaminhada para a fornalha das caldeiras, onde a energia térmica liberada durante sua combustão é transferida para a água, alimentada nas caldeiras, produzindo vapor superaquecido.

Como a usina demanda energia elétrica e térmica para o processo de produção de açúcar e etanol, o vapor produzido é expandido em turbinas de contrapressão até 2,5 bar (absoluto) e utilizado na condição de vapor saturado como fonte de energia térmica. O trabalho produzido pela turbina é usado para movimentar acionamentos mecânicos, quando existentes, e geradores para produção de eletricidade. Quando o vapor é produzido em quantidade superior à demandada pelo processo, este pode ser expandido em uma turbina de condensação, que realiza a expansão do vapor até uma pressão de descarga inferior à atmosférica, em um condensador a vácuo. Esta turbina opera interligada a um gerador elétrico e propicia a produção de maiores quantidades de energia elétrica. Este ciclo de potência a vapor é conhecido como ciclo Rankine.

No ciclo Rankine, idealmente o fluido, a água, passa por uma compressão adiabática reversível (isentrópica) na bomba, até a pressão de trabalho, ao ser alimentada na caldeira. Já na caldeira, um processo de aquecimento isobárico é realizado até a obtenção do vapor superaquecido, que posteriormente passa pela turbina, onde é expandido de forma isentrópica e depois condensado à pressão constante antes de retornar à caldeira.

Pela alta demanda de energia térmica para produção de açúcar e etanol, as usinas podem ser consideradas energeticamente intensivas. A demanda de vapor nas usinas, com *mix*¹⁰ de produção de 50%, utilizado para fornecimento de calor ao processo, atinge cerca de 500 kg vapor por tonelada de cana (kg_v/tc), ou em unidade energética de 330 kWh/tc, o que resulta em grande parte do bagaço sendo consumido nas caldeiras para geração de vapor (PIZAIA, 2005). Porém, a demanda de vapor para fornecimento de energia térmica para o processo pode ser reduzida, através de melhorias técnicas nas instalações e equipamentos de processo.

A realização de melhorias nos processos de uma usina com consumo típico de 500 kg_v/tc pode reduzir o consumo de vapor necessário para valores próximos de 340 kg_v/tc. Pizaia (2005) cita alternativas para maior aproveitamento energético no processo, com a realização de sangria nos 1º, 2º e 3º efeitos para aquecimento do caldo, aplicação de trocadores regenerativos caldo

¹⁰ *Mix* de produção: Termo empregado para determinar proporção de produção de açúcar e etanol na usina.

x vinhaça, caldo x caldo e caldo x condensado, sangria de vapor no 2º estágio da evaporação para cozimento, melhorias na destilaria e uso de peneira molecular para desidratação do álcool anidro. Uma economia maior de vapor pode ocorrer com o uso de sangrias do 1º ao 4º efeito no aquecimento do caldo, adição de mais um conjunto de aquecimento de caldo e sangria para cozimento no 5º efeito. Assim, pode-se reduzir a demanda de vapor para até 280 kg_v/tc. Obviamente, aspectos econômicos pesam sobre a decisão da implementação de tais melhorias.

No passado, as usinas tinham, predominantemente, seus equipamentos mecânicos acionados por turbinas a vapor. Após a desregulamentação do setor elétrico no fim dos anos 1990 e, posteriormente, após a escassez da oferta de eletricidade sofrida em 2001, o interesse das usinas em produzir excedentes de eletricidade para comercialização aumentou (SEABRA, 2008). Os investimentos destinados ao aumento da eficiência industrial, eletrificação de acionamentos e aumento da capacidade de geração de energia elétrica, através da instalação de caldeiras de alta pressão e turbinas de condensação cresceram e, aos poucos, o setor sucroenergético ganhou destaque na matriz de eletricidade brasileira.

As Figura 19 (A) e (B) ilustram duas tecnologias de cogeração de energia empregadas nas usinas. A Figura 19 (A) mostra a operação de uma usina que tem como objetivo principal somente atender à própria demanda por eletricidade; nesta configuração, o potencial de produção de energia elétrica excedente é bem pequeno. Nestas usinas, o vapor é produzido na faixa de 20 bar/300°C e utilizado tanto em turbinas a vapor para acionamento mecânico quanto para produção de eletricidade em turbogeradores de contrapressão. A figura 19 (B) ilustra um ciclo com condensação de vapor de alta pressão para geração de grandes excedentes de energia elétrica. A caldeira gera vapor superaquecido e de alta pressão – comumente no setor da ordem de 65 bar, o vapor passa por uma turbina de extração/condensação (CEST), onde parte do vapor é extraído à pressão de 2,5 bar na condição próxima à saturação e o restante é condensado. O vapor a 2,5 bar segue para a fábrica para a produção de açúcar e/ou etanol.

O processamento de cana tem como característica ocorrer nos períodos com menor intensidade de chuvas e, ainda, com mais intensidade nos meses de maior maturação da cana, que ocorrem entre o outono e o inverno, onde a presença de chuvas variáveis e temperaturas baixas propiciam a maturação da cana, com menor atividade de crescimento e, consequentemente, armazenamento intenso de açúcar (EMBRAPA, 2016). Assim, o tempo de operação das unidades industriais produzindo etanol e açúcar varia entre 4 e 5 mil horas por safra.

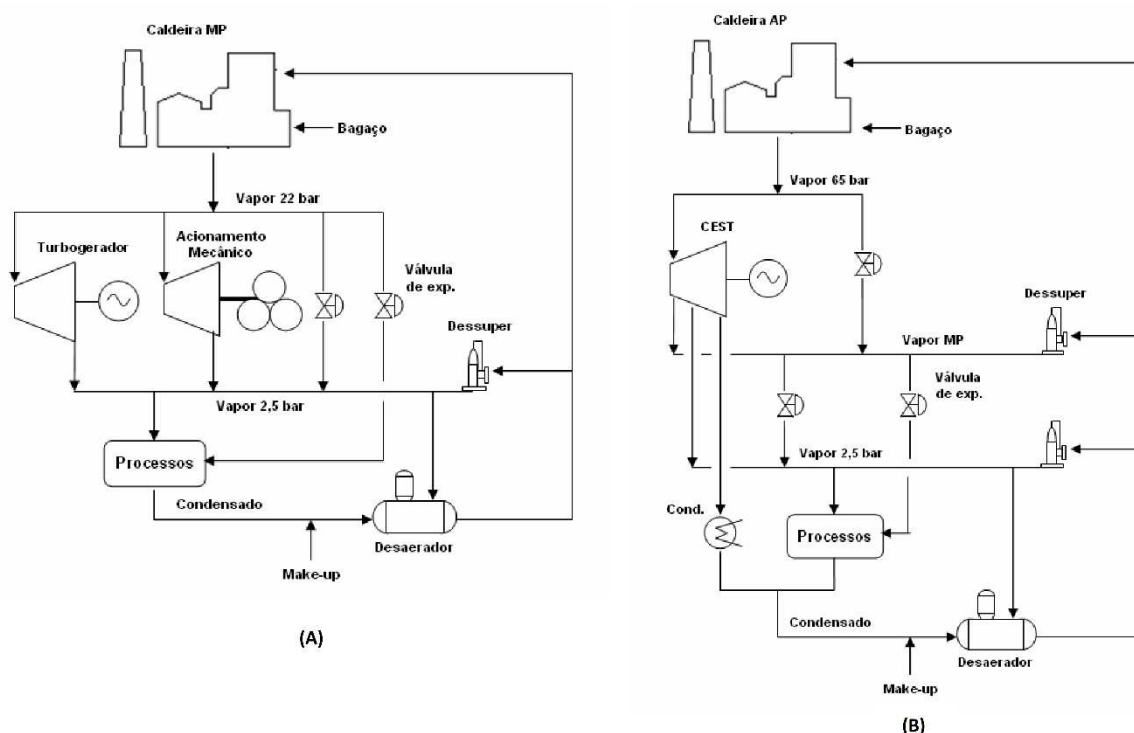


Figura 19 – (A) Usina com caldeira de 22 bar. (B) Usina com caldeira de alta pressão e condensação de vapor. CEST: Turbinas de Extração/Condensação (SEABRA, 2008).

A operação da usina na entressafra para produção de energia elétrica possibilita a maximização do período de operação industrial. A palha da cana, quando aproveitada como biomassa adicional (ou outras biomassas), permite que a operação de entressafra seja prolongada através do aumento da disponibilidade de biomassa para uso neste período, permitindo maximizar a receita das usinas. Outros produtos também podem ser produzidos através desta biomassa, como o etanol celulósico, que é o etanol produzido através da fibra da biomassa. Também outras culturas, como o sorgo sacarino ou o uso de uma cana com maior teor de fibras, como as variedades de cana conhecidas como cana energia, são alternativas de matérias-primas para operação na entressafra, permitindo a produção de etanol e eletricidade.

Silva, Marchi Neto e Seifert (2016) comentam que a geração de eletricidade é um importante produto para as usinas que, no passado, não apresentavam excedentes específicos acima de $10 \text{ kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$, operando somente na safra sem a condensação de vapor gerado em baixa pressão (21 bar) e que, atualmente, algumas já possuem capacidade de produzirem até $100 \text{ kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$ de energia elétrica excedente específica, empregando geradores de vapor de alta pressão e turbinas de condensação.

Lamônica (2007) apresentou uma avaliação de potencial de cogeração para uma usina com demanda média de vapor no processo de $500 \text{ kg}_v/\text{tc}$, para uma unidade operando em

cogeração pura (somente turbinas de contrapressão) e capacidade de produção de vapor a 80 bar. Nestas condições, a exportação específica poderia atingir 60 kWh_{exp}/tc, segundo a apresentação.

Seabra (2008) também avaliou a operação de uma usina em condições de operação similar a Lamônica (2007) e, em seu trabalho, apresentou que para uma usina não eletrificada com caldeiras para geração de vapor a 65 bar/480°C em cogeração pura, a exportação específica de eletricidade atinge pouco mais de 40 kWh_{exp}/tc e, no caso do vapor a 90 bar/520°C, este valor pode ser superior a 50 kWh_{exp}/tc.

Seabra (2008) também avaliou a operação de extensão de safra em usinas eletrificadas com caldeiras de 65 bar e 90 bar, utilizando todo o bagaço disponível em uma unidade industrial para geração de vapor adicional a ser expandido em turbogeradores de condensação e, assim, obteve uma exportação específica de 73 kWh_{exp}/tc para vapor gerado a 65 bar e cerca de 80 kWh_{exp}/tc para 90 bar.

Ainda, Lamônica (2007) também apresentou que em uma usina operando na safra e entressafra com produção de vapor à pressão de 80 bar, porém com a redução da demanda de vapor de baixa pressão para o processo para 340 kg_v/tc e recolhimento de 50% da palha total da cana para uso como combustível no sistema de cogeração de energia para operação durante a safra e entressafra, pode-se atingir até 150 kWh_{exp}/tc, número similar ao encontrado por Seabra (2008) de 140 kWh_{exp}/tc em condições parecidas de operação com recolhimento de 40% da palha disponível. Seabra (2008) ainda comenta que em destilarias produzindo somente etanol hidratado, o potencial de energia excedente pode atingir até 150 kWh_{exp}/tc.

Alves et al. (2015) realizaram uma avaliação de potencial de excedente de eletricidade em dois cenários considerando o aproveitamento da palha da cana. O primeiro cenário, com aproveitamento de 10% da palha e, o segundo, com recolhimento de 50% da palha, sendo o potencial total de palha de 140 kg/t de colmos (base seca) para uma usina com 7.400 horas de operação (safra e entressafra). Nos resultados apresentados para geração de vapor a 65 bar/480°C, em caldeiras com 85% de eficiência e consumo de vapor no processo de 340 kg_v/tc, com o recolhimento mínimo de palha (10%) a exportação específica de eletricidade foi de 95 kWh_{exp}/tc e, para o recolhimento de 50% da palha, de 163 kWh_{exp}/tc. Já para a operação com caldeiras de 100 bar/530°C, o potencial foi avaliado em 104 kWh_{exp}/tc com recolhimento de 10% da palha disponível e 176 kWh_{exp}/tc com recolhimento de 50% da palha.

Dias et al. (2011a) avaliaram o potencial específico de exportação de eletricidade em uma destilaria com produção de etanol anidro e consumo de vapor otimizado conforme Dias et al.

(2011b). A Tabela 4 apresenta um resumo dos resultados obtidos pelos autores citados. As características admitidas para os equipamentos empregados, como a eficiência considerada, bem como as propriedades da biomassa, como o teor de fibra, influenciam nos resultados obtidos para o potencial de exportação específica de eletricidade.

A gaseificação da biomassa, tecnologia em estágio ainda não comercial, permite o aumento do excedente de eletricidade nas usinas.

O processo de gaseificação diz respeito à conversão térmica, a elevada temperatura, de matérias orgânicas sólidas ou líquidas em produtos gasosos. Através deste processo, alguns gases são produzidos, destacando-se o CO, CO₂, H₂, H₂O, hidrocarbonetos leves e compostos voláteis e condensáveis. O gás produto do processo de gaseificação é conhecido como gás de síntese (*syngas*). Com a gaseificação também é possível a obtenção de combustíveis líquidos através de processos específicos para conversão do gás de síntese (GRABOWSKI, 2004).

Através da gaseificação da biomassa é possível operar a usina através de um ciclo térmico combinado. O ciclo combinado tem como objetivo o aumento da eficiência global do sistema, conciliando o ciclo de Brayton com o ciclo Rankine. Ciclo de Brayton é o ciclo típico de operação de turbinas a gás. Assim, o ciclo combinado consiste na compressão do ar e combustão em uma turbina e, através da expansão, ocorre a produção de trabalho. Esta turbina é conectada a um gerador produzindo, assim, eletricidade. Os gases de exaustão da turbina, em sua saída, por apresentarem elevadas temperaturas, são aproveitados como fonte quente em uma caldeira de recuperação. A partir daí, inicia-se o ciclo Rankine, onde a troca térmica entre os gases quentes de exaustão da turbina a gás e a água da caldeira permite a produção de vapor para posterior expansão em uma turbina a vapor, até a pressão de 2,5 bar, para uso no processo da usina. A aplicação desta tecnologia para biomassas permite a geração de excedentes específicos de eletricidade, nas condições apresentadas por Seabra (2008) e Lamônica (2007), de mais de 200 kWh_{exp}/tc. Apesar da aplicação desta tecnologia proporcionar maior eficiência e potencial específico na geração de excedentes de energia elétrica, sua aplicação para biomassa, principalmente em gaseificadores pressurizados, ainda depende de desenvolvimento para se tornar comercial.

A Tabela 4 traz um resumo do potencial específico de exportação de eletricidade, no setor sucroenergético, explorado por diversos autores considerando diferentes arranjos tecnológicos.

Tabela 4 - Potencial específico de exportação de eletricidade verificados por diversos autores.

AUTOR	OPERAÇÃO	CALDEIRA		Vapor Processo kg v/tc	TURBINA	
		Pressão bar	Temperatura °C		Tipo	Energia Exportada Específica kWh _{exp} /t cana
Lamonica (2007) ¹	Safra	22	300	500	Contrapressão (Cogeração Pura)	0 - 10
	Safra	80	480	500	Contrapressão (Cogeração Pura)	40 - 60
	Safra e Entressafra ²	80	480	340	Extração / Condensação	100 - 150
Alves et al. (2015) ³	Safra	22	300	500	Contrapressão (Cogeração Pura)	11
	Safra	65	480	500	Contrapressão (Cogeração Pura)	60
	Safra	65	480	340	Contrapressão (Cogeração Pura)	32
	Safra	65	480	340	Extração / Condensação	78
	Safra e Entressafra ⁴	65	480	340	Extração / Condensação	95
	Safra e Entressafra ⁴	100	530	340	Extração / Condensação	104
	Safra e Entressafra ⁵	65	480	340	Extração / Condensação	163
	Safra e Entressafra ⁵	100	530	340	Extração / Condensação	176
Seabra (2008) ⁶	Safra	65	480	500	Contrapressão (Cogeração Pura)	40
	Safra	90	520	500	Contrapressão (Cogeração Pura)	50
	Safra	65	480	340	Extração / Condensação	73
	Safra	90	520	340	Extração / Condensação	80
	Safra e Entressafra ⁷	65	480	340	Extração / Condensação	135
	Safra e Entressafra ⁷	90	520	340	Extração / Condensação	140
Dias (2011) ⁸	Safra	90	520	Ver nota 10	Extração / Condensação	93
	Safra	90	520	Ver nota 11	Extração / Condensação	105
	Safra e Entressafra ⁹	90	520	Ver nota 11	Extração / Condensação	186

¹ Considera usina com *mix* de produção de 50%, eficiência de caldeira de 22 bar/300° e 80 bar/480°C de 85%, eficiência turbogerador de 22 bar de 71% e turbogerador de 80 bar 78,9%.

² Recolhimento de palha adiconal - 50% do total (50% umidade)

³ Eficiência da caldeira de 22 bar/300°C de 78%, eficiência da caldeira de 65bar/480°C de 85%, consumo de 28 kWh/tc para acionamentos

⁴ Recolhimento de palha adiconal - 10% do total (15% umidade)

⁵ Recolhimento de palha adiconal - 50% do total (15% umidade)

⁶ Usina com *mix* de produção 50% de açúcar e 50% etanol, com 50% de produção entre etanol anidro e hidratado. Eficiência da caldeira de 65

⁷ Recolhimento de palha adicional - 40% do total

⁸ Destilaria com eficiência da caldeira de 90 bar de 86%, temperatura do vapor estimada, consumo de 30 kWh/tc para acionamentos elétricos e mecânicos.

⁹ Recolhimento de palha adiconal - 50% do total

¹⁰ Destilaria para produção de anidro: Consumo de vapor saturado a 2,5 bar de 1,5 kg/l na destilação azeotrópica e consumo de 0,65 kg/l de vapor a 6 bar.

¹¹ Redução adicional no consumo de vapor de 20%, conforme Dias, et al., 2011b.

Quanto à produção de combustíveis líquidos pela rota termoquímica, ou seja, a produção de combustíveis líquidos através do gás de síntese obtido no processo de gaseificação, Nogueira, Seabra e Macedo (2011) comentam que a gaseificação do carvão tem sido utilizada para a produção de combustíveis líquidos há décadas e esta experiência poderia ser aproveitada no desenvolvimento da tecnologia para aplicação em biomassas na produção de etanol celulósico. Hamelinck e Faaij (2002) citam que o metanol e o hidrogênio podem ser produzidos a partir da gaseificação da biomassa em processos que normalmente contam com etapas desde o pré-tratamento da biomassa, gaseificação e limpeza do gás, até a produção de hidrogênio ou síntese de metanol. Nogueira, Seabra e Macedo (2011) escreveram que processos semelhantes podem ser utilizados para produzir etanol e éter dimetílico (DME), porém, devido à alta complexidade, os processos envolvidos ainda são objetos de pesquisa e desenvolvimento.

Além da rota termoquímica, outras rotas estudadas para conversão da biomassa em etanol são as rotas química e bioquímica, a qual, através de processos específicos a celulose (e hemicelulose) pode ser transformada em açúcares fermentescíveis e que, por sua vez, podem ser fermentados para produção de etanol, denominado como etanol celulósico.

A biomassa da cana é composta em grande parte por polímeros de carboidratos, sendo que, em base seca, é constituída de aproximadamente 45% de celulose e 27% de hemicelulose, bem como 23% de lignina, que é uma estrutura complexa responsável por dar resistência mecânica ao vegetal, como citado por Costa et al. (2014), além de minerais presentes na biomassa e extrativos.

A celulose trata-se de um polímero linear de celubiose, um dissacarídeo formado por duas moléculas de glicose, rígido e de difícil quebra, mas que através de um processo de hidrólise (sacarificação) pode ser quebrado em moléculas de glicose, com 6 carbonos (hexose). A hemicelulose consiste em cadeias curtas e altamente ramificadas de vários açúcares, principalmente xilose, que é uma pentose (5 carbonos), além de outros açúcares como arabinose (5 carbonos), galactose, glicose e manose (6 carbonos). Também contém quantidades menores de não-açúcares, como acetilas (HAMELINCK, HOOIJDONK e FAAIJ, 2005). A lignina apresenta alta complexidade para ser degradada, o que faz com que ela geralmente seja considerada resíduo no processo de produção de etanol celulósico e utilizada como combustível para geração de vapor

Saville, Griffin e Maclean (2016) comentam que uma etapa de pré-tratamento da biomassa é necessária para romper ligações entre celulose, hemicelulose e lignina permitindo, posteriormente, a realização da hidrólise. Seabra (2008) detalha diversos tipos de pré-

tratamentos possíveis para biomassa, envolvendo processos físicos, químicos, biológicos ou combinados. Oliveira (2010) discorre a respeito de diversos tipos de pré-tratamentos, assim como Seabra (2008), Hamelinck, Hooijdonk e Faaij (2005) e Sun e Cheng (2002). Dentre os tipos de pré-tratamento de biomassa para exposição da celulose, destacam-se:

- Explosão a vapor: consiste no uso de vapor saturado para pressurização da biomassa em um reator por um tempo determinado, seguido de uma descompressão súbita. O processo de explosão a vapor também pode ter como característica uma catálise pela adição de ácido (MAACHE-REZZOUG et al., 2009). Diversos estudos têm avaliado diferentes condições de pré-tratamento através da explosão a vapor, sendo este método considerado promissor, inclusive com plantas comerciais e em escala piloto já instaladas com esta tecnologia, como os projetos das empresas Raízen, no Brasil, Abengoa e Poet-DSM, nos Estados Unidos, todos combinando a adição de ácido com a explosão a vapor (SAVILLE, GRIFFIN e MACLEAN, 2016). Alternativamente, o processo de explosão empregando CO₂ é comentado por Hamelinck, Hooijdonk e Faaij (2005). Outro processo com conceito similar é o processo conhecido como AFEX (*Ammonia Fiber Explosion*), onde o material lignocelulósico é exposto à amônia líquida a alta temperatura e pressão por um certo período de tempo e, então, uma rápida descompressão é feita (SEABRA, 2008).
- *Liquid Hot Water* (termohidrólise): neste processo é utilizada água quente a elevada pressão, que promove a clivagem das ligações dos complexos lignina-carboidrato com a ruptura das ligações glicosídicas dos polissacarídeos, principalmente das hemiceluloses. O ácido acético formado a partir da desacetilação parcial da fração hemicelulósica atuará como catalisador da reação da hidrólise da biomassa promovendo a despolimerização da hemicelulose (processo auto catalítico) (SILVA, 2009).
- Hidrólise ácida: utiliza ácidos fortes como sulfúrico e clorídrico, sendo que o uso de ácidos diluídos evita problemas como a corrosão de equipamentos e a alta demanda de energia necessária para a recuperação do ácido (OLIVEIRA, 2010).

- Pré-tratamento alcalino: neste processo são utilizadas bases, como hidróxidos de sódio ou cálcio. Toda a lignina e parte da hemicelulose são removidas, além de aumentar a reatividade da celulose para a posterior hidrólise (SEABRA, 2008).
- Outros processos: Organosolv é um processo que envolve a mistura de um solvente orgânico (metanol, etanol, acetona, por exemplo) com um catalisador ácido (H_2SO_4 , HCl) para quebrar as ligações internas da lignina e hemicelulose (SEABRA, 2008). A oxidação úmida tem como reagente o peróxido de hidrogênio que reage com grupos aromáticos e alifáticos da estrutura da lignina (OLIVEIRA, 2010). Processos biológicos que utilizam fungos para solubilização da lignina tornam a celulose mais acessível para o processo de hidrólise, além de poderem ser usados em combinação com tratamentos químicos (GRAF e KOEHLER, 2000).

Após o pré-tratamento, a hidrólise pode ser realizada por diferentes rotas, destacando-se os processos envolvendo reações ácidas, de forma concentrada ou diluída, e o processo enzimático.

A hidrólise ácida pode ocorrer de forma diluída ou concentrada. A execução do processo deve ser feita em dois estágios, para evitar que os açúcares (pentoses) sejam convertidos em furfural que, além de reduzir a eficiência de conversão, age inibindo a fermentação em fase posterior. O primeiro estágio é realizado em condições mais suaves, recuperando as pentoses, enquanto o segundo estágio age em condições mais severas, a fim de hidrolisar a celulose (GRAF e KOEHLER, 2000 e HAMELINCK; HOOIJDONK; FAAIJ, 2005).

Na hidrólise enzimática, como o nome sugere, são utilizadas enzimas como catalizadores do processo de hidrólise. Enzimas são proteínas especializadas na catálise de reações biológicas, estando presentes em animais e vegetais. As enzimas responsáveis pela hidrólise da celulose, também chamadas de celulase, são compostas por três tipos principais: endoglucanases, exoglucanases e β -glucosidases, cada uma responsável por um tipo de reação. As endoglucanases rompem os polissacáridos de celulose, gerando oligossacáridos de vários comprimentos e, conseqüentemente, novas extremidades de cadeia. As exoglucanases atuam em extremidades redutoras ou não redutoras das cadeias de polissacáridos de celulose, libertando glicose e celubiose como produtos principais. Por fim, as β -glucosidases hidrolisam a celubiose em glicose (LYND et al., 2002).

A hidrólise enzimática tem se mostrado como uma tecnologia com grande potencial e, apesar do elevado custo das enzimas, é esperado estar disponível de maneira competitiva até 2030 (MILANEZ, et al., 2015).

O desenvolvimento de tecnologias para produção de etanol celulósico, através, principalmente, de rotas bioquímicas, direcionado por um incentivo nacional, conduziu a instalação de plantas em escala comercial no Brasil, assim como em outros países. No Brasil, três unidades de produção de etanol celulósico foram implantadas, duas em escala comercial (Grupos Granbio e Raízen) e uma como planta piloto (CTC), todas empregando o uso de enzimas para hidrólise da celulose (CTC, 2016, GRANBIO, 2016, RAÍZEN, 2016). A tecnologia de hidrólise enzimática também foi a aposta de outras empresas com projetos em outros países, como Abengoa, Dupont e Poet-DSM (SAVILLE, GRIFFIN e MACLEAN, 2016).

A produção de biocombustíveis através da fibra da biomassa concorre diretamente com a produção de grandes excedentes de eletricidade, uma vez que ambas tecnologias utilizam a mesma matéria-prima, porém, a produção de etanol celulósico também demanda vapor e a expansão deste vapor em turbogeradores também permite a cogeração de eletricidade.

O uso da palha de cana como matéria-prima para produção de etanol pode exigir, além da adequação granulométrica, a remoção de impurezas minerais, uma vez que, de acordo com Linero e Coaresma Neto (2013), o teor de terra presente na biomassa em diferentes rotas de recolhimento de palha pode variar significativamente, podendo atingir índices de até 10% em peso no caso do recolhimento de palha em fardos, contra índices de 2% a 3% no bagaço de cana proveniente do processo de extração.

Os açúcares fermentescíveis obtidos após a hidrólise seguem para o processo de fermentação. A fermentação pode ocorrer após o processo de hidrólise ou forma simultânea.

A execução do processo de fermentação e hidrólise separados (*Separate Hydrolysis Fermentation* - SHF) apresenta a vantagem de permitir que os processos sejam realizados nas condições ideais para cada etapa, enquanto o processo de sacarificação e fermentação simultânea (*Simultaneous Saccharification and Fermentation* - SSF), que se resume à adição de leveduras para fermentação juntamente ao processo de hidrólise, permite a fermentação dos açúcares em etanol reduzindo o acúmulo de inibidores de celulase e, também, os custos de investimento (OGEDA e PETRI, 2010 e CORAL, 2009). Porém, de acordo com Huang et al. (2015), um desafio para este tipo de processo é a realização da hidrólise enzimática e da fermentação fora das temperaturas ótimas para cada processo. Esta dificuldade também é

mencionada por Sun e Cheng (2002), que mencionam que leveduras termotolerantes e bactérias têm sido desenvolvidas e utilizadas em processos simultâneos para elevar a temperatura da fermentação para valores próximos da temperatura ótima da hidrólise e citam, também, outros desafios a serem contornados, como a intolerância dos microrganismos e a inibição das enzimas pelo etanol.

O processo simultâneo também pode contemplar a realização da hidrólise e fermentação de hexoses e pentoses de forma simultânea (*Simultaneous Saccharification and Cofermentation* - SSCF). Apesar dos desafios desta tecnologia, o seu desenvolvimento pode ser de grande importância para produção de etanol celulósico, vista a necessidade de se obter competitividade no custo de produção em comparação com o etanol convencional de caldo. Cardona e Sánchez (2007) ressaltam que processos altamente integrados, como a SSCF, podem reduzir custos de produção.

Milanez et al. (2015), em publicação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que vem apoiando o desenvolvimento do etanol celulósico no Brasil, realizou uma avaliação econômica da produção em cenários em curto, médio e longo prazo. A tecnologia de pré-tratamento de explosão a vapor e hidrólise enzimática da celulose, realizando a cofermentação de açúcares C5 e C6, é considerada estar disponível até 2025, sendo esperado atingir uma produtividade entre 240 e 350 litros de etanol por tonelada de matéria seca (l/t_{ms}), valores próximos aos apresentados por outros autores, como Alves (2015), Seabra (2008) e Dias et al. (2011a), entre outros.

2.3 A importância do recolhimento adicional de biomassa

O aumento da disponibilidade de biomassa na usina propicia a produção de maiores quantidades de eletricidade para exportação ou permite disponibilizar grandes quantidades de biomassa para produção de biocombustível. Como alternativa para aumento da quantidade de biomassa disponível na usina, está a palha da cana que, no passado, pela realização da colheita de forma manual, era queimada no canavial previamente à colheita para eliminar animais peçonhentos e insetos, proporcionando boas condições para realização da colheita de forma produtiva (PAES e OLIVEIRA, 2005). Todavia, a partir dos anos 1990, as preocupações ambientais com queima da cana, previamente à colheita, aliada às preocupações trabalhistas da realização da colheita manual, começou a direcionar o setor para o uso de equipamentos para colheita da cana de forma mecanizada e sem a queima prévia. Com o passar dos anos, os

equipamentos de colheita evoluíram e a colheita mecanizada tornou-se imposição legal para o fim da queima da cana.

O Decreto Federal 2.661, de 8 de julho de 1998, impôs a redução progressiva da queima de cana em áreas não mecanizáveis (estipuladas e áreas com declividade de terreno superior a 12%). Este decreto atribuiu a eliminação da queima, nestas áreas, em até 20 anos a partir da sua publicação. No estado de São Paulo, a Lei Estadual 11.241, de 19 de setembro de 2002, também foi publicada exigindo a eliminação da queima da cana, progressivamente, com eliminação total após 20 anos da publicação.

Em iniciativa conjunta do governo do estado de São Paulo e mais de 170 usinas do estado, em 2007, foi assinado um protocolo agroambiental prevendo o fim da despalha da cana com o uso de fogo em áreas mecanizáveis até 2014 e em áreas não mecanizáveis até 2017, além da recuperação de matas em nascentes e a proteção das áreas de preservação de outros cursos d'água (ORPLANA, 2014).

Com a obrigação da eliminação da despalha por fogo, investimentos expressivos foram realizados na mecanização da colheita, que atualmente é empregada em todo centro-sul. É importante salientar que a palha da cana-de-açúcar representa um terço da energia total contida na planta, conforme Tabela 5 (COARESMA NETO e LINERO, 2015).

Tabela 5 - Energia da Cana-de-Açúcar (COARESMA NETO e LINERO, 2015)

1 Tonelada de Colmos de Cana-de-Açúcar	Energia (MJ)
140 kg de açúcar	2500
280 kg bagaço (50% umidade)	2300
280 kg Palha (50% umidade)	2300
Total	6500

Com o advento da colheita mecanizada, Silva et al. (2005) avaliaram a eficiência da limpeza de palha das colhedoras de cana, que contam com 2 extratores (exaustores) para separação entre a palha e a cana, priorizando o carregamento dos colmos de cana, comumente chamados de toletes de cana, nos transbordos¹¹ e permitindo uma densidade de carga maior no transporte. Considerando a colheita realizada com os extratores em pleno funcionamento, a eficiência avaliada de separação de palha na colheita foi de 75%, medida em base seca. Sendo assim, parte da palha, aproximadamente 25%, é transportada junto com a cana para a usina.

¹¹ Transbordo de cana: Implemento agrícola para coleta dos colmos colhidos e carregamento nos caminhões

A eficiência de aproximadamente 75% de limpeza da cana nas colhedoras, observada no estudo de Silva et al. (2005), ainda é característica das colhedoras atuais. A quantidade mínima de palha transportada para a indústria, junto com a cana, equivale a 6% (base úmida com 50% umidade) do total de material recebido e processado (CTC, 2018). A cana colhida sem a queima prévia, muitas vezes, recebe a denominação de cana crua.

Forchezatto, Neves e Cardoso (2020) apresentam no projeto Sucre (*Sugarcane Renewable Electricity*), conduzido pelo Laboratório Nacional de Biorrenováveis (LNBR), braço do Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM), as principais rotas de recolhimento de palha: i) transporte da palha (triturada ou não) junto com a cana; ou ii) enfardamento, e iii) colheita com forrageira. Linero, Coaresma Neto e Calori (2016) apresentam que, por características técnicas e econômicas, o recolhimento de palha tem sido realizado por duas rotas principais, o transporte da palha junto com a cana e através do enfardamento.

Para o recolhimento da palha e transporte junto com a cana, as rotações dos extratores da colhedora são reduzidas, caindo, assim, a eficiência de limpeza dos colmos de cana e, portanto, transportando mais palha para a usina.

As colhedoras atuais seccionam a cana em partes comumente chamadas de toletes, o que impede a lavagem do material ao ser entregue na usina. Para evitar perdas de açúcar neste processo, sistemas de ventilação para limpeza da cana, chamados de sistema de limpeza à seco de cana, podem ser empregados na indústria, visando a separação das impurezas minerais e vegetais contidas no material recebido (LINERO, COARESMA NETO e CALORI, 2016).

Para o recolhimento de palha via enfardamento, a palha é deixada no solo após a colheita da cana e enfardada posteriormente por equipamentos específicos para, em seguida, ser encaminhada para a usina por caminhões dedicados a esse transporte.

2.3.1 Colheita integral ou parcial com sistema de separação de palha por ventilação (Sistema de Limpeza a Seco)

A alteração na rotação do extrator primário das colhedoras permite o transporte de palha até a usina utilizando os mesmos caminhões empregados no transporte de cana; entretanto, a densidade de carga é reduzida, aumentando os custos de corte, carregamento e transporte.

Silva et al. (2005) testaram três formas de colheita mecanizada: a primeira considerando os extratores da colhedora em pleno funcionamento, outra com a redução do extrator primário (aproximadamente 700 RPM) e desligamento do secundário e, por fim, uma última com os extratores desligados, carregando quase toda palha junto a cana. Segunda as avaliações, para

operação normal da colhedora, quase 25% do total de palha é carregada junto com a cana para usina. A colheita parcial, com a redução da velocidade do extrator primário para cerca de 700 RPM e o desligamento do secundário, apresentou eficiência de 29% de limpeza; com isso, cerca de 70% da palha é transportada junto com a cana. A terceira alternativa de colheita, chamada de colheita integral, os extratores foram desligados e quase toda palha foi carregada com a cana. Nesta alternativa, a eficiência de limpeza apresentada foi de 5%.



Figura 20 - Sistemas de limpeza a seco (CTC, 2015)

Forchezatto, Neves e Cardoso (2020), em seu trabalho, apresentaram as alternativas de recolhimento de palha por forrageira e o recolhimento e transporte de palha triturada junto com a cana, além do enfardamento e observaram que o transporte da palha triturada junto com a cana pode apresentar vantagens econômicas e se tornar uma rota de recolhimento promissora.

O sistema de limpeza de cana a seco é a alternativa tecnológica industrial para limpeza da cana antes do seu processamento (Figura 20). Trata-se de um sistema de ventilação que é aplicado para limpar a matéria-prima recebida na usina onde as impurezas vegetal e mineral (palha e terra) são separadas da cana antes da entrada na moenda. Desta forma, a cana é enviada com um teor menor de palha e terra para a moagem. A palha separada pela ventilação é utilizada como combustível nas caldeiras, normalmente passando previamente por um processo de condicionamento, composto por etapas de limpeza, através de equipamentos para redução de impurezas minerais contidas e, também, redução granulométrica.

Mantelatto et al. (2020) apresentam uma proposta inovadora para o processamento de palha, que incluí uma pré-lavagem da biomassa, seguida da drenagem e moagem, com a adição de água quente de embebição (50–60 ° C). É mencionado que essas etapas removem impurezas e melhoram a granulometria da palha. Em seguida, a palha é lavada novamente com água em

um extrator com agitação mecânica, que transportar a palha até uma peneira. A partir dessa etapa, são propostas três configurações possíveis: i) quando houver capacidade ociosa na moendas, a palha pode ser alimentada no último conjunto (tandem) de moagem e misturada ao bagaço, ii) a palha é triturada novamente em um moinho independente e posteriormente adicionada ao bagaço nas correias transportadoras de biomassa para caldeira, e iii) A palha é moída e misturada com uma parte do bagaço em moinho independente. Por fim, é mencionado pelos autores que estas alternativas podem possibilitar a utilização de teores de palha na mistura com o bagaço de 25% em peso (db), indicando a possibilidade de aproveitamento de maiores quantidades de palha.

Conforme estudo realizado por Kent (2007), a palha aumenta a quantidade de fibra que é processada pela moenda ou difusor, influenciando diretamente na taxa de processamento. O aumento de 1 ponto percentual no teor de palha dos colmos de cana pode causar a redução de até 0,1 ponto percentual na extração em moendas; para os difusores, este impacto foi observado 10 vezes menor, além da redução de cerca de 2,3 pontos percentuais na capacidade de moagem, e 3,1 para difusores. É mencionado no artigo o aumento da umidade do bagaço em 0,12 e 0,15 pontos percentuais em moenda e difusor, respectivamente.

Outro aspecto analisado por Kent (2007) é a pureza do caldo, índice este que pode ser usado para estimar a quantidade de açúcar recuperável, provendo uma estimativa de produção de açúcar. O impacto observado foi de 0,30 ponto de queda na pureza do caldo.

No recolhimento da palha pela colheita parcial ou integral, a palha transportada para a usina apresenta umidade próxima de 30% (SILVA et al., 2005). Caso esta palha seja encaminhada para a moenda, a umidade final do bagaço, resultante da moagem dos colmos de cana junto com a palha, será ao redor de 50%. Desta maneira, caso o destino da palha seja o encaminhamento direto para queima nas caldeiras e cogeração de energia, a separação prévia de parte desta palha por um sistema de limpeza a seco propicia um combustível com menor teor de umidade (LINERO, COARESMA NETO e CALORI, 2016).

Delfini et al. (2005) apresentam os resultados obtidos em sua avaliação de eficiência em um sistema de limpeza a seco instalado em uma usina do estado de São Paulo. Os testes conduzidos apresentaram uma eficiência de separação mineral variando de 45% a 70% e uma eficiência na separação das impurezas vegetais de 55% a 60%.

Silva et al. (2005) também verificaram as perdas relacionadas à colheita da cana integral, parcial e convencional, constatando perdas de 1,7 t/ha na colheita integral, 2,0 t/ha na colheita parcial e 3,7 t/ha na colheita convencional. Isso se deve pelo fato de que o fluxo de ar usado

para limpeza da cana pode, por exemplo, deslocar juntamente com a palha algumas lascas geradas pelas facas das colhedoras. Rodrigues Filho (2005) comenta que as diversas alternativas de colheita de cana para recuperação de palha podem apresentar valores distintos de perdas de cana e sacarose, bem como alterar o desempenho dos equipamentos e exigir mais investimentos agrícolas e/ou industriais.

Linero, Coaresma Neto e Calori (2016) mostram, em seu trabalho, que o sistema de limpeza a seco de cana, utilizado em substituição à lavagem da cana na indústria, permite a redução do nível de impurezas vegetais e minerais da palha, trazendo ganhos industriais significativos pela melhora da matéria-prima, além de propiciar maior eficiência de extração nas moendas e aumento da capacidade horária de processamento de cana, indicando que o benefício principal destes sistemas estejam ligados à melhoria da qualidade da matéria-prima. O trabalho indica que os sistemas de limpeza a seco são essenciais para todas as unidades, mesmo para aquelas que não planejem o recolhimento de palha adicional com a carga da cana.

Adicionalmente, em períodos de manutenção dos equipamentos do sistema de limpeza, toda a palha será encaminhada para o sistema de extração de caldo e, assim, momentaneamente os benefícios deste sistema não serão verificados.

2.3.2 Enfardamento da palha

No caso do recolhimento de palha através do enfardamento, a colheita ocorre de forma convencional e a palha é deixada sobre o solo para posterior recolhimento. Após a colheita da cana, a palha é deixada no campo até que atinja uma umidade inferior a 15% (no mínimo uma semana) para que, então, se iniciem as operações agrícolas de enfardamento. Em caso de chuva, as operações agrícolas devem ser adiadas para que a palha atinja a umidade requerida para o enfardamento. Uma preocupação durante as operações agrícolas que envolvem o enfardamento é a quantidade de impurezas minerais que é carregada junto à palha e causam problemas como desgastes de equipamentos na indústria. Também, após períodos de chuva, devido à compactação da palha no solo, os fardos produzidos podem conter uma maior quantidade de impurezas minerais (CARDOSO, 2014).

O aleiramento da palha é a etapa prévia ao enfardamento, na qual a palha, inicialmente espalhada de maneira uniforme pelo solo, é acumulada sobre uma única linha. Após o aleiramento, as enfardadoras compactam a palha em fardos prismáticos, mais usuais, ou cilíndricos. Diversos projetos de recolhimento de palha têm sido estudados e implementados

através do uso de fardos prismáticos, devido à maior densidade para transporte, maior facilidade de manuseio e armazenamento. Na indústria, a palha passa por um processo de condicionamento, que envolve o desmanche dos fardos, retirada de terra e redução granulométrica, antes de ser encaminhada às caldeiras (COARESMA NETO e LINERO, 2015). O processo de enfardamento e instalação industrial são mostrados na Figura 21.



Figura 21 - Etapas agrícolas de aleiramento e enfardamento da palha. Fardos armazenados na indústria e unidade de processamento de fardos. (CTC, 2015)

A maior vantagem do enfardamento se dá devido ao período de secagem ao qual a palha é exposta após a colheita. Assim, o material é recolhido com alta densidade energética, consequência da baixa umidade da palha, ao redor de 15% (LINERO e COARESMA NETO, 2013).

Segundo Coaresma Neto e Linero (2015), a baixa umidade da palha, com no mínimo 15% de umidade, proporciona um material com poder calorífico inferior (PCI¹²) 70% superior ao bagaço na saída do sistema de extração com umidade em torno de 50%.

Para recolhimento e transporte da palha em áreas distantes da unidade industrial, em determinadas condições, o enfardamento pode apresentar uma vantagem econômica (CARDOSO, 2014).

¹² PCI / PCS: O Poder Calorífico é a quantidade de energia por unidade de massa (ou de volume, no caso dos gases) liberada por um combustível durante sua combustão. O PCS é o valor da soma da energia liberada na forma de calor e a energia gasta na vaporização da água que se forma no processo de combustão (caso ocorra a formação de água neste processo). O PCI é o valor da energia liberada na combustão descontada a energia gasta na vaporização da água que se forma neste processo.

Coaresma Neto e Linero (2015) relatam que a densidade dos fardos atinge cerca de 175 kg/m³. Em comparação com o transporte da palha com a cana, Brod e Peticarrari (2013) comentam que para cada 1% de palha adicionado junto com a cana no transporte, ocorre uma redução de 3,8% no peso da composição a ser transportada e, conseqüentemente, aumento dos custos de transporte até a usina.

Linero (2015) apresentou que o transporte de palha enfardada a partir de distâncias superiores a 5 quilômetros passa a ser mais competitivo que o transporte da palha com a cana.

Silva Junior e Nunes Junior (2014) apresentaram os custos estimados da palha para colheita parcial, integral e colheita convencional com enfardamento posterior da palha. Em seus resultados, para distâncias superiores a 15 quilômetros, o custo do transporte da palha enfardada começa a ser mais vantajoso.

Cardoso (2014) avaliou a viabilidade econômica para o recolhimento de palha através da colheita integral e observou que os custos se apresentaram iguais ou melhores que o custo da palha transportada em fardos, sendo que o enfardamento se torna mais competitivo para recolhimento de quantidades superiores a 7,5 toneladas de palha por hectare. Também é destacado que a colheita integral propicia um menor tráfego no terreno, conduzindo a menores danos à soqueira e menor compactação do solo.

2.3.3 Caracterização da palha de cana-de-açúcar

Com o uso da palha de cana-de-açúcar como combustível para cogeração de energia nas usinas, é importante analisar as características da palha e suas diferenças em comparação ao bagaço de cana.

Linero e Coaresma Neto (2013) apresentaram as diferenças nas características do bagaço e da palha através do resultado das análises imediata e elementar destas biomassas. A Tabela 6 mostra os resultados, que indicaram maior presença de cloro e potássio na palha.

Mantelatto et al. (2020), também apresentam valores similares para análise elementar destes combustíveis, além de apresentarem análises de amostras coletadas em situações reais de incrustações nas caldeiras de biomassa.

Quanto a análise imediata, Mantelatto et al. (2020), mostram que a quantidade de impurezas minerais pode variar bastante entre as rotas de recolhimento de palha, que em parte pode ser eliminada por sistemas industriais de processamento de palha. Porém, em geral, a palha tende a apresentar um teor maior de cinzas ainda nos melhores casos, de cerca de 5%.

Tabela 6 – Análises imediata e elementar para bagaço e palha de cana-de-açúcar (COARESMA NETO e LINERO, 2013)

	Análise Imediata				Poder Calorífico	
	Umidade	Carbono Fixo	Voláteis	Cinzas	Superior	Inferior
	(%)	(%) (bs)	(%) (bs)	(%) (bs)	(MJ/kg)	(MJ/kg)
BAGAÇO	50	18	79,9	2,2	18,1	7,2
PALHA ¹	15	12,4	83,7	3,9	17,4	13,3
<i>Dif.</i>	-	-31%	5%	77%	-4%	85%

	Análise Elementar					
	C	O	H	S	Cl	K
	(%) (bs)	(%) (bs)	(%) (bs)	(%) (bs)	(%) (bs)	(%) (bs)
BAGAÇO	44,6	44,5	5,8	0,1	0,02	0,17
PALHA ¹	46,1	46,1	6,2	0,1	0,2	0,5
<i>Dif.</i>	3%	4%	7%	0%	900%	194%

¹ Palha deixada no campo uma semana para secagem após a colheita da cana

Como conclusão, Linero e Coaresma Neto (2013) comentam que a maior presença de impurezas minerais na palha exige que um processo de sua limpeza seja executado, pois estas podem acarretar aumento do desgaste por abrasão e, em consequência, maiores custos de manutenção das caldeiras. Além disso, os elevados índices de cloro, potássio e a presença de enxofre impactam no projeto de caldeiras e, conseqüentemente, em custos.

Jenkins et al. (1998) comentam que a palha, por conter alto teor de sílica, pode provocar incrustações em caldeiras dimensionadas para queima de biomassa. Isso se dá pelo fato de que a presença de metais alcalinos, como o potássio, pode reduzir a temperatura de fusão das cinzas da biomassa. Também é mencionado que o cloro facilita a mobilidade de muitos compostos inorgânicos, em particular o potássio. A concentração de cloro geralmente determina a quantidade de metais alcalinos vaporizada durante a combustão. Na maioria dos casos, o cloro parece desempenhar um papel de transporte, facilitando o transporte de metais alcalinos do combustível para superfícies, geralmente formando sulfatos. Os metais alcalinos e alcalino-terrosos, em combinação com outros elementos combustíveis, como sílica e enxofre, e facilitados pela presença de cloro, são responsáveis por muitas reações indesejáveis em fornos de combustão e caldeiras.

Jenkins et al. (1998) também relatam que o tratamento da biomassa com água pode produzir melhorias notáveis na temperatura de fusão da cinza pela remoção de metais alcalinos e outros elementos, aumentando a temperatura de fusão das cinzas. Como exemplo, Jenkins et al. (1998 apud Jenkins, Bakker e Wei, 1996) citam que a lixiviação de metais alcalinos e cloro

por simples lavagem com água mostrou melhorias expressivas nas temperaturas de fusão para cinzas de palha, removendo 80% ou mais dos metais alcalinos e mais de 90% do cloro, o que reflete na redução da corrosão e das emissões de gases ácidos, além de reduzir a facilitação do cloro na deposição de cinzas.

Linero e Coaresma Neto (2013) apresentaram a Figura 22, que mostra a diferença na temperatura de fusão das cinzas de amostras de palha e bagaço. Pela figura, há um indicativo de que a composição favorece a redução da temperatura de fusão das cinzas, apesar desta fusão ocorrer a elevadas temperaturas e em valores próximos ao do bagaço de cana.

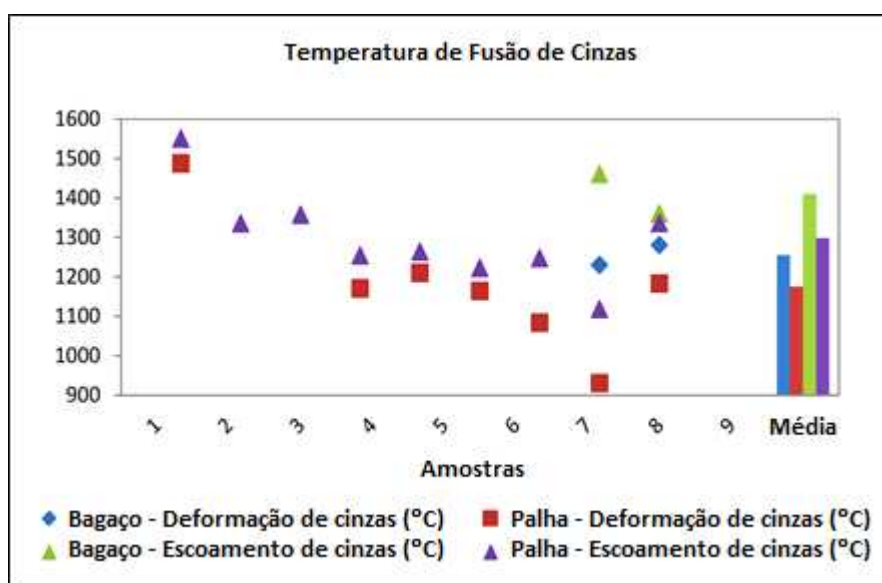


Figura 22 – Temperatura de fusão de cinzas para bagaço e palha de cana-de-açúcar (Linero e Coaresma Neto, 2013)

Santos, Gulyurtlu e Cabrita (2010) citam que a queima de palha origina emissão de dióxido de enxofre e cloreto de potássio, resultando na condensação de depósitos corrosivos em superfícies metálicas, como os superaquecedores de caldeiras. O cloreto de potássio dos depósitos reage com o dióxido de enxofre, originando cloretos e sulfatos que atacam as superfícies metálicas. Ainda comentam que a regra geral de que quanto maior for o teor de cromo na liga, melhor será a resistência à corrosão, não se aplica neste caso, verificando-se o contrário.

Miles et al. (1996) citam que o bagaço de cana-de-açúcar, usado com sucesso como combustível na caldeira e derivado de uma cultura herbácea de alto teor de potássio e sílica, não apresenta as mesmas tendências de incrustação da palha de cana-de-açúcar, porque tanto o potássio como o cloro são substancialmente lixiviados no processo de extração do caldo.

Quanto ao teor de enxofre, Clarke e Preto (2011) mencionam que os óxidos de enxofre (SO_x) são formados durante a combustão e contribuem na emissão de matéria particulada e na formação de chuvas ácidas. Entretanto a biomassa, normalmente, apresenta um teor muito baixo de enxofre; sendo assim, a sua participação nestas emissões é pouco significativa.

Nielsen et al. (2000) escrevem que o cloro, em algumas condições, pode causar corrosão acelerada, que pode estar relacionada com a presença de metais alcalinos na biomassa. Também, a pressão parcial relativamente alta do ácido clorídrico (HCl) nos gases de uma caldeira de biomassa, de até 1000 ppmv, provavelmente não causará ataques severos de corrosão em fase gasosa. Cada 0,1%, em massa, de cloro presente na biomassa corresponde a, aproximadamente, 100 ppmv de cloro na fase gasosa. Nas caldeiras de biomassa, os problemas de corrosão mais severos estão associados a depósitos contendo cloretos de metais alcalinos, principalmente nos tubos de superaquecimento da caldeira. Limitar a temperatura do vapor, bem como empregar ligas resistentes à corrosão ou soluções que evitem a deposição de cloreto de potássio nas caldeiras, contribuem para mitigar os problemas causados pelo cloro.

3 – ENERGIA DA CANA-DE-AÇÚCAR

3.1 Setor sucroenergético na NDC

O setor sucroenergético tem papel fundamental dentro dos compromissos da NDC brasileira, tanto pela produção de etanol, já que o etanol brasileiro é praticamente todo proveniente da cana-de-açúcar¹³, como pela injeção de eletricidade no SIN, que em 2019 correspondeu a mais de 22 TWh na matriz de eletricidade brasileira (CCEE, 2019).

Em junho de 2016, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) publicou um documento com as considerações de aumento de demanda por energéticos no país e a memória de cálculo das contribuições das atividades relacionadas à produção e uso da energia para a redução de emissões de GEE dentro do horizonte previsto na NDC brasileira (EPE, 2016). Nos dados considerados pela EPE é previsto que o processamento de cana-de-açúcar no Brasil atinja pouco mais de 1 bilhão de toneladas em 2030 para atender à demanda por etanol e açúcar nos mercados interno e externo e, para tanto, serão necessárias políticas específicas de incentivo, planejamento e investimentos.

Quanto à expansão da área colhida de cana-de-açúcar, investimentos elevados devem ser realizados, sendo necessário um planejamento adequado. Para o plantio de um hectare de cana-de-açúcar de forma convencional, realizado através de toletes de cana-de-açúcar, são necessárias cerca de 20 toneladas de toletes, caracterizando uma taxa média de multiplicação de 1 para 4 hectares, em média (XAVIER, 2016). O advento de novas tecnologias para plantio, como o desenvolvimento de sementes artificiais de cana, pode acelerar a multiplicação de variedades, trazendo ganhos de produtividade e expansão da área plantada.

A Figura 23 mostra a evolução na produção da cana-de-açúcar no Brasil e nas principais regiões produtoras. A partir de 2000, principalmente pela indicação das projeções de aumento de demanda por etanol, iniciaram-se diversos investimentos de expansão, que possibilitaram dobrar a produção de cana. Esta expansão ocorreu principalmente no estado de São Paulo, mas também em outros estados da região Centro-Sul, denominados de área de expansão, como Goiás, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais, que processaram quase 30% da produção de cana no Brasil na safra 2019/20 ante menos de 10% no início dos anos 2000.

¹³ A produção de etanol de milho no Brasil na safra 19/20 atingiu 1,6 bilhão de litros (CONAB, 2020)

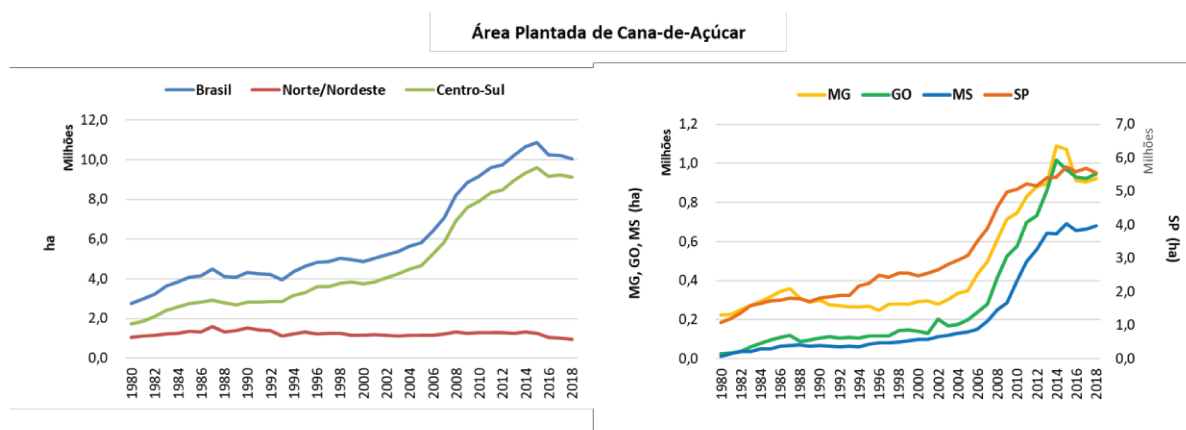


Figura 23 – Crescimento da área plantada com cana-de-açúcar no Brasil e nas principais regiões produtoras (UNICA, 2018 e IBGE, 2017b).

A expansão da cana-de-açúcar ocorreu majoritariamente em áreas de pastagens e em substituição de culturas agrícolas, sendo muito pequena a participação de áreas de floresta e cerrado (NASSAR et al., 2008). Caldarelli e Gilio (2018) comentam também que, entre 2000 e 2015, a expansão da cana ocorreu em detrimento às áreas ocupadas por culturas anuais e perenes.

Camara e Caldarelli (2016), já haviam levantado dados para expansão da cana no estado de São Paulo, que indicaram que o aumento da área de cana-de-açúcar entre 1995 e 2013 ocorreu sobre a redução de áreas de pastagens, culturas permanentes e temporárias. Do total de 3 milhões de hectares de redução destas culturas, 5% foram de áreas de culturas permanentes, 26% de culturas temporárias e 69% de áreas de pastagens.

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento projeta que a área de cana deve expandir através da redução de área de outras lavouras e em áreas de pastagens, com maior expansão nos estados de Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e Goiás. Em São Paulo, principal produtor, a expansão deve ocorrer de forma mais modesta MAPA (2017).

Também, a progressiva mudança na forma de colheita, sem a queima prévia da cana, pode contribuir para aumento do teor de carbono no solo e, contando com a tendência de intensificação da pecuária, há uma propensão de a expansão ocorrer de forma similar, fazendo com que o efeito direto da mudança de uso do solo seja positivo (MEIRA FILHO e MACEDO, 2010).

A Figura 24 mostra a variação da produtividade média da cana no Brasil nos últimos 10 anos. A produtividade na região Centro-Sul variou entre 70 t/ha e cerca de 85 t/ha já na região Nordeste, a produtividade oscila entre 50 t/ha e 65 t/ha (CONAB, 2018). As oscilações de

produtividade ocorrem por diversas razões, como falta de renovação dos canaviais e variações climáticas.

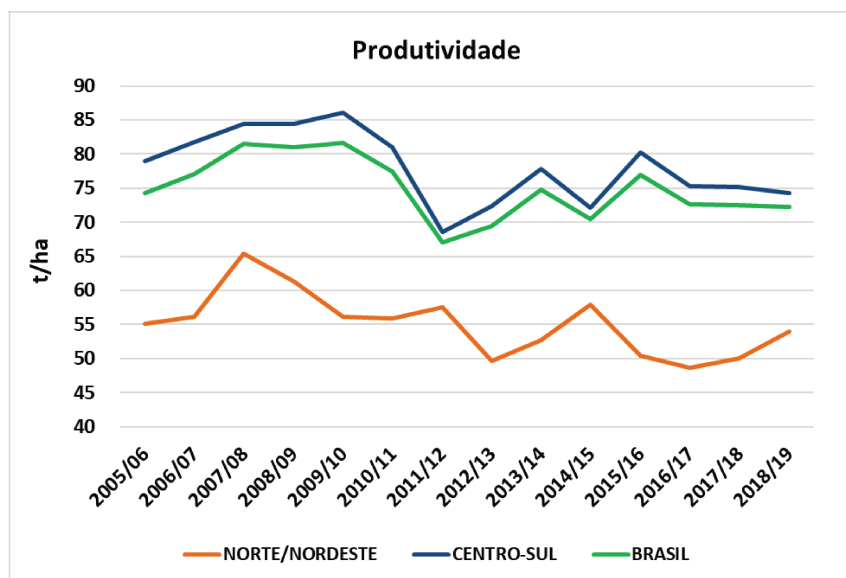


Figura 24 – Evolução da produtividade da cana-de-açúcar no Brasil, SP, AL e GO (CONAB, 2018).

O Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA, 2017) publicou a previsão de expansão da cana até 2026/27, na qual indica um processamento de mais de 800 milhões de toneladas de cana para atender uma produção de açúcar de até 48 milhões de toneladas. A projeção é acompanhada de um limite superior, indicando que a produção pode atingir 1 bilhão de toneladas. A produtividade média da cana-de-açúcar considerada nesta projeção é de 77 t/ha, com expansão da área (na linha de base) nos estados de Mato Grosso do Sul (34,3%), Paraná (31,8%), Minas Gerais (31,6%), Mato Grosso (30,1%), Goiás (12,0%), e ainda um crescimento de 19,7% em São Paulo.

A capacidade instalada de processamento de cana do Brasil, tendo como base um levantamento da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), é estimada em 750 milhões de toneladas (EPE, 2019b).

Em 2018, 370 usinas estavam registradas no país, das quais cerca de 300 estão localizadas no Centro-Sul. O processamento de cana em cada unidade varia, entre a maior unidade, com pouco mais de 10 milhões de toneladas processadas por safra, a unidades menores, com processamento inferior a 1 milhão de toneladas (CTC, 2018).

Quanto à geração de eletricidade, o setor sucroenergético tem contribuído de forma significativa para o país, tanto pela autossuficiência energética das usinas como pela capacidade

de geração de excedentes de eletricidade e exportação para o SIN. Em 2020, a potência outorgada de geração no setor era de pouco mais de 11,5 GW (ANEEL, 2020b).

As relações comerciais do setor no modelo elétrico brasileiro atual são estabelecidas de três maneiras: em Ambiente de Contratação Regulada (ACR), Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Conforme decreto nº 5.163, de 30 de junho de 2004, o ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei. Já no ACL se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados. O MCP é o ambiente no qual são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados. Os contratos de comercialização de energia no ACR e ACL são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos e consumidos por cada agente, apurando as diferenças no MCP e realizando a liquidação financeira, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) (CCEE, 2017). A energia elétrica produzida através de biomassas em 2019 associada ao cumprimento de contratos ACR representava 36% do total da eletricidade comercializada (CCEE, 2019).

A autoprodução de energia através de biomassas (Bagaço, lixo, lenha) para consumo diretamente nas unidades industriais em 2018, atingiu aproximadamente 35 TWh, com 14 TWh de autoprodução ocorrendo nas usinas do setor sucroenergético, através, principalmente, do uso do bagaço de cana como combustível (EPE, 2019a). Conforme EPE (2016), a autoprodução de eletricidade através de biomassas (bagaço, lenha, lixo e biogás), em 2030, deve atingir 58 TWh, o que corresponderá a cerca de 5% da eletricidade total produzida no país

Segundo EPE (2019a), no ano de 2018 a eletricidade total excedente, produzida pelas usinas de cana-de-açúcar e transmitida ao SIN, foi de pouco mais de 21 TWh, o que representa cerca de 90% da participação total das biomassas (bagaço de cana, lixo e lenha) na energia excedente. Para 2025, foi projetado, inicialmente, no contexto da NDC, uma grande participação das biomassas (bagaço, lixo e lenha), com transmissão de 55 TWh ao SIN e 76 TWh em 2030 (EPE, 2016). A Tabela 3 mostrada anteriormente, na seção 2.1 do Capítulo 2, retrata o crescimento da exportação de energia para o SIN pelas usinas de cana-de-açúcar e, a Tabela 7, mostra a projeção da expansão de eletricidade no Brasil para 2030, realizada no contexto da NDC.

Segundo EPE (2016), é prevista uma expansão na capacidade instalada para produção de eletricidade no Brasil, atingindo 257 GW até 2030. A capacidade instalada para produção de eletricidade com biomassa em 2025 é esperada atingir 21 GW instalados e, até 2030, deve atingir cerca de 28 GW.

Quanto às emissões brasileiras de CO₂eq relacionadas à energia elétrica, em 2016 foram emitidos 64 Mt CO₂eq pelo setor, o que representa um fator de emissões diretas médio de cerca de 110 kgCO₂eq/MWh. Porém, nos dois anos anteriores, nos quais a participação da energia elétrica proveniente de gás natural foi 30% maior, o fator de emissões atingiu cerca de 150 kgCO₂eq/MWh. As termoeletricas a gás natural transmitiram ao SIN, em 2014 e 2015, cerca de 80.000 GWh anuais e foram responsáveis pela emissão de mais de 30 Mt CO₂eq nestes anos. Em 2016, com uma geração de pouco mais de 55.000 GWh, as emissões foram de 20 Mt CO₂eq, reduzindo um pouco o fator de emissões destas fontes de 400 kgCO₂/MWh em 2014 e 2015 para 360 kgCO₂/MWh em 2016, provavelmente por uma operação mais eficiente (EPE, 2019c). As emissões previstas para o setor elétrico em 2030 são 73 MtCO₂eq em 2025, com uma oferta de 1.150 TWh, incluindo a autoprodução de eletricidade.

Tabela 7- Projeção da geração de eletricidade até 2030 (EPE, 2016 e EPE, 2019a).

	Un.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2025 ⁴	2030 ⁴
Autoprodução¹		20.310	21.178	21.616	22.611	23.201	24.750	25.790	47.000	58.000
Bagaço de cana		12.325	12.571	12.999	13.888	13.252	13.732	14.032	-	-
Outras Biomassas ²		7.985	8.607	8.617	8.723	9.949	11.018	11.758	-	-
Centralizada³	GWh	10.898	10.455	13.046	17.068	21.786	22.649	23.447	55.000	76.000
Bagaço de cana		10.039	9.669	12.067	15.983	19.305	20.436	21.204	-	-
Outras Biomassas ²		859	786	979	1.085	2.481	2.213	2.243	-	-
Eletricidade Total produzida (incluindo autoprodução)	GWh	515.799	531.758	552.498	570.835	590.542	581.228	578.898	953.000	1.151.000
Participação das biomassas (bagaço de	%	6,1%	5,9%	6,3%	7,0%	7,6%	8,2%	8,5%	10,7%	11,6%

¹ Produção para atender consumo próprio com biomassas (bagaço de cana, lixívia e lenha)

² Lixívia e Lenha

³ Transmitida ao SIN - Geração por biomassas (bagaço de cana, lixívia e lenha)

⁴ Adiciona a geração de eletricidade através de biogás

Fonte: EPE (2016) e EPE (2019a)

O setor sucroenergético destaca-se na NDC também pelo compromisso de expansão da produção de biocombustíveis até 2030 com aumento da oferta de etanol, que somado à produção prevista para o biodiesel, deve resultar em uma participação de 24%, em volume, dos biocombustíveis no consumo total de combustíveis pelo setor de transporte.

Assim, no contexto das projeções da NDC, foi previsto pela EPE a ampliação do parque produtor de etanol no Brasil ao redor de 25 bilhões de litros até 2030, passando da faixa atual de cerca de 30 bilhões de litros para cerca de 54 bilhões de litros de etanol total em 2030, sendo 51 bilhões de litros de etanol obtidos através da tecnologia convencional de produção e mais 2,5 bilhões de litros através da produção de etanol celulósico.

Na média, durante a última década, a gasolina automotiva tem participado na matriz dos transportes com 28% do total da energia utilizada. O etanol teve participação média de 16%, com cerca de 60% da produção total voltada para etanol hidratado e, o restante, em anidro, usado basicamente na mistura com a gasolina A (EPE, 2019a).

Em 2012, o Brasil apresentava a média de 5,3 habitantes por veículo, enquanto em países desenvolvidos esse valor é inferior a 2,0 (ANFAVEA 2016). Assim, na NDC, foi previsto que o crescimento do país, nos próximos 15 anos, resulte em um aumento da frota de veículos, trazendo como consequência uma expansão da demanda por energia na matriz de transportes.

A frota de veículos no Brasil deveria crescer para 70 milhões de veículos leves em 2030, sendo que a maior parte, 80%, deve ser de veículos bicomcombustíveis (etanol e gasolina) (Figura 25) (EPE 2016).

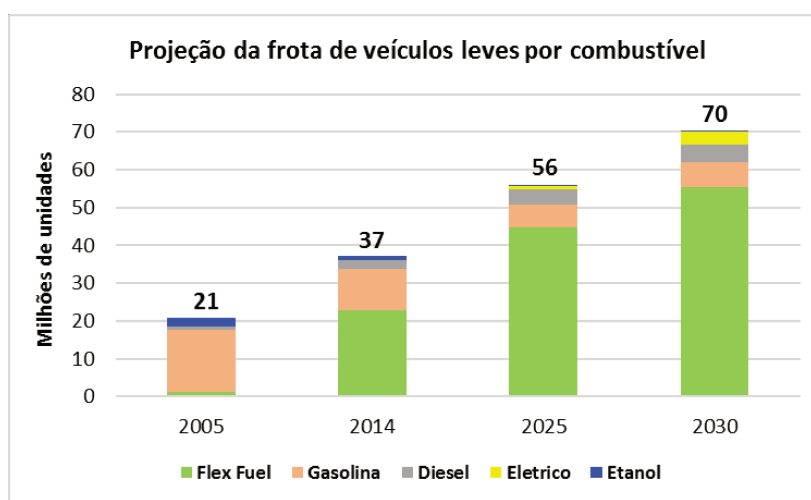


Figura 25 – Evolução e projeção da frota de veículos leves por tipo de combustível (EPE, 2016).

Considerando somente a participação de combustíveis em veículos ciclo Otto na matriz de transportes, nos últimos 10 anos a participação da gasolina automotiva foi de quase 65% na última década (EPE, 2019a) e, para 2030, é esperada que a participação da gasolina seja reduzida para 55% em função do aumento do consumo de etanol e da entrada de veículos

elétricos (híbridos ou puramente elétricos) no setor competindo com os veículos ciclo Otto (Figura 26).

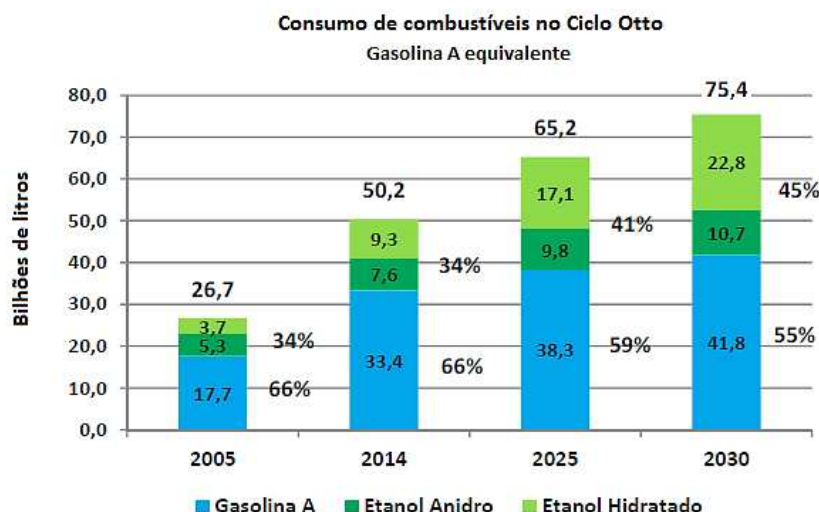


Figura 26 – Evolução e projeção do consumo de gasolina e etanol em veículos ciclo Otto (EPE, 2016)

Quanto à produção de biocombustíveis avançados, como o etanol celulósico (etanol de segunda geração), a disponibilidade de biomassa da cana-de-açúcar no Brasil motivou a criação de incentivos para desenvolvimento da tecnologia. Em 2011, o Governo Federal, através do Plano Conjunto BNDES-FINEP de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico (PAISS), estimulou o desenvolvimento tecnológico relacionado à produção de etanol de segunda geração, aumento da cogeração e aos novos bioprodutos com um orçamento de 1 bilhão de reais (EPE, 2015).

Segundo o Plano Decenal de Energia (PDE) 2024 (EPE, 2015), entre as plantas de etanol celulósico existentes e que estavam planejadas, a produção atingiria 429 milhões de litros em 2024. Os desafios tecnológicos e os custos de produção ainda fazem a tecnologia ser avaliada com muitas incertezas. No PDE 2029 (EPE, 2019b), a projeção de etanol celulósico foi estimada em 760 milhões de litros em 2029.

Quanto às emissões, apesar do biocombustível derivado de materiais vegetais ser composto por carbono proveniente do dióxido de carbono da atmosfera, sintetizado pelos vegetais através do processo de fotossíntese, o uso destes biocombustíveis não significa emissões nulas de GEE devido às etapas de produção de quaisquer biocombustíveis requererem a utilização de energia contida em fontes fósseis de carbono (petróleo, carvão mineral e gás

natural) para a execução das operações agrícolas, síntese do biocombustível e distribuição ao consumidor, ocorrendo também no processo de produção as emissões de outros gases de efeito estufa, como metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O) (SOARES, et al., 2009).

Macedo (1998) avaliou a contribuição do setor no abatimento de emissões de GEE durante a safra de 1996/97, considerando a gasolina substituída pelo etanol e o bagaço excedente utilizado em outras indústrias como combustível em substituição ao uso de óleo combustível, relatando que as emissões evitadas de cerca de 47 MtCO_2eq corresponderam a aproximadamente 20% de todas as emissões com combustíveis no Brasil, com o etanol sendo responsável por 64% das emissões líquidas evitadas.

Conforme destacado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA - Environmental Protection Agency) (EPA, 2010), cada biocombustível apresenta um potencial de redução de GEE, ilustrado na Figura 27, quando comparado as emissões no ciclo de vida de vários biocombustíveis com os dos combustíveis derivados de petróleo. O benefício de emissões de GEE evitadas pelo etanol varia de acordo com a matéria-prima utilizada para produzi-lo, bem como para o biodiesel.

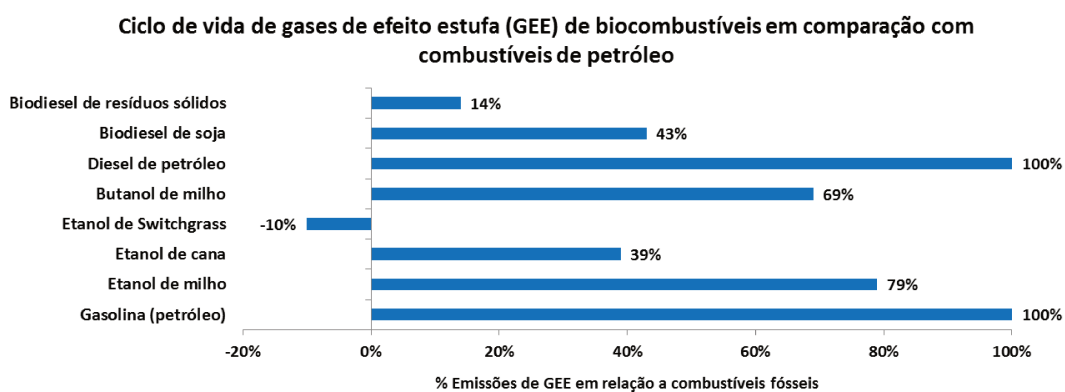


Figura 27 - Emissão de biocombustíveis em comparação com combustíveis derivados de petróleo (EPA, 2010).

Macedo, Seabra e Silva (2008) avaliaram as emissões na produção de etanol na safra 2005/06 e as perspectivas para 2020 e concluíram que na produção de etanol anidro a emissão total de GEE em 2005 foi 436 $\text{kg CO}_2\text{eq/m}^3$ e que, em 2020, poderia ser reduzida para 345 $\text{kg CO}_2\text{eq/m}^3$, com o balanço energético indicando que para cada unidade de energia fóssil usada nesta cadeia produtiva, resulta na produção de 11,6 unidades de energia limpa. As emissões evitadas para uso de E100 (Etanol hidratado) no Brasil foram (em 2005/2006) de 2.181 kg

CO₂eq/m³ e, para E25 (Gasolina com 25% de etanol anidro), foram de 2.323 kg CO₂eq/m³ de etanol anidro, sendo que estes valores poderiam aumentar cerca de 26% para as condições assumidas para 2020, principalmente devido aos créditos gerados pelos grandes excedentes de bioeletricidade, considerado no trabalho de 135 kWh_{exp}/tc em 2020.

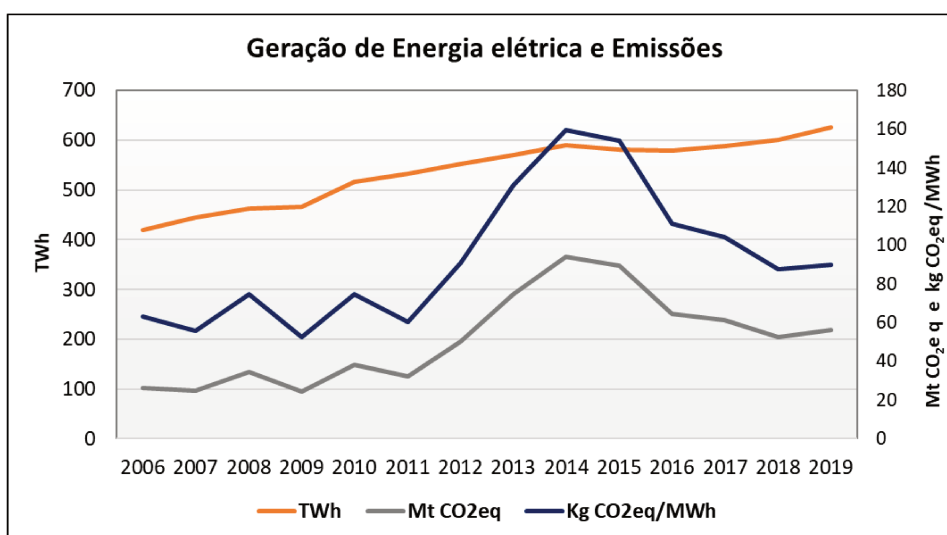
Soares et al. (2009) relatam que as emissões de GEE no processo de produção e transporte de gasolina e diesel, somadas as emissões da queima destes combustíveis, totalizam 3,65 kg CO₂eq/ litro de gasolina e 4,01 kg CO₂eq/ litro de diesel. Comparando as emissões em um veículo específico em versões com motor a diesel, gasolina e etanol de cana-de-açúcar, considerando o rendimento de cada combustível, os veículos com E25 reduziram as emissões de GEE em 18% com relação aos combustíveis fósseis e, com E100, a redução foi de 80%.

Ilustrada a importância dos derivados de cana na matriz energética brasileira, podem-se apresentar as projeções de emissões com a implementação de todos os compromissos da NDC. Assim, a expectativa de emissões de GEE em 2030, com respeito às emissões relacionadas com a oferta interna de energia, são de 688 Mt CO₂eq (GWP-100 AR5), um aumento superior a 100% com relação às emissões de 2005, ano base da NDC, devido ao crescimento econômico projetado. Os maiores aumentos de emissões devem ocorrer na geração de eletricidade, com mais de 181%, e no setor de transportes, com cerca de 133% de aumento. Os maiores emissores ainda serão o óleo diesel, o gás natural e a gasolina, responsáveis por 2/3 destas emissões. A Tabela 8 resume as perspectivas em aumento das emissões no Brasil por setor dentro das expectativas da NDC (EPE, 2016).

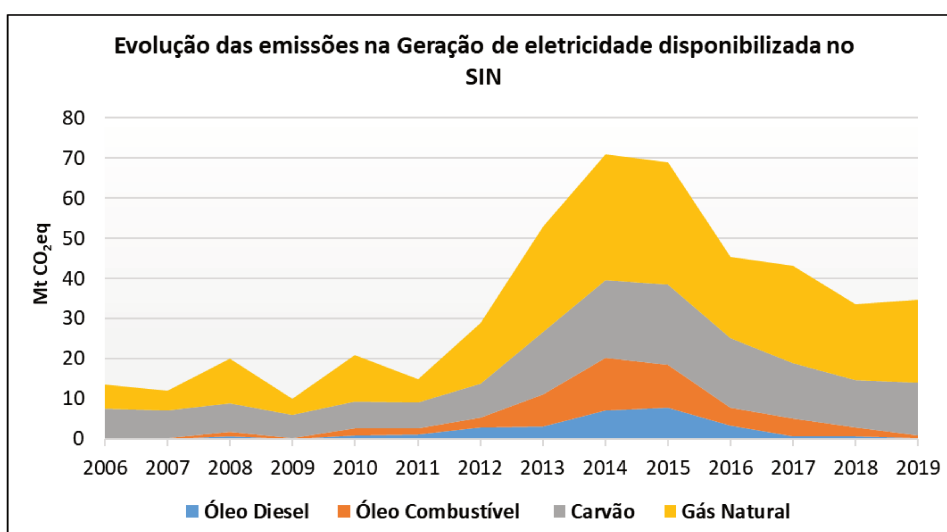
Tabela 8 - Evolução e projeção das emissões por setor (em Mt CO₂eq) (EPE 2016)

Emissões por setor	2005	2025	2030	% 2005-2030	Participação no total de emissões em 2030
Setor Energético	28	46	49	75%	7%
Residencial	18	22	24	33%	3%
Comercial	2	3	3	50%	0%
Público	2	1	1	-50%	0%
Agropecuário	15	22	24	60%	3%
Transportes	135	278	315	133%	46%
Industrial	87	130	156	79%	23%
Consumo energético	79	114	136	72%	20%
Consumo não energético	8	16	20	150%	3%
Setor Elétrico	26	60	73	181%	11%
Setor Elétrico SIN	17	40	50	194%	7%
Setor Elétrico autoprodução	9	20	23	156%	3%
Emissões fugitivas	19	36	43	126%	6%
Total	332	598	688	107%	

Quanto às emissões na produção de eletricidade, a partir de 2010 o aumento do uso de fontes fósseis na matriz elétrica brasileira contribuiu para uma forte ascensão das emissões neste setor. As Figura 28 a e b mostram a evolução das emissões no setor elétrico brasileiro. Em 2016, as emissões pelo setor elétrico reduziram, dada a menor dependência da geração de eletricidade através do gás natural. Esta redução está relacionada com a queda da demanda de energia elétrica a partir de 2015, em razão da recessão econômica sofrida pelo Brasil em 2015 e 2016 e, também, pela capacidade do país em atender grande parte da demanda existente com fontes renováveis, como a energia da biomassa e a eólica, que aumentaram as suas participações na matriz elétrica.



(a)



(b)

Figura 28 – Evolução das emissões no setor elétrico brasileiro EPE (2020).

3.2 Participação do setor sucroenergético na matriz elétrica brasileira

Até 2017, cerca de 50% das usinas sucroenergéticas comercializaram energia elétrica, sendo que as unidades não exportadoras de eletricidade representaram cerca de 30% do processamento de cana. Na Figura 29 é mostrado um mapa da distribuição da cana processada nas usinas para diferentes faixas de exportação de eletricidade na safra 2016/17.

É relevante destacar, também, que apesar de 70% da cana total colhida no Brasil ter sido processada em usinas com alguma exportação de eletricidade no ano referência, menos de 10% das usinas atingiram uma exportação específica de energia elétrica maior que 70 kWh_{exp}/tc, sendo que mais de um terço das usinas não apresenta exportação significativa (maior que 10 kWh_{exp}/tc).

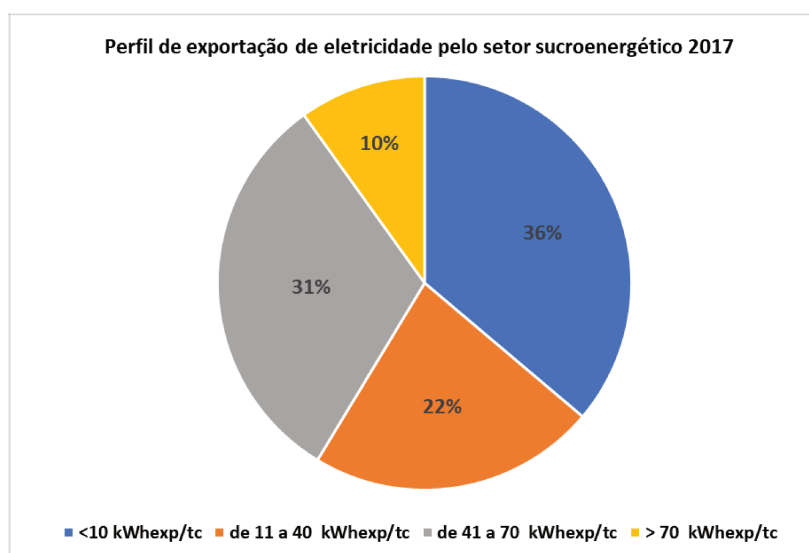


Figura 29 – Perfil de exportação de eletricidade das usinas que exportaram eletricidade na safra 2016/17. Fontes: Elaborado pelo autor a partir de NOVACANA (2017), CTC (2018) e CONAB (2018).

Outra informação importante se refere ao uso do potencial instalado para produção de excedentes de eletricidade. No ano de 2014, devido à escassez de chuvas, os reservatórios de água para geração hidroelétrica apresentaram níveis baixos, o que culminou na elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) para o valor teto, tornando a venda de eletricidade no mercado livre (*spot*) muito atrativa para as empresas autoprodutoras ou produtoras independentes de energia elétrica, como no caso das usinas de cana-de-açúcar. Desta forma, é razoável assumir, por razões econômicas, que as usinas tenham maximizado a geração de eletricidade, explorando a comercialização de excedentes de eletricidade ao máximo neste

período. A energia elétrica comercializada pelas usinas do setor sucroenergético atingiu quase 19,3 TWh em 2014, pouco mais de 20 TWh em 2015, superou 21 TWh em 2016 e, atualmente, situa-se na casa de 22 TWh (EPE, 2019a). Assim, o banco de dados disponível para uso neste trabalho, com dados da safra 2016/2017, é representativo, visto que tanto a capacidade de moagem como a de produção de excedentes de energia elétrica praticamente não se alteraram neste período.

Quanto às tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, a Lei nº 9.427, sancionada em dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), regulamenta, também, o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, dentre outras providências, sofreu diversas alterações desde sua publicação. A regra de aplicação de descontos para fontes incentivadas, artigo 26, §1º, e adjacentes, foi alterada com inclusões (pela Lei n. 9.648/1998) e alterações (pelas Leis nº 10.438/2002; nº 10.762/2003; 11.488/2007; nº 13.097/2015; nº 13.203/2015 e nº 13.299/2016). Na primeira destas alterações, as fontes de biomassa cujas potências injetadas nos sistemas de transmissão ou distribuição eram menores ou iguais a 30 MW, obtinham reduções não inferiores a 50%, a serem aplicadas às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada. Posteriormente, em 2015, a lei nº 13.203/2015 ampliou o desconto para empreendimentos de fonte eólica, solar e biomassa e de cogeração qualificada entre 30MW e 300MW, novos ou que comercializaram em leilão a partir de 2016. Para os empreendimentos que não se qualificavam nesta condição, 2016, foi publicada a Lei nº 13.299/2016, que concedeu o benefício de 50% de desconto às tarifas de uso para empreendimentos entre 30 MW e 50 MW, limitando o desconto à potência injetada de 30 MW (ANEEL, 2016).

As tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) são pagas por consumidores e geradores de energia elétrica que necessitam utilizar as redes de transmissão e de distribuição. Os valores são pagos em função do montante de potência (MW), denominado Montante de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (MUST/D), retirado ou injetado na rede, onde o valor é determinado em R\$/MW (MONTALVÃO e SILVA, 2015).

Duarte (2016) apresentou que a alteração regulatória quanto à concessão do benefício tarifário (permitindo a injeção de até 50 MW por usina sem a perda do benefício) para as usinas representam um aumento na exportação de eletricidade de até 500 MW médios, que estavam represados devido à limitação de benefícios para injeção de até 30 MW de eletricidade na rede por usina.

Porém, para o aumento da participação das usinas existentes na exportação de eletricidade no país, algumas barreiras devem ser transpostas, como a dificuldade de algumas unidades industriais viabilizarem economicamente projetos contemplando a modernização de suas instalações como, por exemplo, a eletrificação dos acionamentos mecânicos, instalação de caldeiras para geração de vapor a pressões mais elevadas, instalação de turbogeradores de condensação e o custeio da conexão com as linhas de transmissão. O termo *retrofit* é comumente empregado para se referir à modernização das unidades produtoras para aumento de sua eficiência energética e produção.

Nyko et al. (2011) levantaram que em alguns estados, devido a uma rede de transmissão menos densa, algumas usinas em operação podem estar localizadas a distâncias muito grandes das redes de transmissão, elevando os custos para conexão na rede, como no caso de algumas usinas em operação no Mato Grosso do Sul e Minas Gerais. Esta pesquisa também apresentou que as usinas de maior capacidade de moagem, acima de 2 Mtc por safra, estão mais propensas a comercializar excedentes de eletricidade e os fatores que mais exerciam influência para as usinas investirem na comercialização de energia elétrica variavam regionalmente. Em Alagoas e Minas Gerais, a capacidade financeira para realizar o investimento foi apresentada como um fator influente; em São Paulo, a carga de tributos, encargos setoriais sobre o investimento e operação e a falta de financiamentos específicos foram as principais ocorrências; no Mato Grosso do Sul e Paraná, o custo do investimento para elevação de tensão necessária para conexão ao sistema de transmissão, a distância até as linhas de transmissão e capacidade financeira foram destacados.

O *retrofit* pode ocorrer nas usinas de forma natural, com a depreciação dos equipamentos existentes ou através da criação de condições para realização de investimentos como, por exemplo, a criação de políticas específicas para incentivo da expansão da oferta de eletricidade, de forma que novos projetos sejam viabilizados.

A participação de cada usina na exportação de eletricidade depende muito da viabilidade dos projetos implantados e, conseqüentemente, da tecnologia instalada em cada unidade. A subseção a seguir avalia o custo da geração de eletricidade excedente nas usinas.

3.2.1 Custo da produção de eletricidade no *retrofit*

O aumento da participação do setor sucroenergético na geração de excedentes de eletricidade é também dependente da viabilidade econômica dos projetos para cogeração.

Usinas que não produzem eletricidade excedente têm a oportunidade de incluir um novo produto no portfólio, a energia elétrica, investindo em novos equipamentos, que tornam a operação energeticamente mais eficiente e permitem a cogeração de excedentes de eletricidade. Uma oportunidade para realização do *retrofit* nestas usinas se dá quando surge a necessidade de substituição de equipamentos antigos, como caldeiras e turbo geradores, pelo fim de sua vida útil, por equipamentos novos e de maior pressão, usualmente no setor, da ordem de 60 bar.

Com auxílio de um modelo elaborado no software *Excel*, foi realizado o balanço energético e análise econômica de alguns casos de *retrofit* em uma unidade com capacidade de moagem anual de 1,5Mtc, dado que a maior parte das usinas que não exportam excedentes de eletricidade são unidade pequenas, com capacidade igual ou inferior a esta, conforme verificado no cruzamento de bancos de dados de Novacana (2017) e CTC (2018). Nestes estudos, a palha foi considerada como uma despesa, sendo possível, assim, realizar uma análise de sensibilidade do custo da energia elétrica exportada em relação ao custo da tonelada de palha, em base seca, recolhida pela usina.

Quatro possibilidades de investimentos em *retrofit* foram estudadas. Os dados utilizados neste estudo são apresentados na Tabela 9 e os equipamentos e investimentos considerados no *retrofit* desta unidade são destacados na Tabela 10. O caso base (A) é a usina com caldeira para geração de vapor a 21bar/300°C, que não produz eletricidade excedente para comercialização. O primeiro estudo (A→B) avalia o *retrofit* desta usina, investindo em caldeiras com pressão de 65 bar e turbogeradores de contrapressão, ou seja, a energia elétrica é gerada somente pela expansão do vapor demandado pelo processo de produção de etanol e açúcar. O segundo estudo (A→C) avalia a instalação de uma turbina de condensação para operação na safra, com o uso do bagaço excedente como combustível.

As análises seguintes avaliam a operação na entressafra para geração adicional de eletricidade excedente. O estudo 3 (A→D) considera o recolhimento de 35% do total de palha disponível no campo e operação de cerca de 1.200 horas anuais na entressafra e, o estudo 4 (A→E), considera o recolhimento de até 50% do total da palha disponível no campo e operação em 2.500 horas anuais de entressafra.

Em todos os casos, foi considerado o custo de oportunidade de comercialização do bagaço excedente, que passa ser consumido pela usina, de R\$ 30,00/t (50% de umidade), porém este valor pode variar entre regiões, de acordo com a oferta e demanda pela biomassa. Em algumas regiões e em determinados anos, a alta demanda pela biomassa da cana, tanto pelas usinas sucroenergéticas como por outras indústrias, pode elevar o preço de comercialização.

Outras variáveis, como a demanda de vapor no processo e eletrificação de acionamentos não foram consideradas no *retrofit*, dado o objetivo de avaliar a sensibilidade do valor mínimo para comercialização de eletricidade em função somente do custo de recolhimento de palha para cogeração de eletricidade excedente e, conseqüentemente, seu impacto na viabilização do *retrofit*. Investimentos em eletrificação ou outras tecnologias que aumentem a eficiência da usina podem ajudar também na viabilização destes projetos, com a redução do custo da energia elétrica.

Tabela 9 - Características técnicas dos cenários analisados (elaborado pelo autor)

	CASO BASE	Retrofit Cogeração Pura	Retrofit - sem sobra de Bagaço	Retrofit Recolhimento 35% palha	Retrofit Recolhimento 50% palha
	A	B	C	D	E
Moagem anual (t)	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000	1.500.000
Fibra % cana (%)	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%
Teor de palha (kg de palha / t de colmos) (%)	140	140	140	140	140
Recolhimento de palha	25%	25%	25%	35%	50%
Caldeira - Pressão/Temperatura (bar/°C)	21/300	65/480	65/480	65/480	65/480
Acionamento	Mecânico	Mecânico	Mecânico	Mecânico	Mecânico
Consumo de energia					
Mecânica (kWh/tc)	18	18	18	18	18
Elétrica (kWh/tc)	12	12	12	12	12
Vapor (kg _v /tc)	500	500	500	500	500
Eficiências					
Caldeira (PCI)	86%	86%	86%	86%	86%
Turbogeradores	80%	80%	80%	80%	80%
Turbinas Acion. Mecânico	60%	60%	60%	60%	60%
Sobra de Bagaço	22%	22%	5%	5%	5%
Duração safra (h)	4000	4000	4000	4000	4000
Duração Entressafra (h)	0	0	0	1.180	2.500
Exportação específica (kWh _{exp} /tc)	0	51	73	89	108

As avaliações consideraram um caso em que há necessidade de substituição de uma caldeira antiga (21 bar), pelo fim de sua vida útil, sendo que mesmo que o *retrofit* não seja realizado, a substituição desta caldeira por um novo equipamento similar (21 bar) se faz necessária. Assim, nas avaliações, foi considerado somente o custo adicional para aquisição e instalação de uma caldeira de maior pressão (65 bar). O valor estimado para caldeira de 21 bar/300°C, com capacidade de produção de cerca de 200 t de vapor/h, em consulta com fabricantes, foi de R\$ 50.000.000 (Caldema, 2016 e HPB, 2016) para cálculos este valor foi corrigido via IPC-A.

Segundo dados do Instituto Assaf (Assaf, 2020) o custo de capital próprio para o setor de petróleo, gás e biocombustíveis em 2017 e 2018 foi de 12,32% a.a. e 15,90% a.a., respectivamente. Já o custo médio ponderado de capital (CMPC ou WACC) em 2017 foi de 8,8 % a.a. e, em 2018, de 11,35% a.a.. Para o setor de energia elétrica o custo de capital próprio

em 2017 e 2018 foi de 8,49% a.a. e 10,48% a.a., respectivamente, e o custo médio ponderado de capital de 7,15% a.a. em 2017 e 8,77% em 2018 a.a.

Os resultados foram obtidos utilizando um fluxo de caixa onde se admite o investimento feito com capital próprio, e nesse sentido, a taxa mínima de atratividade (TMA) foi admitida como sendo igual ao custo de capital próprio, em dois casos, de 12% a.a. e 15% a.a., descontando alíquotas dos impostos PIS (Programas de Integração Social) de 1,65% e COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) de 7,6%, depreciação contábil dos investimentos em 25 anos, desconto de IRPF (25%) e CSLL (9%) e custo de movimentação de biomassa na entressafra, com base nos custos operacionais de equipamentos apresentados no relatório por AGRIANUAL (2016). O custo de manutenção foi considerado de 3% do investimento para os casos sem o uso de palha, sendo que os custos de manutenção das caldeiras foram elevados em 25% e 50% para os cenários com recolhimento de 35% e 50% da palha, respectivamente, como hipótese. Os valores monetários são apresentados em Reais de 2019.

Tabela 10 - Investimentos considerados para os *retrofits* avaliados

Investimentos		
A→B	Conexão com rede ¹ ; Caldeira 220 t/h - 65bar /480°C; Turbogenerador 25MW - Extração 21 bar/Escape 2,5 bar; Demais Instalações ²	MR\$ 176
A→C	Conexão com rede ¹ ; Caldeira 220 t/h - 65bar /480°C; Turbogenerador 25MW - Extração 21 bar/Escape 2,5 bar; Turbogenerador de Condesação 10 MW; Demais Instalações ²	MR\$ 197
A→D	Conexão com rede ¹ ; Caldeira 220 t/h - 65bar /480°C; Turbogenerador 25MW - Extração 21 bar/Escape 2,5 bar; Turbogenerador de Condesação 20 MW; Demais Instalações ²	MR\$ 204
A→E	Conexão com rede ¹ ; Caldeira 220 t/h - 65bar /480°C; Turbogenerador 25MW - Extração 21 bar/Escape 2,5 bar; Turbogenerador de Condesação 20 MW; Demais Instalações ²	MR\$ 204
Notas: ¹ Conexão com rede a 10km de distância e subestação (Nota técnica ANEEL/SRE 126/2007) ² Demais instalações - Custo dos equipamentos considerado como 70% dos custos totais de instalação. Custo de equipamentos obtidos com fornecedores específicos.		

Para os casos com recuperação de palha e operação na entressafra, foi traçada uma curva de sensibilidade do custo da eletricidade com relação ao custo da palha recolhida. Desta forma, neste modelo a palha foi tratada como despesa.

A Figura 30 mostra o resultado do preço da eletricidade exportada em função do custo da palha recolhida, em tonelada de palha base seca. As curvas indicam que o recolhimento de palha pode contribuir na viabilização destes projetos devido à oportunidade e extensão do período de operação para produção de energia elétrica excedente adicional e,

consequentemente, aumento de receita com o melhor aproveitamento de equipamentos disponíveis como caldeiras e turbogeradores.

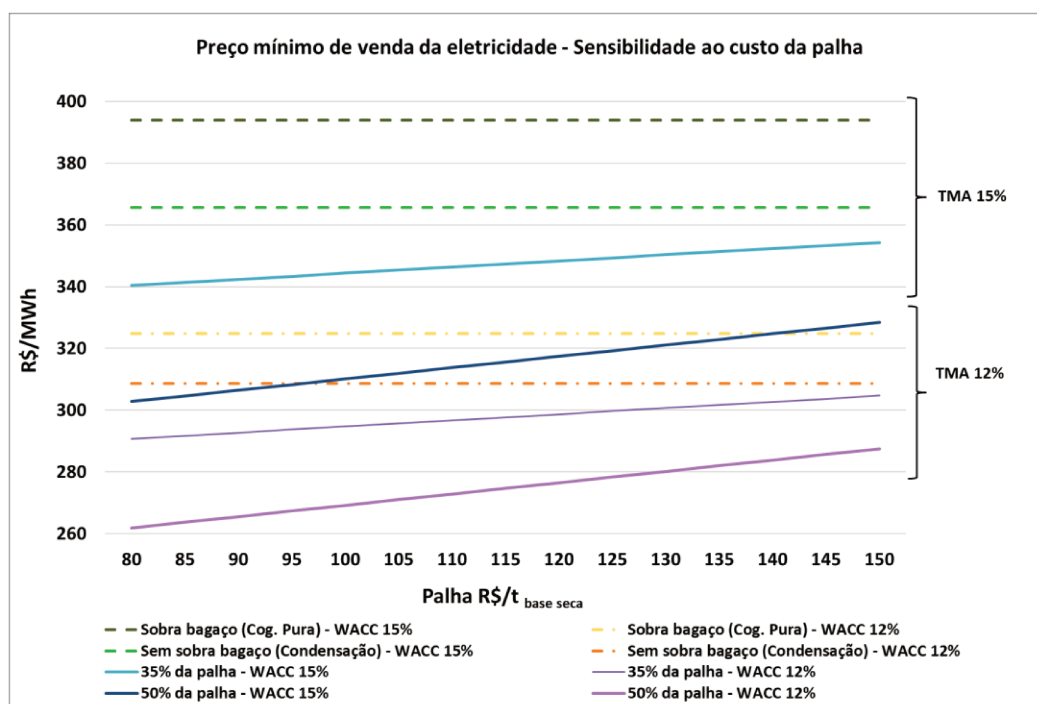


Figura 30 – Preço mínimo de venda da eletricidade nos cenários avaliados

A participação do setor sucroenergético nos mais recentes leilões de energia tem sido inferior frente a outras fontes energéticas. O valor da eletricidade comercializada nos últimos leilões de energia estabeleceu-se ao redor de R\$ 200/MWh (Figura 31).

Considerando o recolhimento de palha a R\$ 100/t, a taxa interna de retorno (TIR) obtida seria entre 6% a 7%, de acordo com o percentual de recolhimento de palha, de 35% a 50%. Para valores de energia elétrica entre R\$ 218/MWh e R\$ 232/MWh, também de acordo com diferentes índices de participação da palha na biomassa total a TIR atinge entre 8% e 9%.

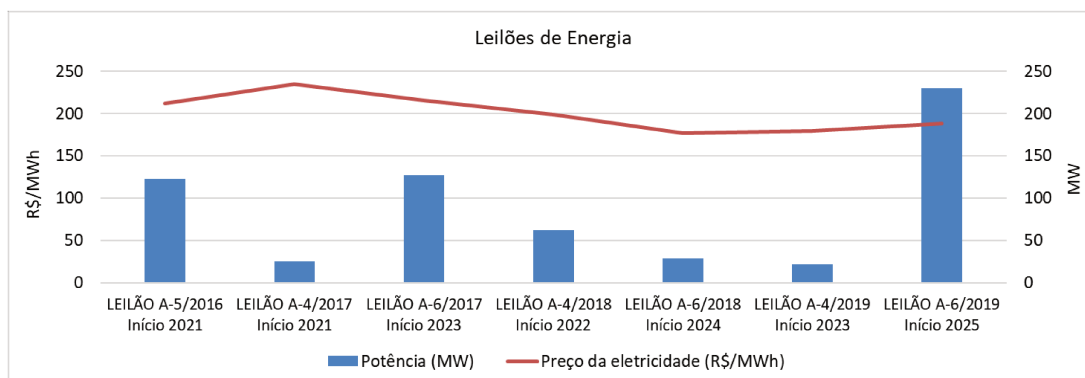


Figura 31 – Histórico dos leilões de energia mais recentes (em valores correntes)

O recolhimento da biomassa contribui para o aumento da competitividade da eletricidade no setor sucroenergético, mas a criação de linhas de créditos específicos para o incentivo desta fonte pode ser necessária para alavancar a expansão da participação do setor na matriz elétrica.

Os dados históricos de desembolso publicados pelo Banco Nacional do Desenvolvimento e Social (BNDES, 2020) mostram que há disponibilidade histórica de recursos, o que poderia alavancar a expansão do setor através da criação de linhas de incentivo (Figura 32). Porém, devido ao estado letárgico da economia brasileira, principalmente a partir de 2015, o volume de consultas e aprovações de recursos no BNDES, para todos os setores, inclusive o setor sucroenergético, foi enormemente reduzido.

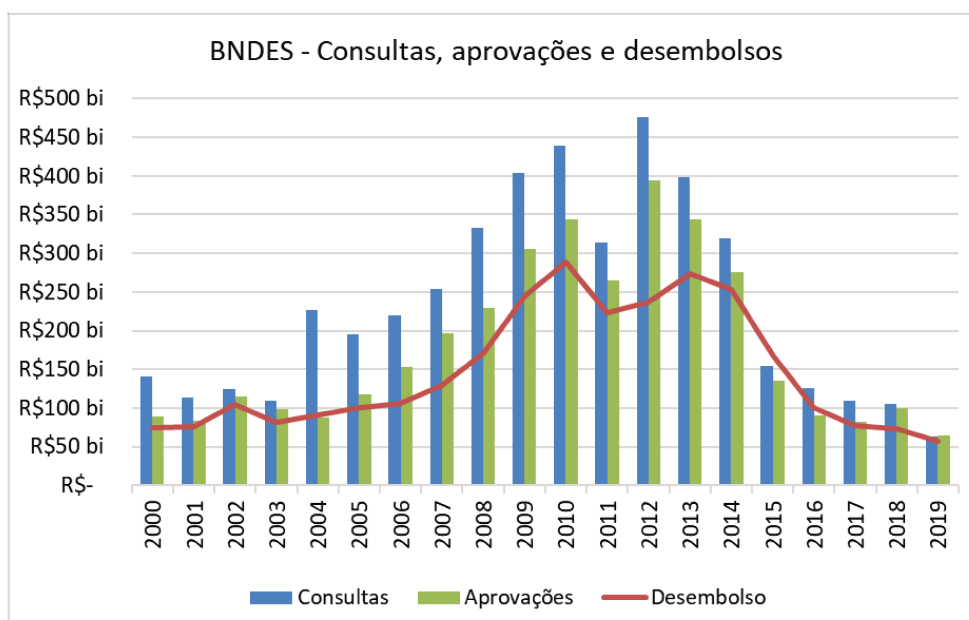


Figura 32 – Histórico de consultas, aprovações e desembolsos do BNDES (em valores constantes de 2020). Fonte: BNDES (2020).

3.2.2 Emissões no recolhimento de palha

Diversos trabalhos já avaliaram as emissões de GEE na produção de etanol e açúcar, como já mencionado na seção 3.1. Quanto ao bagaço de cana, por se tratar de um combustível renovável, quando utilizado para cogeração de energia, pode substituir, na matriz elétrica, um combustível não renovável e, assim, proporcionar o abatimento de emissões de GEE.

É importante ressaltar que, com a proibição da queima da cana-de-açúcar previamente à colheita e, consequentemente, com a evolução da colheita mecanizada no país, uma parte da

palha acaba sendo entregue na usina junto com a cana colhida. Este teor de palha presente na cana é chamado de teor de impurezas vegetais, medido com relação ao peso total da carga de cana transportada até as usinas.

A limitada eficiência de limpeza das colhedoras, conforme mencionado por Silva et al. (2005), faz com que 25% do total da palha seja transportada junto com a cana para a usina, conforme tratado na seção 2.3.1, no Capítulo 2.

O recolhimento de uma maior quantidade de palha de cana-de-açúcar demanda novas operações agrícolas específicas, de acordo com a forma de recolhimento da palha, em fardos ou transportada junto com a carga de cana. Estas operações adicionais geram, por sua vez, emissões de GEE pelo uso de combustível fóssil utilizado nos equipamentos empregados.

Como as duas principais rotas de recolhimento atualmente são o recolhimento e transporte de palha juntamente com a cana e o recolhimento de palha via enfardamento (CTC, 2015), uma análise de emissões foi realizada na presente tese, empregando o mesmo método utilizado por EPE (2016).

A metodologia usada contempla o uso de fatores de emissão empregados pelo IPCC e a contabilização do total de combustível utilizado nas operações avaliadas (Equação 1).

$$E_{GEE,comb} = C_{comb} \cdot FE_{GEE,comb} \quad (1)$$

Onde:

$E_{GEE,comb}$: Emissão de gás efeito estufa para um dado combustível (t_{GEE})

C_{comb} : Consumo total de combustível ($tep \times 10^3$)

$FE_{GEE,comb}$: Fator de emissões ($t_{GEE}/tep \times 10^3$)

Para o óleo diesel mineral, os fatores de emissão considerados e indicados pela metodologia IPCC e utilizados por EPE (2016) são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 - Fatores de emissão de GEE – Óleo Diesel (EPE, 2016)

Fatores de emissão de GEE - Diesel	
Gás	t.GEE/mil tep
CO ₂	3.070
CH ₄	0,126
N ₂ O	0,025

No caso do recolhimento e transporte da palha junto com a cana, quando se aumenta o recolhimento de palha, a densidade da carga transportada é reduzida, o que significa a redução de colmos de cana na composição entregue na usina, o que acarreta no aumento das emissões pela necessidade de transporte adicional e, por conseguinte, em emissões adicionais de GEE.

Segundo Brod e Perticarrari (2013), a cada 1% de aumento do teor de palha na composição do transporte, há uma redução aproximada de 3,8% no peso da carga transportada.

A redução da carga de cana transportada faz com que sejam necessários investimentos em equipamentos agrícolas para manter a eficiência da colheita e do transporte de colmos de cana-de-açúcar para a indústria. Assim, os custos de recolhimento impactam no custo de produção de eletricidade, bem como as emissões de GEE pelos equipamentos agrícolas empregados, que devem ser consideradas nas avaliações de emissões para produção de eletricidade. Pela rota de recolhimento de palha em fardos, as emissões de GEE pelos equipamentos agrícolas também devem ser contabilizadas na avaliação de emissões de GEE para geração de eletricidade.

Quanto às emissões da palha deixada no campo, Zotelli (2012) avaliou as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O em solos com palha e vinhaça. Alguns fatores, como o índice de pluviosidade e temperaturas do solo e do ar, podem potencializar as emissões, conforme destacado em seu trabalho. Zotelli (2012) comenta, ainda, que os solos de cana-de-açúcar apresentam como característica a tendência de serem sumidouros de CH₄, dada a aeração destes solos agrícolas, além de comentar que este aspecto também foi observado em diversos outros trabalhos.

Adicionalmente, Macedo, Seabra e Silva (2008) comentam que as condições de aplicação de vinhaça e armazenagem de bagaço não promovem a biodigestão anaeróbica e, portanto, a emissão de metano pode ser desconsiderada.

Para as emissões de óxido nitroso (N₂O), o IPCC (2006) considera que 1% do nitrogênio aplicado na forma de fertilizante mineral é emitido na forma de N-N₂O. Zotelli (2012) observou que estas emissões, em solos com aplicação de vinhaça, são reduzidas pela redução da palha

disponível no campo e a manutenção de um índice menor ou igual a 7 toneladas de palha por hectare garante um fator de emissão igual ou inferior ao proposto pelo IPCC. Para solos sem aplicação de vinhaça é indicado, também, que o recolhimento de palha contribui para redução destas emissões.

Quanto ao consumo de combustíveis para o recolhimento de palha, cada rota apresenta características próprias, como discutido na seção 2.3 e suas subseções, e tecnologias de diferentes fabricantes podem apresentar variações de eficiência no consumo de combustível por tonelada de palha recolhida.

Em levantamento de campo realizado pelo CTC (2015), na avaliação da implantação de um projeto instalado no estado de São Paulo, o consumo de combustível pelas atividades de enfadamento, carregamento e transporte atingiu 4,5 l/t (base seca), considerando um raio médio de recolhimento de 30 km.

Junqueira e Watanabe (2017) apresentaram valores um pouco diferentes para as etapas do recolhimento e transporte de palha enfardada, resultando em um consumo total de óleo diesel de 5,9 l/t (base seca) para um raio médio de 20 km. Valores diferentes podem ser verificados devido a tecnologias e eficiências operacionais distintas apresentados por diferentes fabricantes de equipamentos.

Já para o recolhimento de palha junto com a cana, investimentos adicionais são necessários em equipamentos para colheita e transporte da cana devido ao maior volume de matéria-prima recolhida e sua redução de densidade. Forchezatto, Neves e Cardoso (2020) comentam que a redução da velocidade dos extratores de palha da colhedora, com a intenção de recolher biomassa adicional e transportar para usina, impacta na redução de consumo de combustível. Em seu trabalho, a redução de 28% na velocidade do extrator primário resultou em 30% de economia no consumo de combustível da colhedora.

Sem a pretensão de analisar um estudo detalhado de eficiência de operações agrícolas e equipamentos para avaliar emissões, esta seção apresenta, através de uma análise simplificada, uma estimativa de consumo de combustível nas operações agrícolas adicionais para o recolhimento de palha através da colheita parcial e integral da cana.

Para uma usina com capacidade de processamento de 2,8 Mt de colmos, considerando o recolhimento total de 35% (base seca) do total da palha, em comparação com a colheita sem o recolhimento adicional de palha (que já transporta 25% da palha para usina), e utilizando-se fatores médios de capacidade e consumo de combustível nas operações de colheita e

transportes, foram determinados os equipamentos adicionais necessários para a colheita de cana com maior teor de palha e transporte.

A disponibilidade de 0,14 tonelada de palha (base seca) por tonelada de colmo foi considerada. O consumo médio estimado de combustível para os principais equipamentos empregados na colheita é mostrado na Tabela 12.

O rendimento médio de uma colhedora, segundo Banchi et al. (2012), atinge cerca de 550 tc/dia, número compatível com CTC (2018) e que pode apresentar grande variação entre usinas, atingindo capacidades diárias superiores a 900 tc/dia. Assim, considerando a umidade da palha nesta rota de colheita de 50% e 4.000 horas ao ano de operação de colheita em uma usina, a Tabela 13 mostra a necessidade de equipamentos adicionais para o recolhimento de mais palha durante a colheita.

No caso de tratores e transbordos de cana, um conjunto de dois transbordos com capacidade de 12 toneladas cada, com o aumento do teor de palha na cana colhida, conforme Brod e Peticarrari (2013), teria sua capacidade reduzida para aproximadamente 10,5 toneladas, resultando na necessidade de um número maior de transbordos.

Também, o consumo de combustível para o transporte da cana, limitado até 43 t/rodotrem¹⁴, conforme limite citado por Cardoso, Neves e Chagas (2017), dentro do permitido na chamada “Lei da Balança”, demanda o investimento em transporte adicional.

Contabilizado o consumo total de combustível pelos equipamentos adicionais empregados nas etapas de corte, carregamento e transporte por tonelada de palha (base seca) recolhida, obteve-se um consumo de 4,8 l/t de palha em base seca, tanto para o recolhimento parcial como para o recolhimento integral da palha.

Tabela 12 - Consumo de combustível para equipamentos de corte, carregamento e transporte

Combustível (Diesel)	
Equipamento	l/t
Colhedora ¹	1,10
Transbordo (trator 180CV) ²	0,40
Transporte (Rodotrem) ³	1,07

¹ Ramos (2013); ²CTC; ³Carreira (2010) para transporte de 48 t - extrapolado para transporte de 43 t

¹⁴ Rodotrem é um tipo combinação veicular rodoviária composto por um cavalo mecânico e dois ou mais semirreboques.

Tabela 13 - Premissas para capacidade de equipamentos de corte, carregamento e transporte

		Caso Base	Recolhimento palha com a cana	
Recolhimento Palha	%	25%	35%	50%
Colmos/Safra	t x 10 ³	2.800	2.800	2.800
Palha (base seca)	t x 10 ³	98	137	196
Raio Médio	km	30	30	30
Capacidade:				
Colhedora ¹	t/dia	550	550	550
Transbordo	t	12	10,5 ²	9,3 ²
Transporte ³	t/rodotrem	43	43	43
Equip. adicionais:				
Colhedora		-	1	2
Transbordo		-	6	15
Transporte (Rodotrem)		-	2	4

¹ Banchi, et al. (2012)

² Redução de carga conforme Brod e Perticarrari (2013) - 3,8% de redução na carga transportada para 1% de aumento no teor de palha

³ Cardoso, Neves e Chagas (2017)

Soares et al. (2009), Macedo, Leal e Silva (2004) e Carvalho (2011) relatam que as emissões indiretas na produção e distribuição do óleo diesel são em torno de 0,5 kgCO₂eq/l. Isso eleva o fator de emissões de 2,7 kgCO₂eq/litro (pela metodologia EPE, 2016) para 3,2 kgCO₂eq/litro. O uso de 10% (em volume) de biodiesel misturado ao óleo diesel mineral (B10) contribui para redução de emissões. Segundo EPE (2005), as emissões pelo uso de biodiesel metílico de soja (B100) totalizam 0,5 kgCO₂eq/l.

As emissões pela queima de combustíveis fósseis no recolhimento e transporte da palha de cana são mostradas na Tabela 14.

Tabela 14 - Emissão de GEE pelo uso de combustível fóssil para recolhimento e transporte de palha. Densidade do diesel 0,852 t/m³, PCI do diesel 10.100 kcal/kg, 1 TEP = 10¹⁰cal.

Rotas de recolhimento de palha	Consumo l/t bs	Emissões Diretas kgCO ₂ eq/t bs	Emissões Totais ¹ kgCO ₂ eq/t bs	Emissões Totais (B10) ² kgCO ₂ eq/t bs
Enfardamento	4,5	11,9	14,2	12,9
Com a cana	4,8	12,7	15,1	13,7

¹ Soares et al. (2009), Macedo, Leal e Silva (2004) e Carvalho (2011) - Emissões indiretas contabilizadas na produção do diesel = 0,5 kgCO₂eq/litro

² Considera o uso de B10 - Emissões GEE biodiesel metílico de soja (BMS) = 0,5 kgCO₂eq/litro (EPE, 2005)

As emissões da cogeração de energia empregando a palha de cana irão variar de acordo com a eficiência energética do ciclo térmico de cada unidade industrial. Os sistemas mais eficientes de cogeração com ciclo de condensação verificados através de balanços energéticos avaliados, apresentam a produção ao redor de 1MWh/t palha (base seca). Em comparação com as emissões de termoeletricas com combustíveis fósseis, o uso da palha de cana possibilita a produção de eletricidade com baixíssimo índice de emissão.

A média de emissões diretas do sistema elétrico brasileiro em 2018 foi de aproximadamente 88 kgCO₂eq/MWh, sendo que as térmicas a carvão mineral emitiram, em média, mais de 840 kgCO₂eq/MWh e as térmicas a gás natural, em média, 350 kgCO₂eq/MWh (EPE, 2020).

Barros, Piekarski e Francisco (2018) apresentaram as emissões médias, baseado na geração de 2016, de acordo com uma análise de ciclo de vida para cada fonte de energia do sistema elétrico brasileiro. A Figura 33 mostra as emissões do sistema elétrico brasileiro e suas fontes fósseis.

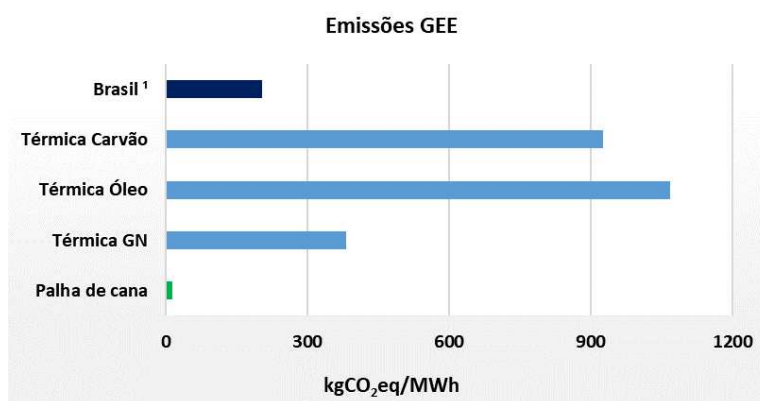


Figura 33 – Emissões de GEE - Sistemas elétricos x Cogeração de eletricidade utilizando palha de cana.

¹ Média do sistema elétrico brasileiro. Fonte: Autor e Barros, Piekarski e Francisco (2018)

4 – EXPANSÃO SUCROENERGÉTICA E CENÁRIOS DE INVESTIMENTOS

4.1 Expansão da Cana-de-açúcar

A NDC brasileira, segundo EPE (2016), prevê que o processamento de cana-de-açúcar no país deve atingir 1 bilhão de toneladas em 2030. Porém, a produção está estagnada desde a safra 2013/2014, logo após ter se recuperado de uma queda na produção. A projeção elaborada pelo Ministério da Agricultura e Pecuária para 2026/27 (MAPA, 2017) indica um processamento de 810 Mtc na safra 2026/27 com uma avaliação, no limite superior da projeção, também de uma produção de 1 bilhão de toneladas.

A falta de investimentos no setor e a recessão econômica do país, arrastada desde 2012 e com maior ênfase após o ano de 2014, tornam o cenário econômico difícil de ser previsto, tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda, porém pode ser considerado que a expansão deve ocorrer, mesmo que com algum atraso devido ao cenário econômico do país, uma vez que a demanda por biocombustíveis é prevista crescer (EPE, 2019b).

Na pesquisa realizada na presente tese, três regiões foram escolhidas e previamente definidas, de acordo com a setorização regional realizada pelo Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas (PECEGE, 2012), vinculado à Universidade de São Paulo. Estas regiões são: i) Região Tradicional, composta pelos estados de São Paulo e Paraná e responsável por mais de 60% da cana processada no país; ii) Região de Expansão: delimitada pelos estados de Goiás, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Minas Gerais, com 30% da cana processada no país; e iii) Resto do Brasil: inclui todos os outros estados, onde as participações mais fortes no setor estão nos estados do Nordeste, principalmente Alagoas e Pernambuco.

Para a projeção da produção nestas três regiões, foram empregados os dados estaduais de área colhida, produtividade e área de expansão, baseados nas informações disponibilizadas por CONAB (2017 e 2018) e MAPA (2017).

É importante observar que os dados apresentados pela série histórica da área de cana-de-açúcar pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2018) são descritos como área plantada. Porém, o total desta área é igual à contabilização da área colhida realizada pelo MAPA (2017) e, no relatório de levantamento final da safra 2016/2017 da CONAB (CONAB, 2017), é apresentada a mesma área como área colhida de cana-de-açúcar, caracterizando que os dados da série histórica da CONAB referem-se, na verdade, à área colhida. Para a Região

Tradicional (São Paulo e Paraná), a projeção de área de produção de cana para o ano de 2030 seguiu a linha de base do relatório de projeções publicado pelo MAPA (2017), que conclui que a expansão nesta região tende a ser mais modesta que nos estados da região de expansão

A projeção de crescimento da área de produção de cana na Região de Expansão foi considerada de acordo com o limite superior da projeção do MAPA (2017), dado que esta região é considerada como a região de maior tendência para expansão da cana.

Para a projeção da área de produção de cana na região Resto do Brasil, foi adotado que a produção de cana deverá ocupar uma área de 1.400 mil ha, mesmo valor da área máxima histórica colhida nesta região nas últimas décadas e suficiente para manter a participação desta região na área total colhida no Brasil.

A Tabela 15 mostra a projeção da expansão da área atual colhida de cana de açúcar e a área total projetada para 2030. A expansão de área no Brasil, pela projeção realizada, deve elevar a área atual de produção em aproximadamente 40%, totalizando uma área de 12,5 milhões de hectares em 2030.

Tabela 15 - Projeção de expansão da área de cana-de-açúcar para 2030. Tabela elaborada com os dados do MAPA (2017) e da CONAB (2018).

REGIÃO	ESTADO	Cenário Atual (mil ha)	EXPANSÃO	2030 (mil ha)
EXPANSÃO	MT	230	53%	352
	MS	619	99%	1.230
	GO	963	59%	1.533
	MG	853	72%	1.463
TRADICIONAL	SP	4.773	20%	5.713
	PR	618	32%	814
RESTO DO BRASIL	Demais Estados	994	41%	1.400
TOTAL		9.049	38%	12.506
Elaborado com base em dados de MAPA, 2017 e CONAB, 2018				

Pela Figura 24, mostrada anteriormente na seção 3.1 do capítulo 3, é possível verificar que a produtividade média de cana-de-açúcar no país tem apresentado significativa redução, em comparação com o início desta década, quando ocorreram diversos investimentos para expansão do setor e ganhos de produtividade. Diversos fatores podem ter influenciado nesta queda, como observado historicamente, dificuldades financeiras para renovação de canaviais, preços de *commodities* e influência climática são alguns destes (BBC, 2013).

Assim, para a projeção de produtividade sobre a área de cana-de-açúcar em 2030, foram avaliadas as produtividades estaduais de cana-de-açúcar nas últimas safras (CONAB, 2018) e,

considerando as premissas otimistas de expansão previstas pela NDC, foi admitido que a produtividade de cana-de-açúcar deve atingir valores médios iguais aos maiores patamares da última década. Desta forma, a projeção da produtividade em cada estado foi assumida como a média das cinco maiores produtividades atingidas na última década.

A Tabela 16 mostra a projeção elaborada da produção de cana por região em 2030. Pela projeção de produtividade média e área realizada, a produção de cana na área existente poderia ocupar praticamente boa parte da capacidade instalada atual, que de acordo com EPE (2017) é estimada em até 750 Mtc/safra. Considerando ainda a área projetada para expansão, seria incrementado pouco mais de 270 Mtc, que permitiria uma produção total de 1 bilhão de toneladas por safra.

Tabela 16 - Projeção da produção de cana-de-açúcar em 2030. Elaborado com dados do MAPA (2017) e da CONAB (2018).

REGIÃO	ESTADO	PRODUTIVIDADE MÉDIA ¹ t/ha	PRODUÇÃO DE CANA-DE-AÇÚCAR		
			Área colhida atual	Área projetada de crescimento mil t	TOTAL
EXPANSÃO	MT	72,9	16.760	8.933	25.694
	MS	82,1	50.802	50.141	100.943
	GO	79,6	76.647	45.451	122.098
	MG	79,4	67.768	48.454	116.223
TRADICIONAL	SP	86,2	411.269	81.020	492.289
	PR	81,6	50.389	16.024	66.413
RESTO DO BRASIL	Demais Estados	60,4 ²	60.016	24.526	84.543
TOTAL		80,6	733.652	274.551	1.008.202

Elaborado com base em dados de MAPA, 2017 e CONAB, 2018

¹ Adotado a média das 5 maiores produtividades nas ultimas 10 safras (2007/08 - 2016/17)

² Média de AL e PE, regiões que sozinhas representaram na média 60% da cana processada pelo Resto do Brasil

As participações das regiões na produção de cana para o período atual e para a projeção de 2030 é mostrada na Tabela 17. Como esperado, a Região de Expansão deve aumentar sua participação na produção de cana-de-açúcar e seus derivados.

Tabela 17 - Participação das regiões estudadas na produção de cana. Elaborado com dados do MAPA (2017) e da CONAB (2018).

REGIÃO	Participação na produção de cana	
	Atual	2030
TRADICIONAL	61%	55%
EXPANSÃO	31%	36%
RESTO DO BRASIL	8%	8%
TOTAL	100%	100%

4.2 Cenários de investimentos através de abordagem *bottom-up*

O objetivo desta seção é estimar os investimentos necessários, para expansão do setor, de acordo com a projeção do aumento da produção de cana e, consequentemente, da produção de etanol e bioeletricidade, conforme previsto na NDC brasileira (EPE, 2016). Para determinar os investimentos necessários, foi realizada uma avaliação *bottom-up* da tecnologia presente nas usinas e das tecnologias comercialmente disponíveis para o setor, com base nos dados de moagem e exportação de eletricidade para safra 2016/2017, de acordo com os bancos de dados disponíveis e válidos como referência para o cenário atual, uma vez que não houve crescimento significativo no total de cana processada e energia elétrica excedente exportada neste período pelas usinas.

A Figura 34 mostra as macrorregiões estudadas neste trabalho e o percentual da cana processada em unidades industriais com diferentes índices de exportação específica de energia elétrica para o SIN. As usinas foram separadas por grupos de acordo com a energia específica exportada de eletricidade.

Dois cenários de investimentos foram avaliados. O primeiro, designado como **cenário BASE**, contemplando a expansão prevista para o setor de acordo com a NDC (EPE, 2016), considerando que o setor sucroenergético poderá suprir toda eletricidade prevista a ser exportada ao SIN por termoelétricas a biomassa, uma vez que atualmente cerca de 90% desta eletricidade é provida pelo setor sucroenergético (EPE, 2019a). O segundo cenário, chamado **cenário BIO**, maximiza a expansão da exportação de eletricidade pelo setor sucroenergético, atingindo o limite superior estimado de produção de eletricidade possível (levando-se em consideração as tecnologias comercialmente disponíveis) para o setor de acordo com o crescimento projetado para 2030.

Os potenciais de exportação de eletricidade, para os grupos de usinas em cada cenário, foram avaliados através de um modelo de balanço energético no *software* Excel. Para as usinas produtoras de etanol celulósico, foi tomado como referência o trabalho de Milanez et al. (2015).

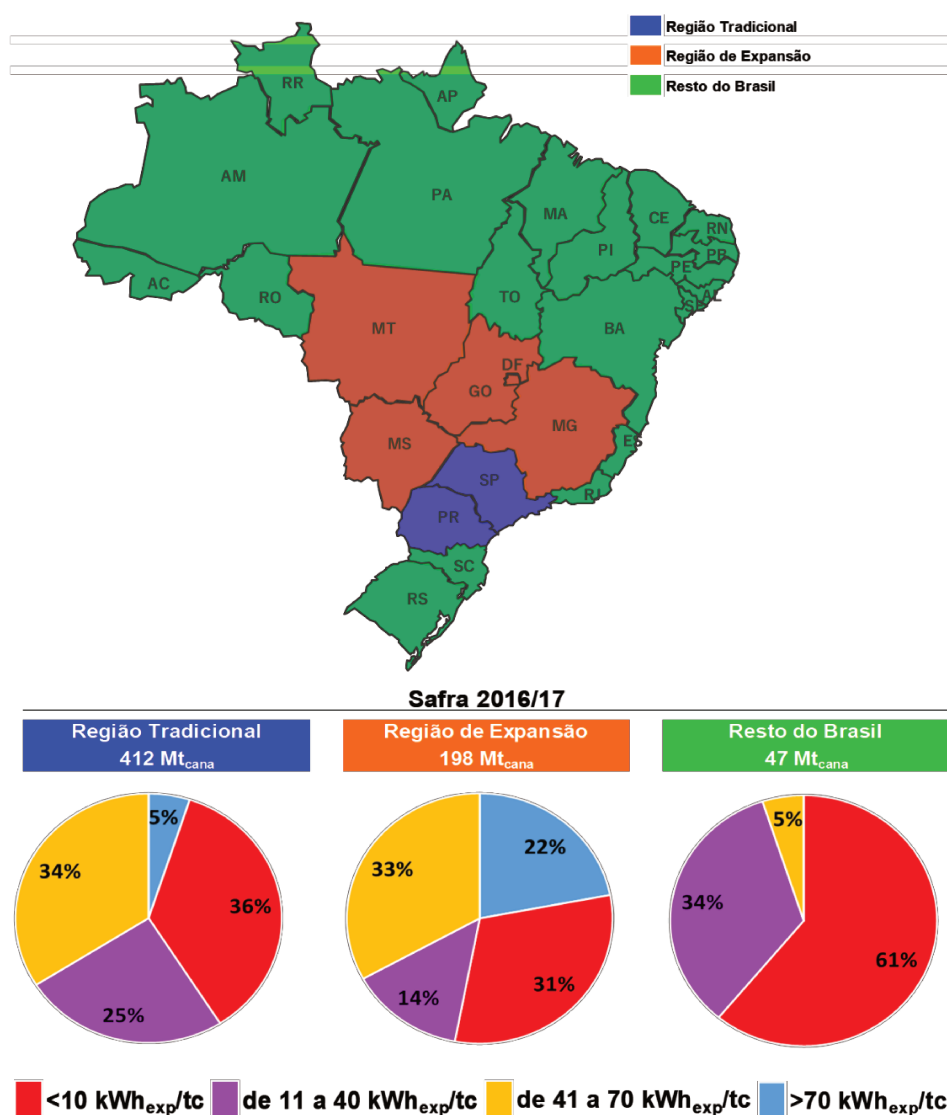


Figura 34 – Macrorregiões consideradas nas avaliações do trabalho e exportação específica de energia elétrica no total de cana processada (Novacana, 2017 e CTC, 2018)

A estimativa de investimentos nas usinas em operação, com referência à safra 2016/2017, tomou como base as informações ilustradas na Figura 29 e na Figura 34 (que contém, respectivamente, as informações sobre (i) a distribuição da cana processada nas usinas para diferentes faixas de exportação de eletricidade na safra 2016/2017 e (ii) a exportação específica de energia elétrica no total de cana processada nas macrorregiões), sendo que a avaliação *bottom-up* de investimentos foi realizada baseada em uma tecnologia média representativa para cada grupo.

Conforme mostrado na Figura 34, as usinas foram agrupadas em: i) Grupo 0 – Usinas que não têm excedente de eletricidade (<10kWh/tc) e não investirão até 2030 em cogeração de excedentes; ii) Grupo 1 - usinas que não exportam eletricidade (<10kWh/tc), mas investirão

para cogeração de excedentes de eletricidade; iii) Grupo 2 - usinas com exportação específica entre $10\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$ e $40\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$; iv) Grupo 3 - usinas com exportação específica entre $40\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$ e $70\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$; e v) Grupo 4 - usinas com índice acima de $70\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$.

Outros dois grupos de novas unidades serão o Grupo 5, que aloca as novas unidades industriais projetadas para produção de etanol e açúcar, além da cogeração de excedentes de eletricidade, e o Grupo 6, que aloca novas destilarias voltadas à produção de etanol celulósico. Os investimentos apresentados nas seções seguintes estão referenciados em reais de 2019.

4.2.1 Cenário BASE

Este cenário considera o recolhimento, em média, de 35% do total de palha da cana disponível no campo, contribuindo para a viabilização dos investimentos em cogeração de energia elétrica excedente, com operação estendida para entressafra.

Para a estimativa de investimentos nas unidades que não exportam eletricidade ou exportam pequenas quantidades, Grupo 1, foi adotado o investimento específico com base no *retrofit* destas unidades de uma usina típica com capacidade de processamento de 1.500.000t por safra, para cogeração de excedentes de energia elétrica com aproveitamento de 35% do total da palha e demais características conforme Tabela 18. O balanço energético para operação na safra e entressafra indicou um potencial específico de exportação de eletricidade de $97\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$ com o uso da biomassa adicional. O investimento específico considerado para o *retrofit* desta usina é mostrado na Tabela 19.

A modelagem do balanço energético de usinas com operação em cogeração pura e pressão de vapor de 65 bar mostrou um potencial de exportação específica de eletricidade entre $40\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$ e $55\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$, variando de acordo com a demanda de vapor de processo entre $450\text{kg}_v/\text{tc}$ e $500\text{kg}_v/\text{tc}$, eletrificação ou não dos acionamentos.

Desta forma, dada a heterogeneidade dos estágios tecnológicos de cada usina, para unidades com índice de exportação de eletricidade entre $10\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$ e $40\text{kWh}_{\text{exp}}/\text{tc}$, Grupo 2, foi considerada uma condição de investimento na qual o valor do *retrofit* para atingirá exportação de $97\text{kWh}/\text{tc}$ deverá ser 50% do investimento no sistema de cogeração e infraestrutura apresentado na Tabela 19, para o *retrofit* completo, considerando que estas usinas estão em um estágio intermediário de modernização. Por exemplo, tendo parte das caldeiras produzindo vapor à pressão de 21bar e parte à pressão superior. Assim, o investimento

específico considerado foi de R\$73/tc, o que, para uma usina de 1,5 Mtc representaria investir R\$109.500.000.

Tabela 18 – Características adotadas para a usina referência (Grupos 0 e 1) e após *retrofit* (97 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BASE - USINAS GRUPO 1			
Característica	un.	Referência	Pós <i>Retrofit</i>
Moagem total	t	1.500.000	1.500.000
Fibra % cana	%	12,5	12,5
Palha total	kg _{palha (bs)} / t _{colmos}	140	140
Recolhimento de palha	%	25%	35%
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	21 / 300	65 / 480
Acionamento	-	Mecânico	Elétrico
Consumo de energia	-		
Mecânica	kWh/tc	18	-
Elétrica	kWh/tc	12	30
Vapor	kg _v /tc	500	500
Eficiências			
Caldeira (Ef. PCI)	%	80%	86%
Turbogerador	%	70%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	60%	-
Sobra de bagaço	%	21%	5%
Duração safra	h	4.500	4.500
Duração Entressafra	h	0	900
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	0	97
Demanda Vapor Safra	t/h	177	208
Potência Safra	MWe	7	39
Demanda Vapor Entressafra	t/h	0	77
Potência Safra Entressafra	MWe	0	20

Tabela 19 – Investimentos para *retrofit* – Usinas Grupo 1 (cenário **BASE** - 97 kWh_{exp}/tc)

Cenário BASE - USINAS GRUPO 1 (Ref. Usina 1,5 Mtc) <i>Retrofit para Excedente Específico 97 kWh_{exp}/tc</i>	
Item	
1 - Subestação e Conexão à rede de transmissão de 138 kV (10km) ¹	
2 - Caldeira 65 bar-480°C-220 t/h, turbogerador de 20MW (ext.) + 20 MW (ext./cond.) e eletrificação	
3 – Infraestrutura e demais instalações ²	
4 – Recuperação de palha (35%) ³	
Total = R\$ 146/tc	
¹ Custos levantados a partir da Nota Técnica 126/2007 ANEEL	
² Custo dos equipamentos estimado como 70% do custo total (infraestrutura, tubulações, elétrica, etc.)	
³ Investimento estimado agrícola e industrial. Fonte: CTC	
* Onde necessário valores corrigidos via IPCA	

Algumas unidades optaram por investir no *retrofit* com caldeiras com pressão na faixa de 40 bar, o que reduz a eficiência do ciclo térmico. Por exemplo, pelos balanços energéticos, estas unidades, operando com 40 bar de pressão de vapor, em cogeração pura, apresentam um índice de exportação pouco abaixo de 40 kWh_{exp}/tc. Desta forma, uma pequena parte das usinas neste grupo, entre 10 kWh_{exp}/tc e 40 kWh_{exp}/tc, podem já ter realizado investimentos em *retrofit* e, assim, não estariam aptas a novos investimentos em curto prazo, o que poderia majorar a estimativa de investimento total considerada no Grupo 2. Entretanto, conforme dados levantados no trabalho de Calori (2014), e apresentados na Figura 35, há pouca participação de caldeiras nesta faixa de pressão no setor e, pelos dados levantados em detalhe, somente três dos 77 grupos avaliados realizaram 100% do *retrofit* nesta faixa de pressão de trabalho das caldeiras, não trazendo, assim, maiores impactos na estimativa de investimentos geral apresentadas nesta tese.

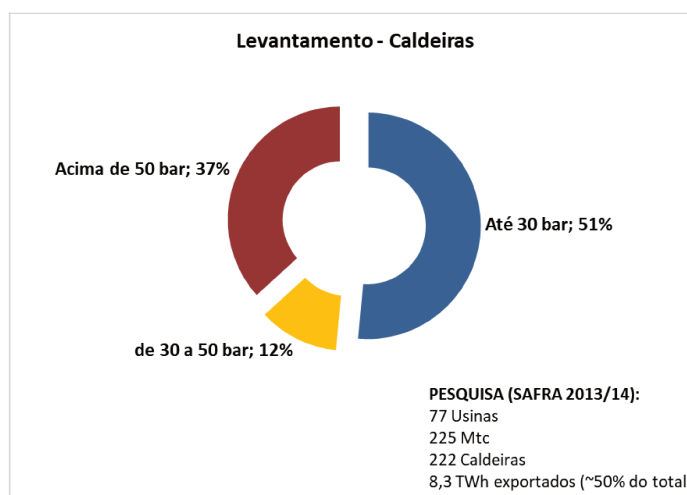


Figura 35- Pressão das caldeiras instaladas. Dados levantados por Calori (2015).

Para as usinas com exportação de eletricidade de 40 kWh_{exp}/tc a 70 kWh_{exp}/tc, Grupo 3, o investimento estimado para aumento da produção de energia elétrica foi baseado em uma usina com capacidade de processamento de 3Mtc por safra operando em cogeração pura e que, através dos investimentos supracitados, possa atingir o índice médio de exportação específica de eletricidade para o **cenário BASE** de 97 kWh_{exp}/tc.

A Tabela 20 mostra as características médias adotadas como referência no Grupo 3, antes e após os investimentos. A Tabela 21 mostra o investimento específico para o aumento da exportação de eletricidade.

Tabela 20 – Características adotadas para a usina referência e investimentos do Grupo 3 (**cenário BASE** - 97 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BASE - USINAS GRUPO 3			
Característica	un.	Referência	Pós-investimento
Moagem total	t	3.000.000	3.000.000
Fibra % cana	%	12,5	12,5
Palha total	kg _{palha (bs)} / t _{colmos}	140	140
Recolhimento de palha	%	25%	35%
Caldeira -	bar/°C	65 / 480	65 / 480
Acionamento	-	Elétrico	Elétrico
Consumo de energia	-		
Mecânica	kWh/tc	-	-
Elétrica	kWh/tc	30	30
Vapor	kg _v /tc	500	500
Eficiências			
Caldeira (Ef. PCI)	%	86%	86%
Turbogerador	%	80%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	-	-
Sobra de bagaço	%	22%	5%
Duração safra	h	4.500	4.500
Duração Entressafra	h	0	2.200
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	54	97
Demanda Vapor Safra	t/h	330	408
Potência Safra	MWe	56	76
Demanda Vapor Entressafra	t/h	0	80
Potência Safra Entressafra	MWe	0	20

Tabela 21 - Investimento nas usinas do Grupo 3 (cenário BASE - 97 kWh_{exp}/tc)

Cenário BASE - USINAS GRUPO 3 (Ref. Usina 3,0 Mtc)	
Investimento p/ operação na entressafra - Excedente Específico 97 kWh _{exp} /tc	
Item	
1 - Caldeira 65 bar-480°C-80 t/h, Turbogenerador (cond.) 20 MW	
2 - Infraestrutura e demais instalações ¹	
3 – Recuperação de palha (35%) ²	
	Total = R\$ 42/tc
¹ Custo dos equipamentos estimado como 70% do custo total (infraestrutura, tubulações, elétrica, etc.)	
² Investimento estimado agrícola e industrial. Fonte: CTC	

Para a estimativa do investimento nas usinas com exportação específica acima de 70 kWh_{exp}/tc, Grupo 4, foi considerado investimentos somente em turbina de condensação e recuperação de palha para que estas unidades atinjam o índice médio de exportação de eletricidade de 97 kWh_{exp}/tc, igual aos demais grupos para o **cenário BASE**. Como referência, foi utilizada uma usina de 3Mtc com capacidade de utilizar todo o bagaço para geração de vapor e excedentes de energia elétrica. As características das usinas do Grupo 4, antes e após os investimentos, são mostradas na Tabela 22 e, os investimentos, na Tabela 23.

Tabela 22 - Características adotadas para a usina referência (79 kWh_{exp}/tc) e investimentos do Grupo 4 (cenário BASE - 97 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BASE - USINAS GRUPO 4			
Característica	un.	Referência	Pós-investimento
Moagem total	t	3.000.000	3.000.000
Fibra % cana	%	12,5	12,5
Palha total	kg _{palha (bs)} / t _{colmos}	140	140
Recolhimento de palha	%	25%	35%
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	65 / 480	65 / 480
Acionamento	-	Elétrico	Elétrico
Consumo de energia	-		
Mecânica	kWh/tc	-	-
Elétrica	kWh/tc	30	30
Vapor	kg _v /tc	500	500
Eficiências			
Caldeira (Ef. PCI)	%	86%	86%
Turbogerador	%	80%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	-	-
Sobra de bagaço	%	5%	5%
Duração safra	h	4.500	4.500
Duração Entressafra	h	2.100	2.500
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	79	97
Demanda Vapor Safra	t/h	373	373
Potência Safra	MWe	67	67
Demanda Vapor Entressafra	t/h	59	132
Potência Safra Entressafra	MWe	15	34

Tabela 23 - Investimento nas usinas do Grupo 4 (cenário BASE - 97 kWh_{exp}/tc)

Cenário BASE - USINAS GRUPO 4 (Ref. Usina 3,0 Mtc)	
Investimento p/ extensão da operação na entressafra - Excedente Espec. 97 kWh _{exp} /tc	
Item	
1 – Turbogenerador (condensação) 20 MW, demais instalações e infraestrutura e recuperação de palha (35%) ¹	
Total = R\$ 17/tc	
¹ Custo dos equipamentos estimado como 70% do custo total (infraestrutura, tubulações, elétrica, etc.) investimento em recuperação de palha (agrícola e industrial). Fonte: CTC	

Para as novas unidades, identificadas como Grupo 5 no **cenário BASE**, foi adotada como referência para os investimentos o trabalho de Valente et al. (2012), corrigidos pelo IPC-A para valores de 2019, adicionando o custo para o recolhimento parcial da palha (35%) e seu

processamento. Assim, o investimento específico considerado para estas novas unidades foi de R\$300/tc, contemplando equipamentos agrícolas e industriais (Tabela 24).

Para a caracterização das unidades produtoras de etanol celulósico, Grupo 6 no **cenário BASE**, foi utilizado como referência o trabalho de Milanez et al. (2015). A tecnologia de etanol celulósico deve competir por biomassa com tecnologias para aumento da produção de eletricidade. Outro fator importante é que tecnologias empregadas para cogeração já estão, em termos comerciais, plenamente estabelecidas, enquanto a tecnologia de etanol celulósico ainda carece de desenvolvimento e políticas específicas de incentivo.

Segundo EPE (2016), a tecnologia de etanol celulósico deveria estar competitiva e apresentar expansão significativa a partir de 2023. Entretanto, o desaquecimento nos investimentos para desenvolvimento e produção do etanol celulósico pode postergar a entrada deste biocombustível no mercado. Enquanto esta tecnologia não é disponibilizada de forma comercialmente competitiva, as usinas devem direcionar investimentos para tecnologias já consolidadas no uso da biomassa excedente, como a expansão da geração de energia elétrica, porém, nesta tese, foi mantida a projeção de produção de cerca de 5% do total de etanol em 2030 suprido por etanol celulósico.

Dada a incerteza do momento em que o etanol celulósico irá se tornar comercialmente disponível, será adotada a hipótese de que os novos investimentos para produção de etanol celulósico devam ocorrer em novos empreendimentos, implantados a partir de 2023, sendo que as usinas existentes priorizarão investimentos na produção de eletricidade.

Tabela 24 - Características adotadas nas usinas novas - Grupo 5 (cenário BASE - 97 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BASE - GRUPO 5		
Característica	un.	Usinas Novas
Moagem total	t	3.000.000
Fibra % cana	%	12,5
Palha total	kg _{palha (bs)} / t _{colmos}	140
Recolhimento de palha	%	35%
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	65 / 480
Acionamento	-	Elétrico
Consumo de energia	-	
Mecânica	kWh/tc	-
Elétrica	kWh/tc	30
Vapor	kg _v /tc	500
Eficiências		
Caldeira (Ef. PCI)	%	86%
Turbogerador	%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	-
Sobra de bagaço	%	5%
Duração safra	h	4.500
Duração Entressafra	h	2.200
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	97
Demanda Vapor Safra	t/h	408
Potência Safra	MWe	76
Demanda Vapor Entressafra	t/h	80
Potência Safra Entressafra	MWe	20

Das diversas alternativas tecnológicas em desenvolvimento para produção de etanol celulósico, uma das consideradas mais promissoras é a tecnologia de pré-tratamento da biomassa por explosão a vapor seguida pela hidrólise enzimática, apresentada em diversos trabalhos, como o de Seabra (2008) e Milanez et al. (2015).

Como referência para a projeção das usinas que produzirão etanol celulósico, será considerado o cenário 4 do trabalho apresentado por Milanez et al. (2015), onde os autores avaliam os investimentos e custos de produção de uma destilaria com capacidade de processamento de 4 milhões de toneladas de cana-de-açúcar e recolhimento de 50% da palha produzindo etanol anidro convencional (primeira geração) e celulósico (segunda geração), atingindo a produção total de etanol de 108,4 l/tc (convencional e celulósico). As características

da usina padrão e do processo apresentada por Milanez et al. (2015) são mostradas na Tabela 26, com investimento estimado em R\$395/tc.

Tabela 25 - Características adotadas para as destilarias produtoras de etanol celulósico - Grupo 6 (cenário BASE - 69 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BASE - GRUPO 6 (Etanol Celulósico)					
Característica	un.	Valor	Característica	un.	Valor
Moagem total	t	4.000.000	Pré-tratamento		408
Fibra % cana	%	12,5	Tipo		Explosão a vapor
Palha total	kg _{palha (bs)} / t _{colmos}	140	Conversão Xilana em Xilose	%	30%
Recolhimento de palha	%	50%	Hidrólise		
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	65 / 480	Tipo		Enzimática
Acionamento	-	Elétrico	Tempo de residencia	h	48
Consumo de energia	-		Conversão de celulose em glicose	%	60%
Mecânica	kWh/tc	-	Conversão de xilana em xilose	%	60%
Elétrica	kWh/tc	30	Fermentação		
Vapor	kg _v /tc	380	Conversão de C6 em etanol	%	90%
Eficiências			Conversão de C5 em etanol	%	80%
Caldeira (Ef. PCI)	%	88%	Etanol		
Turbogerador	%	83%	Convencional	l/tc	84,9
Turbinas Acion.	%	-	Celulósico	l/tc	23,5
Mecânico					
Duração safra	h	4.800	Produção anual		
Duração Entressafra	h	3.120	Convencional	Milhões litros	340
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	68,6	Celulósico	Milhões litros	94

4.2.2 Cenário BIO

Nesta seção será apresentado o **cenário BIO**, onde serão explorados os investimentos necessários para que o setor atinja uma exportação de eletricidade mais próxima do potencial máximo (de acordo com as tecnologias comercialmente disponíveis), dentro das premissas de expansão admitidas no trabalho e considerando as características tecnológicas e investimentos estimados nas usinas referências de cada grupo.

Para todas as usinas, neste cenário, é adotada a operação na safra e entressafra com o recolhimento limitado a 50% do total de palha disponível, considerando que este é o recolhimento máximo que as usinas poderão realizar, na média de todos os ambientes edafoclimáticos existentes, sem qualquer prejuízo agrônômico.

Como o objetivo deste cenário é a análise da maximização da participação do setor sucroenergético na produção de eletricidade, será considerado que todas as usinas do Grupo 0 deverão passar pelo *retrofit*.

O potencial de exportação de eletricidade média para as usinas existentes foi estabelecido de acordo com os balanços de energia realizados, de 130 kWh_{exp}/tc. As características das usinas referência são as mesmas do **cenário BASE** para cada grupo de usina.

Neste cenário, para a avaliação do potencial de participação do setor, foi considerado que todas usinas deverão realizar o retrofit. Desta forma, o investimento específico para retrofit das usinas do Grupo 0 e do Grupo 1, que ainda não exportam eletricidade excedente, foi estimado em, aproximadamente, R\$166/tc. A Tabela 26 apresenta a usina referência e suas características para o retrofit. A Tabela 27, em seguida, mostra o investimento.

Tabela 26 – Características adotadas para a usina referência (Grupo 0 e Grupo 1) e após *retrofit* (130 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BIO - USINAS GRUPO 1			
Característica	un.	Referência	Pós <i>Retrofit</i>
Moagem total	t	1.500.000	1.500.000
Fibra % cana	%	12,5	12,5
Palha total	kg palha (bs) / t _{colmos}	140	140
Recolhimento de palha	%	25%	50%
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	21 / 300	65 / 480
Acionamento	-	Mecânico	Elétrico
Consumo de energia	-		
Mecânica	kWh/tc	18	-
Elétrica	kWh/tc	12	30
Vapor	kg _v /tc	500	340
Eficiências			
Caldeira (Ef. PCI)	%	80%	86%
Turbogerador	%	70%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	60%	-
Sobra de bagaço	%	21%	5%
Duração safra	h	4.500	4.500
Duração Entressafra	h	0	2.500
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	0	130
Demanda Vapor Safra	t/h	177	197
Potência Safra	MWe	7	41
Demanda Vapor Entressafra	t/h	0	97
Potência Safra Entressafra	MWe	0	25

Tabela 27 – Investimentos para *retrofit* – Usinas do Grupo 1 (130 kWh_{exp}/tc)

Cenário BIO - USINAS GRUPO 1 (Ref. Usina 1,5 Mtc) <i>Retrofit para Excedente Específico 130 kWh_{exp}/tc</i>	
Item	
1 - Subestação e Conexão à rede de transmissão de 138 kV (10km) ¹	
2 - Caldeira 65 bar-480°C-220 t/h, turbogerador de 25MW (ext.) + 25 MW (ext./cond.), eletrificação e redução da demanda de vapor no processo ²	
3 – Infraestrutura e demais instalações ³	
4 – Recuperação de palha (50%) ⁴	
	Total = R\$ 166/tc
¹ Custos levantados a partir da Nota Técnica 126/2007 ANEEL	
² Redução do vapor de processo conforme Pizaia (2005)	
³ Custo dos equipamentos estimado como 70% do custo total (infraestrutura, tubulações, elétrica, etc.)	
⁴ Investimento estimado agrícola e industrial. Fonte: CTC	
* Onde necessário valores corrigidos via IPCA	

Da mesma forma que no **cenário BASE**, para unidades com índice de exportação de eletricidade entre 10 kWh_{exp}/tc e 40 kWh_{exp}/tc, foi considerada como referência uma condição de *retrofit* parcial, onde parte dos investimentos já foi realizado. O investimento específico foi considerado o mesmo do **cenário BASE**, R\$73/tc, acrescido da diferença de investimento específico estimado nas usinas do **cenário BASE** para o **cenário BIO**. Assim, para as usinas do Grupo 2 no **cenário BIO**, o investimento específico estimado foi de R\$93/tc.

Para as usinas do Grupo 3 e do Grupo 4, as características das unidades industriais são mostradas na Tabela 28 e na Tabela 30 e, os respectivos investimentos específicos, na Tabela 29 e na Tabela 31. A metodologia para estimativa de investimentos foi a mesma dos casos anteriores, apresentada na seção 4.2.1.

Tabela 28 – Características adotadas para a usina referência (54 kWh_{exp}/tc) e investimentos no Grupo 3 (cenário BIO - 130 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BIO - USINAS GRUPO 3			
Característica	un.	Referência	Pós-investimento
Moagem total	t	3.000.000	3.000.000
Fibra % cana	%	12,5	12,5
Palha total	kg palha (bs) / t colmos	140	140
Recolhimento de palha	%	25%	50%
Caldeira -	bar/°C	65 / 480	65 / 480
Acionamento	-	Elétrico	Elétrico
Consumo de energia	-		
Mecânica	kWh/tc	-	-
Elétrica	kWh/tc	30	30
Vapor	kg _v /tc	500	340
Eficiências			
Caldeira (Ef. PCI)	%	86%	86%
Turbogerador	%	80%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	-	-
Sobra de bagaço	%	22%	5%
Duração safra	h	4.500	4.500
Duração Entressafra	h	0	3.000
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	54	130
Demanda Vapor Safra	t/h	330	395
Potência Safra	MWe	56	82
Demanda Vapor Entressafra	t/h	0	195
Potência Safra Entressafra	MWe	0	50

Tabela 29 – Investimento nas usinas do Grupo 3 (cenário BIO - 130 kWh_{exp}/tc)

Cenário BIO - USINAS GRUPO 3 (Ref. Usina 3,0 Mtc)	
Investimento p/ operação na entressafra - Excedente Específico 130 kWh _{exp} /tc	
Item	
1 - Caldeira 65 bar-480°C-80 t/h, turbogerador (cond.) 50 MW, e redução da demanda de vapor no	
2 - Infraestrutura e demais instalações ¹	
3 – Recuperação de palha (50%) ³	
Total = R\$ 61/tc	
¹ Custo dos equipamentos estimado como 70% do custo total (infraestrutura, tubulações, elétrica, etc.)	
² Redução do vapor de processo conforme Pizaia (2005)	
³ Investimento estimado agrícola e industrial. Fonte: CTC	

Tabela 30 – Características adotadas para a usina referência (79 kWh_{exp}/tc) e investimentos no Grupo 4 (cenário BIO - 130 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BIO - USINAS GRUPO 4			
Característica	un.	Referência	Pós-investimento
Moagem total	t	3.000.000	3.000.000
Fibra % cana	%	12,5	12,5
Palha total	kg _{palha (bs)} / t _{colmos}	140	140
Recolhimento de palha	%	25%	50%
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	65 / 480	65 / 480
Acionamento	-	Elétrico	Elétrico
Consumo de energia	-		
Mecânica	kWh/tc	-	-
Elétrica	kWh/tc	30	30
Vapor	kg _v /tc	500	340
Eficiências			
Caldeira (Ef. PCI)	%	86%	86%
Turbogerador	%	80%	80%
Turbinas Acion. Mecânic	%	-	-
Sobra de bagaço	%	5%	5%
Duração safra	h	4.500	4.500
Duração Entressafra	h	2.100	2.600
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	79	130
Demanda Vapor Safra	t/h	373	373
Potência Safra	MWe	67	76
Demanda Vapor Entressafra	t/h	59	233
Potência Safra Entressafra	MWe	15	60

Tabela 31 – Investimento nas usinas do Grupo 4 (cenário BIO - 130 kWh_{exp}/tc)

Cenário BIO - USINAS GRUPO 4 (Ref. Usina 3,0 Mtc)	
Investimento p/ extensão da operação na entressafra - Excedente Espec. 130 kWh _{exp} /tc	
Item	
1 - Turbogenerador (cond.) 40 MW, e redução da demanda de vapor no processo ²	
2 - Infraestrutura e demais instalações ¹	
3 - Recuperação de palha (50%) ³	
Total = R\$ 35/tc	
¹ Custo dos equipamentos estimado como 70% do custo total (infraestrutura, tubulações, elétrica, etc.) e investimento em recuperação de palha (agrícola e industrial). Fonte: CTC	

Como no **cenário BIO** é considerada a maximização da participação do setor na exportação de eletricidade para o SIN, foi considerada a adoção da instalação caldeiras mais eficientes nas novas unidades como, por exemplo, caldeiras com a tecnologia de leito fluidizado

para produção de vapor a 100 bar de pressão. As características destas usinas, mostradas na Tabela 32, permitiriam atingir uma exportação específica de eletricidade de 155 kWh_{exp}/tc.

Tabela 32 – Características adotadas nas usinas novas - Grupo 5 (**cenário BIO** - 155 kWh_{exp}/tc)

CENÁRIO BIO - GRUPO 5		
Característica	un.	Usinas Novas
Moagem total	t	3.000.000
Fibra % cana	%	12,5
Palha total	kg _{palha (bs)/} t _{colmos}	140
Recolhimento de palha	%	50%
Caldeira - Pressão/Temperatura	bar/°C	100/ 530
Acionamento	-	Elétrico
Consumo de energia	-	
Mecânica	kWh/tc	-
Elétrica	kWh/tc	30
Vapor	kg _v /tc	340
Eficiências		
Caldeira (Ef. PCI)	%	90%
Turbogerador	%	82%
Turbinas Acion. Mecânic	%	-
Sobra de bagaço	%	5%
Duração safra	h	4.500
Duração Entressafra	h	2.500
Exportação específica	kWh _{exp} /tc	155
Demanda Vapor Safra	t/h	380
Potência Safra	MWe	89
Demanda Vapor Entressafra	t/h	241
Potência Safra Entressafra	MWe	69

O investimento das unidades do Grupo 5, no **cenário BIO**, usou, também, as informações do trabalho de Valente et al. (2012), acrescentando-se os investimentos específicos necessários para recolhimento de 50% de palha, otimizações de processo fundamentados em Pizaia (2005) e caldeiras com pressão de trabalho de 100 bar. O investimento específico, agrícola e industrial, previsto nestas novas unidades, deve ser de R\$340/tc.

No **cenário BIO**, o Grupo 6 mantém as considerações do **cenário BASE**.

4.3 Análise dos cenários

Com os resultados da projeção de aumento da exportação de eletricidade e dos investimentos necessários para os grupos de usina em cada cenário avaliado, observa-se que a relação entre o investimento médio necessário por grupo de usinas, em cada cenário, e o montante de eletricidade adicional produzida, tende a favorecer que os investimentos ocorram nas usinas que são mais eficientes. Isso se deve ao fato de que unidades que já realizaram uma parte do investimento para cogeração de excedentes de eletricidade, podem otimizar o uso dos equipamentos instalados com um investimento adicional (Figura 36).

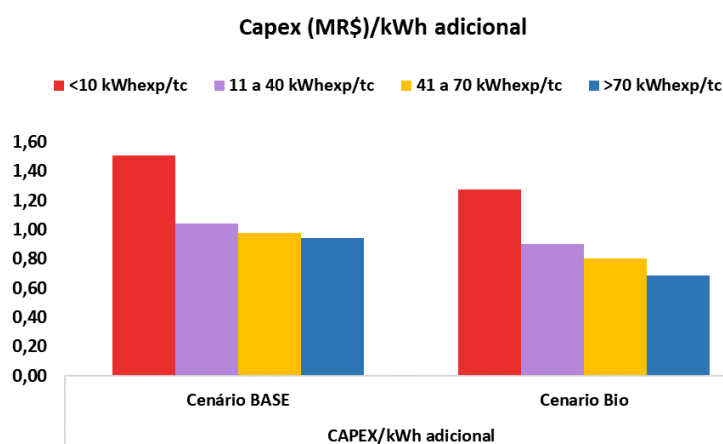


Figura 36- Relação do investimento necessário (CAPEX¹⁵) e da produção de energia elétrica adicional por grupo de usina e cenário

Assim, conforme se observa na Figura 36, poderá haver uma preferência de investimento nas unidades que já exportam eletricidade, ou seja, nas unidades onde o índice mostrado, de investimento por kWh adicional por safra, é menor.

Com base na expansão e investimentos específicos mostrados anteriormente, estimam-se, como mostrado na Tabela 33 e na Tabela 34, os investimentos projetados e a exportação total de eletricidade para o SIN em cada cenário e região. Os resultados são mostrados seguindo a lógica de expansão do setor apresentada na seção 4.1, com valores para cada região avaliada. Destaca-se que, no cenário BASE, a exportação de excedentes de eletricidade pelo setor sucroenergético, em 2030, atinge 76 TWh (equivalente a 12,6% do total da geração de eletricidade no Brasil em 2018), enquanto no **cenário BIO**, para 2030, supri 128,7 TWh (equivalente a 21,4% do total da geração de eletricidade no Brasil em 2018).

¹⁵ CAPEX é a sigla para *capital expenditure*, e se refere ao recurso financeiro alocado para a compra de bens de capital.

Tabela 33 – Investimentos e cogeração de eletricidade para o SIN no cenário BASE

PROJEÇÕES CENÁRIO BAE												
2016/17			2030/31									
Índice: Export. Específica E.E. X = kWh _{exp} /tc	Moagem Mtc	Área Mil ha	GRUPOS USINAS	Investimento		REGIÃO				Área Mil ha	E.E	Investimento
				kWh _{exp} /tc	R\$/tc	TRADICIONAL	EXPANSÃO	RESTO DO BRASIL	TOTAL		excedente TWh	Total MR\$
						Mtc						
0 ≤ x ≤ 10 kWh _{exp} /tc	238	9.049	GRUPO 0	0	0	125	38	30	194	9.049	0,0	0
			GRUPO 1	97	146	41	27	6	74		7,2	10.827
10 kWh _{exp} /tc < X ≤ 40 kWh _{exp} /tc	148		GRUPO 2	97	73	117	30	20	167		16,2	12.164
40 kWh _{exp} /tc < x ≤ 70 kWh _{exp} /tc	207		GRUPO 3	97	42	154	71	3	228	22,2	9.595	
			GRUPO 4	97	17	25	46	0	71	6,9	1.205	
x > 70 kWh _{exp} /tc	65		GRUPO 5	97	300	38	114	16	168	16,3	50.425	
			GRUPO 6	69	395	59	39	9	106	3.457	7,3	41.979
TOTAL	657	9.049	TOTAL Mtc			559	365	85	1.008	12.506	76,0	126.195
			TOTAL MR\$			56.117	59.365	10.712	126.195			
			TOTAL TWh			40,4	30,6	5,0	76,0			

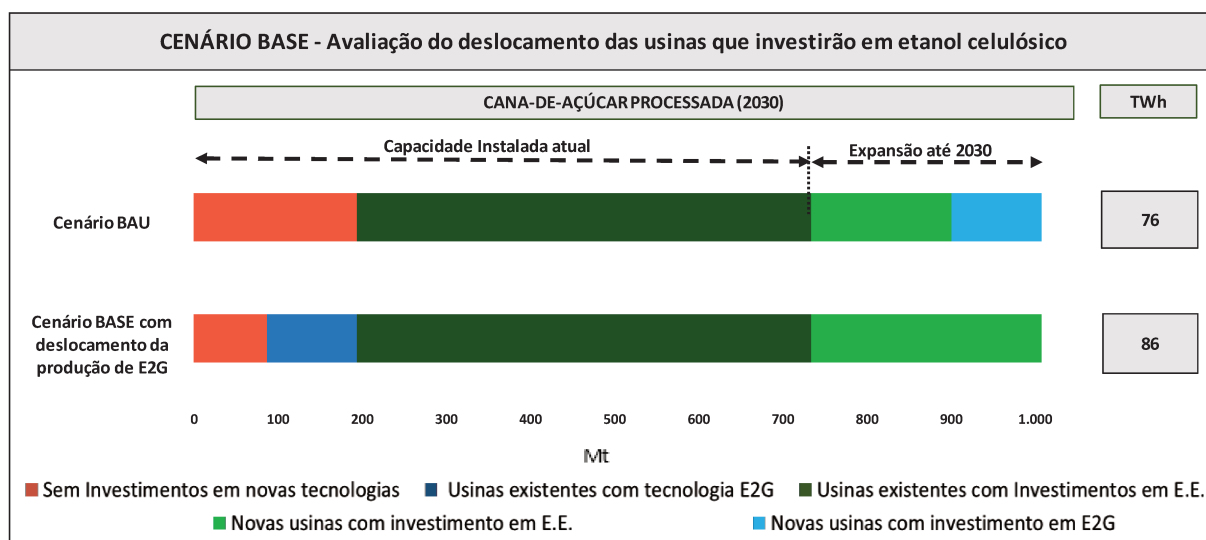
Tabela 34 – Investimentos e cogeração de eletricidade para o SIN no cenário BIO

PROJEÇÕES CENÁRIO BIO												
2016/17			2030/31									
Índice: Export. Específica E.E. X = kWh _{exp} /tc	Moagem Mtc	Área Mil ha	GRUPOS USINAS	kWh _{exp} /tc	Investimento R\$/tc	REGIÃO				Área Mil ha	E.E excedente TWh	Total MR\$
						TRADICIONAL	EXPANSÃO	RESTO DO BRASIL	TOTAL			
						Mtc						
0 ≤ x ≤ 10 kWh _{exp} /tc	238	9.049	GRUPO 0	0	0	0	0	0	0	9.049	0,0	0
			GRUPO 1	130	166	166	65	37	268		35	44.440
10 kWh _{exp} /tc < X ≤ 40 kWh _{exp} /tc	148		GRUPO 2	130	93	117	30	20	167		22	15.497
40 kWh _{exp} /tc < x ≤ 70 kWh _{exp} /tc	207		GRUPO 3	130	61	154	71	3	228	30	13.936	
x > 70 kWh _{exp} /tc	65		GRUPO 4	130	35	25	46	0	71	9	2.480	
			GRUPO 5	155	340	38	114	16	168	26	57.180	
			GRUPO 6	69	395	59	39	9	106	3.457	7	41.979
TOTAL	657	9.049			TOTAL Mtc	559	365	85	1.008	12.506	128,7	175.511
					TOTAL MR\$	84.876	73.652	16.983	175.511			
					TOTAL TWh	70,0	47,9	10,8	128,7			

Nos cenários avaliados, a adoção da premissa de que a tecnologia de etanol celulósico deverá ser adotada por novas unidades limita a exportação de excedentes de total eletricidade obtida.

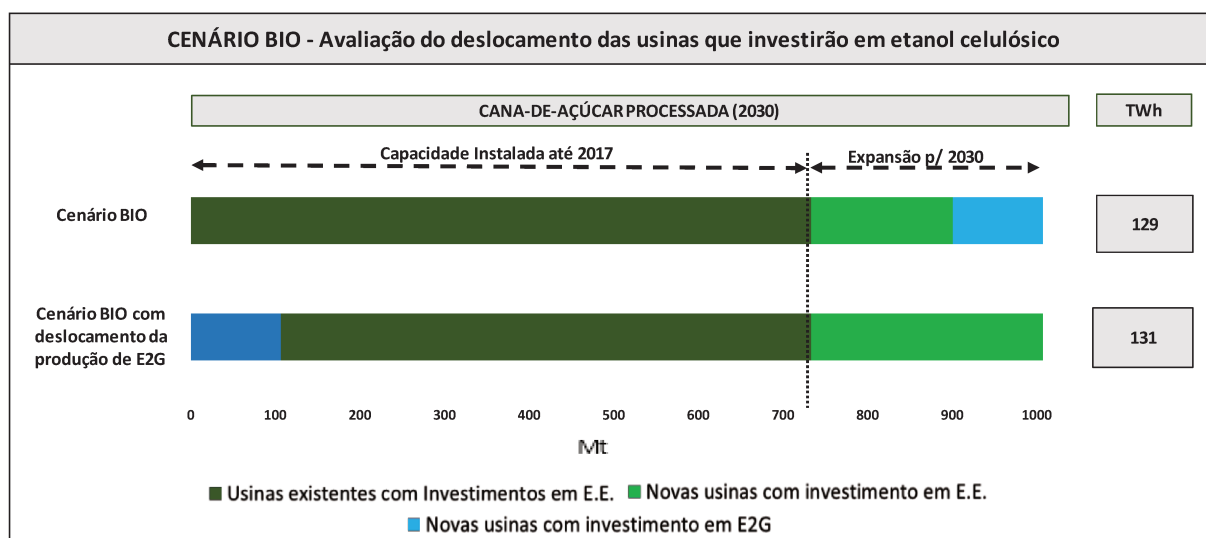
No **cenário BASE**, caso a tecnologia de etanol celulósico fosse adotada pelas usinas do Grupo 0 e as novas unidades, Grupo 6, investissem na exportação de eletricidade, atingindo o índice previsto no cenário de 97 kWh_{exp}/tc, a participação do setor na matriz de energia elétrica aumentaria em 10 TWh/ano. Isso acarretaria maiores investimentos pelo setor sucroenergético, pelo maior número de usinas investindo em novas tecnologias. A Figura 37 traz o impacto na produção de eletricidade excedente para diferentes cenários de adoção das tecnologias nas usinas existentes e novas.

Figura 37 - Eletricidade transmitida ao SIN pelo setor sucroenergético e impacto pelo deslocamento da tecnologia de produção de etanol celulósico para o Grupo 0, no **cenário BASE**



Para o **cenário BIO**, todas as usinas devem investir em algum tipo de tecnologia (maiores excedentes de eletricidade ou produção de etanol celulósico), sendo que o deslocamento da tecnologia de etanol celulósico para as usinas existentes não traz grandes impactos no montante de eletricidade excedente e investimentos no setor (Figura 38).

Figura 38 - Eletricidade transmitida ao SIN pelo setor sucroenergético e sensibilidade pelo deslocamento da tecnologia de produção de etanol celulósico para o Grupo 0, no **cenário BIO**



É importante destacar que a nova projeção da EPE, no Plano Decenal de Energia 2029 (EPE 2019), prevê uma expansão menor da participação da biomassa na matriz de eletricidade, atingindo um montante 40 TWh exportados para a rede, em comparação com os 76 TWh apresentados como *target* no memorial de cálculo base para os compromissos da NDC (EPE, 2016), com uma redução também da geração centralizada de energia de 1.033 TWh em 2030 (EPE, 2016) para 838 TWh em 2029 (EPE, 2019b). Nesta projeção, a expansão da capacidade instalada prevista para térmicas renováveis até 2029 é de 2 GW, enquanto para térmicas com fontes não renováveis, principalmente o gás natural, é de 18 GW. A Tabela 35 mostra a comparação do cenário atual da matriz elétrica com as projeções da NDC (EPE, 2016) e do PDE 2029 (EPE, 2019b).

A redução da projeção de consumo de eletricidade não desqualifica a avaliação dos cenários elaborados neste trabalho e os benefícios que eles podem incorporar na matriz elétrica, uma vez que é esperado que o desenvolvimento socioeconômico do país ocorra e, desta forma, cresça a demanda por energia, mesmo que com algum atraso na possível implementação dos cenários.

Ainda, observa-se pelo PDE 2029 um aumento expressivo na projeção da participação da energia eólica, com um acréscimo de 20% em capacidade instalada e de quase 50% na energia gerada, em comparação com a projeção da NDC. O documento destaca a participação de fontes eólicas e solar no Nordeste, porém chama a atenção para limitações do sistema de transmissão nos troncos Norte/Sudeste e Nordeste/Sudeste, sendo identificado que em

2026/2027 deve haver um esgotamento da capacidade de escoamento de energia das regiões Norte/Nordeste para a região Sudeste e, conseqüentemente, demandará investimentos adicionais na expansão da transmissão entre subsistemas, acarretando em custos adicionais para o sistema elétrico. Desta forma, a bioeletricidade do setor sucroenergético, mais próxima do centro de consumo, apresenta vantagem em termos de expansão.

Além disso, observa-se que o planejamento publicado por EPE (2019a) considera o crescimento de 72% na potência instalada de térmicas a gás natural, devido à forte expansão eólica e solar na região Nordeste do país, porém, com produção de eletricidade igual ao montante produzido em 2018, de cerca de 40TWh.

Tabela 35 – Comparação do cenário atual com as projeções do Brasil para NDC (EPE, 2016) e PDE 2029 (EPE, 2019b)

Geração de eletricidade (TWh)					Capacidade Instalada das principais fontes (GW)				
Geração Centralizada	2018 (EPE, 2019a)	2030 (EPE, 2016)	2029 (EPE, 2019)	Diferença (EPE, 2016 x EPE, 2019)	Geração Centralizada	2018 (EPE, 2019a e Aneel, 2020)	2030 (EPE, 2016)	2029 (EPE, 2019)	Diferença (EPE, 2016 x EPE, 2019)
Gás Natural	42	76	42	-45%	Gás Natural	13	21	36	72%
Carvão	13	17	6	-65%	Carvão	3	4	2	-48%
Nuclear	16	39	26	-33%	Nuclear	2	5	3	-32%
Sub total	71	132	74	-44%	Sub total	18	30	42	39%
Hidro	386	690	538	-22%	Hidro	104	139	113	-19%
Biomassa	25	76	40	-47%	Biomassa	15	28	16	-44%
Eólica	48	105	155	48%	Eólica	14	33	39	20%
Solar	3	26	21	-19%	Solar	2	17	11	-38%
Sub total	462	897	754	-16%	Sub total	136	217	179	-18%
Outros	11	4	10	150%	Total	154	247	221	-11%
Total	544	1.033	838	-19%					

Autoprodução & Ger. Distribuída	2018 (EPE, 2019a)	2030 (EPE, 2016)	2029 (EPE, 2019)	Diferença (EPE, 2016 x EPE, 2019)
Biomassa	27	58	47	-19%
solar	0	9	13	44%
hidro	3	7	7	0%
não renov.	26	44	38	-14%
Total	57	118	105	-11%
Total	600	1.151	943	-18%

O período mais crítico para o escoamento de energia elétrica das regiões Norte e Nordeste para região Sudeste é no período úmido na região Norte, onde a geração mais acentuada de eletricidade compete no sistema de transmissão com as usinas de geração elétrica da região Nordeste (EPE, 2019b).

Conseqüentemente, com o aumento da projeção da energia eólica, há um aumento na projeção de capacidade instalada de geração de eletricidade com gás natural, fornecendo maior segurança energética para o sistema. Porém, neste sentido, a participação das usinas sucroenergéticas no setor elétrico ganha importância, uma vez que há uma sinergia na região

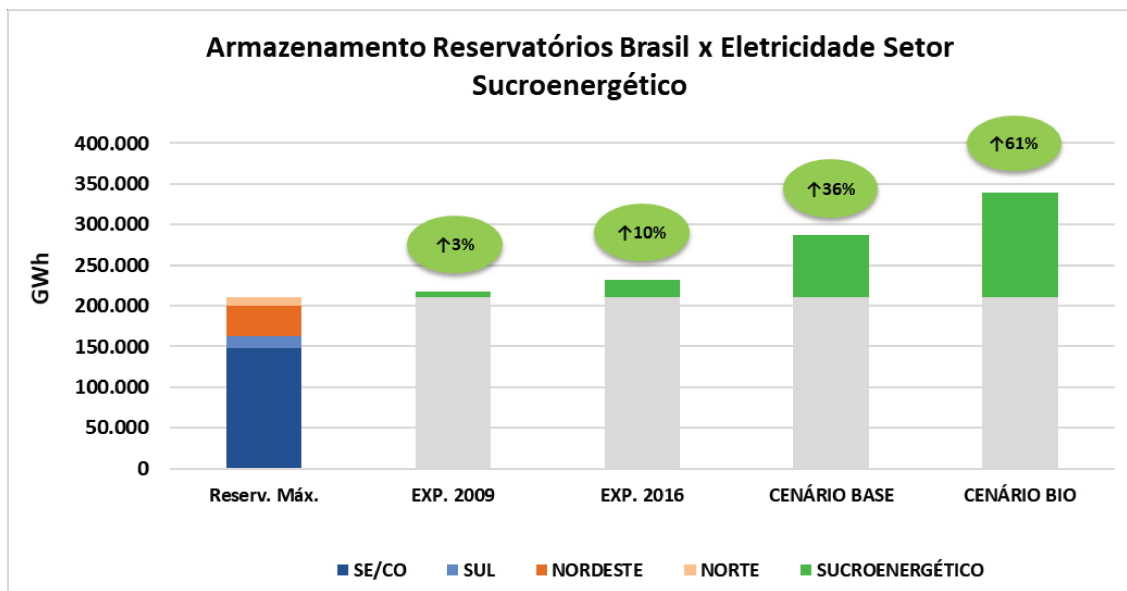
Sudeste entre o seu período de estiagem, e baixa nos reservatórios das hidroelétricas, e período de safra da cana e, conseqüentemente, maior geração de excedentes pelo setor sucroenergético. Isso favorece a bioeletricidade da cana, que passa a ter um papel muito importante em termos de segurança energética, permitindo a economia do volume armazenado nos reservatórios de hidroelétricas e cogerando energia renovável para o Sistema Interligado Nacional.

Em uma comparação da exportação de eletricidade pelas usinas nos cenários avaliados e nos anos de 2009 e 2016, com a capacidade máxima dos reservatórios para geração hidroelétrica no Brasil (ONS, 2016), observa-se que em 2009 a exportação de eletricidade representava pouco mais de 3% do nível máximo dos reservatórios, que nos volumes máximos teriam capacidade de armazenar cerca de 210 TWh. Já em 2016, a eletricidade exportada ao SIN pelas usinas representou 10% da capacidade dos reservatórios (EPE, 2019a).

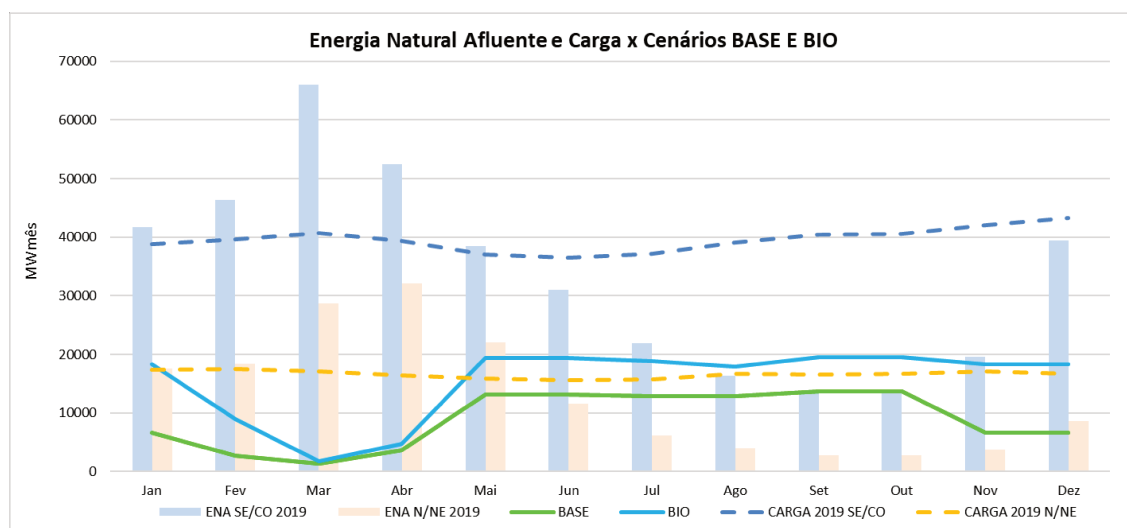
No **cenário BASE** em 2030, a energia comercializada pelo setor representaria mais de um terço da capacidade máxima atual de armazenamento de energia nos reservatórios e, no **cenário BIO**, mais arrojado em termos da participação da eletricidade produzida pelo setor sucroenergético, a energia produzida e exportada para o SIN equivaleria a mais de 60% da capacidade atual de armazenamento (Figura 39a).

Com relação a complementariedade a carga no período de baixa dos reservatórios, a Figura 39b mostra como os cenários avaliados trazem complementariedade ao sistema elétrico brasileiro. O cenário **BASE** atenderia, durante o período de safra na região Centro-Sul, o equivalente a 33% da carga mensal de potência demandada na região SE/CO em 2019 e o potencial expressado no cenário **BIO** atenderia 48% da mesma carga referência.

Figura 39 – Comparação da exportação de eletricidade nos cenários **BASE** e **BIO** com (a) Energia Armazenada Máxima e (b) Energia Natural Afluente e Carga por subsistema (SE/CO e N/NE)



(a) Energia Armazenada Máxima e participação sucroenergética com cenários **BASE** e **BIO** (Autor e ONS, 2020).



(b) Energia Afluente e participação dos cenários **BASE** e **BIO** no atendimento da carga nos subsistemas (Autor e ONS, 2020)

Quanto às emissões de GEE em 2017 no setor elétrico, elas atingiram 61 MtCO_{2eq} e, em 2014, quase 94 MtCO_{2eq}. Essa oscilação se deve à geração de eletricidade por fontes

térmicas fósseis, onde em anos em que a participação destas fontes é maior as emissões no setor elétrico aumentam também.

A Figura 40 apresenta a geração de eletricidade e as emissões previstas no **cenário BASE** (NDC) em comparação com o **cenário BIO**, mostrando o acréscimo de mais de 50 TWh.

Baseado nos fatores de emissões de cada fonte em 2017, a contribuição adicional de eletricidade do **cenário BIO** mostra que o setor poderia contribuir com um adicional de aproximadamente 53 TWh, o que em potencial permite a substituição da eletricidade produzida pelas térmicas a gás natural com 18,6 MtCO₂eq evitadas, ou seja, cerca de 1/3 das emissões do setor em 2017 (EPE, 2019c).

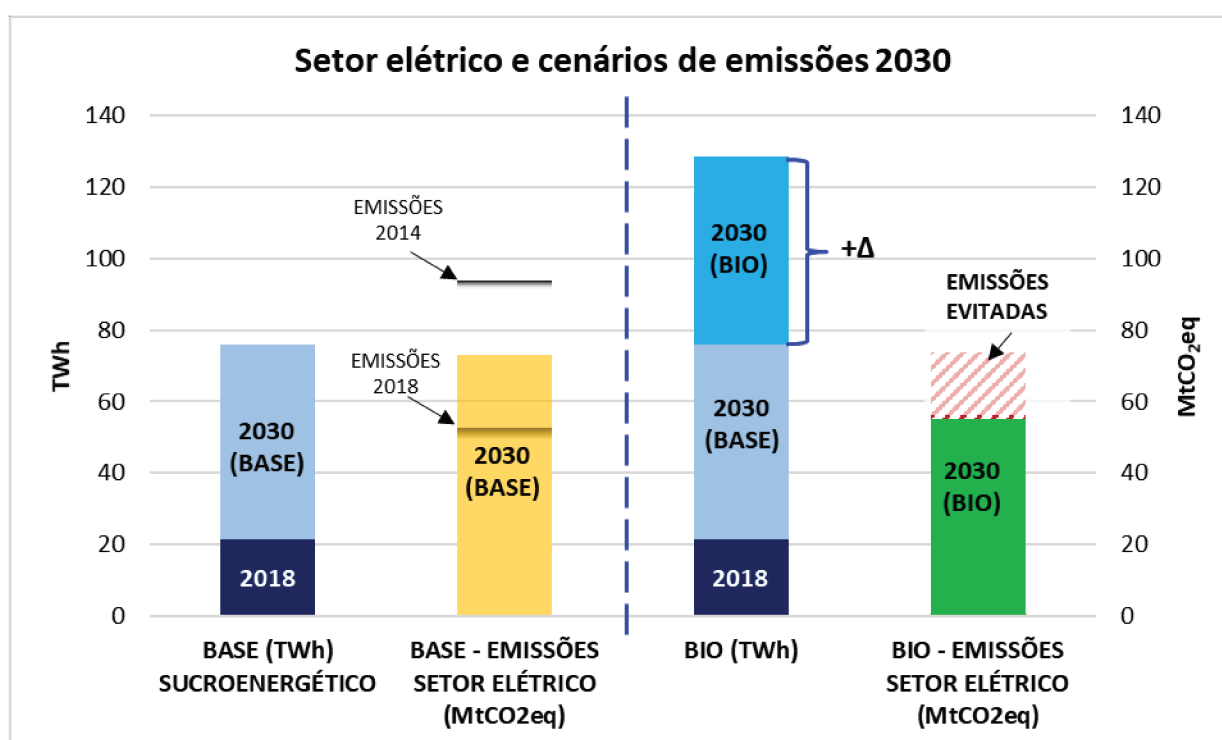


Figura 40 - Participação da eletricidade do setor sucroenergético na matriz elétrica em cada cenário e possíveis emissões evitadas no **cenário BIO**.

Com base nos dados de investimento e fatores de capacidade de diversas fontes apresentados para expansão na matriz elétrica brasileira por EPE (2018), é possível estabelecer uma comparação quanto à intensidade de capital necessário para abater as emissões na substituição de uma fonte fóssil por uma renovável.

Gouvello (2010) define a intensidade de capital como o custo incremental de investimento sobre a tecnologia do cenário de referência dividido pela emissão cumulativa

evitada ao longo da vida do estudo. Ainda comenta que, não necessariamente, a alternativa com menor intensidade de capital será a com menor custo de abatimento marginal e vice-versa.

A equação 2 permite avaliar a intensidade de capital necessário para abater as emissões na substituição de uma fonte fóssil por uma renovável.

$$Int_{cap} = \frac{Inv_{esp}}{Fe_{ff} \cdot Fc_{fr} \cdot V_{fr} \cdot 8760} \quad (2)$$

Onde:

Int_{cap} : Intensidade de capital por tonelada de CO₂eq abatido (R\$/tCO₂eq)

Inv_{esp} : Investimento específico na fonte renovável (R\$/MW)

Fe_{ff} : Fator de emissão da fonte fóssil (tCO₂eq/MWh) a ser substituída

Fc_{fr} : Fator de capacidade da fonte renovável (%)

V_{fr} : Vida útil do empreendimento de fonte renovável (anos)

Avaliando a intensidade de capital para abatimento de CO₂eq em substituição à geração a gás natural, por fontes renováveis, observa-se que a intensidade de investimento à margem, do **cenário BASE** para o **cenário BIO**, é a que apresenta o menor valor (Figura 41).

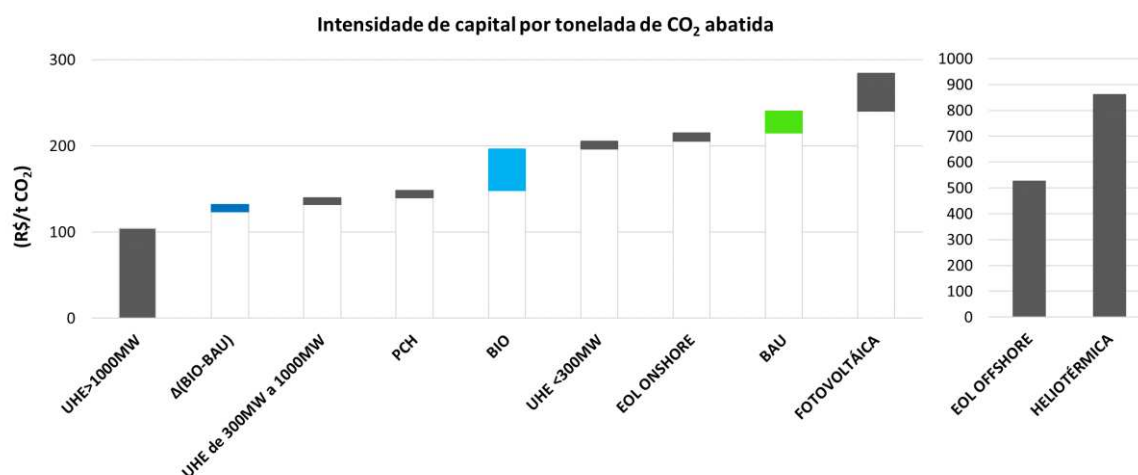


Figura 41 – Intensidade de capital por tonelada de CO₂eq abatido em substituição ao gás natural no Brasil.

Da mesma forma, uma comparação dos resultados obtidos em cada cenário com os valores de investimento apresentados para diversas fontes, por EPE (2018), é mostrado na Figura 42.

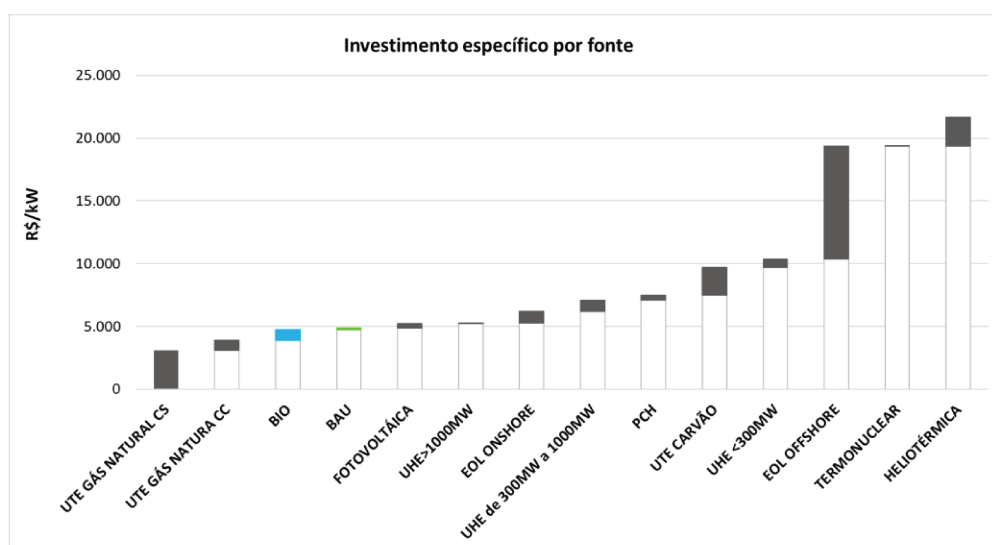


Figura 42 – Investimento específico por fonte de geração de eletricidade

Quanto aos custos de operação e manutenção (O&M) observa-se, considerando o custo de recolhimento de biomassa adicional de R\$100/t (base seca), que os cenários avaliados também se mostram mais competitivos em termos de O&M que as termoeletricas a gás natural (Figura 43).

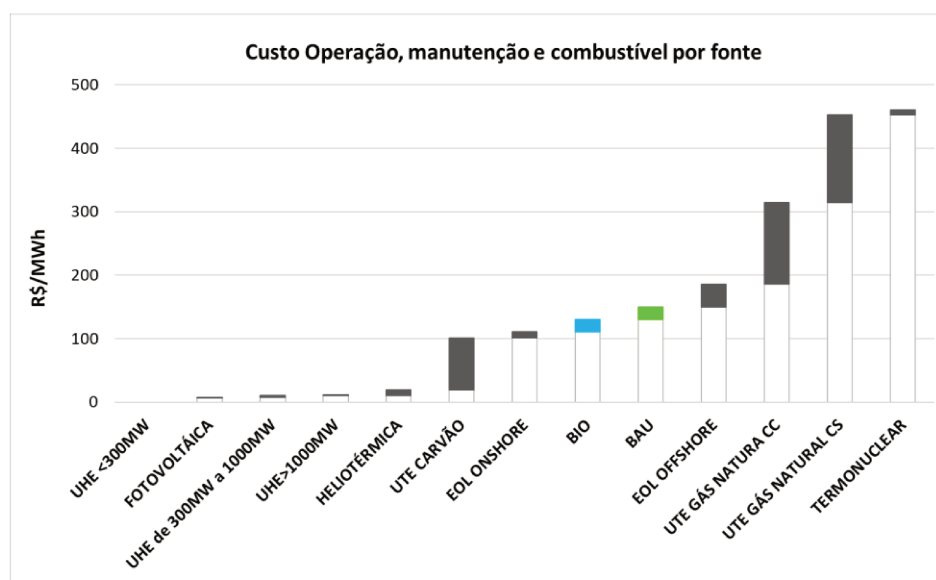


Figura 43 – Custo de operação, manutenção e combustível por fonte de geração de eletricidade

Segundo ONS (2019), a necessidade de atender a carga energética, associada à redução proporcional gradativa da capacidade de armazenamento do SIN, ainda mais com uma sazonalidade hídrica acentuada e a tendência de oferta hidroelétrica abundante apenas no

período chuvoso, torna obrigatório investimentos em empreendimentos para complementar a geração das hidroelétricas no período seco de cada ano, seja através de térmicas convencionais ou de fontes alternativas renováveis para a manutenção da segurança no fornecimento de eletricidade.

A mudança de foco em expansão do setor elétrico com redução da participação da geração de eletricidade pelo setor sucroenergético, em relação à projeção realizada no estudo de expansão energética da NDC, considerando um elevado crescimento da capacidade instalada em termoeletricas a gás natural, principalmente para garantir a segurança energética com a maior participação da energia eólica, vai na contramão das premissas de redução de emissões e menor dependência de gás natural para geração de eletricidade e segurança energética. Ainda, no PDE 2029 (EPE, 2019b), é mostrado que apesar de uma alta participação de fontes renováveis na matriz elétrica em 2029, este índice pode cair de cerca de 80% para 75% em 2029 com a alteração de planejamento.

Ainda, com relação à factibilidade de implementação do **cenário BASE** e do **cenário BIO** na próxima década, considerando uma expansão ocorrendo de forma igualmente distribuída no período de 10 anos, os investimentos anuais necessários seriam de R\$12,6 bilhões e R\$17,5 bilhões, respectivamente, o que representa cerca de 8% e 11% do PIB do setor, calculado em mais 150 bilhões de reais em 2017 (UNICA, 2019).

Comparando os investimentos com a formação bruta de capital fixo (FBCF) no Brasil, que diz respeito, principalmente, aos investimentos em bens de capital e construção civil no país, conforme números mais recentes disponibilizados pelo do Sistema de Contas Nacionais do IBGE (IBGE, 2020), nota-se que os investimentos **no cenário BASE** e **no cenário BIO** representam cerca de 2% dos investimentos realizados no país nos últimos anos (Figura 44). Mesmo comparando a FBCF agregada de setores de produção de máquinas e equipamentos, os investimentos anuais ainda representam pouco mais 2,5% do investimento atual. É importante considerar que a FBCF em 2014 representou 20% do PIB, enquanto em 2017 representou 14,6%, indicando um desaquecimento dos investimentos no país devido à recessão econômica.

Um aspecto importante que pode direcionar os investimentos para o setor sucroenergético é o crescimento da demanda por etanol, como observado na safra 2000/2001 até o período atual, onde a capacidade de processamento de cana aumentou cerca de 150%, impulsionada pelo aumento da demanda por etanol e açúcar

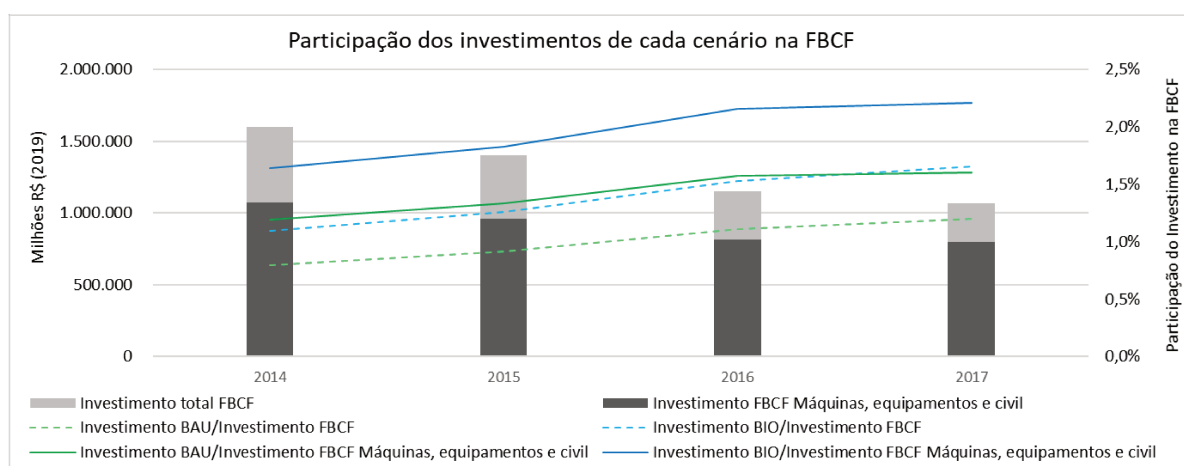


Figura 44 - Comparação dos investimentos recentes na FBCF no Brasil com os investimentos dos cenários estudados

* FBCF máquinas, equipamentos e civil: Agregado da FBCF em produtos de metal, excl. máquinas e equipamentos, material eletrônico e equipamentos de comunicações, máquinas, aparelhos e materiais elétricos, tratores e outras máquinas agrícolas, outras máquinas e equipamentos mecânicos, caminhões e ônibus, inclusive cabines, carrocerias e reboques, peças e acessórios para veículos automotores, edificações, serviços especializados para construção, desenvolvimento de sistemas e outros serviços de informação e serviços de arquitetura e engenharia.

Com relação à capacidade da fabricação de equipamentos para expansão do setor, Valente et al. (2012), através de uma pesquisa de campo com usinas e fornecedores, procurou identificar se o parque fabril instalado no país estaria em condições de atender um novo ciclo vigoroso de investimentos em novas usinas sucroenergéticas. Foi observada alguma dificuldade de um grande fornecimento inicial, principalmente para o fornecimento de moendas e difusores, que são equipamentos de extração de caldo específicos para o setor sucroenergético. Porém, da parte dos fornecedores, é apresentado que uma expansão do setor, inclusive maior que a ocorrida entre 2000 e 2008, poderia ser atendida.

Valente et al. (2012) salientam que, com uma retomada planejada, o setor de bens de capital pode se recompor para atender as demandas de uma expansão.

Assim, com um plano de ações coordenadas e bem administrado pelo governo e os atores que compõem o setor, ambos os cenários avaliados, **cenário BASE** e **cenário BIO**, ainda podem ser considerados factíveis para a próxima década ou os próximos 15 anos, do ponto de vista da expansão técnica e econômica. Políticas de incentivo a novos investimentos, especialmente que impulsionem a demanda e produção de etanol, devem contribuir não somente para o atingimento de um dos cenários, como também para o crescimento econômico do país.

Uma alternativa para aumentar a demanda por etanol é uma estratégia para mitigar a dependência de gasolina importada e contribuir para abatimento de emissões, seria implementar um plano de aumento da mistura de etanol na gasolina, ideia presente na primeira versão do projeto de lei do RenovaBio, programa apresentado na seção seguinte, porém removida logo nas primeiras discussões (Câmara, 2017).

4.4 Ações e desafios para expansão

De fato, tomando-se como base o nível de investimento necessário levantado neste trabalho para a expansão do setor sucroenergético nos cenários avaliados, é factível e justificável o crescimento da participação do setor, como projetado por EPE (2016) ou ainda, como proposto no **cenário BIO**. Porém, esta expansão depende de ações coordenadas e bem administradas pelo governo federal em conjunto com demais órgãos públicos e demais instituições que representam o setor privado, resultando em um planejamento energético que integre as diversas fontes de energia, garantindo a modicidade tarifária, a expansão da energia renovável e a segurança energética.

A estruturação de políticas para direcionamento dos investimentos e incentivo às diversas fontes renováveis, levando-se em conta o tempo necessário para que novos empreendimentos e construídos e entrem em operação com capacidade nominal, é necessária.

Rego et al. (2019) citam barreiras regulatórias para aumento da participação da biomassa de cana na matriz de eletricidade, dentre as quais estão: i) a instabilidade do preço-teto nos leilões de energia, que pela falta de previsibilidade dificulta o desenvolvimento de projetos para os leilões; ii) a má precificação da distância entre a geração e os centros de consumo, uma vez que nos leilões de contratação de energia elétrica, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR)¹⁶, não são precificados adequadamente os custos com os sistemas de distribuição e transmissão; e iii) a insuficiente precificação do benefício da geração concentrada no período seco, devido a um descompasso entre a metodologia de cálculo de Custo Marginal de Operação (CMO) utilizada pela EPE e os procedimentos reais utilizados pelo ONS, já que a metodologia deixa de considerar o benefício da produção de energia proveniente do bagaço e da palha da cana durante o período seco, trazendo uma maior liberdade de operação do sistema,

¹⁶ Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (Aneel, 2020a).

permitindo realocar despachos¹⁷ neste período, cujo resultado é a redução do risco de déficit de energia elétrica.

Dentre as propostas apresentadas por Rego et al. (2019) para aumentar a participação da biomassa da cana na matriz de eletricidade, pode-se mencionar: i) O estabelecimento de metas de contratação de 500 MW médios de energia de biomassa por ano, até 2030; ii) Internalização de externalidades, que poderia ser realizada através da incorporação do custo de transmissão de energia ao Índice de Custo Benefício (ICB), atualmente não considerado, permitindo ranquear as fontes de energia priorizando corretamente projetos com geração próxima ao centro de carga; iii) aumento da previsibilidade de preços nos leilões; iv) Promoção de leilões no ambiente regulado para a biomassa, com preços que incorporem as externalidades da bioeletricidade e as características dos projetos; v) o fortalecimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL)¹⁸; e vi) as oportunidades do programa RenovaBio.

4.4.1 RenovaBio

Em dezembro de 2016 o governo federal lançou um plano de ação para incentivo do aumento da produção de biocombustíveis, intitulado RenovaBio. O lançamento do programa RenovaBio foi um primeiro passo para a redução da intensidade de carbono na matriz de transportes, com objetivo de reduzir a intensidade de carbono em cerca de 10%, de 73,55 gCO₂/MJ, em 2018, para 66,75 gCO₂/MJ, em 2028 (CNPE, 2018).

O mecanismo criado pelo RenovaBio foi elaborado com o objetivo de contribuir para o atendimento dos compromissos assumidos no âmbito do Acordo de Paris, promovendo a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis, na matriz energética nacional e contribuindo com previsibilidade e estabelecimento de diretrizes de longo prazo para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis. Porém, é garantido com o programa a manutenção e promoção da livre concorrência, no mercado de biocombustíveis, e proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta de produtos.

¹⁷ Despacho centralizado é um conjunto de instruções e ações de controle da operação do Sistema Interligado Nacional, coordenando a geração de cada usina do sistema, atendendo requisitos de carga do mesmo de forma confiável e econômica.

¹⁸ Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos (Aneel, 2020a).

É importante ressaltar que o RenovaBio somente estabelece as metas de redução de intensidade de carbono, não estabelecendo metas volumétricas ou mercado cativo para nenhum biocombustível, garantindo a este mecanismo a livre concorrência entre biocombustíveis.

O atingimento das metas de redução da intensidade de carbono foi atrelado com um mecanismo de emissão de certificados de eficiência energética, chamados CBIOS, onde cada unidade equivale a 1tCO₂ deixada de ser emitida. O número de CBIOS está baseado nas metas de redução anuais da intensidade de carbono, onde para garantir o cumprimento da meta de um determinado ano, cada distribuidora de combustíveis, de acordo com sua participação no mercado no ano anterior, deverá adquirir um dado número de CBIOS, emitidos pelos produtores de biocombustíveis. Produtores que são mais eficientes e emitam menos carbono equivalente em suas produções poderão emitir mais CBIOS. (Rodrigues, 2019)

Este mecanismo poderá estabelecer um mercado de carbono e reconhecer os benefícios ambientais dos biocombustíveis. Da mesma forma a receita adicional aos produtores ajuda a promover ganhos de eficiência e atingimento das metas do programa.

4.4.2 Consequências da Pandemia

A recessão econômica vivida nos últimos anos no país tem feito com que as projeções de crescimento do PIB realizadas nos anos passados, inclusive as projeções de crescimento dentro das premissas da NDC, não se concretizassem até o projetado na presente data. Adicionalmente, o surgimento da pandemia de COVID-19, causa um impacto na economia em nível mundial e agrava o cenário econômico brasileiro.

A projeção do Banco Central (BCB, 2020) de PIB zero, revisada em março de 2020, principalmente, pelo recesso econômico causado pela pandemia, reforça a necessidade de um plano coordenado para recuperação econômica do país. Nicola et al. (2020) reforça esse aspecto, comentando que cada país deve trabalhar em planos setor a setor, incentivando o empreendedorismo, para que modelos de negócios robustos e sustentáveis possam prosperar.

Quanto as emissões, Le Quéré et al. (2020) comenta que as políticas governamentais adotadas durante a pandemia alteraram drasticamente os padrões de demanda de energia em todo o mundo. O fechamento de fronteiras internacionais e o confinamento para achatar a curva de disseminação do vírus, mudou padrões de consumo e reduziu a demanda por transportes.

Evidência disto é apresentada por Dantas, et al (2020), que mostra um estudo da redução de emissões no Rio de Janeiro entre março e abril de 2020, durante o período de confinamento

pela pandemia, avaliando três estações de monitoramento de qualidade do ar. Os níveis de CO apresentaram as reduções de 30% a 48% em comparação com as semanas anteriores a medição.

Nakada e Urban (2020) também apresentaram estudo semelhante para o estado de SP, com dados de quatro estações entre março e abril de 2020. Foram observadas reduções drásticas nas concentrações de NO (até -77,3%), NO₂ (até -54,3%) e CO (até -64,8%) na área urbana durante o bloqueio parcial em comparação com a média mensal de cinco anos.

Tollefson (2020) apresenta que como consequência da pandemia as emissões globais de dióxido de carbono reduziram em mais de 8% até março, em comparação com 2019, sendo as maiores reduções ocorreram nos setores de energia elétrica, indústria e transporte terrestre, com a China liderando esta redução, onde emissões de 315 MtCO₂ foram reduzidas, o equivalente as emissões totais na França.

Ainda, Le Quéré, et al (2020) menciona que as emissões globais diárias de CO₂ diminuíram cerca de 17% no início de abril de 2020 em comparação com os níveis médios de 2019 e no auge das reduções alguns países apresentaram redução de 26%, em média. O impacto nas emissões anuais de 2020 depende da duração das ações de confinamento impostas pelos governos no mundo, e Le Quéré et al (2020) apresenta uma estimativa de redução de 4% se as condições pré-pandêmicas retornarem em meados de junho a reduções de cerca de 7% se restrições parciais permanecerem mundialmente até o final de 2020.

Tollefson (2020) ainda apresenta que a redução de emissões neste ano pode ser próxima a redução necessária anual para atender aos objetivos do acordo climático de Paris, porém, baseado na recessão econômica de 2008, as emissões podem se recuperar rapidamente.

Ainda, as consequências da pandemia no cenário econômico, seja em nível mundial ou nacional são difíceis de serem mensuradas, e o retorno do crescimento da economia certamente dependerá de ações bem coordenadas pelos governos. Por outro lado, apesar da indicação de redução de emissões no curto prazo, devido as políticas de isolamento social para mitigar a propagação do COVID-19, as emissões devem voltar a crescer rapidamente, o que será um indicador de reaquecimento econômico, mas reacenderá as discussões para mitigar emissões de GEE, inclusive com a expansão baseada em fontes renováveis ou tecnologias para captura de carbono. A Figura mostra o consumo de eletricidade em 2019 e 2020, na qual é possível notar uma redução da demanda de energia entre os meses de abril e junho de 2020, no período de maior reclusão social e parada de atividades industriais, porém o retorno do crescimento do consumo nos meses seguintes.

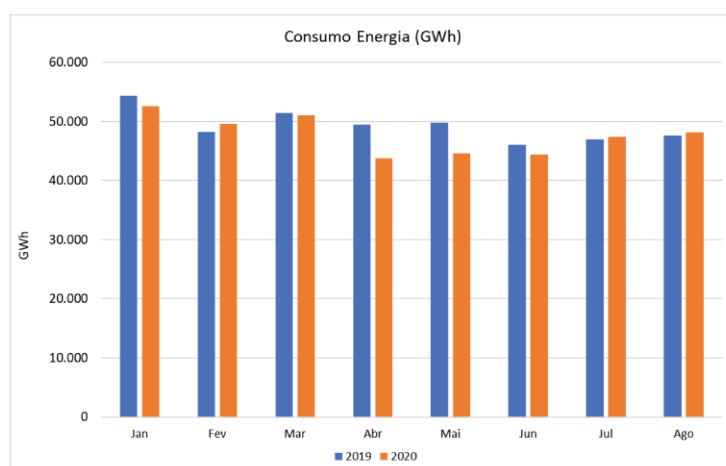


Figura 45 – Comparação do consumo de eletricidade em 2019 e 2020.

5 – ANÁLISE DOS IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS

Neste capítulo são apresentados e discutidos os impactos socioeconômicos dos dois cenários de expansão da oferta de bioeletricidade nesta tese: o cenário BASE e o cenário BIO. Para tanto, foi utilizada a metodologia fundamentada na Análise de Insumo-Produto, que leva em consideração todos os efeitos diretos e indiretos associados às cadeias produtivas de todas as atividades econômicas.

5.1 Matriz Insumo-Produto

Wassily Leontief, um economista Russo radicado nos Estados Unidos, foi o responsável pela elaboração do método de Insumo-Produto. Em 1936, Leontief publicou um trabalho (LEONTIEF, 1936) e o descreveu como uma tentativa de construir, com base nos materiais estatísticos disponíveis, uma tabela econômica dos Estados Unidos para o ano de 1919 (matriz de transações), onde também apresentava a metodologia utilizada. Leontief continuou desenvolvendo sua teoria e suas diversas aplicações. Posteriormente, em 1941, publicou seu primeiro livro (LEONTIEF, 1941) com as matrizes de Insumo-Produto para a economia dos Estados Unidos de 1919 e 1929. Como reconhecimento pelo desenvolvimento da metodologia de Insumo-Produto e sua aplicação na economia, recebeu em 1973 o Prêmio do Banco da Suécia para as Ciências Econômicas em Memória de Alfred Nobel.

Guilhoto (2011) transcreve uma citação de Baumol (2000) que destaca a importância do trabalho de Leontief para economia:

“... é, na verdade, um salto para frente, e não simplesmente uma mera extensão daqueles que são chamados de seus predecessores. A contribuição de Leontief é revolucionária, não incremental. Ela transforma abstrações de aplicação duvidosa num instrumento analítico operacional e amplamente utilizável”

A matriz de Insumo-Produto de uma região permite a visualização da produção total da economia com transcrição da complexa interdependência entre os setores produtivos para produção de bens e serviços destinados a atender a demanda final. De forma simplificada, o modelo de Insumo-Produto, a partir de um retrato preciso de uma economia em um dado período, faz sua descrição por um sistema de equações lineares, cada uma das quais

descrevendo a distribuição de produtos de um setor em toda a economia (MILLER e BLAIR, 1985).

Cunha (2005) menciona que a teoria de insumo-produto tem como principais pressupostos: (i) equilíbrio geral na economia a um dado nível de preços; (ii) inexistência de ilusão monetária por parte dos agentes econômicos; (iii) retornos constantes à escala e (iv) preços constantes. O modelo básico pressupõe, também, que cada setor produza somente um produto, e que cada produto seja produzido somente por um setor. Mais adiante será discutida a aplicação da metodologia em modelos com a participação de mais de um setor na produção de um produto, bem como a produção de mais de um produto em alguns setores.

A matriz de Insumo-Produto é um conjunto de dados com valores monetários que contempla as transações a partir dos setores de origem (i) para os setores de destino (j), conhecida também como matriz de transações, além de incluir a demanda final total pelos setores e, conseqüentemente, a produção total de cada setor da economia. A elaboração da matriz de Insumo-Produto é feita através dos dados disponibilizados pelo Sistema de Contas Nacionais (SCN) que, segundo Mourão (2008), é publicada de acordo com as recomendações do *System of National Accounts* de 1993, publicado pelas Nações Unidas.

Miller e Blair (1985) descrevem os setores de origem (i) como setores vendedores e os setores destino (j) como compradores. As transações intersetoriais são representadas por cada elemento z_{ij} da matriz \mathbf{Z} (Tabela 36). A demanda do setor j por insumos de outros setores durante um período estará diretamente relacionada com a quantidade de bens produzidos pelo setor j durante o mesmo período. Por exemplo, a demanda do setor de automóveis por insumos do setor siderúrgico está intimamente relacionada com a produção de automóveis.

Além das transações entre setores produtivos, chamada de consumo intermediário, uma matriz de transações apresenta também os valores relativos à demanda final por cada setor produtivo. Esta demanda final é dada pelo consumo das famílias, consumo do governo, formação bruta de capital fixo, exportações e pela variação de estoques, além de explicitar os impostos indiretos líquidos de subsídios, demanda por importações e valor adicionado em cada setor produtivo.

Tabela 36 - Tabela de transações

		SETORES DE DESTINO (compradores)					Demanda Final (Y)					PRODUÇÃO TOTAL (X)
		1	...	j	...	n	Famílias (C)	FBCF (f)	Governo (g)	Exportação (e)	Var. Estoques (ve)	
SETORES DE ORIGEM (vendedores)	1	Matriz Z					c_1	f_1	g_1	e_1	ve_1	X_1
	:	:		:		:	:	:	:	:	:	:
	i	z_{i1}	...	z_{ij}	...	z_{in}	c_i	f_i	g_i	e_i	ve_i	X_i
	:	:		:		:	:	:	:	:	:	:
	n	z_{n1}	...	z_{nj}	...	z_{nn}	c_n	f_n	g_n	e_n	ve_n	X_n
IMPORTAÇÃO (m)		m_1	...	m_j	...	m_n	m_c	m_f	m_g		m_{ve}	
IMPOSTOS INDIRETOS LÍQUIDOS (III)		III_1	...	III_j	...	III_n	III_c	III_f	III_g	III_e	III_{ve}	
VALOR ADICIONADO (v)		v_1	...	v_j	...	v_n						
PRODUÇÃO TOTAL (X^T)		X_1	...	X_j	...	X_n						

As cinco componentes da demanda final total (Y) são descritas a seguir:

- O consumo das famílias (c) – composto pela demanda das famílias por cada setor produtivo;
- A formação bruta de capital fixo ou FBCF (f) – que compõe produção de cada setor destinada ao investimento, ou seja, a produção de cada setor produtivo demandada para o aumento da capacidade de produção de outros bens. Este capital fixo é composto basicamente de máquinas, equipamentos e construção civil utilizados no aumento da capacidade de produção de uma região;
- Consumo do governo (g) – composto, essencialmente, pela oferta de saúde pública, educação pública, defesa e os serviços da administração pública;
- Exportação (e) – que trata da produção de cada setor destinada à exportação;
- Variação dos estoques (ve) – considera a variação do estoque formado na produção de cada setor.

Na matriz de transações, uma análise do ponto de vista dos setores como compradores (j) permite a contabilização, não só da demanda por produtos dos outros setores, através da análise da matriz de consumo intermediário (cujos elementos são identificados por z_{ij}), como também a contabilização de importações, impostos indiretos líquidos de subsídios e valor adicionado.

A demanda por importações (m) indica a dependência de cada setor da produção externa. Já os impostos indiretos líquidos contemplam os tributos cujos valores estão embutidos na aquisição de insumos, sejam eles de origem doméstica ou importados.

O valor adicionado (v) consiste, basicamente, na remuneração dos fatores primários de produção, ou seja, a remuneração do fator trabalho e do fator capital pelo pagamento de salários, juros, aluguéis e arrendamentos, *royalties* e lucros. A produção total de cada setor é indicada pela variável X .

Segundo Miller e Blair (1985), os n setores presentes em uma economia possuem relações dadas pela Equação 3. Esta equação determina que o valor da produção total (X) de um setor é dado pela produção destinada a atender o consumo intermediário (Z) somado ao consumo destinado a atender as componentes da demanda final (Y).

$$\sum_{j=1}^n z_{ij} + Y_i = X_i \quad (3)$$

Onde:

z_{ij} – Produção de cada setor i para atender a demanda no consumo intermediário de cada setor j ;

X_i - Produção total de cada setor i ;

A letra Y representa a demanda final pela produção de um dado setor, que pode ser detalhada conforme a Equação 4:

$$Y_i = c_i + g_i + f_i + e_i + ve_i \quad (4), \text{ sendo:}$$

c_i – Produção de cada setor i para atender o consumo das famílias;

g_i – Produção de cada setor i para atender o consumo do governo;

f_i – Produção de cada setor i para atender investimentos (FBCF);

e_i – Produção de cada setor i para atender a exportação;

ve_i – Formação de estoques;

Castells (1994) explica que a matriz de consumo intermediário (matriz Z) permite a definição dos coeficientes técnicos diretos de produção, designados pelos elementos a_{ij} na matriz A de coeficientes técnicos diretos de produção (Tabela 37), onde cada coeficiente técnico a_{ij} é definido conforme a equação 5. Os coeficientes técnicos da matriz A representam a

quantidade de insumos demandados, em unidades monetárias, por cada setor para que outro setor produza uma unidade monetária de seu produto, representado pela variável \mathbf{X} .

$$a_{ij} = z_{ij}/X_j \quad (5)$$

Tabela 37 - Matriz A - coeficientes técnicos diretos de produção

Matriz A					
Setores	1	...	j	...	n
1	z_{11}/X_1	...	z_{1j}/X_j	...	z_{1n}/X_n
\vdots	\vdots		\vdots		\vdots
i	z_{i1}/X_1	...	z_{ij}/X_j	...	z_{in}/X_n
\vdots	\vdots		\vdots		\vdots
n	z_{n1}/X_1	...	z_{nj}/X_j	...	z_{nn}/X_n
$n \times n$					

Pelas equações 3 e 5, pode-se escrever que:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} X_j + Y_i = X_i \quad (6)$$

A Equação 6 pode ser expressa através de uma equação matricial como:

$$\mathbf{AX} + \mathbf{Y} = \mathbf{X} \quad (7)$$

Sendo que as variáveis \mathbf{X} e \mathbf{Y} são vetores coluna ($n \times 1$) e \mathbf{A} é a matriz quadrada ($n \times n$) de coeficientes técnicos diretos de produção.

A equação 7 (matricial) também pode ser traduzida como um sistema linear com n equações e $2n$ incógnitas (\mathbf{X} e \mathbf{Y}). Assim, adotando a demanda final (\mathbf{Y}) como variável exógena, tem-se um sistema linear com n equações e n variáveis endógenas.

Isolando a variável \mathbf{X} no primeiro membro na Equação 7, obtém-se:

$$\mathbf{X} = (\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \cdot \mathbf{Y} \quad (8)$$

sendo \mathbf{I} a matriz identidade com a mesma ordem da matriz quadrada \mathbf{A} .

A matriz $(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$ é conhecida como matriz inversa de Leontief, ou matriz \mathbf{L} , e representa os coeficientes técnicos diretos e indiretos de produção.

Cunha (2011) explica que a Equação 8 fornece o valor da produção necessário de cada um dos setores de uma economia para atender a uma variação (choque) na demanda final por produtos de um ou mais setores, considerando que um setor usa insumos dos outros setores para sua produção, e esses setores usam também insumos de outros setores para atender a demanda por seus insumos e, assim, sucessivamente. A soma de todos os insumos necessários de todos os setores para atender a demanda final por um determinado produto é chamada de soma de efeitos diretos e indiretos. A demanda final (\mathbf{Y}) por um ou mais produtos geralmente é tratada como uma variável exógena do modelo.

A construção de uma matriz de transações e a de modelagem insumo-produto podem partir das Tabelas de Recursos e Usos. Estas tabelas são providas pelo IBGE (2020) no Sistema de Contas Nacionais e expressam o consumo dos setores e a produção setorial em termos dos produtos.

A Tabela de Usos (matriz de uso - \mathbf{U}) traz os valores do consumo dos produtos pelos setores e pela demanda final. Na Tabela de Recursos (que contém a matriz de produção - \mathbf{V}) está contabilizada a matriz de produção de cada setor em relação aos produtos produzidos.

A matriz de usos (\mathbf{U}), em uma economia com n setores e m produtos, é mostrada, esquematicamente, na Tabela 38.

Tabela 38 – Esquema da Matriz de Usos

$$\mathbf{U} = [\mathbf{U}_{i,j}] = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{Matriz U} \\ \hline \mathbf{S}_1 & \mathbf{S}_2 & \dots & \mathbf{S}_n \end{matrix} \\ \begin{matrix} \mathbf{P}_1 \\ \mathbf{P}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{P}_m \end{matrix} & \begin{pmatrix} \mathbf{U}_{1,1} & \mathbf{U}_{1,2} & \dots & \mathbf{U}_{1,n} \\ \mathbf{U}_{2,1} & \mathbf{U}_{2,2} & \dots & \mathbf{U}_{2,n} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{U}_{m,1} & \mathbf{U}_{m,2} & \dots & \mathbf{U}_{m,n} \end{pmatrix} \end{matrix} \quad m \times n$$

Na Tabela 39, cada elemento u_{ij} da matriz representa o valor que um setor j usou como insumo de um produto i para realizar sua produção, identificada como X_j .

A demanda final em termos dos produtos pode ser representada pelo vetor \mathbf{E} , onde cada elemento representa a demanda final por um determinado produto. A quantidade (expressa em

valores monetários) de cada produto produzido para atender o consumo intermediário e a demanda final é representada pelo vetor **Q**.

Desta forma, pode-se escrever a relação:

$$\sum_{j=1}^n u_{ij} + e_i = q_i \quad (9)$$

Com, $1 \leq i \leq m$ e $1 \leq j \leq n$.

Na forma matricial pode-se escrever como:

$$\mathbf{U} \cdot \mathbf{i} + \mathbf{E} = \mathbf{Q} \quad (10)$$

onde **i** é um vetor coluna com todos os seus elementos iguais a um.

A partir dos elementos da matriz **U** é possível calcular os coeficientes técnicos diretos do consumo intermediário para cada setor produtivo, de forma similar à construção da matriz de coeficientes **A**.

Estes coeficientes são dados por:

$$b_{ij} = u_{ij} / X_j \quad (11)$$

Assim, os coeficientes técnicos diretos b_{ij} , calculados a partir da matriz **U** dão origem à matriz **B**, onde cada elemento deve ser interpretado como o valor que um setor j utiliza de insumo de um dado produto i para produzir uma unidade monetária.

Matricialmente pode-se escrever como:

$$\mathbf{B} = \mathbf{U} \cdot (\hat{\mathbf{X}})^{-1} \quad (12)$$

Sendo $\hat{\mathbf{X}}$ a matriz diagonal formada pelo vetor da produção setorial **X**,

$$\hat{\mathbf{X}} = \begin{bmatrix} X_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & X_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & X_n \end{bmatrix}$$

A equação (12) pode ser rescrita como $\mathbf{B} \cdot \hat{\mathbf{X}} = \mathbf{U}$ ou, multiplicando ambos os termos por \mathbf{i} , tem-se:

$$\mathbf{B} \cdot \hat{\mathbf{X}} \cdot \mathbf{i} = \mathbf{B} \cdot \mathbf{X} = \mathbf{U} \cdot \mathbf{i}$$

Portanto, através das equações (10) e (12), obtém-se:

$$\mathbf{B} \cdot \mathbf{X} + \mathbf{E} = \mathbf{Q} \quad (13)$$

Dentro da hipótese de uma economia com a produção de mais de um produto por setor, tem-se um número m de produtos maior do que um número n de setores ($m > n$). Assim, o sistema linear formado pela igualdade apresentada na equação matricial (13) aplicada à quantidade monetária de cada produto $\mathbf{B} \cdot \mathbf{X}$, fornece m equações com 2 incógnitas endógenas cada X_j e cada Q_i , ou seja, $n+m$ incógnitas.

O modelo aberto de insumo-produto, associado à Tabela de Transações apresentada na Tabela 36, conforme destacado por Cunha (2005 e 2011), considera que cada setor produz somente um produto, e que cada produto é feito por um único setor. Porém, Cunha (2011) comenta que, em geral, o número de produtos é superior ao número de setores produtivos.

A solução para a equação (13), portanto, depende da adoção de hipóteses. Por Guilhoto (2011), a primeira hipótese, conhecida como hipótese da tecnologia baseada na indústria, assume que o *mix* de produção de um dado setor pode ser alterado, porém este setor mantém a sua participação constante no mercado dos bens que produz. A segunda hipótese, da tecnologia baseada no produto, assume que o *mix* de produção de um dado setor não pode ser alterado, mas permite que a participação deste setor no mercado dos bens que produz se altere. Tal hipótese implica que, caso um dado setor queira aumentar ou diminuir a produção de um produto, ele terá de fazer o mesmo com toda a sua linha de produção.

5.2 Modelo com tecnologia baseada na indústria¹⁹

A hipótese da tecnologia baseada na indústria pode ser formulada considerando a participação de cada setor na produção de um produto. Inicia-se sua formulação a partir da matriz de produção \mathbf{V} (Tabela 39).

Tabela 39 – Matriz de produção (\mathbf{V})

$$\mathbf{V} = [\mathbf{V}_{i,j}] = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \mathbf{S}_1 \\ \mathbf{S}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{S}_n \end{array} \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{c} \mathbf{P}_1 \quad \mathbf{P}_2 \quad \dots \quad \mathbf{P}_m \end{array} \\ \left(\begin{array}{cccc} \mathbf{V}_{1,1} & \mathbf{V}_{1,2} & \dots & \mathbf{V}_{1,m} \\ \mathbf{V}_{2,1} & \mathbf{V}_{2,2} & \dots & \mathbf{V}_{2,m} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{V}_{n,1} & \mathbf{V}_{n,2} & \dots & \mathbf{V}_{n,m} \end{array} \right)_{n \times m} \end{array}$$

Os elementos v_{ij} da matriz \mathbf{V} representam o valor que um dado setor i produz de um dado produto j . A produção total de cada setor é dada pela somatória:

$$\sum_{j=1}^m v_{i,j} = X_i \text{ para } 1 \leq i \leq n \quad (14)$$

O valor da produção dos produtos pode ser verificado pela somatória das colunas da matriz transposta de \mathbf{V} , dada por:

$$\sum_{i=1}^n V^T_{j,i} = Q_j \text{ para } 1 \leq j \leq m \quad (15)$$

Assim, como a participação de cada setor na produção de um produto se mantém constante na hipótese tratada, pode-se definir a matriz de *Market Share*, matriz \mathbf{D} , com a participação de cada setor na produção de um dado produto. A matriz \mathbf{D} é formada pela divisão de cada elemento de uma coluna da matriz de produção \mathbf{V} pela sua soma, ou seja, o valor da produção do respectivo produto (Q_j). A equação (16) mostra a definição da matriz \mathbf{D} .

¹⁹ Esta seção é fundamentada em Miller e Blair (1985)

$$\mathbf{D} = \mathbf{V} \cdot (\hat{\mathbf{Q}}^{-1}) \text{ ou } \mathbf{D} \cdot \hat{\mathbf{Q}} = \mathbf{V} \quad (16)$$

Sendo $\hat{\mathbf{Q}}$ a matriz diagonal do valor da produção dos produtos,

$$\hat{\mathbf{Q}} = \begin{bmatrix} Q_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Q_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Q_m \end{bmatrix}$$

Conhecendo a matriz \mathbf{D} , ao multiplicar ambos os termos da equação (16) pelo vetor coluna com todos os seus elementos iguais a um (vetor \mathbf{i}) e substituindo a equação (14), obtém-se a igualdade:

$$\mathbf{X} = \mathbf{D} \cdot \mathbf{Q} \quad (17)$$

A equação (17), que é uma equação matricial, pode ser empregada em todos os n setores (n equações) e tem como variáveis endógenas os valores dos vetores \mathbf{X} e \mathbf{Q} ($n + m$ variáveis). Portanto, esta abordagem permite o desenvolvimento de um novo sistema linear que complementa o sistema linear de m equações definidas na equação (13).

Assim, substituindo a igualdade da equação (17) na equação (13), tem-se:

$$\mathbf{B} \cdot \mathbf{D} \cdot \mathbf{Q} + \mathbf{E} = \mathbf{Q} \quad (18)$$

Isolando \mathbf{Q} :

$$\mathbf{Q} = (\mathbf{I} - \mathbf{B} \cdot \mathbf{D})^{-1} \cdot \mathbf{E} \quad (19)$$

Cunha (2011) cita que a equação (19) é conhecida como a versão produto versus produto do modelo de insumo-produto com a hipótese de tecnologia baseada na indústria e que esta fornece os impactos sobre o valor da produção dos produtos (vetor \mathbf{Q}) necessário para atender à demanda final em termos dos produtos (vetor \mathbf{E}) computando-se os efeitos diretos e indiretos envolvidos em toda a cadeia produtiva.

5.3 Modelo com tecnologia baseada no produto²⁰

Inicia-se a formulação do modelo de tecnologia baseado no produto a partir da matriz de produção transposta \mathbf{V}^T (Tabela 40).

Dada a matriz transposta \mathbf{V}^T :

Tabela 40 – Matriz de produção (\mathbf{V}) transposta

$$\mathbf{V}^T = [\mathbf{V}_{j,i}] = \begin{array}{c} \mathbf{P}_1 \\ \mathbf{P}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{P}_m \end{array} \begin{array}{c} \text{Matriz } \mathbf{V}^T \\ \hline \begin{array}{cccc} \mathbf{S}_1 & \mathbf{S}_2 & \dots & \mathbf{S}_n \end{array} \\ \left(\begin{array}{cccc} \mathbf{V}_{1,1} & \mathbf{V}_{2,1} & \dots & \mathbf{V}_{n,1} \\ \mathbf{V}_{1,2} & \mathbf{V}_{2,2} & \dots & \mathbf{V}_{n,2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \mathbf{V}_{1,m} & \mathbf{V}_{2,m} & \dots & \mathbf{V}_{n,m} \end{array} \right)_{n \times m} \end{array}$$

Tomando como hipótese que caso um dado setor queira aumentar ou diminuir a produção de um produto, ele terá de fazer o mesmo com toda a sua linha de produção, ou seja, o *mix* de produção dos produtos de um setor não se altera, em termos relativos.

A soma das colunas da matriz transposta \mathbf{V}^T totaliza o vetor da produção \mathbf{Q} de cada produto. A equação (20) mostra esta somatória.

Ao dividir-se os elementos de uma coluna da matriz \mathbf{V}^T pelo valor da produção do dado setor (X_i) obtém-se a participação da produção de cada produto no valor da produção do setor. O conjunto de valores obtidos nesta operação define uma matriz (a matriz \mathbf{C}) com o *mix*, em termos relativos, de produção dos produtos de cada setor. A equação (21) apresenta a sua formulação em termos matriciais.

$$\sum_{i=1}^n V^T_{j,i} = Q_j \text{ para } 1 \leq j \leq m \quad (20)$$

²⁰ Esta seção é fundamentada em Cunha (2011).

e

$$\mathbf{C} = \mathbf{V}^T \cdot (\hat{\mathbf{X}})^{-1} \quad (21)$$

A matriz $\hat{\mathbf{X}}$ representa a mesma matriz diagonal apresentada na equação (12). Isolando-se \mathbf{V}^T na equação (21) e a partir da equação (20), conclui-se que:

$$\mathbf{Q} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{X} \quad (22)$$

Assim, a equação matricial (22) representa um sistema linear com m equações e $(n+m)$ variáveis endógenas (componentes dos vetores \mathbf{Q} e \mathbf{X}).

Como o sistema linear proveniente da equação (13) possui m equações, quando se adiciona o sistema com as (m) equações do sistema formado pela equação (22), tem-se um sistema com $2m$ equações. Desde que o número de produtos na economia seja superior ao de setores ($m > n$), haverá um excesso de $(m - n)$ variáveis.

Substituindo a equação (21) na equação (13), resulta:

$$\mathbf{B} \cdot \mathbf{X} + \mathbf{E} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{X} \quad (23)$$

Por fim, Cunha (2011) cita que quando $m > n$ é necessário adicionar $(m-n)$ variáveis endógenas, escolhidas dentre os m elementos do vetor \mathbf{E} , fazendo com que o sistema tenha uma solução única²¹. Para $m = n$ tem-se:

$$\mathbf{X} = (\mathbf{C} - \mathbf{B})^{-1} \cdot \mathbf{E} \quad (24)$$

A equação (24) apresenta o quanto um impacto na demanda final por produtos (vetor \mathbf{E}) impacta na produção total dos setores, considerando os efeitos diretos e indiretos envolvidos em toda a cadeia produtiva.

²¹ A solução será única se a matriz $(\mathbf{C} - \mathbf{B})$ não for singular.

5.4 Modelo de Tecnologia mista

Miller e Blair (1985) mencionam que um modelo que combine as hipóteses da tecnologia baseada na indústria e no produto é chamado de modelo de tecnologia mista, ou modelo híbrido. Neste trabalho, será apresentado um modelo de tecnologia mista que permita refletir as diferentes características da cadeia de produção do setor sucroenergético apresentadas nos cenários avaliados.

Este trabalho considera setores com diferentes características tecnológicas para produção de um mesmo produto, a energia elétrica, onde a exportação específica de eletricidade difere entre as unidades industriais avaliadas, mostradas na Tabela 33 e na Tabela 34 de acordo com cada cenário. Considera, também, que o *mix* de produção nas usinas não apresenta grande flexibilidade. Deste modo, no modelo construído para esta tese, a hipótese tecnológica assumida para o setor industrial sucroenergético será a da tecnologia baseada no produto, quando o *mix* de produção não se altera. Para os outros setores da economia, incluindo a produção da cana-de-açúcar, será adotada a hipótese da tecnologia baseada na indústria, onde a participação destes setores não se altera na economia.

Para a construção da metodologia será suposta uma economia com a participação dos setores sucroenergéticos de acordo com cada cenário. No **cenário BASE**, as atividades industriais (usinas) do setor sucroenergético foram divididas de acordo com a capacidade de exportação de eletricidade ao SIN. As usinas do grupo 0, na Tabela 33, que não exportarão eletricidade, foram classificadas dentro do setor SUCRO 1, as usinas do grupo 1 ao 5, com exportação de eletricidade igual, foram agrupadas no setor SUCRO 2 e as unidades do grupo 6 como setor SUCRO 3. Para o **cenário BIO**, as usinas do grupo 1 ao 4 foram classificadas como Sucro 4, o grupo 5 como setor Sucro 5. (Tabela 41)

Tabela 41 – Associação entre os setores Sucro e os grupos de usinas

Cenário BASE			Cenário BIO		
Setor	Grupo	kWh _{exp} /tc	Setor	Grupo	kWh _{exp} /tc
Sucro 1	GRUPO 0	0	Sucro 1	GRUPO 0	0
	GRUPO 1	97		GRUPO 1	130
	GRUPO 2	97		GRUPO 2	130
Sucro 2	GRUPO 3	97	Sucro 4	GRUPO 3	130
	GRUPO 4	97		GRUPO 4	130
	GRUPO 5	97		GRUPO 5	155
Sucro 3	GRUPO 6	69	Sucro 3	GRUPO 6	0

Em 2018, o IBGE publicou a matriz insumo-produto (MIP) do ano de 2015, em versões com 3 níveis de agregação: 12 setores e 12 produtos, 20 setores e 20 produtos e 67 setores e 127 produtos.

Neste trabalho, foi empregada uma MIP estimada para o ano de 2011 através da metodologia publicada por Guilhoto e Sesso Filho (2005) e cedida pelos Prof. Dr. Joaquim José Martins Guilhoto e Prof. Dr. Marcelo Pereira da Cunha. O nível de desagregação da matriz 2011 é mostrado na Tabela 42. O ano de 2011 foi usado porque a pesquisa realizada nesta tese requereu um nível de desagregação setorial (além daquele feito para o setor sucroenergético) não encontrado originalmente nos dados do IBGE e estimado, até então, como o mais recente pelos dois professores mencionados.

O modelo elaborado foi implementado no Software Excel® baseado em um nível de agregação de 70 setores e 70 produtos, em cada região estudada - Tradicional, Expansão e Resto do Brasil, já considerando a inclusão de três setores e dois produtos fictícios, permitindo a flexibilização das análises ao longo da execução do trabalho, caso fosse necessária a inclusão de mais rotas tecnológicas não avaliadas até o momento da concepção do modelo.

A representação da matriz de usos (U) do modelo é mostrada na Tabela 43 e da matriz de produção (V) do modelo na Tabela 44.

Tabela 42 – Nível de agregação utilizado no modelo de Insumo-Produto

Setores	Produtos
Setor Sucroenergético (2011)	Etanol
Sucro 1 0 kWhexp/tc	Açúcar
Sucro 2 97kWhexp/tc	Geração de energia elétrica (cana)
Sucro 3 69kWhexp/tc	Outros da agricultura
Sucro 4 130kWhexp/tc	Cana-de-açúcar (2011)
Sucro 5 155kWhexp/tc	Cana-de-açúcar (2030)
Outros da agricultura	Palha (2030)
Cana-de-açúcar (2011)	Bovino, outros animais vivos e leite
Cana-de-açúcar (2030)	Aves e ovos
Palha (2030)	Pesca e aquicultura (peixe, crustáceos e moluscos)
Bovino, outros animais vivos e leite	Carvão mineral
Aves e ovos	Minerais não metálicos
Pesca e aquicultura (peixe, crustáceos e moluscos)	Petróleo
Carvão mineral	Gás Natural
Minerais não metálicos	Minério de ferro
Petróleo	Minerais metálicos não ferrosos
Gás Natural	Carne de animais bovinos e suínos

Minério de ferro	Carne de aves
Minerais metálicos não ferrosos	Pescado industrializado
Carne de animais bovinos e suínos	Produtos do laticínio
Carne de aves	Outros produtos alimentares
Pescado industrializado	Produtos têxteis
Produtos do laticínio	Artigos do vestuário e calçados
Outros produtos alimentares	Produtos de madeira, exclusive móveis
Produtos têxteis	Celulose e papel
Artigos do vestuário e calçados	Serviços de impressão e reprodução
Produtos de madeira, exclusive móveis	Outros do refino
Celulose e papel	Gasóilcool
Serviços de impressão e reprodução	Diesel - biodiesel
Refino do petróleo	Gasolina automotiva ou para outros usos, exceto para aviação
Biodiesel B100 e outros biocombustíveis	Biodiesel B100 e outros biocombustíveis
Outros produtos químicos	Outros produtos químicos
Adubos e fertilizantes	Adubos e fertilizantes
Defensivos agrícolas e desinfetantes domissanitários	Defensivos agrícolas e desinfetantes domissanitários
Artigos de borracha e plástico	Artigos de borracha e plástico
Produtos de minerais não-metálicos	Produtos de minerais não-metálicos
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura
Metalurgia de metais não-ferrosos	Metalurgia de metais não-ferrosos
Peças fundidas de aço e de metais não ferrosos	Peças fundidas de aço e de metais não ferrosos
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos
Fabricação de produtos eletrônicos e equipamentos de comunicação	Fabricação de produtos eletrônicos e equipamentos de comunicação
Fabricação de equipamentos de informática e periféricos	Fabricação de equipamentos de informática e periféricos
Fabricação de equip. de medida, teste e controle, ópticos e eletromédicos	Fabricação de equip. de medida, teste e controle, ópticos e eletromédicos
Fabricação de eletrodomésticos	Fabricação de eletrodomésticos
Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos
Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	Tratores e outras máquinas agrícolas
Fabricação de outras máquinas e equipamentos mecânicos	Máquinas para a extração mineral e a construção
Fabricação de automóveis, camionetas e utilitários	Outras máquinas e equipamentos mecânicos
Fabricação de caminhões e ônibus	Automóveis, camionetas e utilitários

Fabricação de peças e acessórios para veículos automotores	Caminhões e ônibus, incl. cabines, carrocerias e reboques
Fabricação de outros equipamentos de transporte, exceto veículos automotores	Peças e acessórios para veículos automotores
Móveis e indústrias diversas	Aeronaves, embarcações e outros equipamentos de transporte
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	Móveis e indústrias diversas
Geração de energia elétrica (gás natural)	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos
Geração de energia elétrica (outras fósseis)	Geração de energia elétrica (gás natural)
Resto da geração de energia elétrica	Geração de energia elétrica (Outras fósseis)
GERAÇÃO TOTAL	Resto da geração de energia elétrica
Transmissão e distribuição de energia elétrica	Geração total
Gás natural e outras utilidades	Transmissão e distribuição de energia elétrica
Água, esgoto e reciclagem de resíduos	Gás natural e outras utilidades
Construção civil	Água, esgoto e reciclagem de resíduos
Comércio	Construção civil
Transportes	Comércio
Armazenamento e correio	Transportes
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	Armazenamento e correio
Serviços privados	Intermediação financeira, seguros e previdência complementar
Serviços públicos	Serviços privados
Setor fictício 1	Serviços públicos
Setor fictício 2	Produto fictício 1
Setor fictício 3	Produto fictício 2

Baseado na hipótese de tecnologia mista, foi construído um sistema de equações para o modelo de insumo-produto elaborado para esta pesquisa. A partir da Equação (10) e da Equação (11), é possível estabelecer a relação:

$$\sum_{j=1}^n b_{ij} \cdot X_j + e_i = q_i \quad (25)$$

Tabela 43 – Representação da Matriz de Usos (Matriz **U**) do modelo

Tabela 44 – Representação da Matriz de Produção (Matriz V) do modelo

MATRIZ U			Região Tradicional (R1)						Região Expansão (R2)						Região Resto do Brasil (R3)						Demanda Final	Demanda Total			
			Setor	Setor	...	Setor	...	Setor 69	Setor 70	Setor	Setor	...	Setor	...	Setor 139	Setor 140	Setor	Setor	...	Setor			...	Setor 209	Setor 210
			Sucro 1 - R1	Sucro 2 - R1	...	Sucro 6 - R1	...	S69	S70	Sucro 1 - R2	Sucro 2 - R2	...	Sucro 6 - R2	...	S139	S140	Sucro 1 - R3	Sucro 2 - R3	...	Sucro 6 - R3			...	S209	S210
			S1	S2	...	S6	...	S69	S70	S71	S72	...	S76	...	S139	S140	S141	S142	...	S146			...	S209	S210
Região 1	Etanol - R1	P1	u _{1,1}	u _{1,2}	...	u _{1,6}	...	u _{1,69}	u _{1,70}	u _{1,71}	u _{1,72}	...	u _{1,76}	...	u _{1,139}	u _{1,140}	u _{1,141}	u _{1,142}	...	u _{1,146}	...	u _{1,209}	u _{1,210}	E ₁	Q ₁
	Açúcar - R1	P2	u _{2,1}	u _{2,2}	...	u _{2,6}	...	u _{2,69}	u _{2,70}	u _{2,71}	u _{2,72}	...	u _{2,76}	...	u _{2,139}	u _{2,140}	u _{2,141}	u _{2,142}	...	u _{2,146}	...	u _{2,209}	u _{2,210}	E ₂	Q ₂
	Eletricidade	P3	u _{3,1}	u _{3,2}	...	u _{3,6}	...	u _{3,69}	u _{3,70}	u _{3,71}	u _{3,72}	...	u _{3,76}	...	u _{3,139}	u _{3,140}	u _{3,141}	u _{3,142}	...	u _{3,146}	...	u _{3,209}	u _{3,210}	E ₃	Q ₃
	Cana -R1	P4	u _{4,1}	u _{4,2}	...	u _{4,6}	...	u _{4,69}	u _{4,70}	u _{4,71}	u _{4,72}	...	u _{4,76}	...	u _{4,139}	u _{4,140}	u _{4,141}	u _{4,142}	...	u _{4,146}	...	u _{4,209}	u _{4,210}	E ₄	Q ₄
	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮
	Produto 69	P69	u _{69,1}	u _{69,2}	...	u _{69,6}	...	u _{69,69}	u _{69,70}	u _{69,71}	u _{69,72}	...	u _{69,76}	...	u _{69,139}	u _{69,140}	u _{69,141}	u _{69,142}	...	u _{69,146}	...	u _{69,209}	u _{69,210}	E ₆₉	Q ₆₉
	Produto 70	P70	u _{70,1}	u _{70,2}	...	u _{70,6}	...	u _{70,69}	u _{70,70}	u _{70,71}	u _{70,72}	...	u _{70,76}	...	u _{70,139}	u _{70,140}	u _{70,141}	u _{70,142}	...	u _{70,146}	...	u _{70,209}	u _{70,210}	E ₇₀	Q ₇₀
Região 2	Etanol - R2	P71	u _{71,1}	u _{71,2}	...	u _{71,6}	...	u _{71,69}	u _{71,70}	u _{71,71}	u _{71,72}	...	u _{71,76}	...	u _{71,139}	u _{71,140}	u _{71,141}	u _{71,142}	...	u _{71,146}	...	u _{71,209}	u _{71,210}	E ₇₁	Q ₇₁
	Açúcar - R2	P72	u _{72,1}	u _{72,2}	...	u _{72,6}	...	u _{72,69}	u _{72,70}	u _{72,71}	u _{72,72}	...	u _{72,76}	...	u _{72,139}	u _{72,140}	u _{72,141}	u _{72,142}	...	u _{72,146}	...	u _{72,209}	u _{72,210}	E ₇₂	Q ₇₂
	Eletricidade	P73	u _{73,1}	u _{73,2}	...	u _{73,6}	...	u _{73,69}	u _{73,70}	u _{73,71}	u _{73,72}	...	u _{73,76}	...	u _{73,139}	u _{73,140}	u _{73,141}	u _{73,142}	...	u _{73,146}	...	u _{73,209}	u _{73,210}	E ₇₃	Q ₇₃
	Cana	P74	u _{74,1}	u _{74,2}	...	u _{74,6}	...	u _{74,69}	u _{74,70}	u _{74,71}	u _{74,72}	...	u _{74,76}	...	u _{74,139}	u _{74,140}	u _{74,141}	u _{74,142}	...	u _{74,146}	...	u _{74,209}	u _{74,210}	E ₇₄	Q ₇₄
	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮
	Produto 139	P139	u _{139,1}	u _{139,2}	...	u _{139,6}	...	u _{139,69}	u _{139,70}	u _{139,71}	u _{139,72}	...	u _{139,76}	...	u _{139,139}	u _{139,140}	u _{139,141}	u _{139,142}	...	u _{139,146}	...	u _{139,209}	u _{139,210}	E ₁₃₉	Q ₁₃₉
	Produto 140	P140	u _{140,1}	u _{140,2}	...	u _{140,6}	...	u _{140,69}	u _{140,70}	u _{140,71}	u _{140,72}	...	u _{140,76}	...	u _{140,139}	u _{140,140}	u _{140,141}	u _{140,142}	...	u _{140,146}	...	u _{140,209}	u _{140,210}	E ₁₄₀	Q ₁₄₀
Região 3	Etanol - R3	P141	u _{141,1}	u _{141,2}	...	u _{141,6}	...	u _{141,69}	u _{141,70}	u _{141,71}	u _{141,72}	...	u _{141,76}	...	u _{141,139}	u _{141,140}	u _{141,141}	u _{141,142}	...	u _{141,146}	...	u _{141,209}	u _{141,210}	E ₁₄₁	Q ₁₄₁
	Açúcar - R3	P142	u _{142,1}	u _{142,2}	...	u _{142,6}	...	u _{142,69}	u _{142,70}	u _{142,71}	u _{142,72}	...	u _{142,76}	...	u _{142,139}	u _{142,140}	u _{142,141}	u _{142,142}	...	u _{142,146}	...	u _{142,209}	u _{142,210}	E ₁₄₂	Q ₁₄₂
	Eletricidade	P143	u _{143,1}	u _{143,2}	...	u _{143,6}	...	u _{143,69}	u _{143,70}	u _{143,71}	u _{143,72}	...	u _{143,76}	...	u _{143,139}	u _{143,140}	u _{143,141}	u _{143,142}	...	u _{143,146}	...	u _{143,209}	u _{143,210}	E ₁₄₃	Q ₁₄₃
	Cana	P144	u _{144,1}	u _{144,2}	...	u _{144,6}	...	u _{144,69}	u _{144,70}	u _{144,71}	u _{144,72}	...	u _{144,76}	...	u _{144,139}	u _{144,140}	u _{144,141}	u _{144,142}	...	u _{144,146}	...	u _{144,209}	u _{144,210}	E ₁₄₄	Q ₁₄₄
	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮	...	⋮	...	⋮	⋮	⋮	⋮
	Produto 209	P209	u _{209,1}	u _{209,2}	...	u _{209,6}	...	u _{209,69}	u _{209,70}	u _{209,71}	u _{209,72}	...	u _{209,76}	...	u _{209,139}	u _{209,140}	u _{209,141}	u _{209,142}	...	u _{209,146}	...	u _{209,209}	u _{209,210}	E ₂₀₉	Q ₂₀₉
	Produto 210	P210	u _{210,1}	u _{210,2}	...	u _{210,6}	...	u _{210,69}	u _{210,70}	u _{210,71}	u _{210,72}	...	u _{210,76}	...	u _{210,139}	u _{210,140}	u _{210,141}	u _{210,142}	...	u _{210,146}	...	u _{210,209}	u _{210,210}	E ₂₁₀	Q ₂₁₀

MATRIZ V		Região Tradicional (R1)								Região Expansão (R2)								Região Resto do Brasil (R3)								Produção																		
		Etanol - R1		Açúcar - R1		Eletricidade Cana - R1		Cana		...		Produto 69		Produto 70		Etanol - R2		Açúcar - R2		Eletricidade Cana - R2		Cana		...			Produto 139		Produto 140		Etanol - R3		Açúcar - R3		Eletricidade Cana - R3		Cana		...		Produto 209		Produto 210	
		P1	P2	P3	P4	...	P69	P70	P71	P72	P73	P74	...	P139	P140	P141	P142	P143	P144	...	P209	P210																						
Região 1	Sector Sucrio 1 - R1	S1	C _{1,1} .X ₁	C _{1,3} .X ₂	C _{1,3} .X ₃	D _{1,4} .Q ₄		D _{1,69} .Q ₆₉	D _{1,69} .Q ₆₉	C _{1,71} .X ₇₁	C _{1,72} .X ₇₂	C _{1,73} .X ₇₃	D _{1,74} .Q ₇₄		D _{1,139} .Q ₁₃₉	D _{1,139} .Q ₁₃₉	C _{1,141} .X ₁₄₁	C _{1,142} .X ₁₄₂	C _{1,143} .X ₁₄₃	D _{1,144} .Q ₁₄₄		D _{1,209} .Q ₂₀₉	D _{1,210} .Q ₂₁₀	X ₁																				
	Sector Sucrio 2 - R1	S2	C _{2,1} .X ₁	C _{2,3} .X ₂	C _{2,3} .X ₃	D _{2,4} .Q ₄	...	D _{2,69} .Q ₆₉	D _{2,70} .Q ₇₀	C _{2,71} .X ₇₁	C _{2,72} .X ₇₂	C _{2,73} .X ₇₃	D _{2,74} .Q ₇₄	...	D _{2,139} .Q ₁₃₉	D _{2,140} .Q ₁₄₀	C _{2,141} .X ₁₄₁	C _{2,142} .X ₁₄₂	C _{2,143} .X ₁₄₃	D _{2,144} .Q ₁₄₄	...	D _{2,209} .Q ₂₀₉	D _{2,210} .Q ₂₁₀	X ₂																				
	:	:	:	:	:	:		:	:	:	:	:	:		:	:	:	:	:	:	:		:	:	:																			
	Sector Sucrio 7 - R1	S7	C _{7,1} .X ₁	C _{7,3} .X ₂	C _{7,3} .X ₃	D _{7,4} .Q ₄		D _{7,69} .Q ₆₉	D _{7,70} .Q ₇₀	C _{7,71} .X ₇₁	C _{7,72} .X ₇₂	C _{7,73} .X ₇₃	D _{7,74} .Q ₇₄		D _{7,139} .Q ₁₃₉	D _{7,140} .Q ₁₄₀	C _{7,141} .X ₁₄₁	C _{7,142} .X ₁₄₂	C _{7,143} .X ₁₄₃	D _{7,144} .Q ₁₄₄		D _{7,209} .Q ₂₀₉	D _{7,210} .Q ₂₁₀	X ₇																				
	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:																			
Região 2	Sector 69	S69	D _{69,1} .Q ₁	D _{69,2} .Q ₂	D _{69,3} .Q ₃	D _{69,4} .Q ₄		D _{69,69} .Q ₆₉	D _{69,70} .Q ₇₀	D _{69,71} .Q ₇₁	D _{69,72} .Q ₇₂	D _{69,73} .Q ₇₃	D _{69,74} .Q ₇₄		D _{69,139} .Q ₁₃₉	D _{69,140} .Q ₁₄₀	D _{69,141} .Q ₁₄₁	D _{69,142} .Q ₁₄₂	D _{69,143} .Q ₁₄₃	D _{69,144} .Q ₁₄₄		D _{69,209} .Q ₂₀₉	D _{69,210} .Q ₂₁₀	X ₆₉																				
	Sector 70	S70	D _{70,1} .Q ₁	D _{70,2} .Q ₂	D _{70,3} .Q ₃	D _{70,4} .Q ₄		D _{70,69} .Q ₆₉	D _{70,70} .Q ₇₀	D _{70,71} .Q ₇₁	D _{70,72} .Q ₇₂	D _{70,73} .Q ₇₃	D _{70,74} .Q ₇₄		D _{70,139} .Q ₁₃₉	D _{70,140} .Q ₁₄₀	D _{70,141} .Q ₁₄₁	D _{70,142} .Q ₁₄₂	D _{70,143} .Q ₁₄₃	D _{70,144} .Q ₁₄₄		D _{70,209} .Q ₂₀₉	D _{70,210} .Q ₂₁₀	X ₇₀																				
	Sector Sucrio 1 - R2	S71	C _{71,1} .X ₁	C _{71,2} .X ₂	C _{71,3} .X ₃	D _{71,4} .Q ₄		D _{71,69} .Q ₆₉	D _{71,69} .Q ₆₉	C _{71,71} .X ₇₁	C _{71,72} .X ₇₂	C _{71,73} .X ₇₃	D _{71,74} .Q ₇₄		D _{71,139} .Q ₁₃₉	D _{71,140} .Q ₁₄₀	C _{71,141} .X ₁₄₁	C _{71,142} .X ₁₄₂	C _{71,143} .X ₁₄₃	D _{71,144} .Q ₁₄₄		D _{71,209} .Q ₂₀₉	D _{71,210} .Q ₂₁₀	X ₇₁																				
	Sector Sucrio 2 - R2	S72	C _{72,1} .X ₁	C _{72,2} .X ₂	C _{72,3} .X ₃	D _{72,4} .Q ₄	...	D _{72,69} .Q ₆₉	D _{72,70} .Q ₇₀	C _{72,71} .X ₇₁	C _{72,72} .X ₇₂	C _{72,73} .X ₇₃	D _{72,74} .Q ₇₄	...	D _{72,139} .Q ₁₃₉	D _{72,140} .Q ₁₄₀	C _{72,141} .X ₁₄₁	C _{72,142} .X ₁₄₂	C _{72,143} .X ₁₄₃	D _{72,144} .Q ₁₄₄	...	D _{72,209} .Q ₂₀₉	D _{72,210} .Q ₂₁₀	X ₇₂																				
	:	:	:	:	:	:		:	:	:	:	:	:		:	:	:	:	:	:	:		:	:	:																			
Região 3	Sector Sucrio 6 - R2	S77	C _{77,1} .X ₁	C _{77,2} .X ₂	C _{77,3} .X ₃	D _{77,4} .Q ₄		D _{77,69} .Q ₆₉	D _{77,70} .Q ₇₀	C _{77,71} .X ₇₁	C _{77,72} .X ₇₂	C _{77,73} .X ₇₃	D _{77,74} .Q ₇₄		D _{77,139} .Q ₁₃₉	D _{77,140} .Q ₁₄₀	C _{77,141} .X ₁₄₁	C _{77,142} .X ₁₄₂	C _{77,143} .X ₁₄₃	D _{77,144} .Q ₁₄₄		D _{77,209} .Q ₂₀₉	D _{77,210} .Q ₂₁₀	X ₇₇																				
	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:																			
	Sector 139	S139	D _{139,1} .Q ₁	D _{139,2} .Q ₂	D _{139,3} .Q ₃	D _{139,4} .Q ₄		D _{139,69} .Q ₆₉	D _{139,70} .Q ₇₀	D _{139,71} .Q ₇₁	D _{139,72} .Q ₇₂	D _{139,73} .Q ₇₃	D _{139,74} .Q ₇₄		D _{139,139} .Q ₁₃₉	D _{139,140} .Q ₁₄₀								X ₁₃₉																				
	Sector 140	S140	D _{140,1} .Q ₁	D _{140,2} .Q ₂	D _{140,3} .Q ₃	D _{140,4} .Q ₄		D _{140,69} .Q ₆₉	D _{140,70} .Q ₇₀	D _{140,71} .Q ₇₁	D _{140,72} .Q ₇₂	D _{140,73} .Q ₇₃	D _{140,74} .Q ₇₄		D _{140,139} .Q ₁₃₉	D _{140,140} .Q ₁₄₀								X ₁₄₀																				
	Sector Sucrio 1 - R3	S141	C _{141,1} .X ₁	C _{141,2} .X ₂	C _{141,3} .X ₃	D _{141,4} .Q ₄		D _{141,69} .Q ₆₉	D _{141,69} .Q ₆₉	C _{141,71} .X ₇₁	C _{141,72} .X ₇₂	C _{141,73} .X ₇₃	D _{141,74} .Q ₇₄		D _{141,139} .Q ₁₃₉	D _{141,140} .Q ₁₄₀	C _{141,141} .X ₁₄₁	C _{141,142} .X ₁₄₂	C _{141,143} .X ₁₄₃	D _{141,144} .Q ₁₄₄		D _{141,209} .Q ₂₀₉	D _{141,210} .Q ₂₁₀	X ₁₄₁																				
Sector Sucrio 2 - R3	S142	C _{142,1} .X ₁	C _{142,2} .X ₂	C _{142,3} .X ₃	D _{142,4} .Q ₄	...	D _{142,69} .Q ₆₉	D _{142,70} .Q ₇₀	C _{142,71} .X ₇₁	C _{142,72} .X ₇₂	C _{142,73} .X ₇₃	D _{142,74} .Q ₇₄	...	D _{142,139} .Q ₁₃₉	D _{142,140} .Q ₁₄₀	C _{142,141} .X ₁₄₁	C _{142,142} .X ₁₄₂	C _{142,143} .X ₁₄₃	D _{142,144} .Q ₁₄₄	...	D _{142,209} .Q ₂₀₉	D _{142,210} .Q ₂₁₀	X ₁₄₂																					
Região 4	:	:	:	:	:	:		:	:	:	:	:	:		:	:	:	:	:	:	:		:	:	:																			
	Sector Sucrio 6 - R3	S147	C _{147,1} .X ₁	C _{147,2} .X ₇	C _{147,3} .X ₃	D _{147,4} .Q ₄		D _{147,69} .Q ₆₉	D _{147,70} .Q ₇₀	C _{147,71} .X ₇₁	C _{147,72} .X ₇₁	C _{147,73} .X ₇₃	D _{147,74} .Q ₇₄		D _{147,139} .Q ₁₃₉	D _{147,140} .Q ₁₄₀	C _{147,141} .X ₁₄₁	C _{147,142} .X ₁₄₂	C _{147,143} .X ₁₄₃	D _{147,144} .Q ₁₄₄		D _{147,209} .Q ₂₀₉	D _{147,210} .Q ₂₁₀	X ₁₄₇																				
	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:	:	:	:	:	...	:	:	:																			
	Sector 209	S209	D _{209,1} .Q ₁	D _{209,2} .Q ₂	D _{209,3} .Q ₃	D _{209,4} .Q ₄		D _{209,69} .Q ₆₉	D _{209,70} .Q ₇₀	D _{209,71} .Q ₇₁	D _{209,72} .Q ₇₂	D _{209,73} .Q ₇₃	D _{209,74} .Q ₇₄		D _{209,139} .Q ₁₃₉	D _{209,140} .Q ₁₄₀	D _{209,141} .Q ₁₄₁	D _{209,142} .Q ₁₄₂	D _{209,143} .Q ₁₄₃	D _{209,144} .Q ₁₄₄		D _{209,209} .Q ₂₀₉	D _{209,210} .Q ₂₁₀	X ₂₀₉																				
	Sector 210	S210	D _{210,1} .Q ₁	D _{210,2} .Q ₂	D _{210,3} .Q ₃	D _{210,4} .Q ₄		D _{210,69} .Q ₆₉	D _{210,70} .Q ₇₀	D _{210,71} .Q ₇₁	D _{210,72} .Q ₇₂	D _{210,73} .Q ₇₃	D _{210,74} .Q ₇₄		D _{210,139} .Q ₁₃₉	D _{210,140} .Q ₁₄₀	D _{210,141} .Q ₁₄₁	D _{210,142} .Q ₁₄₂	D _{210,143} .Q ₁₄₃	D _{210,144} .Q ₁₄₄		D _{210,209} .Q ₂₀₉	D _{210,210} .Q ₂₁₀	X ₂₁₀																				
Demanda Total (Q)		Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	...	Q ₆₉	Q ₇₀	Q ₇₁	Q ₇₂	Q ₇₃	Q ₇₄	...	Q ₁₃₉	Q ₁₄₀	Q ₁₄₁	Q ₁₄₂	Q ₁₄₃	Q ₁₄₄	...	Q ₂₀₉	Q ₂₁₀																						

Considerando a matriz de usos (**U**) do modelo, mostrada na Tabela 43, pode-se escrever um sistema de 210 equações, uma para cada produto e em cada região, conforme o sistema de Equações (26).

$$\left\{ \begin{array}{l} B_{1,1} \cdot X_1 + B_{1,2} \cdot X_2 + B_{1,3} \cdot X_3 + \dots + B_{1,210} \cdot X_{210} + E_1 = Q_1 \\ B_{2,1} \cdot X_1 + B_{2,2} \cdot X_2 + B_{2,3} \cdot X_3 + \dots + B_{2,210} \cdot X_{210} + E_2 = Q_2 \\ \vdots \\ B_{210,1} \cdot X_1 + B_{210,2} \cdot X_2 + B_{210,3} \cdot X_3 + \dots + B_{210,210} \cdot X_{210} + E_{210} = Q_{210} \end{array} \right. \quad (26)$$

Conforme a hipótese de tecnologia baseada no produto, Equação (22), através da Tabela 44 pode-se escrever nove equações, uma para cada produto do setor sucroenergético (etanol, açúcar e eletricidade) em cada uma das regiões, conforme o sistema de Equações (27).

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{1,1} \cdot X_1 + C_{2,1} \cdot X_1 + \dots + C_{7,1} \cdot X_1 + D_{209,1} \cdot X_1 + D_{210,1} \cdot X_1 = Q_1 \\ C_{1,2} \cdot X_2 + C_{2,2} \cdot X_2 + \dots + C_{7,2} \cdot X_2 + D_{209,2} \cdot X_2 + D_{210,2} \cdot X_2 = Q_2 \\ C_{1,3} \cdot X_3 + C_{2,3} \cdot X_3 + \dots + C_{7,3} \cdot X_3 + D_{209,3} \cdot X_3 + D_{210,3} \cdot X_3 = Q_3 \\ C_{1,71} \cdot X_{71} + C_{2,71} \cdot X_{71} + \dots + C_{7,71} \cdot X_{71} + D_{209,71} \cdot X_{71} + D_{210,71} \cdot X_{71} = Q_{71} \\ C_{1,72} \cdot X_{72} + C_{2,72} \cdot X_{72} + \dots + C_{7,72} \cdot X_{72} + D_{209,72} \cdot X_{72} + D_{210,72} \cdot X_{72} = Q_{72} \\ C_{1,73} \cdot X_{73} + C_{2,73} \cdot X_{73} + \dots + C_{7,73} \cdot X_{73} + D_{209,73} \cdot X_{73} + D_{210,73} \cdot X_{73} = Q_{73} \\ C_{1,141} \cdot X_{141} + C_{2,141} \cdot X_{141} + \dots + C_{7,141} \cdot X_{141} + D_{209,141} \cdot X_{141} + D_{210,141} \cdot X_{141} = Q_{141} \\ C_{1,142} \cdot X_{142} + C_{2,142} \cdot X_{142} + \dots + C_{7,142} \cdot X_{142} + D_{209,142} \cdot X_{142} + D_{210,142} \cdot X_{142} = Q_{142} \\ C_{1,143} \cdot X_{143} + C_{2,143} \cdot X_{143} + \dots + C_{7,143} \cdot X_{143} + D_{209,143} \cdot X_{143} + D_{210,143} \cdot X_{143} = Q_{143} \end{array} \right. \quad (27)$$

Com a hipótese da tecnologia baseada na indústria e, de acordo com a Equação (17), para os demais 63 setores de cada região, pode-se obter um terceiro sistema de Equações (28), com 189 equações.

$$\left\{ \begin{array}{l} X_8 = D_{8,1} \cdot Q_1 + D_{8,2} \cdot Q_2 + D_{8,3} \cdot Q_3 + \dots + D_{8,210} \cdot Q_{210} \\ X_9 = D_{9,1} \cdot Q_1 + D_{9,2} \cdot Q_2 + D_{9,3} \cdot Q_3 + \dots + D_{9,210} \cdot Q_{210} \\ \vdots \\ X_{210} = D_{210,1} \cdot Q_1 + D_{210,2} \cdot Q_2 + D_{210,3} \cdot Q_3 + \dots + D_{210,210} \cdot Q_{210} \end{array} \right. \quad (28)$$

Desta forma, com os sistemas de Equações (26), (27) e (28), resultam em 408 equações e 630 variáveis - 210 variáveis relativas ao vetor **E**, 210 relativas ao vetor **Q** e 210 relativas ao

vetor \mathbf{X} . Um sistema linear com solução única deve ter o mesmo número de equações e variáveis endógenas; desta forma, para o fechamento²² do modelo, foram escolhidas 222 variáveis exógenas (630 variáveis menos 408 equações) entre as 630 variáveis.

As variáveis exógenas selecionadas foram (i) os valores das produções dos setores industriais sucroenergéticos (parte do vetor \mathbf{X}), sendo 7 setores “sucro” em 3 regiões, totalizando 21 variáveis exógenas, e (ii) mais 201 variáveis exógenas, correspondendo às demandas finais por produtos (quase todo o vetor \mathbf{E}), exceto as demandas finais por etanol, açúcar e eletricidade da cana em cada região, que permaneceram endógenas no modelo.

Agora com um sistema que contém 408 equações, contemplando 408 variáveis endógenas e 222 variáveis exógenas, o sistema de equações pode ser modelado como:

$$\left[\begin{array}{l}
 B_{1,1} \cdot X_1 + B_{1,2} \cdot X_2 + B_{1,3} \cdot X_3 + \dots + B_{1,210} \cdot X_{210} + E_1 = Q_1 \\
 B_{2,1} \cdot X_1 + B_{2,2} \cdot X_2 + B_{2,3} \cdot X_3 + \dots + B_{2,210} \cdot X_{210} + E_2 = Q_2 \\
 \vdots \\
 B_{210,1} \cdot X_1 + B_{210,2} \cdot X_2 + B_{210,3} \cdot X_3 + \dots + B_{210,210} \cdot X_{210} + E_{210} = Q_{210} \\
 \\
 C_{1,1} \cdot X_1 + C_{2,1} \cdot X_1 + \dots + C_{7,1} \cdot X_1 + D_{209,1} \cdot X_1 + D_{210,1} \cdot X_1 = Q_1 \\
 C_{1,2} \cdot X_2 + C_{2,2} \cdot X_2 + \dots + C_{7,2} \cdot X_2 + D_{209,2} \cdot X_2 + D_{210,2} \cdot X_2 = Q_2 \\
 C_{1,3} \cdot X_3 + C_{2,3} \cdot X_3 + \dots + C_{7,3} \cdot X_3 + D_{209,3} \cdot X_3 + D_{210,3} \cdot X_3 = Q_3 \\
 C_{1,71} \cdot X_{71} + C_{2,71} \cdot X_{71} + \dots + C_{7,71} \cdot X_{71} + D_{209,71} \cdot X_{71} + D_{210,71} \cdot X_{71} = Q_{71} \\
 C_{1,72} \cdot X_{72} + C_{2,72} \cdot X_{72} + \dots + C_{7,72} \cdot X_{72} + D_{209,72} \cdot X_{72} + D_{210,72} \cdot X_{72} = Q_{72} \\
 C_{1,73} \cdot X_{73} + C_{2,73} \cdot X_{73} + \dots + C_{7,73} \cdot X_{73} + D_{209,73} \cdot X_{73} + D_{210,73} \cdot X_{73} = Q_{73} \\
 C_{1,141} \cdot X_{141} + C_{2,141} \cdot X_{141} + \dots + C_{7,141} \cdot X_{141} + D_{209,141} \cdot X_{141} + D_{210,141} \cdot X_{141} = Q_{141} \\
 C_{1,142} \cdot X_{142} + C_{2,142} \cdot X_{142} + \dots + C_{7,142} \cdot X_{142} + D_{209,142} \cdot X_{142} + D_{210,142} \cdot X_{142} = Q_{142} \\
 C_{1,143} \cdot X_{143} + C_{2,143} \cdot X_{143} + \dots + C_{7,143} \cdot X_{143} + D_{209,143} \cdot X_{143} + D_{210,143} \cdot X_{143} = Q_{143} \\
 \\
 D_{8,1} \cdot Q_1 + D_{8,2} \cdot Q_2 + D_{8,3} \cdot Q_3 + \dots + D_{8,209} \cdot Q_{209} + D_{8,210} \cdot Q_{210} = X_8 \\
 D_{9,1} \cdot Q_1 + D_{9,2} \cdot Q_2 + D_{9,3} \cdot Q_3 + \dots + D_{9,209} \cdot Q_{209} + D_{9,210} \cdot Q_{210} = X_9 \\
 \\
 D_{210,1} \cdot Q_1 + D_{210,2} \cdot Q_2 + D_{210,3} \cdot Q_3 + \dots + D_{210,209} \cdot Q_{209} + D_{210,210} \cdot Q_{210} = X_{210}
 \end{array} \right. \quad (29)$$

O sistema de equações (29) pode ser escrito como uma equação matricial, como apresentado na Equação (30), onde todas as variáveis (endógenas e exógenas) são colocadas no primeiro membro:

$$\mathbf{M} \cdot \mathbf{V} = \mathbf{0} \quad (30)$$

²² A expressão “fechamento do modelo” diz respeito à escolha de variáveis exógenas, entre todas as variáveis, de tal modo que o modelo (i) possua solução matemática e (ii) faça sentido econômico (tratando-se de um modelo de Insumo-Produto).

Onde \mathbf{M} é a matriz com os coeficientes das equações, \mathbf{V} é o vetor das variáveis (endógenas e exógenas) e $\mathbf{0}$ é o vetor nulo.

Na Equação (30), o primeiro membro pode ser particionado entre as variáveis endógenas e exógenas.

$$[\mathbf{M}_{\text{End}} \quad \mathbf{M}_{\text{Exo}}] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{\text{End}} \\ \mathbf{V}_{\text{Exo}} \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (31)$$

A Equação (31) pode ser expressa através da Equação (32):

$$\mathbf{M}_{\text{End}} \cdot \mathbf{V}_{\text{End}} + \mathbf{M}_{\text{Exo}} \cdot \mathbf{V}_{\text{Exo}} = \mathbf{0} \quad (32)$$

A solução da Equação (32) é:

$$\mathbf{V}_{\text{End}} = -\mathbf{M}_{\text{End}}^{-1} \cdot \mathbf{M}_{\text{Exo}} \cdot \mathbf{V}_{\text{Exo}} \quad (33)$$

Assim, a Equação (33) simplifica o modelo e mostra que através de um choque (mudança) nas variáveis exógenas (vetor \mathbf{V}_{Exo}), pode-se verificar o respectivo impacto nas variáveis endógenas (vetor \mathbf{V}_{End}).

Cunha (2011) comenta que, de posse dos impactos nos valores da produção de cada setor, a partir um choque realizado, é possível calcular, também, os impactos sobre outras variáveis de interesse, como o PIB, empregos gerados, uso de energia primária, emissões de gases de efeito estufa, entre outras.

Para o cálculo de outros impactos utiliza-se o mesmo conceito de coeficiente técnico. Por exemplo, baseada na razão entre o número de empregos de um dado setor pela sua produção total, obtém-se seu coeficiente técnico direto de emprego. Com base nos coeficientes técnicos de emprego (elementos do vetor \mathbf{Emp}), cujo cálculo é apresentado na Equação (34), para qualquer impacto na produção dos setores, devido a um dado choque nas variáveis exógenas, pode-se avaliar o impacto na geração de empregos simplesmente multiplicando, em cada setor, as mudanças em seus valores da produção pelos respectivos coeficientes técnicos de emprego.

$$\mathbf{Emp} = \begin{bmatrix} \text{Emp}_{s1}/X_1 \\ \text{Emp}_{s2}/X_2 \\ \text{Emp}_{s3}/X_3 \\ \vdots \\ \text{Emp}_{sn}/X_n \end{bmatrix} \quad (34)$$

Onde:

Emp_{si} diz respeito à quantidade de empregos do setor i no ano de referência
e

X_i diz respeito ao valor da produção do setor i no ano de referência

5.5 Choques e resultados

O modelo de insumo-produto elaborado nesta pesquisa teve como objetivo avaliar os impactos socioeconômicos considerando a mudança de tecnologia exclusivamente do setor sucroenergético, mantendo o restante da estrutura econômica constante.

Com base na produção do setor sucroenergético projetada para 2030 e nos investimentos estimados, conforme apresentado no capítulo 4, foram determinados os valores monetários dos choques a serem realizados nas variáveis exógenas descritas na seção anterior – seção 5.4. Para o cenário em 2030, o *mix* de produção de etanol, nas usinas produtoras de etanol e açúcar, foi de 58,5%, além do volume de etanol produzido nas destilarias produtoras de etanol convencional e celulósico. Os preços regionais do açúcar e etanol foram calculados através de médias ponderadas para o açúcar branco e VHP²³ e etanol anidro e hidratado, conforme dados de PECEGE (2012).

Os impactos monetários resultantes obtidos pelo modelo foram corrigidos para reais de 2019, permitindo uma melhor percepção de seus valores quando a pesquisa apresentada nesta tese foi concluída.

Os choques em valores monetários são mostrados na Tabela 45. Para os investimentos em expansão foram considerados um horizonte de 10 anos. A distribuição do investimento nos setores acionados seguiu como base a distribuição apresentada por Neves, Trombim e Consoli (2010), levando também em consideração os investimentos agrícolas estimados.

²³ Açúcar VHP (*Very High Polarization*) é o açúcar bruto, utilizado como matéria-prima para outros processos e destinado ao refino devido a sua alta polarização.

Tabela 45 – Choques na demanda final pelo investimento médio da expansão no setor sucroenergético por cenário no horizonte de 10 anos (MR\$ 2019)

CHOQUES DEVIDO AOS INVESTIMENTOS PARA EXPANSÃO							
SETOR	% do investimento	Investimento Cenário BASE (MR\$)			Investimento Cenário BIO (MR\$)		
		Região 1 Tradicional	Região 2 Expansão	Região 3 Resto do Brasil	Região 1 Tradicional	Região 2 Expansão	Região 3 Resto do Brasil
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	58%	3.235	3.422	618	4.963	4.307	993
Fabricação de equipamentos de informática e periféricos	1%	56	59	11	85	74	17
Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	8%	449	475	86	679	589	136
Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	11%	677	692	127	927	801	183
Construção civil	13%	730	772	139	1.103	957	221
Serviços privados	9%	505	534	96	764	663	153
Total	100%	5.652	5.955	1.076	8.521	7.391	1.702
		TOTAL CENÁRIO BASE		12.683	TOTAL CENÁRIO BIO		17.615

Os choques devido ao aumento de produção dos setores sucroenergético foram realizados conforme a Tabela 46. Foram usados preços do ano de 2011 para os choques, porém os resultados obtidos foram corrigidos pelo IPCA para reais de 2019.

Tabela 46 – Choques no aumento de produção dos setores sucroenergéticos por cenário (MR\$ 2011)

CHOQUES NA PRODUÇÃO DOS SETORES SUCROS						
SETOR	Investimento Cenário BASE (MR\$)			Investimento Cenário BIO (MR\$)		
	Região 1 Tradicional	Região 2 Expansão	Região 3 Resto do Brasil	Região 1 Tradicional	Região 2 Expansão	Região 3 Resto do Brasil
Sucro1 - Exp.Esp.0 kWh/tc	14.751	4.577	3.477	0	0	0
Sucro2 - Exp.Esp.97 kWh/tc	49.465	38.194	5.767	0	0	0
Sucro3 - Exp.Esp.69 kWh/tc	9.016	5.919	1.305	9.016	5.919	1.305
Sucro4 - Exp.Esp.130 kWh/tc	0	0	0	63.006	29.087	7.940
Sucro5 - Exp.Esp.155 kWh/tc	0	0	0	5.332	16.107	2.119
Total	73.231	48.690	10.549	77.354	51.113	11.364
TOTAL CENÁRIO BASE			132.470	TOTAL CENÁRIO BIO		139.831

Avaliando inicialmente os impactos devido aos investimentos anuais na expansão agroindustrial, observa-se que, no **cenário BASE**, para um choque na demanda final conforme apresentado na Tabela 45, totalizando quase R\$ 13,0 bilhões, a produção de todos os demais setores, dados os impactos diretos e indiretos, somou R\$ 26,6 bilhões de 2019. No **cenário**

BIO, dados os maiores investimentos em expansão, de R\$ 17,6 bilhões anuais, considerando também impactos diretos e indiretos, o resultado sobre a produção total foi de R\$ 36,2 bilhões de 2019. Os resultados são mostrados na Tabela 47 e na Figura 46.

O multiplicador médio de produção verificado foi 2,06, ou seja, para cada R\$1 bilhão relativos aos investimentos necessários para a expansão do setor sucroenergético, conforme as proporções da Tabela 45, a produção de todos os setores, somando os efeitos diretos e indiretos, totaliza R\$2,06 bilhões, ou seja, um aumento médio do nível da atividade econômica de 106% em relação aos investimentos inicialmente necessários.

Com relação à geração de empregos, considerando os impactos diretos e indiretos resultante do investimento projetado anualmente para expansão do setor, 191 mil posições seriam criadas no **cenário BASE** e 258 mil no **cenário BIO**, ou seja 35% a mais no segundo cenário. Do total de empregos gerados nos cenários avaliados para esta expansão, 80% aparecem nas regiões tradicional e de expansão, onde o crescimento do setor e número de usinas é maior e, também, onde se concentra o maior número de empresas da cadeia de bens de capital para atender a expansão do setor (Figura 47).

O modelo de insumo-produto também permitiu a avaliação do impacto da expansão agroindustrial do setor sucroenergético no PIB. No **cenário BASE**, pelos impactos diretos e indiretos, o modelo resultou em um aumento de quase R\$ 11 bilhões no PIB, enquanto no **cenário BIO** o impacto no PIB foi avaliado em quase R\$ 15 bilhões (Tabela 47 e Figura 46).

Tabela 47 – Resultado dos impactos socioeconômicos na produção total das regiões para um investimento médio distribuído em um horizonte de 10 anos, considerando efeitos diretos e indiretos (MR\$ de 2019).

	Impactos pela expansão agroindustrial					
	BASE			BIO		
	Impacto na produção (MR\$)	Impacto no PIB (MR\$)	Geração de empregos	Impacto na produção (MR\$)	Impacto no PIB (MR\$)	Geração de empregos
Região Tradicional	11.556	4.659	78.489	16.703	6.701	112.650
Região de Expansão	10.662	4.299	77.544	13.199	5.335	95.136
Resto do Brasil	4.392	2.002	35.593	6.313	2.870	50.465
Total	26.610	10.960	191.626	36.215	14.906	258.251

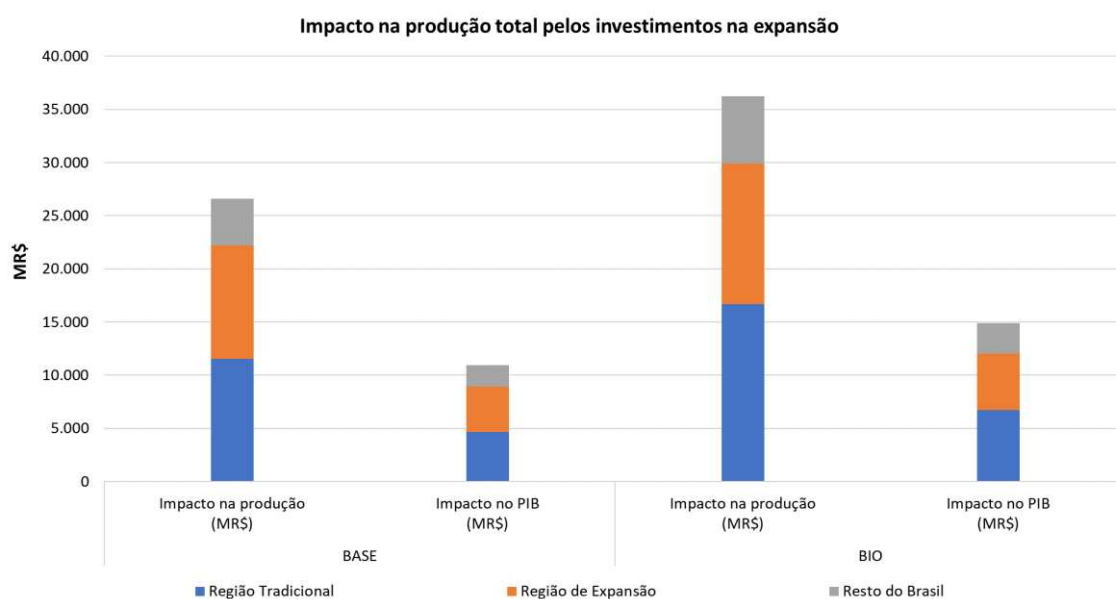


Figura 46 – Impacto regional na produção total e no PIB pelos investimentos distribuídos em uma década para expansão sucroenergética, considerando efeitos diretos e indiretos.

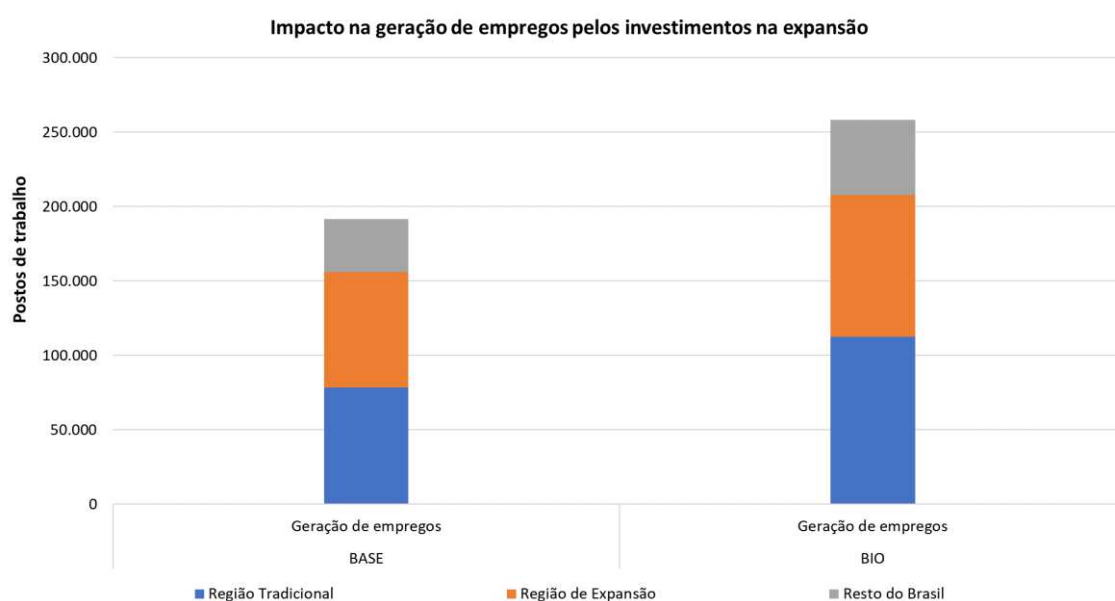


Figura 47 – Impacto regional no número de empregos gerados pelos investimentos distribuídos na década para expansão sucroenergética, considerando os efeitos diretos e indiretos.

É importante destacar que na região 3, Resto do Brasil, os choques devidos aos investimentos de expansão do setor foram de 8% e 10% do investimento total, respectivamente, no **cenário BASE** e no **cenário BIO**. Porém, com relação ao impacto total na produção, cerca de 17% ocorrem nesta região explicados, também, pelos investimentos feitos nas outras regiões. Este efeito onde o crescimento econômico de uma região pode impactar em outra é conhecido como transbordamento ou *spillover*.

Os setores mais acionados pelos impactos mostrados na Tabela 47 são apresentados, por cenário, na Tabela 48 e na Tabela 49.

Tabela 48 – Lista dos setores que acumularam 80% dos impactos na produção total, considerando-se os investimentos necessários para a expansão do setor sucroenergético no **cenário BASE**

CENÁRIO BASE					
R1		R2		R3	
Setores	% Impacto	Setores	% Impacto	Setores	% Impacto
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	31%	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	39%	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	19%
Serviços privados	12%	Serviços privados	9%	Serviços privados	9%
Construção civil	7%	Construção civil	8%	Minério de ferro	7%
Comércio	6%	Minério de ferro	8%	Comércio	7%
Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	6%	Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	6%	Petróleo	6%
Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	5%	Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	5%	Refino do petróleo	5%
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	4%	Comércio	4%	Transportes	5%
Refino do petróleo	3%	Transportes	3%	Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	4%
Transportes	3%			Construção civil	4%
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	3%			Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	3%
Fabricação de produtos de metal, exceto máquinas e equipamentos	2%			Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	3%
				Transmissão e distribuição de energia elétrica	3%
				Outros produtos químicos	2%
				Minerais metálicos não ferrosos	2%
				Fabricação de produtos de metal, exceto	2%
Total	82%	Total	83%	Total	82%

Tabela 49 – Lista dos setores que acumularam 80% dos impactos na produção total, considerando-se os investimentos necessários para a expansão do setor sucroenergético no **cenário BIO**

CENÁRIO BIO					
R1		R2		R3	
Setores	% Impacto	Setores	% Impacto	Setores	% Impacto
Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	32%	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	39%	Produção de ferro-gusa/ferroligas, siderurgia e tubos de aço sem costura	21%
Serviços privados	12%	Minério de ferro	9%	Serviços privados	9%
Construção civil	8%	Serviços privados	9%	Minério de ferro	7%
Comércio	6%	Construção civil	8%	Comércio	7%
Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	5%	Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	6%	Petróleo	6%
Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	5%	Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	5%	Refino do petróleo	5%
Intermediação financeira, seguros e previdência complementar	4%	Comércio	4%	Transportes	5%
Refino do petróleo	3%	Transportes	3%	Construção civil	5%
Transportes	3%			Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	4%
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	3%			Fabricação de tratores e de máquinas e equipamentos para a agricultura e pecuária	3%
				Fabricação de outras máquinas e equipamentos elétricos	3%
				Transmissão e distribuição de energia elétrica	2%
				Outros produtos químicos	2%
				Minerais metálicos não ferrosos	2%
Total	80%	Total	83%	Total	81%

A segunda parte das avaliações dos impactos socioeconômicos está relacionada com o aumento da produção de etanol, açúcar e bioeletricidade pelo setor sucroenergético, conforme apresentado na Tabela 46. Os valores da produção total, PIB e empregos gerados são os montantes adicionais a um choque referência aplicado no modelo com os valores da produção calculados em reais de 2019.

O aumento na produção do setor sucroenergético no **cenário BIO**, em relação ao **cenário BASE**, causado pelo aumento da produção de bioeletricidade, de R\$7,4 bilhões anuais em reais de 2011 (R\$ 11,1 bilhões em reais de 2019), indicou um impacto adicional do **cenário BIO**, na produção de todos os setores, de R\$ 15,24 bilhões em reais de 2019.

Os aumentos no PIB e empregos do **cenário BIO**, em relação ao **cenário BASE** são, respectivamente, de R\$11,25 bilhões e 16.800 novos postos de trabalho, dos quais quase 85% estão no setor sucroenergético e cerca de 15% no setor de serviços. Os resultados são mostrados na Tabela 50, Figura 48 e Figura 49.

Para a expansão dentro do **cenário BASE**, o coeficiente ponderado de geração de empregos, considerando os efeitos diretos e indiretos da expansão, foi de 65 novas posições por milhão de reais investido, mão de obra essa empregada no final do período decenal para a

expansão e operação dos empreendimentos. Na expansão do **cenário BIO**, como não há a expansão de novas unidades e somente o investimento para aumento de eficiência, o coeficiente foi de 52 posições geradas por milhão de reais investido.

Quanto aos setores mais acionados devido aos choques no aumento da produção, desconsiderando as produções dos próprios setores Sucro e Cana, os cinco setores que mais foram impactados, com suas respectivas participações, são mostrados na Tabela 51. Somando-se a produção dos setores Sucro e Cana aos 5 setores mais acionados, o impacto acumulado total é de mais de 80%.

Tabela 50 – Impactos adicionais (com referência ao ano de 2019) na produção total, PIB e empregos, no **cenário BASE** e no **cenário BIO** para o aumento de produção do setor sucroenergético.

Impacto na produção total pelo aumento da produção do setor sucroenergético (Impacto adicional com base na produção do ano de 2019)						
MR\$ (2018)	BASE			BIO		
	Impacto na produção de todos setores (MR\$ 2019)	Impacto no PIB (MR\$ 2019)	Impacto sobre empregos	Impacto na produção de todos setores (MR\$ 2019)	Impacto no PIB (MR\$ 2019)	Impacto sobre empregos
Região Tradicional	131.815	58.474	263.261	140.267	64.733	271.716
Região de Expansão	96.652	42.243	285.013	101.466	45.837	290.265
Resto do Brasil	33.427	9.906	95.904	35.397	11.302	98.965

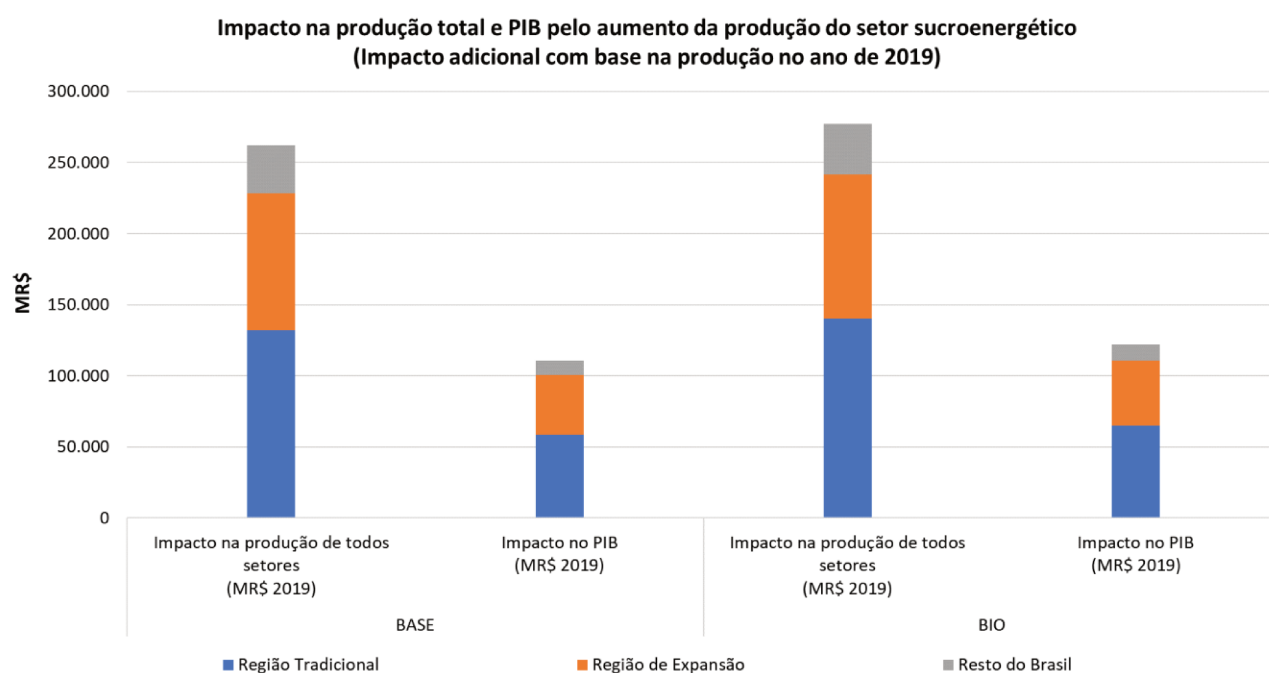


Figura 48 – Impacto regional na produção total e PIB pelo aumento da produção do setor sucroenergético, com relação ao ano de 2019 (considera efeitos diretos e indiretos)

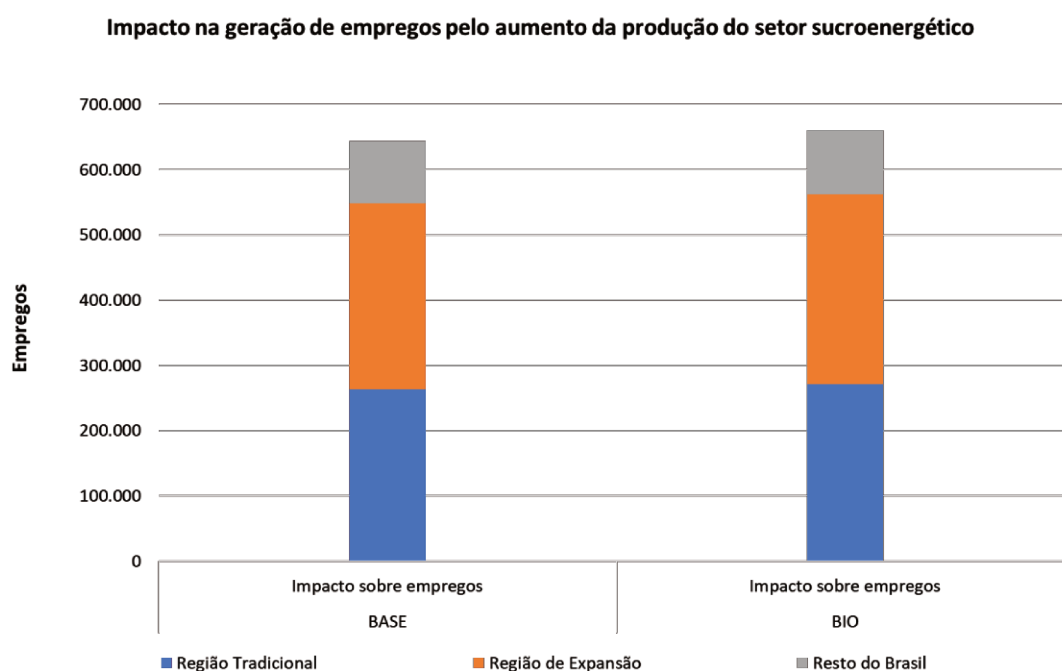


Figura 49 – Impacto regional no número de empregos adicionais gerados pelo aumento da produção (Efeitos diretos e indiretos)

Tabela 51 – Setores mais acionados devido aos choques no aumento da produção, desconsiderando as produções dos próprios setores Sucro e Cana

CENÁRIO BASE					
R1		R2		R3	
Setores	% Impacto	Setores	% Impacto	Setores	% Impacto
Outros produtos químicos	4,9%	Refino do petróleo	3,5%	Petróleo	12,6%
		Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	3,5%	Refino do petróleo	6,9%
Refino do petróleo	4,0%	Outros produtos químicos	3,4%	Outros produtos químicos	6,0%
Serviços privados	4,0%				
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	3,3%	Serviços privados	3,0%	Serviços privados	5,0%
Aubos e fertilizantes	2,9%	Aubos e fertilizantes	3,0%	Comércio	3,5%

CENÁRIO BIO					
R1		R2		R3	
Setores	% Impacto	Setores	% Impacto	Setores	% Impacto
Outros produtos químicos	4,8%	Refino do petróleo	3,4%	Petróleo	12,4%
		Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	3,4%	Refino do petróleo	6,8%
Refino do petróleo	4,0%	Outros produtos químicos	3,4%	Outros produtos químicos	5,9%
Serviços privados	3,9%				
Manutenção, reparação e instalação de máquinas e equipamentos	3,2%	Serviços privados	2,9%	Serviços privados	4,9%
Aubos e fertilizantes	2,8%	Aubos e fertilizantes	2,9%	Comércio	3,4%

Por fim, considerando os resultados somados (em termos (i) do investimento para a expansão do setor sucroenergético e (ii) do aumento da produção do setor), o **cenário BIO** apresentou uma produção total, considerando os efeitos diretos e indiretos, 8,6% maior em relação ao **cenário BASE**. Para o PIB, a diferença entre os dois cenários foi de 12,5% e, com relação ao número de empregos gerados, 10,0% maior no **cenário BIO**.

A Figura 50 e a Figura 51 mostram o impacto total no valor da produção da economia, bem como os efeitos regionais diretos e indiretos. Observa-se que nas regiões Tradicional e de Expansão o efeito direto, nos dois cenários, fica entre 75% e 80% do impacto total, enquanto na região Resto do Brasil esse impacto é de cerca de 50%.

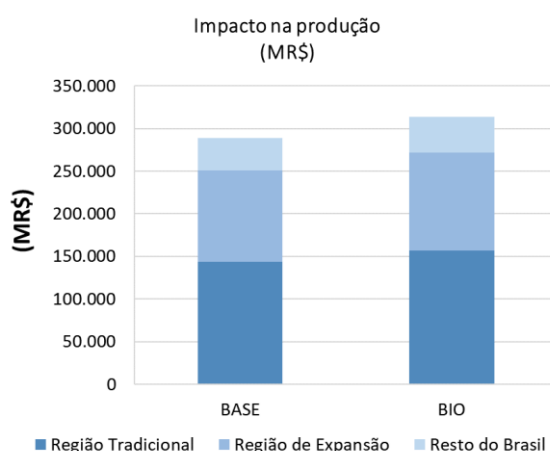


Figura 50 – Impacto regional total no valor da produção total da economia pelos choques aplicados.

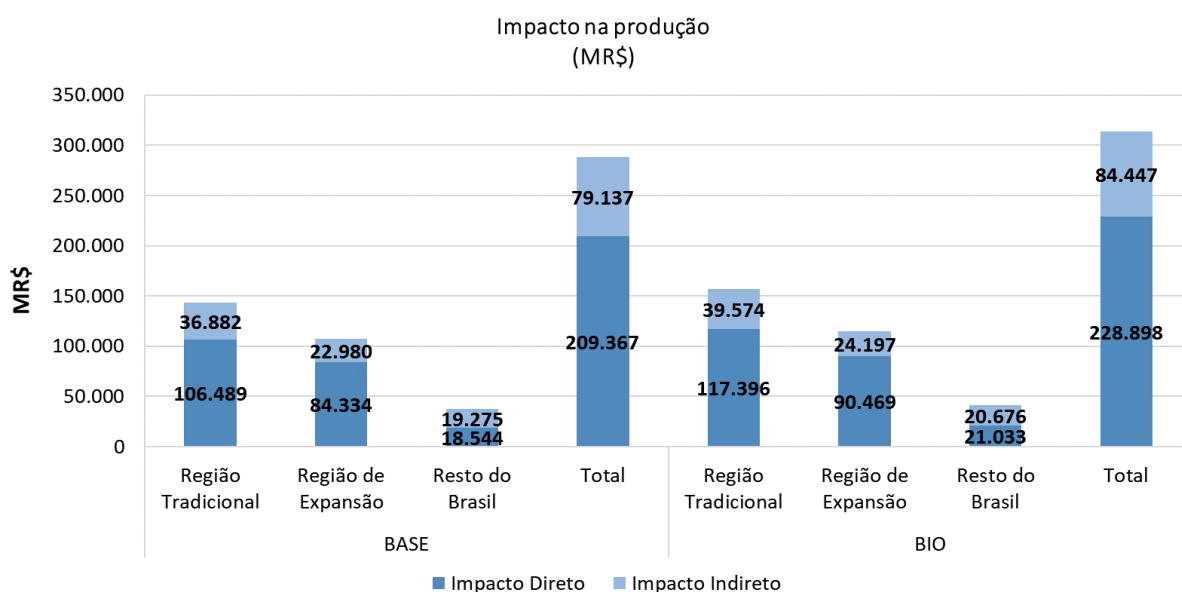


Figura 51 – Efeitos regionais diretos e indiretos na produção total da economia pelos choques aplicados.

Com relação ao impacto no PIB e na geração de empregos observa-se o mesmo comportamento dos impactos pelos efeitos direto e indireto, onde a participação dos efeitos indiretos no impacto da região resto do Brasil é de cerca de 50% do total (Figura 52 e Figura 53).

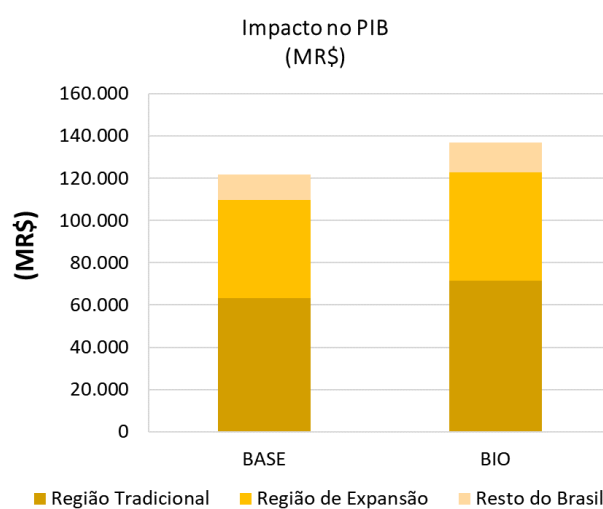


Figura 52 – Impacto regional total no PIB da economia pelos choques aplicados.

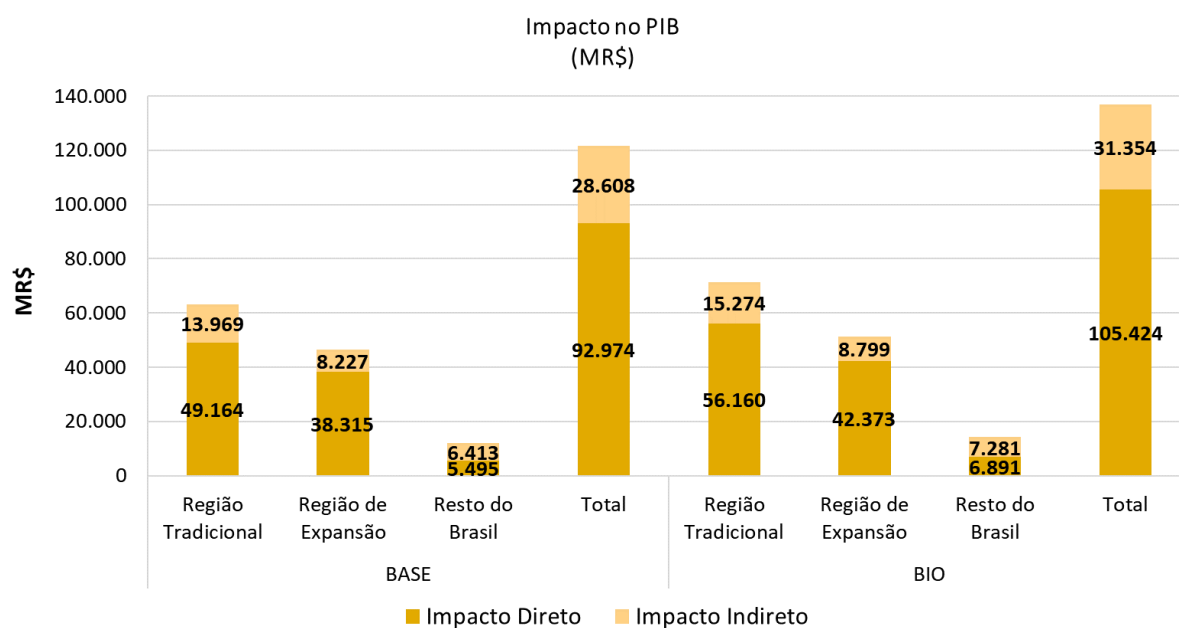


Figura 53 – Efeitos regionais diretos e indiretos no PIB da economia pelos choques aplicados.

Com relação aos empregos gerados, os resultados são resumidos na Figura 54 e na Figura 55.

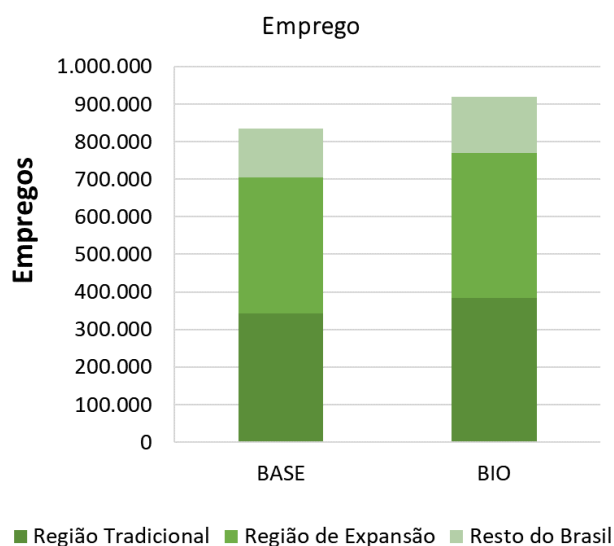


Figura 54 – Impacto regional total nos empregos gerados na economia pelos choques aplicados.

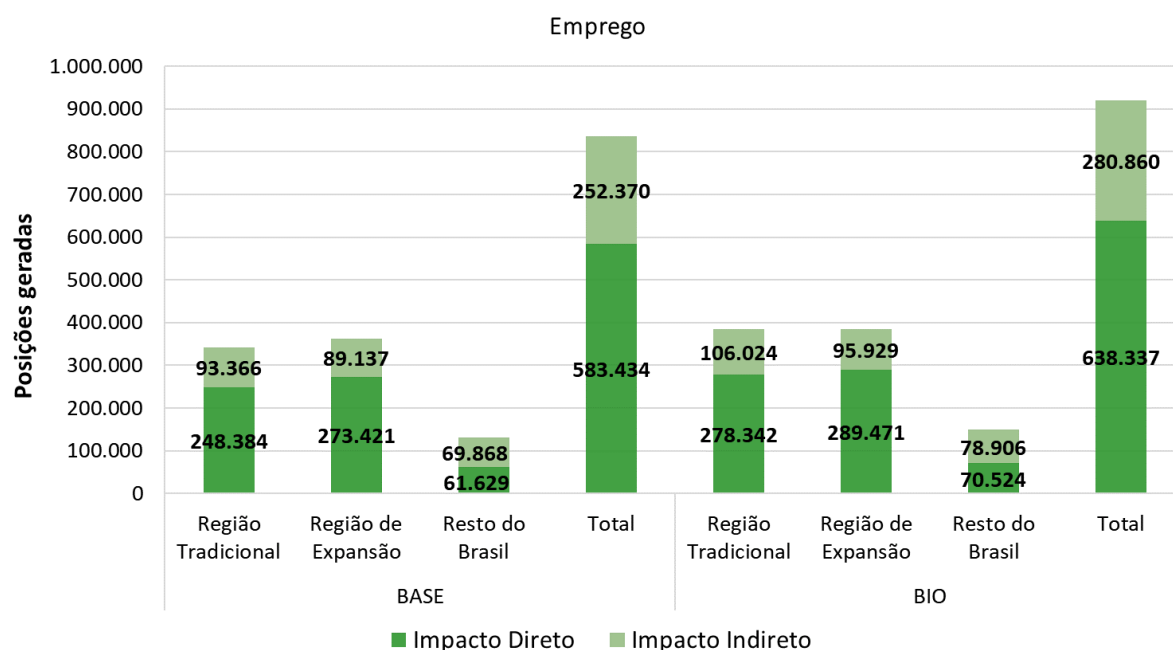


Figura 55 – Efeitos regionais diretos e indiretos nos empregos gerados na economia pelos choques aplicados.

Os resultados totais, somando-se os efeitos do investimento e aumento do nível de atividade do setor sucroenergético, indicam contribuições para o PIB de R\$ 121,6 bilhões e R\$136,8 bilhões e geração de 835,8 mil e 919,2 mil empregos, respectivamente, no **cenário BASE** e no **cenário BIO**. A diferença do **cenário BIO** para o **BASE** diz respeito exclusivamente aos impactos socioeconômicos do investimento adicional e da oferta adicional para bioeletricidade, sendo respectivamente de R\$15,2 bilhões e 83,4 mil empregos.

6 – CONCLUSÃO

Em dezembro de 2015, durante a COP-21, o Brasil deu um importante sinal de comprometimento com a redução de emissões de GEE ao apresentar sua iNDC, posteriormente ratificada e transformada em compromisso (NDC) na COP-22, realizada em Marraquexe em 2016. O país se comprometeu a reduzir suas emissões (CO₂eq) em 37% até 2025, com base nas emissões de 2005, e apresentou uma contribuição indicativa para 2030 de redução de 43% em relação ao mesmo ano base.

No compromisso firmado, foi atribuído um papel fundamental ao setor sucroenergético, de elevar a produção de etanol de cerca de 30 bilhões de litros para mais de 50 bilhões de litros até 2030 e aumentar a participação do setor na matriz de eletricidade brasileira com o aumento da produção de excedentes de eletricidade. Atualmente, a exportação específica média de eletricidade nas usinas no Brasil todo é de cerca de 35 kWh_{exp}/tc.

Quanto ao aspecto da expansão de área colhida e, conseqüentemente, cana processada, os cenários avaliados consideram a expansão do setor de acordo com a projeção para atender a NDC, onde o processamento de cana-de-açúcar deveria crescer em mais de 50% do total processado atualmente atingindo, em 2030, cerca de 1 bilhão de toneladas. Historicamente, o setor já passou por expansões maiores, como na década de 2000, obviamente em um contexto econômico e político que contribuíram para este crescimento. A expansão do setor sucroenergético é fundamentada, entre outros aspectos, no aumento da demanda por etanol, que poderia ser atingido em algum nível por diversos fatores, como o aumento do preço do petróleo, através de incentivos criados por programas como o RenovaBio, taxaço de combustíveis fósseis, como a gasolina, ou o aumento do percentual de etanol na gasolina, reduzindo também um aumento na importação de gasolina. De qualquer modo, como avaliado no trabalho, pelo montante de investimento requerido, um crescimento na demanda de etanol dentro do contexto que foi projetado para atender a NDC brasileira, demandaria ainda um plano bem coordenado e continuado pelo governo e pela iniciativa privada.

Assim, com a projeção de expansão do setor, principalmente para o aumento da produção de etanol, o trabalho avaliou a produção de excedentes de eletricidade em dois cenários, **cenário BASE** e **cenário BIO**. Através de uma avaliação *bottom-up* do cenário tecnológico atual, foi realizada uma proposição de configuração tecnológica para o setor que, no **cenário BASE**, atenderia uma cogeração de excedentes de 76 TWh/ano de eletricidade em 2030, requerendo um investimento total estimado em R\$ 126 bilhões de reais, o que

representaria um investimento específico de R\$ 155/tc e permitiria uma cogeração média específica de 93 kWh_{exp}/tc.

Para o **cenário BIO**, que avaliou a participação do setor na produção de eletricidade considerando o potencial da tecnologia disponível, foi verificado que o setor poderia contribuir com, aproximadamente, 130 TWh na matriz elétrica em 2030, requerendo um investimento total estimado em R\$175 bilhões de reais, ou seja, um investimento adicional de 36,5% para um incremento na produção de eletricidade de cerca de 70%. É importante destacar que o **cenário BIO** considerou o investimento (*retrofit*) em todas as unidades existentes. Assim, analisando o **cenário BIO** em termos de investimento e cogeração específicos, observa-se que para um investimento médio de R\$175/tc é possível atingir um índice de 128kWh_{exp}/tc. Em comparação com o **cenário BASE**, um incremento de 13% no investimento específico para uma cogeração média por tonelada de cana 38% maior.

Em termos dos investimentos necessários em cada cenário, considerando que estes ocorram linearmente distribuídos na próxima década, foi observado que o montante a ser investido representa (i) cerca de 2% da demanda final pela Formação Bruta de Capital Fixo do país, bem como (ii) um investimento de 8% a 11% do PIB atual do setor, de acordo com cada cenário avaliado.

No entanto, o ambiente de retração da atividade econômica no Brasil, a partir de 2015, difere das projeções realizadas na elaboração da NDC brasileira. Deste modo, as projeções do Plano Decenal de Energia 2029 (PDE 2029) indicam uma redução da demanda por energia.

Ainda assim, o PDE 2029 mostra um aumento significativo na projeção da participação da energia eólica no final da próxima década, com redução da participação para eletricidade de biomassa, o que traz consequências para a necessidade do aumento dos investimentos em térmicas a gás natural, dada a intermitência e fator de capacidade da energia eólica.

É relevante destacar, também, que a expansão das eólicas, fortemente presentes na região Nordeste do país, apresenta limitações na capacidade de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste, principalmente no período de maior produção das usinas hidráulicas da região Norte, onde há uma concorrência das linhas de transmissão das usinas do Norte com a geração das usinas do Nordeste no uso da interligação Nordeste-Sudeste, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais de transmissão, onerando todo o sistema elétrico.

O novo planejamento elétrico para o final da próxima década, por considerar uma maior geração de energia eólica e reduzir a participação da biomassa da cana, projeta um aumento de

176% na capacidade instalada de geração através de gás natural, com relação à potência instalada atualmente, para uma geração de eletricidade efetiva igual à atual, visando segurança energético.

Dado o potencial de produção de energia elétrica pelo setor sucroenergético, concentrado na região Centro-Sul do país, a criação de um plano para promover essa cogeração poderia mitigar uma expansão exacerbada de térmicas a gás natural, mantendo o país alinhado com os objetivos de redução de emissões, propiciando maior liberdade de operação no SIN e, consequentemente, aumentando a segurança energética com a vantagem de ser uma energia produzida próxima aos centros de consumo, reduzindo a urgência de investimentos para transmissão de energia entre subsistemas.

A sazonalidade característica do setor sucroenergético, com produção de excedentes de eletricidade ocorrendo no período de baixa dos reservatórios das hidroelétricas, é um aspecto importante do ponto de vista de estabilidade e segurança energética a ser ressaltado.

Outras fontes renováveis para produção de eletricidade podem apresentar sinergia similar com os reservatórios das hidroelétricas, porém, apresentam menor vantagem quanto à estabilidade do sistema elétrico, pela intermitência na geração e fator de capacidade limitado, como por exemplo para fontes eólicas e solar, nas quais as gerações podem oscilar de acordo com condições climáticas e horário de operação.

A eletricidade exportada para o SIN pelo setor sucroenergético, atualmente de aproximadamente 22 TWh por ano, representa um equivalente ao acréscimo de 10% na capacidade instalada dos reservatórios. A participação do setor na cogeração de excedentes de eletricidade no **cenário BASE** representaria um acréscimo de 36% na capacidade atual dos reservatórios das hidroelétricas. No **cenário BIO**, equivaleria ao acréscimo de 61% na capacidade atual dos reservatórios, reforçando bastante a segurança energética do país.

Quanto às emissões de GEE da matriz de eletricidade, as emissões projetadas no **cenário BASE**, de acordo com as projeções para 2030 no âmbito da NDC brasileira, foram de 73 MtCO₂eq no ano de 2030. No **cenário BIO**, o recolhimento de palha de cana atingiria 66Mt (base seca), cerca de 50% maior que no **cenário BASE**, e permitiria uma exportação de 53 TWh adicionais em 2030. Tal incremento de eletricidade na matriz elétrica permitiria a substituição da eletricidade produzida por termoelétricas a gás natural, trazendo uma redução potencial das emissões do setor elétrico em até 19 MtCO₂eq por ano.

Em termos de abatimento de emissões, para a intensidade de capital para abatimento de CO₂ na substituição à geração a gás natural, observou-se que o investimento na margem do

cenário BASE para o **cenário BIO** permitiria um abatimento de emissões com a menor intensidade de capital, de R\$130/tCO₂eq, isso porque na margem o **cenário BIO** incrementa um volume de energia elétrica significativa, 38% a mais em termos específicos, com um investimento 11% superior por tonelada de cana.

A partir da modelagem técnico-econômica dos distintos cenários de grupos de usinas realizadas neste trabalho, foi desenvolvido e implementado um modelo inter-regional de insumo-produto com a introdução virtual das cadeias produtivas destes grupos de usinas na economia brasileira, permitindo quantificar e analisar os impactos socioeconômicos da expansão do setor sucroenergético de forma inter-regional, com a avaliação em três regiões: Região Tradicional, Região de Expansão e Resto do Brasil.

Como resultado devido aos investimentos de expansão do setor, na região Resto do Brasil, que receberia 8,3% do investimento direto total no país, no **cenário BASE**, um impacto na produção total de 16,5% foi observado nesta região. Para o **cenário BIO**, o investimento maior, de 9,7%, resultou em um impacto na produção total dos setores desta região de 17,5%, indicando que há um efeito de transbordamento (*spillover*) na economia da Região Tradicional e da Região de Expansão para o Resto do Brasil, mostrando que o desenvolvimento do setor sucroenergético, fortemente baseado na Região Centro-Sul, promove parcialmente, também, o desenvolvimento do restante do Brasil.

A avaliação total dos choques aplicados pela expansão da produção no setor sucroenergético e pelo investimento necessário para atingi-la resultou em um impacto acumulado na produção total dos setores de R\$ 288 bilhões ao ano, no **cenário BASE**, contra R\$ 313 bilhões no **cenário BIO**, ou seja, um impacto 8,6% maior no segundo cenário. Este impacto maior é resultado, exclusivamente, do aumento da produção de bioeletricidade entre os cenários. Com base nos choques aplicados, o resultado indica que um aumento de produção de R\$ 1 milhão no setor sucroenergético significa um aumento de R\$ 2 milhões na produção total do país, pelo aumento na produção de todos os setores da economia, causados pelos efeitos diretos e indiretos, que se propagam em todas as cadeias produtivas.

Do impacto observado na produção total do Brasil, 73% foi causado por efeitos diretos e, o restante, pelos efeitos indiretos. Foi observado que os impactos por efeitos diretos e indiretos na região Resto do Brasil são divididos de forma distinta: cerca de 50% do impacto causado efeitos diretos e 50% pelos indiretos.

Quanto ao impacto no PIB, foi observado um aumento de R\$ 121,7 bilhões no PIB do país pelo **cenário BASE** e de quase R\$ 136,8 bilhões no **cenário BIO**, ou seja, a maior

participação do setor na matriz elétrica acarretou um aumento de 12,5% no valor do PIB com relação ao **cenário BASE**. O incremento do PIB no **cenário BIO** representa 2% do PIB de 2018 do Brasil, o equivalente ao PIB do setor sucroenergético atualmente, sendo que a maior participação do setor na matriz elétrica, proporcionada no **cenário BIO**, adicionalmente ao **cenário BASE**, incrementaria 0,22% com relação ao PIB 2018, de R\$ 6,8 trilhões de reais.

A geração de novos empregos no **cenário BASE** foi de 835.000 novas posições, sendo 44% delas na Região Tradicional, 43% na Região de Expansão e 16% na Região Resto do Brasil, onde 53% das posições são geradas por efeitos indiretos. Assim, no **cenário BASE**, 65 novas posições foram criadas por milhão de real investido por ano na expansão. No **cenário BIO**, o índice obtido foi de 52 novas posições devido ao aumento de investimentos neste cenário considerar, em grande parte, o aumento de eficiência para cogeração de excedentes, o que em termos de operação industrial não representa a necessidade de grande quantidade adicional de mão de obra.

O **cenário BIO** mostrou uma geração de 919.000 novas posições, ou seja, 10,0% a mais do que no cenário anterior, devido ao aumento dos investimentos em expansão e da maior participação do setor na geração de eletricidade. Neste cenário, 384.000 novas posições foram geradas na Região Tradicional, com 28% delas causadas pelos efeitos indiretos do choque aplicado. A Região de Expansão apresentou mais 385.000 novas posições geradas, ou 42% do total de novas posições no **cenário BIO**, e a Região Resto do Brasil 16%, que representa 150.000 empregos.

Toda a expansão da cogeração de eletricidade pelo setor depende da viabilidade econômica dos projetos. Como verificado neste trabalho, o uso da palha de cana, como biomassa adicional para cogeração de eletricidade, contribui para viabilização do *retrofit*. Porém, o preço de comercialização de energia elétrica é fundamental para incentivar a expansão da cogeração de excedentes de eletricidade.

Em comparação com outras fontes de geração, o **cenário BASE** e o **cenário BIO** se mostraram mais vantajosos em termos de investimento para aumento da capacidade instalada o qual, com base nos dados disponíveis para as demais fontes de geração, somente o gás natural apresentou custo de investimento pouco menor que o da biomassa da cana, porém, com custos de O&M muito superiores aos cenários avaliados.

Por fim, como conclusão do trabalho, fica evidente o potencial represado de eletricidade no setor sucroenergético, que pode contribuir com a redução de emissões de GEE e manutenção da participação de fontes renováveis na matriz de eletricidade, além de propiciar maior

segurança energética e geração próxima aos centros de carga, mitigando desafios para transmissão de eletricidade entre subsistemas do SIN.

Em termos do investimento total, os cenários se mostraram factíveis para a próxima década porém, em um ambiente de recessão econômica e outros agravantes, como instabilidade política e consequências de uma pandemia, fica claro que é necessário um plano de ação coordenado e bem administrado pelo governo, integrando os demais atores (incluindo o setor privado) do setor energético, que promova o aumento da demanda por etanol e conduza o país à concretização as projeções de crescimento do setor ou mesmo para um cenário mais arrojado em produção de eletricidade, como o **cenário BIO**.

Em um cenário com maior demanda de eletricidade, o **cenário BIO** é mais favorável para o país e para o setor, pois contribui para maior rentabilidade das usinas e viabilização dos projetos de investimento, além de permitir um potencial abatimento de emissões de GEE maior, agregando mais energia no sistema, o que permite uma maior flexibilidade no seu despacho, além de maior economia do volume dos reservatórios das hidroelétricas. Na margem do **cenário BASE** para o **cenário BIO** observa-se, também, uma grande vantagem quanto à menor intensidade de capital para abatimento de GEE.

A elaboração desta tese permite identificar, também, oportunidades para aprofundar e melhorar as análises aqui apresentadas. Neste sentido, são sugeridos, como temas para próximas pesquisas, (i) a proposição de uma regulação específica para a geração da bioeletricidade a partir da biomassa da cana-de-açúcar, (ii) a avaliação dos impactos socioeconômicos e ambientais decorrentes da competição entre as distintas alternativas para a geração de energia elétrica através de um modelo de equilíbrio geral (que leva em consideração as mudanças de preços relativos), (iii) as implicações da política do RenovaBio com a inclusão da geração de energia elétrica a partir da biomassa, (iv) uma análise do potencial do biogás com estimativa de investimentos e aplicação da metodologia insumo-produto, com construção dos coeficientes técnicos adequados, para avaliação dos impactos socioeconômicos e ambientais da tecnologia

REFERÊNCIAS

- AGRIANUAL. Anuário Estatístico da Agricultura Brasileira, **AGRIANUAL**, 2016.
- ALCOPAR. Associação de Produtores de Bioenergia do Estado do Paraná, set. 2016. Disponível em: <http://www.alcopar.org.br/estatisticas/porcven_alcool.htm>.
- ALVES, M.; PONCE, G. H. S. F.; SILVA, A.; ENSINAS, A. V. Surplus electricity production in sugarcane mills using residual bagasse and straw as fuel. **Energy**, 91, 2015. 751- 757.
- ANEEL/SRE. Nota Técnica 126/2007. 2007.
- ANEEL. Nota Técnica nº 381/2016-SGT/SRG/SCG/ANEEL. Audiência Pública. 2016. p. 47.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. www.aneel.gov.br. 2020a
- ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). 2020. < <https://bit.ly/2IGf4Q0>>
- ANFAVEA. Anuário da Indústria Automobilística Brasileira, 2016. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/anuario.html>>. Acesso em: setembro 2016.
- ANP. BOLETIM DO ETANOL Nº07/2016. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2016.
- ASSAF. Instituto Assaf. <<http://www.institutoassaf.com.br>>; Acesso em julho 2020.
- BANCHI, A. D.; LOPES, J. R.; MARTINS, J. M. S.; DIMASE, M. Capacidade operacional de colhedoras de cana-de-açúcar - modelagem matemática em função da produtividade agrícola e da vida da máquina. **Revista AgriMotor**, p. 42-45, 2012.
- Barros, M.V., Piekarski, M.C, Francisco, A.C. Carbon Footprint of Electricity Generation in Brazil: An Analysis of the 2016–2026 Period. **Energies**, 11, 1412, 2018.
- BCB. Revisão da projeção do PIB para 2020. **Relatório de Inflação**. Banco Central do Brasil, março de 2020.
- BANCO Mundial. Data World Bank, 2016. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/>>. Acesso em: fevereiro 2016.
- BAUMOL, W. J. Leontief 's Great Leap Forward: Beyond Quesnay, Marx and von Bortkiewicz. **Economic Systems Research**, Vol. 12, No. 2, 2000. 140 - 152.
- BAZILIAN, M.; HOBBS, B. F.; BLYTH, W.; MACGILL, I.; HOWELLS, M. Interactions between energy security and climate change: A focus on developing countries. **Energy Policy** 39, 2011. 3750–3756.
- BBC. Quatro fatores para entender a crise do etanol, 2013. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/noticias/2013/05/130424_etanol_mdb>

BRESSAN FILHO, A. A Geração Termoeletrica com a Queima do Bagaço de Cana-de-Açúcar no Brasil - Análise do Desempenho da Safra 2009-2010, **CONAB**, 2011.

BROD, F. P. R.; PERTICARRARI, J. G. Últimos progressos sobre o manejo da palha, seus custos e impactos na industrialização da cana, 15º Seminário de Mecanização e Produção de Cana de Açúcar – **IDEA**, mar. 2013.

BNDES. Series setoriais. Evolução do desembolso. Disponível em <<https://www.bndes.gov.br>>. Acesso em julho de 2020.

CAMARA, M. R. G.; CALDARELLI, E.C. Expansão canavieira e o uso da terra no estado de São Paulo. **Estudos Avançados** vol.30 no.88 São Paulo set./dez. 2016.

CALDARELLI, E.C.; GILIO, L.; Expansion of the sugarcane industry and its effects on land use in São Paulo: Analysis from 2000 through 2015. **Land Use Policy**. P. 264-274. 2018.

CALDEMA. Caldema equipamentos Industriais. Comunicação pessoal. Dez. 2016.

CALORI, N. T. C. Potencial e disponibilidade de cana-de-açúcar na região Centro-Sul do Brasil: Uma aplicação de modelos de localização ótima para fins energéticos. **Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo** - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", 2015.

CAMARA, Projeto de Lei RenovaBio – Primeira versão, novembro de 2017. Disponível em https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1621979&filename=PL+9086/2017”, acesso em 05/2020.

CARDONA, C. A.; SÁNCHEZ, Ó. J. Fuel ethanol production: Process design trends and integration opportunities. **Bioresource Technology** 98, 2007. 2415 - 2457.

CARDOSO, T. D. F. Avaliação socioeconômica e ambiental de sistemas de recolhimento e uso da palha de cana-de-açúcar. **Tese de Doutorado da Faculdade de Engenharia Agrícola da Universidade Estadual de Campinas**, 2014.

CARDOSO, T. F.; NEVES, J. M.; e CHAGAS, M. F.; Boletim Lei da Balança - Uma avaliação nos custos de produção de cana-de-açúcar e de recolhimento de palha. Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE). **BOLETIM CTBE/CNPEM**, Nº2, 2017.

CARVALHO, C. H. R. D. Emissões relativas de poluentes do transporte motorizado de passageiros nos grandes centros urbanos brasileiros. **Texto para discussão 1606 IPEA** – Instituto de Pesquisa e Economia Aplicada, Brasília. 2011.

CASTELLS, N. **Input-Output Analysis as a Forecasting Tool for the Study of Urban Transport and Environment**. EUROPEAN COMMISSION - Institute for Prospective Technological Studies, 1994.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>

CHAMBRIARD, M. M. R. Cenário Atual do Abastecimento de Combustíveis Automotivos no Brasil, **12º Forum de Debates sobre Qualidade e Uso de Combustíveis – IBP** - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, abr. 2016.

CLARKE, S.; PRETO, F. Biomass Burn Characteristics. **Factsheet Order N°11-033 AGDEX 737/120**, Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs. Ontario, Canadá, junho, 2011.

CNPE - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA, RESOLUÇÃO No 5, 5 DE JUNHO DE 2018.

COARESMA NETO, C.; LINERO, F. A. B. A Energia da Palha de Cana de Açúcar. **Terceiro anuário brasileiro das indústrias de energias renováveis**, p. 93-94, 2015.

CONAB. Acompanhamento da safra brasileira cana-de- açúcar - V.3 - **safr 2016/17 N.4 - Quarto levantamento**. Companhia Nacional de Abastecimento. Abril, 2017.

CONAB – Série histórica cana-de-açúcar. Companhia Nacional de Abastecimento. Disponível em:

<http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1252&t=&Pagina_objcmsconteudos=2#A_objcmsconteudos>. Acesso em: janeiro de 2018.

CONAB. Acompanhamento da safra brasileira cana-de- açúcar - V.6 - **safr 2019/20 N.4 - Quarto levantamento**. Companhia Nacional de Abastecimento. Abril, 2020.

COSTA, C. B. B.; FURLAN, F. F.; CRUZ, A. J. G.; GIORDANO, R. D. L. C.; GIORDANO, R. D. C. Integrated Production of 1G–2G Bioethanol and Bioelectricity from Sugarcane: Impact of Bagasse Pretreatment Processes. In: SILVA, S. S. D.; CHANDEL, A. K. **Biofuels in Brazil**. 2014. p. 85-95.

CTC. Centro de Tecnologia Canavieira. Informações de banco de dados interno, 2015.

CTC. Centro de Tecnologia Canavieira, 2016. Disponível em:

<<http://www.ctcanavieira.com.br/etanol2g.html>>. Acesso em: Novembro 2016.

CTC. Centro de Tecnologia Canavieira, CONTROLE MÚTUO (bancos de dados interno), 2018.

CUNHA, M. P. D. Inserção do setor sucroalcooleiro na matriz energética do Brasil: uma análise de insumo-produto. **Dissertação de mestrado do Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, Universidade Estadual de Campinas**, Campinas, 2005.

CUNHA, M. P. D. Avaliação socioeconômica e ambiental de rotas de produção de biodiesel no Brasil, baseada em análise de insumo-produto. **Tese de Doutorado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas**, dezembro 2011.

DANTAS, G.; SICILIANO, B.; FRANÇA, B.B.; SILVA, C.M.; Arbilla, G. The impact of COVID-19 partial lockdown on the air quality of the city of Rio de Janeiro, Brazil. **Science of the Total Environment** 729, 2020.

DELFINI, P.T.; NUNES, M.H.; GAGO, J.S.N.; FURLAN, C.A.; Development and test of a Sugar cane Dry Cleaning Station – in: **Biomass power generation - Sugar cane bagasse and trash**, PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento e CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, 2005. P. 49 – 56.

DIAS, M. O. S.; CUNHA, M. P.; JESUS, C. D. F.; ROCHA, G. J. M.; PRADELLA, J. G. C.; ROSSELL, C. E. V.; FILHO, R. M.; BONOMI, A. Second generation ethanol in Brazil: Can it compete with electricity production? **Bioresource Technology**, nº102, 2011a, 8964-8971.

DIAS, M. O. S.; MODESTO, M; ENSINAS, A. V.; NEBRA, S. A.; FILHO, R. M.; ROSSELL, C. E. V. Improving bioethanol production from sugarcane: evaluation of distillation, thermal integration and cogeneration systems. **Energy**, 2011b. 3691e3703.

DUARTE, N. J. L. COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia. **VI Seminário CEISE Br/UNICA sobre Bioeletricidade**, Sertãozinho, 24 agosto 2016.

EMBRAPA, A. Agência Embrapa de Informação Tecnológica, 2016. Disponível em: <<http://www.agencia.cnptia.embrapa.br/>>.

EPA. EPA's Renewable Fuel Standard Program (RFS2) Regulatory Impact Analysis, Chapter 2.6, in: **EPA's Renewable Fuel Standard Program (RFS2) Regulatory Impact Analysis**, United States Environmental Protection Agency, February 2010.

EPA. US Environmental Protection Agency, 2016. Disponível em: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>>. Acesso em: setembro 2016.

EPE. Potencial de redução de emissões de CO2 em projetos de produção e uso de biocombustíveis. Estudos EPE, **Empresa de Pesquisa Energética**, 2005.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 - **Empresa de Pesquisa Energética** - EPE. Ministério de Minas e Energia. 2015.

EPE. O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia. **Empresa de Pesquisa Energética**. 2016.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 - Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Ministério de Minas e Energia. 2017.

EPE. Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050 – Nota Técnica PR07/18. **Empresa de Pesquisa Energética** - EPE. Ministério de Minas e Energia. 11/2018.

EPE. Balanço Energético Nacional 2019. **Empresa de Pesquisa Energética** – EPE. 2019a.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 - **Empresa de Pesquisa Energética** - EPE. Ministério de Minas e Energia. 2019b.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética - **Anuário Estatístico de Energia Elétrica** 2020, 2020.

FAO. FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF THE UNITED NATIONS, mar. 2016. Disponível em: <<http://faostat.fao.org/>>.

FORCHEZATTO, D.O., NEVES, J.L.M., CARDOSO, T.F. Agronomic routes for straw recovery, in: **SUCRE - Sugarcane Renewable Electricity**. Brazilian Biorenewables National Laboratory (LNBR). Brazilian Center for Research in Energy and Materials (CNPEM), 2020.

FUNAI. FUNAI, 2016. Disponível em: <<http://www.funai.gov.br/>>. Acesso em: setembro de 2016.

GATTI JUNIOR, W. 35 Anos da criação do Proálcool: do álcool-motor ao veículo flex fuel. **XIII SEMEAD** Seminários em Administração. 2010.

GRABOWSKI, P. Biomass thermochemical conversion: OBP efforts. Washington DC: **US Department of Energy** - Office of Biomass Program. 2004.

GRAF, A.; KOEHLER, T. OREGON CELLULOSE-ETHANOL STUDY - An evaluation of the potential for ethanol production in Oregon using cellulose-based feedstocks, **Oregon Office Energy**. 2000.

GRANBIO. Granbio Bioflex I, 2016. Disponível em: <<http://www.granbio.com.br/conteudos/biocombustiveis/>>. Acesso em: Novembro 2016.

GUILHOTO, J. J. M. Input-Output Analysis: Theory and Foundations. Munich Personal RePEc Archive - **MPRA Paper N° 32566**, agosto 2011. Disponível em: <<http://mpra.ub.uni-muenchen.de/32566/>>.

GUILHOTO, J. J. M.; SESSO FILHO, U. A. Estimativa da matriz insumo-produto a partir de dados preliminares das contas nacionais. **Economia Aplicada**. 9, abr-jun 2005.

GOUVELLO, C. Brazil Low-carbon Country Case Study. **The World Bank**. 2010

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

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

HPB, HPB Energia. Comunicação pessoal. Dez. 2016.

HUANG, Y.; QIN, X.; LUO, X.-M.; NONG, Q.; YANG, Q.; ZHANG, Z.; GAO, Y.; LV, F.; CHEN, Y.; YU, Z. et al., Efficient enzymatic hydrolysis and simultaneous saccharification and fermentation of sugarcane bagasse pulp for ethanol production by cellulase from *Penicillium oxalicum* EU2106 and thermotolerant *Saccharomyces cerevisiae* ZM1-5. **Biomass and bioenergy** 77, 2015. 53-63.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2017. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/>>. Acesso em jan. 2017a.

IBGE. Sistema IBGE de Recuperação Automática (SIDRA). **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2017. Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br/>>. Acesso em: jan. 2017.

IBGE. Sistema de Contratos Nacionais. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2020.

IDDRI. Beyond the Numbers: Understanding the Transformation Induced by INDCs Induced by INDCs, **Institut du développement durable et des relations internationales, Climate**, N°05/15 october, 2015.

IEA. **Energy Technology Perspectives 2012**. International Energy Agency. Paris, p. pp. 710. 2012.

IEA, International Energy Agency. <<https://www.iea.org/>>, 2020.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. **Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 4 - Agriculture, Forestry and Other Land Use**. 2006.

IPCC. **Climate Change 2014: Synthesis Report**. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland, 151 pp. 2014.

ITAIPU, 2016. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/>>. Acesso em: maio 2020.

JANNUZZI, G. D. M.; SWISHER, J. N. P. **Planejamento Integrado de Recursos**. 1997.

JENKINS, B.M.; BAXTER, L.L.; MILES, T.R.; Miles, T.R. Combustion properties of biomass. **Fuel Processing Technology**, 54, p. 17-46, 1998.

JENKINS, B.M.; BAKKER, R.R.; WEI, J.B. On the properties of washed straw. **Biomass and Bioenergy**, 10, pg. 177–200, 1996.

JUNQUEIRA, T.L.; WATANABE, M. D. B; Viabilidade econômica e ambiental: Usina 1 - **Workshop de Resultados do Projeto SUCRE**. Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE). Dezembro 2017.

KENT, G. A. The effect of trash on the operation and performance of a raw sugar factory. **ISSCT**, 26, 2007. 1622-1628.

LAMONICA, H. M. Produção de vapor e eletricidade – A evolução do setor sucroalcooleiro. Apresentado no **II Workshop de Gestão de Energia e Resíduos na Agroindústria Sucroalcooleira** - Faculdade de Zootecnia e Engenharia dos Alimentos - FZEA/USP. Pirassununga, SP, 2007.

LEONTIEF, W. W. Quantitative Input and Output Relations in the Economic Systems of the United States. **The Review of Economics and Statistics**, Vol. 18, No. 3, agosto 1936. 105 - 125.

LEONTIEF, W. W. The Structure of American Economy, 1919–1929. **Cambridge: Harvard University Press**, 1941.

LE QUÉRÉ, C.; JACKSON, R.B.; JONES, M.W.; SMITH, A.J.P.; Abernethy, S.; Andrew, R.M.; De-Gol, A.J.; Willis, D.R.; Shan, Y.; Canadell, J.G.; Friedlingstein, P.; Creutzig, F.; Peters, G.P. Temporary reduction in daily global CO₂ emissions during the COVID-19 forced confinement. **Nature Climate Change**, 2020.

LINERO, F. A. B. "Aproveitamento da Palha de Cana de açúcar", Apresentado no **16º Seminário Brasileiro Agroindustrial** - STAB Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil out. 2015.

LINERO, F. A. B.; COARESMA NETO, C. Sugarcane Trash – Characteristics And Challenges To Its Use As A Renewable Fuel For Energy Generation In Brazilian Sugarcane Factories. **XXVIII ISSCT Congress**, 2013.

LINERO, F. A. B.; COARESMA NETO, C.; CALORI, N. T. Enfardamento e Sistema de Limpeza a Seco - Aproveitamento energético da palha de cana e benefícios industriais. **STAB - Vol. 34**, nº6, p. 14-15, julho/agosto 2016.

LYND, L. R.; WEIMER, P. J.; ZYL, W. H. V.; PRETORIUS, I. S. Microbial Cellulose Utilization: Fundamentals and Biotechnology. **MICROBIOLOGY AND MOLECULAR BIOLOGY REVIEWS**, september 2002. 506 - 577.

MAACHE-REZZOUG, Z.; MAUGARD, T.; NOUVIAIRE, A.; GOUDE, R.; GEOFFROY, S.; REZZOUG, S.A. A thermomechanical pretreatment to improve enzymatic hydrolysis of wheat straw. **Société Française de Génie des Procédés** - 12ème Congrès de la Société Française de Génie des Procédés. Marseille, France.:. Oct. 2009.

MACEDO, I. C. Greenhouse gas emissions and energy balances in bio-ethanol production and utilization in brazil (1996). **Biomass and Bioenergy** Vol. 14, No. 1, 1998. 77 - 81.

MACEDO, I.C.; LEAL, M.R.L.V. Balanço das emissões de gases do efeito estufa na produção e no uso do etanol no Brasil. **Governo do Estado de São Paulo**, 2004.

MACEDO, I. C.; SEABRA, J. E. A.; SILVA, J. E. A. R. Greenhouse 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**, 2008.

MANTELATTO, P.E.; SOARES, C.C.S.P.; CARVALHO, D.J.; GUIZELINI JÚNIOR, P.C.; TREZ, C.R.; LEAL, M.R.L.V.; JAIR, A.L.E., BRESSIANI, J.A. Industrial processing in **SUCRE - Sugarcane Renewable Electricity**. Brazilian Biorenewables National Laboratory (LNBR). Brazilian Center for Research in Energy and Materials (CNPEN), 2020.

MAPA. **PROJEÇÕES DO AGRONEGÓCIO - Brasil 2016/17 a 2026/27**. Projeções a longo prazo. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. 2017.

MCTIC. **Segunda Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas – Sumário Executivo**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e Comunicação. Brasília. 2010.

MCTIC. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e Comunicação. Brasília 2014.

MCTIC. **Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas – Sumário Executivo**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e Comunicação. Brasília. 2016.

MEIRA FILHO, L.C.; MACEDO, I.C. Contribuição do etanol para a mudança do clima em: **Etanol e bioeletricidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética**. UNICA - União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2010.

MICHELLON, E.; SANTOS, A. L. A.; RODRIGUES, J. R. A. Breve descrição do proálcool e perspectivas futuras para o etanol produzido no Brasil, **XLVI Congresso da sociedade brasileira de economia, administração e sociologia rural**, Maringá, PR, 2008.

MILANEZ, A. Y.; NYKO, D.; VALENTE, M. S.; SOUSA, L. C. D.; BONOMI, A.; JESUS, C. D. F. D.; WATANABE, M. D. B.; CHAGAS, M. F.; REZENDE, M. C. A. F.; CAVALETT, O. et al. De promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar – uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública. **BNDES Setorial** **41**, 2015. 237-294.

MILES, T.R.; BAXTER, L.L.; BRYERS, R.W.; Jenkins, B.M.; Oden, L.L. Alkali deposits found in biomass power plants. A preliminary investigation of their extent and nature. **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, Volume II, fev. 1996.

MILLER, R. E.; BLAIR, P. D. **Input–Output Analysis - Foundations and Extensions**. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1985.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2016a. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/protocolo-de-quioto>>. Acesso em: setembro 2016a.

MMA. **Balanco de Gestao-2010-2016**. Ministério do Meio Ambiente. 2016b.

MOMTAZ, D. The United Nations and the protection of the environment: from Stockholm to Rio de Janeiro. **Political Geography**, Vol. 15. No. 3/4, 1996. pp. 261-271.

MONTALVÃO, E.; SILVA, R. M. Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação. **Texto para Discussão nº 165**, Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Brasília, fevereiro 2015. Disponível em: <www.senado.leg.br/estudos>.

MOREIRA, R. J. **Agricultura familiar: Processos sociais e competitividade**. 1999.

MOURÃO, F. D. A. **Contabilidade Social**. Manaus: Editora da Universidade Federal do Amazonas, 2008.

Nakada, L.Y.K.; Urban, R.C. COVID-19 pandemic: Impacts on the air quality during the partial lockdown in São Paulo state, Brazil. **Science of the Total Environment**, April 2020.

NASSAR, A. M.; RUDORFF, L. B.; ANTONIAZZI, L. B.; AGUIAR, D. A.; BACCHI, M. R. P.; ADAMI, M. Prospects of sugarcane expansion in Brazil: impacts on direct and indirect land use changes. In: ZUURBIER, P.; VAN DE VOOREN, J. **Sugarcane Ethanol**. Wageningen: The Netherlands, 2008. p. 63-93.

NEVES, M. F.; TROMBIM, V. G. e CONSOLI, M. O mapa sucroenergético do Brasil. In: SOUZA, E. L. L. D.; MACEDO, I. D. C. **Etanol e Bioeletricidade: A cana-de-açúcar no futuro da matriz energética**. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010. p. 18-43.

NICOLA, M.; ALSafi, Z.; SOHRABI, C.; KERWAN, A.; AL-JABIR, A.; IOSIFIDIS, C.; AGHA, M.; AGHA, R. The Socio-Economic Implications of the Coronavirus and COVID-19 Pandemic: A Review. **International Journal of Surgery**. April 2020.

NIELSEN, H.P.; FRANDSEN, F.J.; DAM-JOHANSEN, K.; BAXTER, L.L. The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers. **Progress in Energy and Combustion Science**, 26, pg. 283-298, 2000.

NOGUEIRA, L. A. H.; SEABRA, J. E. A.; MACEDO, I. C. Biomass Gasification for Ethanol Production. In: BUCKERIDGE, M. S.; GOLDMAN, G. H. **Routes to Cellulosic Ethanol**. 2011. p. 27-41.

NOVACANA. Novacana Data, 2017. Disponível em: <<https://www.novacana.com/data/>>. Acesso em: setembro 2017.

NYKO, D.; FARIA, J. L. G.; MILANEZ, A. Y.; CASTRO, N. J. D.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. D. A. Determinantes do baixo aproveitamento do potencial elétrico do setor sucroenergético: uma pesquisa de campo. **BNDES Setorial** 33, março 2011. 421-476.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. Análise das emissões de GEE Brasil (1970-2014) e suas implicações para políticas públicas e a contribuição brasileira para o acordo de Paris - documento síntese. **OBSERVATÓRIO DO CLIMA**, 2016.

OBSERVATÓRIO DO CLIMA. Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas do Brasil. Relatório síntese. **OBSERVATÓRIO DO CLIMA**, 2019.

OGEDA, T. L.; PETRI, D. F. S. HIDRÓLISE ENZIMÁTICA DE BIOMASSA. **Quim. Nova**, Vol.33, nº7, p. 1549-1558, 2010.

OLIVEIRA, F. M. V. D. Avaliação de diferentes pré-tratamentos e deslignificação alcalina na sacarificação da celulose de palha de cana, **Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia de Lorena** – UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2010.

ONS. Operador Nacional do Sistema, set, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/home/>>.

ONS. Plano da Operação Energética 2019 – 2023. **Operador Nacional do Sistema**, 2019.

ONU. Organização das Nações Unidas, 1992. Disponível em: <<http://www.un.org/documents/ga/conf151/aconf15126-3annex3.htm>>. Acesso em: setembro 2016.

ONU. Organização das Nações Unidas, 2019. Disponível em: <https://news.un.org/pt/story/2019/12/1698001>. Acesso em dezembro 2019.

ORPLANA. **Protocolo Agroambiental do Setor Sucroenergético Paulista: Dados consolidados das safras 2007/08 a 2013/14.** 2014.

PAES, L. A. D.; OLIVEIRA, M. A. D. Potential trash biomass of the sugar cane plant. in: **Biomass power generation - Sugar cane bagasse and trash**, PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento e CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, 2005. p. 19-23.

PECEGE - Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas. **Custos de produção de cana-de-açúcar, açúcar e etanol no Brasil: Fechamento da safra 2011/2012**, 2012.

PIZAIA, W. Steam economy in the sugar mills. in: **Biomass power generation - Sugar cane bagasse and trash**, PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento e CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, 2005. p. 130-131.

PLANALTO. Palácio do Planalto - Presidência da República, 2016. Disponível em: <<http://www2.planalto.gov.br/acompanhe-planalto/noticias/2016/09/saiba-o-que-e-o-acordo-de-paris-ratificado-pelo-governo-nesta-segunda-feira>>. Acesso em: setembro 2016.

RAÍZEN. Tecnologia em Energia Renovável - Etanol de Segunda Geração, 2016. Disponível em: <<http://www.raizen.com.br/energia-do-futuro-tecnologia-em-energia-renovavel/etanol-de-segunda-geracao>>. Acesso em: novembro 2016.

REGO, E.E.; FOSTER, L.C.; MARTINS, L.M.; LEAL, M.R.L.V.; WATANABE, M. D. B.; HASSUANI, S.; HERNANDES, T.A.D.; Souza, Z.J. Cartilha da Bioeletricidade – **Projeto SUCRE**. Agosto, 2019.

RODRIGUES FILHO, Trash Recovery Cost Biomass power generation - in: **Biomass power generation - Sugar cane bagasse and trash**, PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento e CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, 2005. P. 74 – 85.

RODRIGUES, L. RenovaBio – O que pode mudar para o setor sucroenergético. **RenovaBio itinerante**. Sertãozinho-SP. Junho 2019.

ROYAL SOCIETY AND US NAS. Climate Change Evidence & Causes. **Royal Society and US National Academy of Sciences**, p. 36. 2014.

SANTOS, D.; GULYURTLU, I.; CABRITA, I. Materiais e energia. Conversão termoquímica de combustíveis. **Corrosão e Proteção de Materiais**, Vol. 29, Nº 3, 2010.

SANTOS, R.L.P.; ROSA, L.P.; AROUCA, M.C.; RIBEIRO, A.E.D. The importance of nuclear energy for the expansion of Brazil's electricity grid. **Energy Policy** **60**, 2013, p. 284 – 289.

SAVILLE, B.A.; GRIFFIN, W.M.; MACLEAN, H.L. Ethanol Production Technologies in the US: Status and Future Developments. In: SALLES-FILHO, S. L. M.; CORTEZ, L. A. B.; SILVEIRA, J. M. F. J.; TRINDADE, S. C.; FONSECA, M. G. D. **Global Bioetanol: Evolution, Risks and Uncertainties**. 2016.

SEABRA, J. E. A. Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil. **Tese de doutorado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas**, 2008.

SEEG. Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, 2020. Disponível em: < <http://seeg.eco.br/>>. Acesso em maio 2020.

SILVA, J. E. A. R.; ROCHA, D. E.; PIZZINATO, A. A. S.; MARCHI, A. S. Unburned cane harvesting with trash recovery routes. in: **Biomass power generation - Sugar cane bagasse and trash**, PNUD - Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento e CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, 2005. p. 64-69.

SILVA JUNIOR, A. C.; NUNES JUNIOR, D. Palha - Custos do Recolhimento e do Transporte Integral; **16º Seminário de Mecanização e Produção de Cana-de-Açúcar**, 2014.

SILVA, R. C. D.; MARCHI NETO, I. D.; SEIFERT, S. S. Electricity supply security and the future role of renewable energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 328-341.

SILVA, V. F. N. Estudos de pré-tratamento e sacarificação enzimática de resíduos agroindustriais como etapas no processo de obtenção de etanol celulósico, **IDEA**, 2009.

SOARES, L. H. D. B.; ALVES, B. J. R.; URQUIAGA, S.; BODDEY, R. M. Mitigação das Emissões de Gases Efeito Estufa pelo Uso de Etanol da Cana-de-açúcar Produzido no Brasil. **Circular técnica** 27, Embrapa, abril 2009.

SUN, Y.; CHENG, J. Hydrolysis of lignocellulosic materials for ethanol production: a review. **Bioresource Technology** 83, 2002. 1 - 11.

TOLLEFSON, J. Carbon in the time of COVID-19. **Nature**, Vol 582, 11 June 2020.

UDOP. União dos Produtores de Bioenergia. Site da UDOP, 2016. Disponível em: <<http://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=993>>. Acesso em: 28 março 2016.

UNEP. United Nations Environment Programme, 2016. Disponível em: <<http://www.unep.org/documents.multilingual/default.asp?documentid=97&articleid=1503>>.

UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change, 2016. Disponível em: <http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php>. Acesso em: setembro 2016.

UNICA. Balanço de atividades 2012/12 a 2018/19. União da Indústria de Cana-de-Açúcar, **UNICA**, 2019.

UNICA. União da Indústria de Cana-de-Açúcar - UNICA DATA, 2020. Disponível em: <<http://www.unicadata.com.br/>>.

VALENTE, M. S.; NYKO, D.; REIS, B. L. S. F. S. D.; MILANEZ, A. Y. Bens de capital para o setor sucroenergético: a indústria está preparada para atender adequadamente a novo ciclo de investimentos em usinas de cana-de-açúcar? **BNDES Setorial** 36, 2012. 119-178.

VASSEUR, E. United nations conference on the human environment. **Water Research Pergamon Press**, Vol. 7, Junho 1973. pp. 1227-1233.

VEIGA FILHO, A. A.; RAMOS, P. Proálcool e evidências de concentração na produção e processamento de cana-de-açúcar. **Informações Econômicas**, v. 36, n. 7, p. 48-61, 2006.

WARREN, P. A review of demand-side management policy in the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2013. 941–951.

WEART, S. History of Scientific Work on Climate Change. **Encyclopedia of Atmospheric Sciences**. 2015.

WRI. CAIT Climate Data Explorer, 2016. Disponível em: <<http://cait.wri.org/indc/>>. Acesso em: Novembro 2016.

XAVIER, M. A.; LANDEL, M. G. A.; JUNIOR, J. A. D. S. R.; SILVA, P. H.; MORELLI, R.; PETRI, R.; PIZZO, I. V. Sistema integrado de desenvolvimento e produção de mudas pré-brotadas (MPB) e a atualização do plantel varietal de cana-de-açúcar. **STAB** Vol. 35 nº1, p. 46, 2016.

ZOTELLI, L. C., Palha e vinhaça: emissões de CO₂, N₂O e CH₄ em solo com cana-de-açúcar. Dissertação de mestrado. **Instituto Agrônomo de Campinas**, Campinas 2012.