

O PAPEL DA BIOELETRICIDADE NO SETOR DE TRANSPORTE NA TRANSIÇÃO  
ENERGÉTICA BRASILEIRA

Alice Rezende Ratton Coppos

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

Aprovada por:

Prof<sup>a</sup>. Suzana Kahn Ribeiro

Prof. Marcio de Almeida D'Agosto

Prof. Luiz Eduardo Pizarro Borges

Prof<sup>a</sup>. Elizabeth Cristina da Rocha Lima

Prof. Aurélio Lamare Soares Murta

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL/2020

Coppos, Alice Rezende Ratton

O Papel da Bioeletricidade no Setor de Transporte na  
Transição Energética Brasileira/ Alice Rezende Ratton Coppos –  
Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XIII, 93 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Suzana Kahn Ribeiro

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia  
de Transportes, 2020.

Referências Bibliográficas: p.104-107

1. Bioeletricidade. 2. Veículos elétricos. 3. Bagaço de cana-de-açúcar I. Ribeiro, Suzana Kahn II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Transportes. III. Título.

*Aos meus pais e irmão,  
Ao meu marido e minhas filhas,  
À minha família  
Dedico*

# AGRADECIMENTOS

Os agradecimentos começam para minha orientadora Suzana Kahn. Sou extremamente grata por ter aceitado o convite de ser minha orientadora, ter confiado em mim, ter me incentivado por pesquisar o tema de estudo, ter tido paciência e por ser referência de conhecimento no assunto para mim. Agradeço também a todos os professores e pesquisadores, que contribuíram em manter o conteúdo do curso atual e interessante. Agradeço também a todos meus colegas do Fundo Verde, Elizabeth, André pelas trocas de conhecimento, ensinamentos e conselhos.

Agradeço aos meus pais pelo apoio, e ajuda durante a longa caminhada até aqui. Ao meu marido Fabio por ter compreendido o tempo dedicado ao trabalho e por ser o maior incentivador dessa conquista. Às minhas filhas por terem dividido meu tempo com mais esse “filho”.

Obrigada à COPPE/UFRJ, em especial ao Programa de Engenharia de Transportes, pela oportunidade pessoal e profissional durante mais esta etapa da minha vida, e a todos os funcionários do PET.

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

## O PAPEL DA BIOELETRICIDADE NO SETOR DE TRANSPORTE NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA

Alice Rezende Ratton Coppos

Abril 2020

Orientadora: Suzana Kahn Ribeiro

Programa: Engenharia de Transportes

Esta tese tem por objetivo analisar o uso de bioenergia no Brasil disponível para suprir a demanda energética do setor de transportes, a fim de atender as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC - *Intended Nationally Determined Contributions*) pelo país de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Em um primeiro momento foi realizada uma revisão bibliográfica em relação às mudanças climáticas, ao setor de transporte e suas tendências frente à eletrificação dos veículos elétricos, e à utilização de biomassa de cana-de-açúcar como fonte energética. Uma segunda etapa definiu dois cenários de análise até 2050, um mais tendencial e outro mais disruptivo e audacioso em termos de transição energética. Estimou-se a demanda de energia de penetração de veículos elétricos para ambos os cenários e se quantificou a disponibilidade de matéria-prima para avaliar a viabilidade de seu uso como principal fonte energética dessa nova demanda. Através dos resultados encontrados, é possível afirmar que existe disponibilidade de recursos na forma de biomassa de cana-de-açúcar e um potencial de bioeletricidade (de 186 TWh) compondo a matriz energética brasileira capaz de suprir a demanda dos veículos elétricos urbanos nos cenários Base e Revolucionário. Em seguida, se calculou através um modelo de ciclo de vida (LCA), GREET, as emissões dos combustíveis/biocombustíveis nos dois cenários. Foi possível obter um resultado de emissão praticamente zero (153.000 toneladas/ano), uma diferença de aproximadamente 200MtCO<sub>2eq</sub> em comparação com as emissões de 2014 no setor. Por fim, foram discutidas as condições e ferramentas para catalisar e proporcionar a execução das medidas analisadas e propostas na pesquisa de forma a tornar o Brasil um importante agente na economia de baixo carbono. Conclui-se que os

impactos são significativos e que políticas de promoção de veículos elétricos deveriam ser acompanhadas de mecanismos de suporte e fortalecimento do setor sucroalcooleiro e de políticas de suporte a fontes bioenergéticas mais eficientes para o cumprimento das metas das NDCs brasileiras para com o mundo para que seja possível alcançar os resultados apresentados no trabalho.

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

## THE ROLE OF BIOELECTRICITY IN THE TRANSPORT SECTOR IN THE BRAZILIAN ENERGY TRANSITION

Alice Rezende Ratton Coppos

April 2020

Advisor: Suzana Kahn Ribeiro

Department: Transport Engineering

This thesis aims to analyze the use of bioenergy in Brazil available to supply the energy demand of the transport sector, in order to fulfill the country Nationally Determined Contributions (NDC) and to reduce its greenhouse gas emissions (GHG). At first, a bibliographic review was carried out in relation to climate change, to the transport sector and its trends regarding the electrification of electric vehicles, and in relation to the use of sugarcane biomass as an energy source. A second step focused in defining two assessment scenarios up to 2050, one more tendentious and the other more disruptive and audacious in terms of energy transition. The energy demand for electric vehicle penetration was estimated for both scenarios and the availability of raw material was quantified to assess the feasibility of its use as the main energy source of this new demand. Through the results found, it was possible to state that there is enough resources from sugarcane biomass and that there is a potential for bioelectricity (of 186 TWh) composing the Brazilian energy matrix capable of meeting the demand for urban electric vehicles for both Base and the Revolutionary scenarios. Then, using a life cycle model (LCA), GREET, the emissions of fuels/ biofuels in both scenarios were calculated. It was possible to obtain practically no CO<sub>2eq</sub> emission (153,000 tons / year), a difference of approximately 200MtCO<sub>2eq</sub> compared to the emissions in 2014 in the transport sector. Finally, the conditions and tools to catalyze and provide the execution of the measures analyzed and proposed in the research were discussed in order to make Brazil an important agent in the low carbon economy. It is concluded that the impacts are

significant and that policies for the promotion of electric vehicles should be accompanied by mechanisms to support and strengthen the sugar and alcohol sector and support policies for more efficient bioenergetic sources to meet the goals of the Brazilian NDCs with the world so that it is possible to achieve the results presented in the work.

# Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivo/Hipótese.....	4
1.2. Metodologia.....	4
1.3. Justificativa.....	5
2. Mudanças climáticas no setor de transporte.....	7
2.1. Estado Atual do Conhecimento sobre Mudança Climática.....	7
2.2. Transporte e Mudança Climática.....	10
2.2.1. Emissões setoriais.....	10
a) Setor Energético.....	13
b) Mudança de Uso de Terra.....	16
c) Setor Industrial.....	19
d) Setor de Transporte.....	21
2.2.2. O Brasil e o setor de Transporte.....	24
a) Medidas de Incentivos Brasileiros para mitigação de GEEs.....	24
b) Inventário Brasileiro de emissões de GEEs.....	26
c) Estrutura Brasileira do setor de Transporte.....	27
2.3. Uso energético no setor de Transporte.....	28
2.3.1. Situação atual de consumo energético.....	31
2.3.2. Tendências de consumo energético no setor.....	38
3. Uso de Bioenergia no setor de Transporte.....	39
3.1. Biomassa.....	43
3.2. Rotas Tecnológicas.....	47
a) Biocombustíveis Líquidos.....	48
b) Biocombustíveis gasosos.....	53
c) Bioeletricidade.....	54
i. Gaseificação do bagaço de cana.....	55
3.2. Uso de bioenergia no Brasil.....	58
3.3. BioCCS.....	61
4. Uso da Biomassa no Brasil como parte da energia de baixa carbono para expansão de veículos elétricos.....	64
4.1. Definição dos cenários e parâmetros para análise do potencial energético da biomassa de cana-de-açúcar.....	65
4.2. Potencial de redução de emissões de CO <sub>2</sub> .....	71

5. Condições e instrumentos necessários e catalisadores para implementação.....	79
5.1. Barreiras à implementação dos veículos elétricos e uso de bioenergia.....	83
a) Infraestrutura necessária para penetração dos veículos elétricos.....	83
b) Custos e desafios do setor sucroalcooleiro.....	85
c) Impactos na matriz energética da penetração de veículos elétricos na frota brasileira.....	88
5.2. Alternativas de viabilização.....	92
a) Precificação de carbono.....	92
b) Precificação interna de carbono.....	98
c) Artigo 6 do Acordo de Paris.....	100
6. Conclusão.....	102
Referências Bibliográficas.....	105

# Lista de Figuras

Figura 1. – Mudanças nas temperaturas médias globais, no nível médio dos oceanos.....	1
Figura 2. - Produção e projeção geração de energia elétrica oriunda de bioenergia.....	3
Figura 3. – Repartição por gás de Gases de Efeito Estufa.....	11
Figura 4. - Contribuição anual de redução de emissões até 2050 entre cenários 2Ds e 6Ds.....	13
Figura 5. - Emissões brutas brasileiras de GEE por setor.....	14
Figura 6. – Perfil de emissões de CO <sub>2</sub> pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2014, por segmento.....	16
Figura 7.- Emissões de GEEs no Uso de terra.....	17
Figura 8. - Evolução das emissões de GEE no transporte rodoviário de passageiros.....	23
Figura 9. – Comparativo da matriz de transportes.....	27
Figura 10. - Consumo de energia no transporte mundial por modalidade, 2012 (quatrilhão de Btu).....	30
Figura 11. - Consumo de combustível por modal e por fonte.....	30
Figura 12. - Participação por grupo de combustíveis no transporte 2012.....	32
Figura 13. - Evolução do consumo de energia no segmento de transportes.....	33
Figura 14. - Consumo final por combustível, transporte rodoviário em 2017.....	33
Figura 15. – Consumo energético por fonte do setor ferroviário.....	34
Figura 16. - Demanda de energia do setor de transporte: modal ferroviário (inclui cargas e passageiros).....	34
Figura 17.- Demanda de energia do setor de transporte: modo aeroviário (inclui carga e passageiro).....	35
Figura 18. - Demanda de energia do setor de transporte: modo aquaviário (inclui carga e passageiro	
Figura 19. - Evolução do consumo de combustíveis no transporte de passageiros.....	37
Figura 20. - Evolução da demanda de gasolina e etanol.....	38
Figura 21. – Licenciamento de veículos novos no Brasil.....	40
Figura 22. – Participação de fontes renováveis.....	41
Figura 23. – Participação de produtos de cana e do biodiesel na matriz energética brasileira .....	42
Figura 24. – Número de usinas por fonte.....	45
Figura 25. - Produção de Cana-de-açúcar – Brasil (1980/1981-2018/2019) .....	46

Figura 26. - Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa.....	47
Figura 27. – Reações interna de gaseificação.....	56
Figura 28. - Fluxograma do Processo de gaseificação fluidizada.....	57
Figura 29. - Ciclo combinado vapor e gás.....	57
Figura 30. - Representação esquemática de um processo de gaseificação de biomassa integrada com turbina à gás e ciclo combinado.....	58
Figura 31. – Proporção de bioenergia no consumo total de energia de cada setor e na geração elétrica 2015 (%).....	59
Figura 32. - Evolução da oferta de bioeletricidade, em TWh, e evolução da participação da bioeletricidade na geração total, de 1970 a 2014, no Brasil.....	61
Figura 33. – Mapa de usinas biomassa em operação.....	64
Figura 34. - Oferta potencial de bioeletricidade em geração centralizada, tecnologias maduras, até 2050.....	65
Figura 35. – Demanda de energia por fonte (PJ/ano) .....	66
Figura 36. – Taxas de crescimento anual do PIB consideradas (%).....	67
Figura 37. - Potencial de bioeletricidade excedente da cana-de-açúcar, com ciclo vapor e BIG-GTCC, até 2050.....	71
Figura 38. – Representação esquemática dos ciclos de vida do GREET.....	73
Figura 39. - Esquema funcional do Modelo LCA GREET.....	74
Figura 40. - Esquema de um Exemplo de Sistema estudado pelo Modelo Greet (veículo).....	75
Figura 41. - Determinação da matriz elétrica brasileira para cálculo de redução de GEE (cenário Base).....	76
Figura 42. - Figura ilustrativa de simulação de emissões de GEEs para ano 2050, carro elétrico.....	76
Figura 43. – Figura de preenchimento do modelo com premissas para veículos elétricos.....	77
Figura 44. – Gráfico da projeção de emissões de CO <sub>2eq</sub> em 2050 nos cenários Base e Revolucionário.....	78
Figura 45. - Total de investimentos divulgados em <i>startups</i> de mobilidade desde 2010.....	80
Figura 46. - Cenários de penetração do veículo elétrico até 2050.....	81
Figura 47. – Fatores que afetam a demanda por transporte.....	82
Figura 48. - Evolução do consumo final por setores.....	90
Figura 49. – Penetração de tecnologias nas vendas de veículos leves (2012-2050)....	90
Figura 50. - Mapa das Iniciativas de Precificação de Carbono.....	94
Figura 51. - Crescimento das emissões globais de GGG com preço.....	95

Figura 52 – Gráfico de Frequência X intervalo de valores (US\$/tCO<sub>2e</sub>) .....99

# Lista de Tabelas

Tabela 1. - Os principais GEEs, respectivas fórmulas, concentração atmosférica no período pré-industrial, concentração atmosférica em 2005, tempo de permanência na atmosfera (em anos), fontes de emissão e potencial de aquecimento global em relação ao CO <sub>2</sub> .....	12
Tabela 2. – Emissões dos setores industriais.....	21
Tabela 3. – Demanda por combustível de 2000 a 2014.....	31
Tabela 4. – Rendimento energético dos automóveis e comerciais leves.....	68
Tabela 5. – Combinações de biomassa e tecnologia de geração elétrica utilizados para estimativa do potencial da bioeletricidade.....	69
Tabela 6. – Parâmetros de uma usina sucroalcooleira usando IGCC na safra e entressafra.....	70
Tabela 7. – Eficiências típicas para tecnologias de geração de bioeletricidade para biomassa de cana-de-açúcar.....	70
Tabela 8. – Demanda de energia elétrica dos VE nos diferentes Cenários do Greenpeace. ....	71
Tabela 9. – Matriz elétrica em 2050 nos cenários Base e Revolucionário.....	75
Tabela 10. – Resultado de emissões de GEEs por fonte para cada cenário.....	78
Tabela 11. - Custos de investimento, de O&M, de combustível e custo nivelado da bioeletricidade das fontes consideradas.....	85

# Lista de Abreviaturas e Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AFOLU	Agricultura, Florestas e Outros Usos da terra
AIE	Agência Internacional de Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APEC	Cooperação Econômica Ásia-Pacífico
AR5	<i>Fifth Assessment Report</i>
BEN	Balanço Energético Nacional
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
BRT	<i>Bus Rapid Transit</i>
CCS	<i>Carbon Capture and Storage</i>
CEBDS	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável
CONAB	Companhia Nacional e Abastecimento
COP	Conferência das Partes
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DOTS	Desenvolvimento Orientado ao Transporte Sustentável/ <i>Transit Oriented Development</i>
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ETS	<i>Emissions Trading Scheme</i>
EV	<i>Electric Vehicle</i>
FAO	<i>Food and Agriculture Organization of the United Nations</i>
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GFE	Garantia Física de Energia
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicle</i>
ICG	Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
ICS	Instituto Clima e Sociedade
IEA	<i>International Energy Agency</i> / Agência Internacional de Energia

IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
IGCC	Integração da Gaseificação a Ciclo Combinado
iNDC	<i>Intended Nationally Determined Contributions</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel of Climate Change</i>
ISSO	<i>International Organization for Standardization</i>
ITDP	Instituto de Políticas de Transporte e Desenvolvimento
LCA	<i>Life-Cycle Assessment</i> / Análise de ciclo de vida
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MEG	Metanol, Etanol e Gasolina
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MRV	Monitoramento, Relato e Verificação
MUT	Mudança de Uso da Terra
NDC	<i>Nationally Determined Contributions</i>
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
PAG	Potencial de Aquecimento Global
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNLT	Plano Nacional de Logística e Transporte
PNE	Plano Nacional de Energia
PNMC	Política Nacional sobre Mudança do Clima
PNMU	Política Nacional de Mobilidade Urbana
PPCDAM	Plano de Ação para a Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal
REDD+	Redução de Emissões por Desmatamento e Degradação florestal
SEEG	Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição
UHE	Usina Hidrelétrica
ÚNICA	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas / <i>United Nations Framework on Climate Change</i>
VLT	Veículo Leve sobre Trilhos
VRES	Valor Anual de Referência Específico

# 1. Introdução

Um dos grandes desafios do século XXI continua sendo o aquecimento global. Dados científicos do *Physical Science Basis* (IPCC, 2007) apontam um aumento de temperatura média global da atmosfera terrestre de 1°C e do nível dos oceanos em 200mm desde a Revolução Industrial até o ano de 2000 (vide Figura 1). As mudanças climáticas se intensificam com as emissões de dióxido de carbono e outros gases poluentes oriundos de atividades humanas.

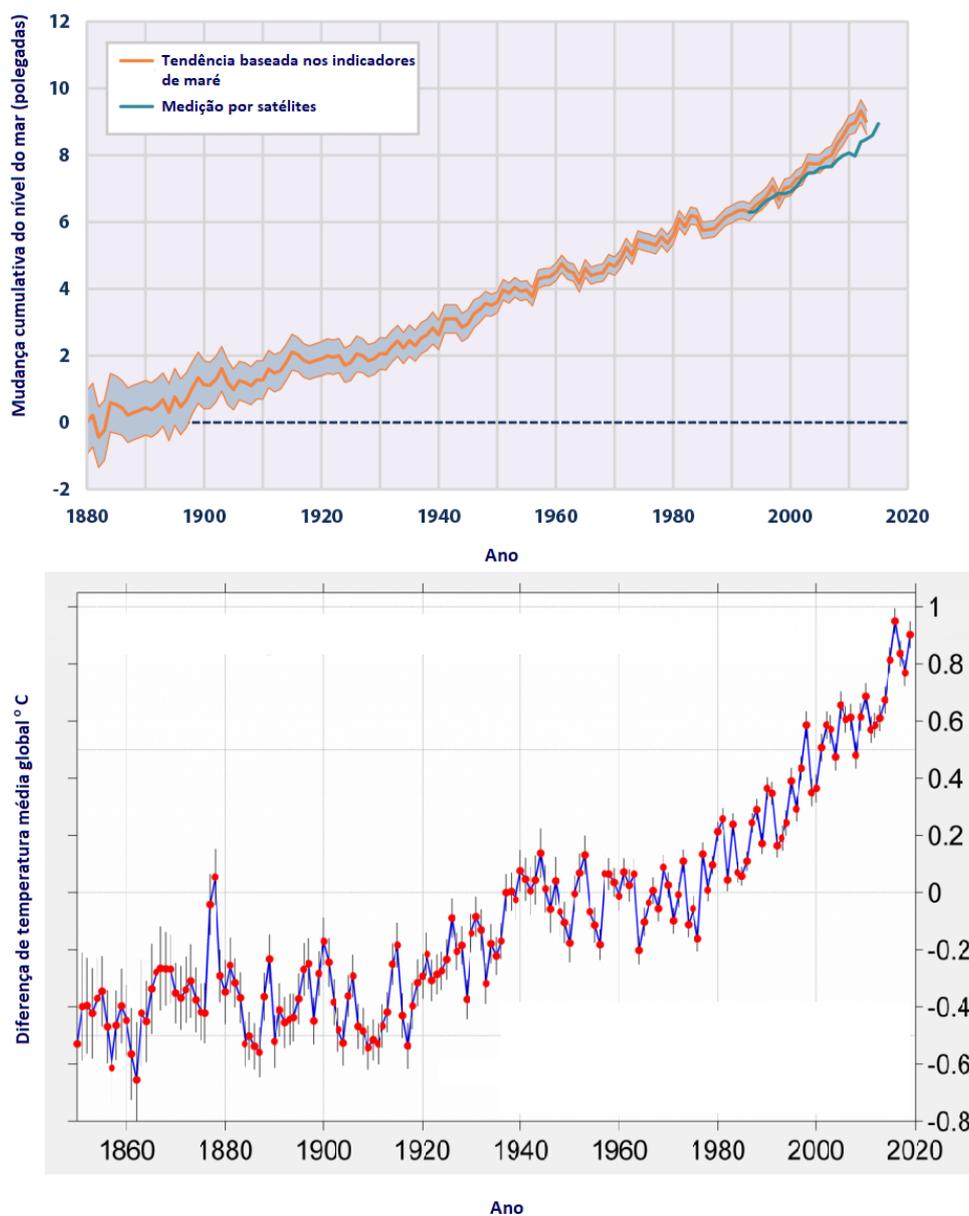


Figura 1. – Mudanças nas temperaturas médias globais, no nível médio dos oceanos, (NOAA, 2016).

Cientistas do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) estipulam que a média da temperatura global aumentará entre 1,4° C a 5,8° C até 2100 (IPCC, 2007). O acréscimo de temperatura global pode resultar em impactos ambientais turbulentos com o aumento do nível do mar, mais tempestades, mais inundações, mais degelos, extinção de espécies animais e vegetais, alteração do ecossistema, piora da saúde pública, reforma na cadeia da agricultura e pecuária.

Os estresses climáticos podem resultar em efeitos cascata ao longo dos diferentes sistemas urbanos de infraestrutura como os setores de água, saneamento, energia e transporte. A vulnerabilidade desses setores às mudanças climáticas varia de acordo com seu grau de desenvolvimento, resiliência e adaptabilidade. Assim, as variações do clima podem agravar pressões já existentes, principalmente nos países em desenvolvimento como o Brasil, onde grande parte da população ainda é desprovida de serviços básicos de saneamento, a infraestrutura dos modais de transporte insuficientes e segurança energética em constante discussão.

Os cálculos e a previsão do aumento brusco de temperatura até o final do século XXI têm por base diversos modelos de projeções e cenários de emissões de gases de efeito estufa e de graus de mitigação. Apesar da maior confiança sobre os relatórios do IPCC, existe ainda uma grande lacuna entre as políticas adotadas pelas governanças e os interesses econômicos-financeiros, muitas vezes impopulares, que acabam permitindo questionamentos sobre métodos, probabilidades, teses e teorias. A certeza é de que os recursos naturais são finitos e que as emissões antropogênicas influenciam em algum grau o clima terrestre. O aquecimento médio da temperatura do planeta em 1,5 C é tido como inevitável nas próximas décadas.

Como a escala do problema é global, e, dessa discussão fazem parte tanto os países industrializados quanto os em desenvolvimento, essa tem sido uma oportunidade para os países colocarem em debate os atuais padrões de consumo e desenvolvimento, os possíveis caminhos para atingir-se o desenvolvimento sustentável e as diferenças econômicas e sociais existentes entre as nações e até mesmo dentro das próprias nações. Como resultado desse debate procura-se, então, atribuir responsabilidades aos países e metas de redução nas emissões de gases de efeito estufa as quais os mesmos devem atingir e novos padrões de consumo que devem ser adotados.

A queima de combustíveis fósseis em todo mundo é a principal causa das emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), o principal gás de efeito estufa. Numa grande cidade, entre todos os setores que consomem combustíveis fósseis, o setor de transportes, principalmente o rodoviário, é um dos mais importantes. Segundo a Agência

Internacional de Energia (AIE), o setor de transporte é responsável por mais de 20% do total das emissões de gases de efeito estufa (GEEs) e o principal ou segundo maior contribuinte de emissões ligadas à energia. No Brasil a participação do setor nas emissões de GEEs pela produção e pelo uso de energia chega a 47% em 2012 (EPE, 2015). Algumas medidas mitigadoras como eficiência energética, mudança de modal, biocombustíveis, bioenergia, dentre outras, são recomendadas pelo MCTI (MCTI, 2016) como atividades de baixo carbono e foram inseridas nos cenários de mitigação dos GEEs deste setor.

A bioenergia, apresentada como medida mitigadora, representa hoje a maior parte de fonte de energia renovável sendo capaz de atuar significativamente no corte de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e frear o aquecimento global (IEA, 2017). Cenários internacionais mostram que o uso da biomassa e outros resíduos na produção de eletricidade no mundo é crescente (Figura 2) e pode desempenhar um papel fundamental na descarbonização dos sistemas de eletricidade, fornecendo uma fonte estável de eletricidade com baixo teor de carbono.

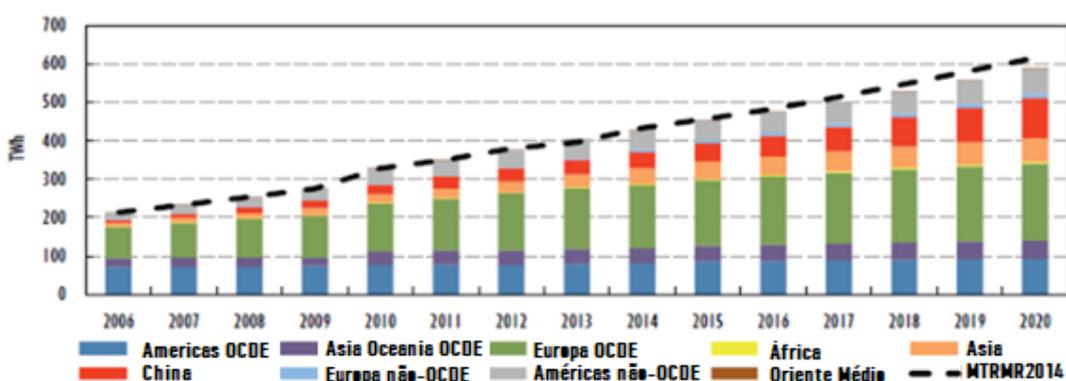


Figura 2. - Produção e projeção geração de energia elétrica oriunda de bioenergia (IEA, 2015)

Frente ao significativo impacto que o setor de transporte gera nas emissões, analisar o grau de relevância que o uso de bioenergia causa no Brasil no setor em questão, como medida mitigadora, é de extrema importância para possibilitar a definição de estratégias de redução de GEEs no país.

O interesse na diversificação de fontes de energia está influenciando a tecnologia de veículos, principalmente a de veículos elétricos. A comercialização de veículos elétricos tem crescido consideravelmente, as vendas cresceram 50% entre 2012 e 2013 (IEA, 2014). Não há como negar a tendência de expansão da comercialização e uso da tecnologia no futuro. No entanto, os veículos híbridos elétricos (HEVs - *Hybrid Electric*

*Vehicle*) são vistos como uma solução para transição da implementação maciça de veículos elétricos (EVs - *Electric Vehicle*) e HEVs plug-in (PHEVs), de modo que o uso de combustíveis líquidos continuará sendo consumido e não reduzirá em curto, médio prazo. No Brasil, o compromisso com etanol agrava ainda mais o adiamento da entrada de EVs no país. O esperado desenvolvimento em tecnologias híbridas flex visa proporcionar o aproveitamento da infraestrutura de açúcar existente e a indústria de álcool do país (EPE 2016; FGV 2018).

Acompanhando a tendência de eletrificação do setor de transporte, é essencial que a matriz energética brasileira permaneça primordialmente renovável para seguir uma trajetória de baixas emissões de carbono onde a bioenergia utilizada passe a ser majoritariamente bioeletricidade.

### **1.1. Objetivo do trabalho/hipótese**

O trabalho pretende mostrar que mesmo com uma massiva eletrificação de veículos leves no mundo, onde o estoque global de carros elétricos já ultrapassou 2 milhões de veículos em 2016 (IEA 2017a), a bioenergia pode continuar sendo uma opção de mitigação de GEE e de fonte de energia elétrica muito relevante para o setor de transporte no Brasil.

O objetivo desse estudo é analisar processos bioenergéticos que permitem atingir reduções de emissões no país respondendo às exigências dos principais tratados ambientais globais como o Acordo de Paris. O que se quer mostrar é que com a eletrificação do setor de transporte, a bioenergia terá um papel fundamental a cumprir no setor como componente de uma matriz energética mais limpa capaz de responder ao consumo adicional de eletricidade dos carros elétricos e de biocombustíveis dos novos veículos híbridos. A bioeletricidade poderá ser capaz de suprir integralmente a demanda energética adicional oriunda do ingresso de veículos elétricos urbanos em cenários até 2050. Na proposta, o setor sucroalcooleiro se apresenta como o principal contribuinte de matérias primas para geração energética alternativa limpa no Brasil. O destaque e escolha pela cana-de-açúcar e seu bagaço das demais possibilidades de matérias primas também compõem a narrativa do trabalho.

### **1.2. Metodologia**

O trabalho inicia seu estudo com uma revisão bibliográfica em torno das mudanças climáticas e o movimento do mundo em reação a tal fenômeno, mostrando a trajetória da entrada crescente e significativa da eletrificação de veículos elétricos leves no mundo

e no Brasil. Em seguida, algumas análises de dados entre o setor de transporte e o uso de bioenergia como ação de mitigação são desenvolvidas e apresentadas para o Brasil, incluindo a geração de energia elétrica a partir de biomassa. Neste momento, a escolha pela matéria prima é justificada através de uma avaliação de todas as biomassas com potencial de maior custo benefício para suprir a demanda energética provinda do uso de veículos elétricos urbanos no Brasil. No passo seguinte, são determinadas as premissas de um cenário audacioso em relação a participação de veículos elétricos no Brasil. Tal cenário se baseou em projeções do Greenpeace (Greenpeace, 2016), e na disposição de biomassa do país para suprir a demanda complementar de energia dos VEs e assim validar as exigências de produção de energia limpa, e emissão carbono zero. O estudo da EPE, Plano Nacional de Energia (PNE) 2050, é tomado como base comparativa para um cenário mais conservador a fim de realizar análises de sensibilidade em relação ao cenário proposto.

Os cálculos e análises de energia e emissões dos diversos combustíveis /biocombustíveis e tecnologias são realizados através do modelo de ciclo de vida (LCA) desenvolvido pelo Laboratório de Argonne, chamado GREET. Ou seja, todos os resultados de entrada, saída e impactos ambientais (emissões) do sistema de um produto (ou tecnologia) são calculados e analisados através seu ciclo de vida. Por fim, são expostas condições e ferramentas para catalisar e proporcionar a execução das medidas analisadas e propostas na pesquisa de forma a tornar o Brasil um importante agente na economia de baixo carbono.

### **1.3. Justificativa**

Na 21ª Conferência das Partes (COP21) da UNFCCC, em Paris, foi adotado um novo acordo com o objetivo central de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e de reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças. O Acordo de Paris foi aprovado pelos 195 países Parte da UNFCCC para reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável. Para entrar em vigor, o tratado necessitou ser ratificado por 92 países responsáveis por 55% das emissões de GEE.

Para o alcance do objetivo final do Acordo, os governos se envolveram na construção de seus próprios compromissos, a partir das chamadas Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (iNDC - *Intended Nationally Determined Contributions*). Por meio das iNDCs, cada nação apresentou sua contribuição de redução de emissões dos gases de efeito estufa, seguindo o que cada governo considera viável a partir do cenário social e econômico local.

Após a aprovação pelo Congresso Nacional, o Brasil concluiu, em 12 de setembro de 2016, o processo de ratificação do Acordo de Paris. No dia 21 de setembro, o instrumento foi entregue às Nações Unidas. Com isso, as metas brasileiras deixaram de ser pretendidas e tornaram-se compromissos oficiais. A NDC do Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, e subsequentemente em reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Para isso, o país se propôs a aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética para aproximadamente 18% até 2030, restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas, bem como alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030 (MMA, 2017).

O Acordo de Paris determina que os países desenvolvidos devem investir cerca de 100 bilhões de dólares por ano em medidas de combate às mudanças climáticas e adaptação, em países em desenvolvimento. Para a obtenção e disponibilização do financiamento climático, paira a preocupação em formalizar o processo de desenvolvimento de contribuições nacionais, além de oferecer requisitos obrigatórios para avaliar e revisar o progresso das mesmas. Esse mecanismo exige que os países atualizem continuamente seus compromissos, permitindo que ampliem suas ambições e aumentem as metas de redução de emissões, evitando qualquer retrocesso. Para tanto, a partir do início da vigência do acordo, acontecerão ciclos de revisão desses objetivos de redução de gases de efeito estufa a cada cinco anos.

Dessa forma, o presente trabalho pretende mostrar para que a inclusão das participações prometidas de uso de bioenergia no Brasil até 2050 através das NDCs seja alcançada, é imprescindível que setores com maior contribuição nas emissões de GEES, como o setor de transporte, participem de forma significativa na meta de redução projetada de CO<sub>2</sub>, levando em consideração a forte tendência de eletrificação dos veículos leves, e o não comprometimento do desenvolvimento e do investimento do setor de biocombustíveis.

## 2. Mudanças climáticas e o setor de transporte

### 2.1. Estado Atual do Conhecimento sobre Mudança Climática

De acordo com o Quinto relatório, *Fifth Assessment Report (AR5)*, do IPCC, as atividades antropogênicas são o principal responsável pelo aquecimento global. A influência humana sobre a mudança climática se evidencia na maioria das regiões do planeta. O relatório mostrou e concluiu que a temperatura da atmosfera e dos oceanos se elevou, a quantidade de neve e de gelo diminuiu e que o nível do mar e de concentração de gases de efeito estufa aumentou. O aumento na frequência das enchentes, da desertificação identificada via satélite são resultados também dessa alteração climática terrestre (IPCC, 2013). Há 95% de probabilidade de que mais da metade da elevação média da temperatura da Terra entre 1951 e 2010 tenha sido causada pelo homem. Os gases de efeito estufa (GEE) contribuíram para o aquecimento entre 0,5°C e 1,3°C no período (IPCC, 2013).

Segundo o relatório, até o fim do século 21, há pelo menos 66% de chance de a temperatura global se elevar pelo menos 2°C em comparação com o período entre 1850 e 1900. A mudança na temperatura da superfície da Terra no final do século 21 pode exceder 1,5°C no melhor cenário e, provavelmente, deve exceder 2°C nos dois piores cenários. Na pior das possibilidades, a temperatura pode alcançar 4,8°C até 2100. Os oceanos também terão sua temperatura elevada entre 0,6°C e 2°C até 2100. Além disso, devido ao aumento do degelo no alto das montanhas, o nível do mar deve subir entre 26 a 55 centímetros, considerando o melhor cenário, e entre 45 a 82 centímetros, no pior cenário. O gelo do Ártico pode diminuir até 94% durante o verão no Hemisfério Norte até 2100. Desastres poderão ocorrer com maior frequência em virtude dos impactos de eventos climáticos extremos.

A emissão continuada de gases de efeito estufa causa mais aquecimento e mudanças duradouras em todos os componentes do sistema climático, aumentando a probabilidade de impactos severos, generalizados e irreversíveis para as pessoas e os ecossistemas. As perdas econômicas agregadas aceleram com o aumento da temperatura (evidência limitada, mas de alta concordância segundo o AR5), apesar dos impactos econômicos globais das mudanças climáticas serem atualmente difíceis de estimar. Do ponto de vista da pobreza, projeta-se que os impactos da mudança climática desacelerem o crescimento econômico, tornem a redução da pobreza mais difícil, faça

com que a escassez de alimentos aumente e prolongue as existentes criando novas armadilhas da pobreza principalmente nas áreas urbanas e emergentes de fome. As trocas de informações e dados internacionais de comércio e de relações entre os países e estados são importantes para entender os riscos da mudança climática em escalas regionais.

Para amenizar as mudanças climáticas é necessário que medidas de adaptação e mitigação sejam tomadas para alcançar reduções substanciais e sustentadas de emissões de gases com efeito de estufa para então limitar os riscos de tais alterações climáticas. As emissões antropogênicas de GEE são impulsionadas principalmente pelo tamanho da população, atividade econômica, estilo de vida, uso de energia, padrões de uso da terra, tecnologia e política climática.

Para os redatores e pesquisadores do IPCC, a bioenergia tem um potencial significativo de mitigação de gases de efeito estufa (GEE), desde que os recursos sejam desenvolvidos de forma sustentável e que sejam utilizados sistemas eficientes de bioenergia. Certos sistemas atuais e opções chaves para o futuro, incluindo sistemas de culturas perenes, uso de resíduos e resíduos de biomassa, e sistemas de conversão avançados, são capazes de fornecer reduções de emissão de 80 a 90% em comparação com a linha de base de energia fóssil.

De forma a atingir as metas acordadas internacionalmente de não ultrapassar um aumento de temperatura de 2 ° C ao longo deste século é necessário não somente reduzir drasticamente as emissões de carbono, mas removê-lo da atmosfera. A remoção do carbono é importante para a transição e o futuro da economia, pois compensa processos com grande emissão. Além disso, ter a capacidade de remover CO<sub>2</sub> da atmosfera oferece um nível significativo de segurança no alcance das metas. Desse modo, a variedade de soluções não apenas requer tecnologias de carbono zero (emissões neutras) como processos inovadores capazes de eliminar o CO<sub>2</sub> do ar (tecnologias de emissão negativa). A mudança nos comportamentos de práticas agrícolas mais sustentáveis e uso mais eficiente da energia também não devem ser esquecidos.

Há uma variedade de tecnologias que podem remover o CO<sub>2</sub> do ar dentre elas estão incluídas arborização e armazenamento de madeira, BioCCS e tecnologias emergentes como árvores artificiais. O relatório do Painel Intergovernamental sobre o Clima (IPCC, 2014) destaca que o processo de BioCCS seria a única possível tecnologia em grande escala existente capaz de remover significativamente CO<sub>2</sub> da atmosfera. A junção da captura e armazenagem de CO<sub>2</sub> (CCS – *Carbon Capture and Storage*) com a conversão sustentável da biomassa é o que se denomina de BioCCS. O sistema envolve processos em que o CO<sub>2</sub> originado da biomassa é capturado e armazenado.

O BioCCS permite a remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera por meio do consumo de carbono da biomassa ao crescer, e da captura/armazenagem permanente no subsolo do carbono liberado pela queima dessa biomassa, de forma a suprir energia com emissões "negativas" de carbono e possibilitando a estabilização de concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera até a segunda metade do século XXI. Evidentemente, o sucesso desta alternativa dependerá da provisão sustentável de biomassa. Estima-se que o BioCCS possa emitir negativamente 14 Gton/CO<sub>2</sub> até 2050, permitindo a compensação de maiores emissões oriundas de outros setores (IEA, 2016).

A importância do uso da tecnologia é ressaltada pelo relatório do IPCC (2014) que conclui que sem o CCS/BioCCS, além do custo ficar em até 138% mais caro, pode haver um acréscimo de aproximadamente US\$3,5 trilhões no orçamento de transformação do setor energético sem a presença da tecnologia. Com base nesses cálculos, argumenta-se amplamente que o investimento nesta tecnologia tornaria a transição para uma economia de baixo carbono substancialmente mais barata e mais econômica. Qualquer dinheiro gasto agora para viabilizar a tecnologia de CCS, pretende ser reembolsado no longo prazo.

Para limitar o aumento de CO<sub>2</sub> na atmosfera é necessário reduzir o uso de combustíveis fósseis e passar a utilizar outras fontes de energia, além de CCS. Mas as novas fontes de energia têm o desafio de se expandir com a agilidade suficiente para atender o rápido crescimento da demanda e a necessidade de se abandonar as fontes emissoras existentes o quanto antes. O crescimento elevado e contínuo da demanda também leva ao aumento nos preços da energia, que, por sua vez, pode motivar a maior extração de carvão, petróleo e gás e desmotivar a transformação ou a modificação da infraestrutura existente. Embora o mundo esteja começando a agir, o avanço significativo com vistas ao objetivo de Paris é desafiador, em parte devido ao carvão. Enquanto as fontes renováveis e o gás natural dominam cada vez mais o setor energético nos países desenvolvidos, reduzindo as emissões, o uso de carvão está aumentando em algumas economias, uma vez que é necessária uma nova capacidade de geração para o desenvolvimento.

Nem todas as economias alcançarão o índice de zero emissão líquida ao mesmo tempo. A UE e a América do Norte precisam considerar essa questão como um objetivo para a década de 2050, em parte para equilibrar os países que chegarem a este ponto bem depois no século. Como um país avançado dentro de uma região avançada, a Suécia já está de olho em 2045. Mas é uma tarefa difícil alcançar zero emissão líquida em quase qualquer economia industrial na década de 2050. A aparente falta de soluções de baixo carbono para a aviação, navegação e fabricação de cimento, para alguns processos químicos, fundição, fabricação de vidro e outros significa que setores

importantes da economia industrial não alcançarão rapidamente zero emissões. Mesmo o setor de energia elétrica ainda pode precisar do apoio da geração térmica convencional em 2050.

As transformações de sistemas são imprevisíveis e demandam tempo. Uma razão pela qual as transformações dos sistemas demandam tempo é que o sucesso de uma pode impedir o progresso da próxima. O legado de um desenvolvimento bem-sucedido é o potencial de bloqueio do recurso no qual o sistema atual foi construído. Esse potencial de bloqueio tem origem na resistência em deixar os investimentos de capital originais e perder os empregos que foram criados. A meta de alcançar zero emissão líquida em apenas até 2050 não dá margem para interrupção, tecnologias estagnadas, atraso no emprego, indecisões políticas ou retrocesso nacional. Ao contrário, requer uma rápida aceleração em todos os aspectos de uma transição de energia e estruturas políticas especialmente robustas com vistas às emissões. O sucesso pode ser conquistado somente por meio de um processo amplo que seja abraçado pelas sociedades, liderado por governos e levemente coordenado por organizações, como a UNFCCC, a UE, ASEAN e outras.

## **2.2. Transporte e Mudança Climática**

### **2.2.1.1. Emissões setoriais**

Como comentado anteriormente, o uso de combustíveis fósseis é a principal fonte de CO<sub>2</sub> e gases de efeito estufa (GEE) atualmente. Os GEEs são gases capazes de absorver parte da radiação infravermelha e redistribuí-la na atmosfera, aquecendo o planeta em um fenômeno chamado efeito estufa. As moléculas dos GEEs presentes na atmosfera terrestre interagem muito pouco com a radiação eletromagnética solar, mas absorvem a radiação infravermelha emitida pela superfície da Terra. Estas se excitam e reemitem quantidade de energia na forma térmica para a atmosfera, aquecendo o planeta. Do total de radiação que atinge a Terra, 61% passa pela atmosfera e consegue chegar ao espaço, enquanto 39% é absorvido e reemitido de volta pelos gases naturais de efeito estufa. Os GEEs mais relevantes são: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), vapor d'água (H<sub>2</sub>O) e os clorofluorcarbonos (CFCs) (SEEG, 2017). Gases como os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), o monóxido de carbono (CO), os halocarbonos e outros de origem industrial como o hidrofluorcarbono (HFC) e o perfluorcarbono (PFC) também são exemplos de GEE.

De maneira geral, o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é emitido em processos de combustão, e é o GEE mais relevante globalmente tendo origem principalmente (87%) a queima de

combustíveis fósseis. O metano ( $\text{CH}_4$ ) é principalmente originado em processos biológicos, como o tratamento de efluentes líquidos e em aterros sanitários, e nas atividades agropecuárias. A extração e refino de petróleo também é grande emissora de metano. Outras atividades que também incluem a produção de metano são a produção de arroz e a queima de biomassa. O óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) pode ser emitido em processos industriais e na agricultura. Na indústria, pode ter origem, por exemplo, na produção de alumínio. Na agricultura, tem origem na utilização de fertilizantes. Ainda, emissões de  $\text{N}_2\text{O}$  podem decorrer de processos biológicos de nitrificação e denitrificação, em sistemas de tratamento de esgoto ou no solo. Globalmente os GEEs estão quantificados e classificados conforme a figura 3 a seguir.

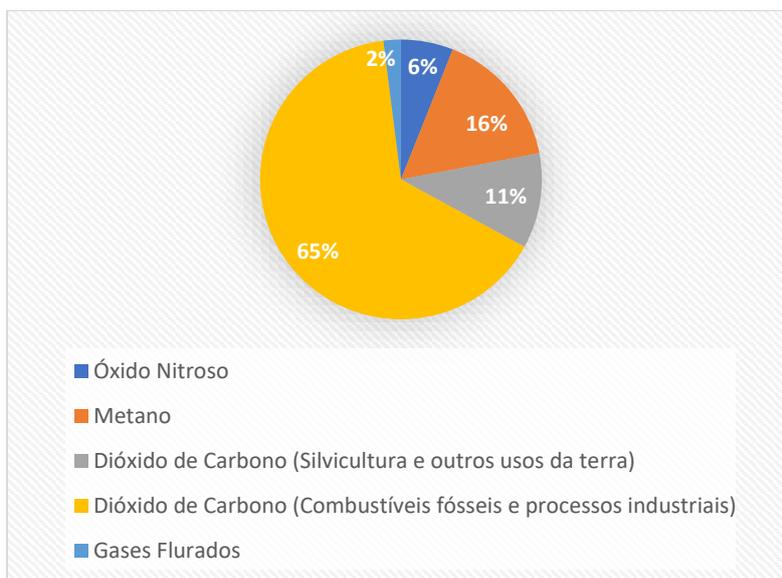


Figura 3. – Repartição global por gás de Gases de Efeito Estufa (IPCC, 2014)

Na tabela 1 é apresentado o Potencial de Aquecimento Global (PAG) dos principais GEE. Este potencial é o índice que representa o efeito combinado do tempo de permanência de um certo gás na atmosfera e de sua eficiência relativa de absorção da radiação infravermelha, e representa a contribuição efetiva de cada substância ao aquecimento global. Gases com um PAG mais alto absorvem mais energia, por quilo, do que gases com um PAG mais baixo e, portanto, contribuem mais para o aquecimento da Terra. O gás de referência geralmente adotado pelo IPCC é o  $\text{CO}_2$ , por ser o gás dominante na emissão por fontes antropogênicas, sendo desta forma o de maior interesse para considerações políticas.

Tabela 1. - Os principais GEEs, respectivas fórmulas, concentração atmosférica no período pré-industrial, concentração atmosférica em 2005, tempo de permanência na atmosfera (em anos), fontes de emissão e potencial de aquecimento global em relação ao CO<sub>2</sub> (IPCC, 2007)

Gases do efeito estufa	Fórmula química	Concentração pré-industrial	Concentração em 2005	Permanência na atmosfera (ano)	Fontes antropogênicas	Potencial de Aquecimento Global
<b>Dióxido de carbono</b>	CO <sub>2</sub>	278000ppbv	37000ppbv	Variável	Combustíveis, uso do solo, produção de cimento	1
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	715ppbv	1774ppbv	12,2+/-3	Combustível, cultura de arroz, lixões, gado	21
<b>Óxido Nitroso</b>	N <sub>2</sub> O	270ppbv	319ppbv	120	Fertilizantes, processos industriais	310
<b>CFC-12</b>	CCl <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	0	0,503ppbv	102	Líquidos refrigerantes, espumas	6200/7100
<b>HCFC-12</b>	CHClF <sub>2</sub>	0	0,105ppbv	12,1	Líquidos refrigerantes	1300/1400
<b>Perfluormetano</b>	CF <sub>4</sub>	0	0,070ppbv	50.000	Produção de alumínio	6500
<b>Hexafluoreto de enxofre</b>	SF <sub>6</sub>	0	0,032ppbv	3.200	Fluídos Dielétricos	23900

Para medir, estudar, analisar e mitigar os impactos dos GEEs, a medida de CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2eq</sub>) foi estabelecida como unidade padrão para nivelar os cálculos comparativos de potencial de aquecimento global dos diferentes gases. O CO<sub>2</sub> também pode ser emitido a partir de impactos diretos causados pelo homem sobre a silvicultura e outros usos da terra, tais como o desmatamento, o desmatamento para a agricultura e a degradação dos solos. O forte crescimento das emissões do setor de energia, complementado à redução das taxas de desmatamento na Amazônia até 2017 – fator que tem reduzido as emissões oriundas da mudança de uso da terra – e mesmo com o leve aumento no último ano de 2019 (INPE, 2019), modificou significativamente a participação de cada setor no total das emissões brasileiras nos últimos anos. Os setores de eletricidade, cimento, ferro e aço, fibras sintéticas e extração de carvão mostram maior intensidade de emissão carbono dentre os setores, e diferentemente da extração de óleo, as indústrias de manufaturas possuem emissões predominantemente indiretas (IEMA, 2017).

### a) Setor energético

Em 2011, o setor de energia foi responsável por quase 70% das emissões globais de GEE (MMA, 2012). O empenho e os esforços práticos para descarbonizar o sistema energético são necessários em todos os setores - particularmente no setor de energia, que no cenário 2DS (cenário com meta de não ultrapassar aumento de 2° C até 2050) está programado para entregar mais de 40% das reduções acumuladas de emissões necessárias (figura 4.). Segundo a IEA, nenhuma tecnologia única será capaz de atingir essas metas, e uma modelagem precisará examinar diversas tecnologias que poderão atendê-las maximizando a segurança energética e o crescimento econômico. A ação efetiva no setor energético é essencial para enfrentar o problema da mudança climática.

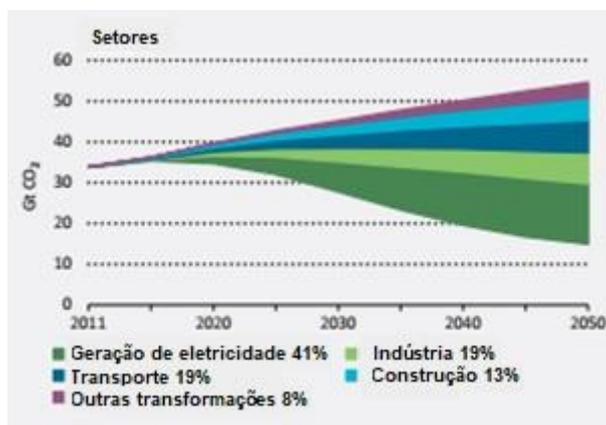


Figura 4. - Contribuição anual de redução de emissões até 2050 entre cenários 2Ds e 6Ds (IEA, 2014)

Quase 40% da energia primária global é usada para gerar eletricidade, tornando a eletricidade uma *commodity* central no sistema de energia. Mas a demanda final de energia apresenta uma tendência diferente: os derivados de petróleo continuam a dominar, respondendo globalmente por 40% da demanda final de energia em 2011 (particularmente para o transporte). A eletricidade vem em segundo lugar, com uma participação de apenas 17% no mix de demanda final de energia, mas está aumentando rapidamente. Em todo o mundo, o consumo de eletricidade per capita mais do que duplicou, passando de 1 263 kWh/ cap em 1974 para 2.933 kWh / cap em 2011.

Foram feitos progressos impressionantes na implantação de tecnologias renováveis para geração de eletricidade, com taxas anuais de crescimento da capacidade de 19% para energia eólica e 42% para energia solar fotovoltaica em 2012. As energias renováveis alcançaram, em 2011, uma participação global de cerca de 20%. Em termos absolutos, no entanto, o crescimento da demanda de eletricidade é amplamente coberto

por combustíveis fósseis: entre 2001 e 2011, o carvão representou 59% do aumento na geração de eletricidade em países não-OCDE, enquanto o gás natural (86% de crescimento) combustível de escolha nos países da OCDE (IEA, 2014).

O setor de transformação de combustíveis compreende todos os processos de separação e aprimoramento (exceto eletricidade e geração de calor) que convertem a energia primária em portadores de energia secundária. O refino de petróleo bruto em vários produtos de petróleo para uso em outros setores de energia ou como matéria-prima na indústria petroquímica domina a transformação de combustível, cobrindo 93% do fornecimento global de combustível líquido em 2011. Mas uma quantidade crescente de suprimento de combustível líquido está ignorando o setor de refinaria. Os líquidos de gás natural, um subproduto da produção de gás natural, são utilizados na indústria química e petroquímica e foram responsáveis por 5% da oferta de combustível líquido em 2011. Combustíveis líquidos também podem ser produzidos a partir do carvão (através do carvão líquido - CTL) e gás natural (através de tecnologias de gás para líquidos - GTL). A biomassa também pode ser convertida, dependendo do tipo de matéria-prima, em vários outros produtos biocombustíveis (por exemplo, biodiesel, bioetanol, biobutanol e biometano). A contribuição dos combustíveis CTL / GTL e biocombustíveis, no entanto, ainda é pequena, representando uma participação combinada de menos de 2% da oferta de combustível em 2011 (IEA, 2014).

Embora o uso de combustível fóssil diminua até 2050 no cenário 2DS, com uma participação de mais de 40% do fornecimento de energia primária, ele mantém um papel importante em um sistema de energia global cada vez mais sustentável - particularmente para uso direto na indústria, transporte e setor de energia. A capacidade dos diferentes subsetores industriais para incorporar fontes de energia renováveis em seus processos varia muito, dependendo da natureza do produto final e de diversas limitações operacionais. Em alguns casos, apenas os combustíveis fósseis fornecem os resultados necessários. No setor de produtos químicos e petroquímicos, o uso de combustíveis fósseis para matérias-primas e como fonte de energia pode resultar em um processo que é difícil de modificar.

No Brasil, as emissões do setor de energia partiram de um patamar de 189,6 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e) em 1990 para 454,2 milhões de toneladas em 2015 representando a segunda maior taxa de crescimento anual das emissões brutas de GEE no período Figura 5 (SEEG, 2017).

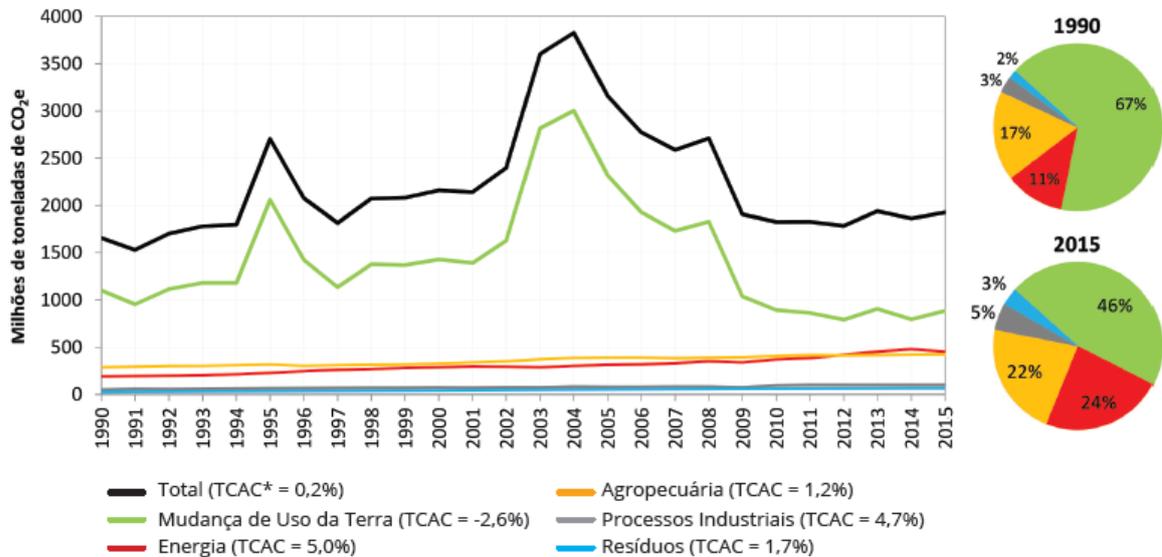


Figura 5. - Emissões brutas brasileiras de GEE por setor (SEEG, 2017)

Ao longo do período 1990-2015, a oferta interna bruta de energia no Brasil passou de 142 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) para 299 Mtep, com a predominância das fontes de energia de origem fóssil na matriz energética, aumentando de 51% em 1990 para 58% em 2015, e destacando-se o petróleo como a fonte primária mais importante, representando 37% de toda a energia ofertada em 2015. Cabe ainda destacar o aumento da participação do gás natural como fonte de emissões, passando de 3% em 1990 para 18% das emissões de CO<sub>2</sub> e em 2015 (IEMA, 2016). Em comparação com o resto do mundo, o Brasil tem o petróleo (fonte primária energética) como principal responsável pelas emissões, enquanto no resto do mundo a principal fonte é o carvão mineral. A pequena importância do carvão mineral nas emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil se deve à predominância da hidroeletricidade na matriz energética brasileira. Já no mundo predominam as termelétricas a carvão. Por isso que as emissões associadas ao transporte são relativamente mais importantes no Brasil do que no restante do mundo (Figura 6).

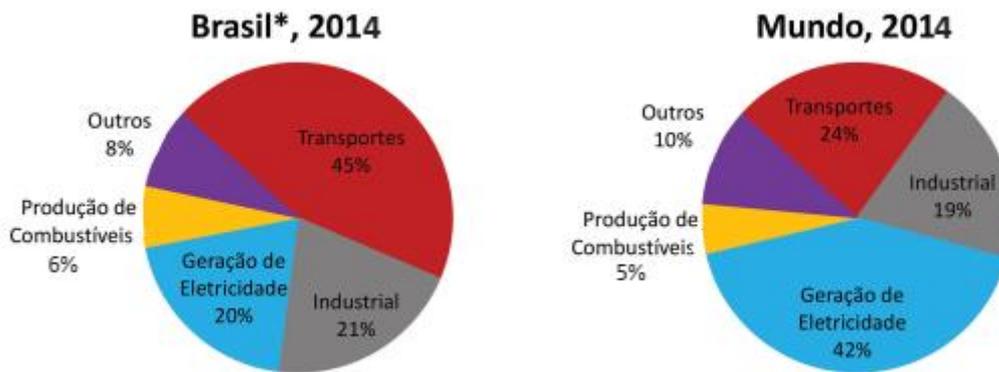


Figura 6. – Perfil de emissões de CO<sub>2</sub> pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2014, por segmento (IEMA, 2016)

O perfil de emissões de GEE do Setor de Energia está assim diretamente relacionado ao uso de combustíveis fósseis no país, cuja principal destinação, em 2015, foi o transporte (45%), seguido pelo setor industrial (21%), pela geração de energia elétrica (20%) e pela produção de combustíveis (setor energético) (6%).

#### b) Mudança de Uso de terra

Agricultura, florestas e outros usos da terra (AFOLU) representam cerca de um quarto das emissões globais de GEE (IPCC, 2014). A maioria dessas emissões vem da mudança do uso da terra, incluindo o desmatamento e a conversão em áreas para agricultura. Ainda segundo o relatório da FAO houve aumento nas emissões de carbono da agricultura (de 4,6 para 5,0 Gt CO<sub>2eq</sub>/ano nos anos 90 e 2000; 5,3 Gt CO<sub>2eq</sub>/ano em 2011) e decréscimos nos sumidouros florestais, embora com uma reversão desde meados dos anos 2000 (de -2,9 para -1,9 Gt CO<sub>2eq</sub>/ano nos valores dos anos 1990 e 2000; -2,1 Gt CO<sub>2eq</sub>/ano em 2010), apesar de reduções nas taxas de desmatamento (de 4,6 para 3,8 Gt CO<sub>2eq</sub>/ano na década de 1990 e 2000, 3,7 Gt CO<sub>2eq</sub>/ano em 2010).

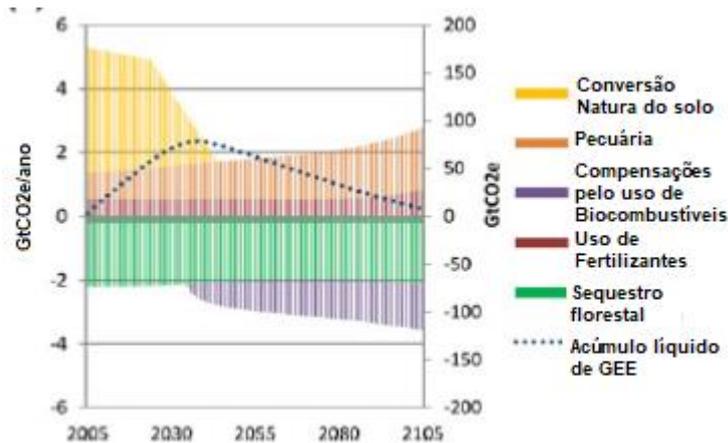


Figura 7.- Emissões de GEEs no Uso de terra (Hertel, 2016)

O manejo apropriado dos solos e florestas do mundo pode contribuir significativamente para diminuir a taxa de acúmulo de CO<sub>2</sub> na atmosfera. Reilly *et al.* (2012) simulam o caso em que há precificação do carbono associado ao uso da terra (solos e plantas), além de precificação de carbono da combustão de energia, medida catalisadora para o sucesso da contribuição do setor. Golub *et al* (2009) estimam que, no curto prazo, o sequestro de carbono florestal pode suprir até 50% do fluxo anual de redução de gases de efeito estufa (GEE) global. Sohngen (2010) estima que a inclusão do sequestro de carbono florestal dentro de uma política climática otimizada poderia reduzir o preço do carbono em quase metade em 2100. Claramente, há muito a ganhar proporcionando incentivos para os tomadores de decisão individuais para modificarem as práticas de cobertura e uso da terra para acomodar estoques adicionais de carbono no solo e na biomassa acima do solo (Hertel, 2017).

Ações na agricultura, silvicultura e outros usos da terra são de interesse significativo para muitos países, como o Brasil, onde as atividades AFOLU representam uma grande parte das economias nacionais, onde estão particularmente em risco sob as mudanças climáticas e podem se beneficiar significativamente de receber financiamento para estratégias climáticas que vinculam a redução de GEE à resiliência, segurança alimentar e metas de desenvolvimento rural (IPCC, 2013).

Os problemas mais fundamentais estão relacionados a altos níveis de dados de insumos e à incerteza da metodologia de estimativa em comparação com outros setores. Enquanto as emissões de CO<sub>2</sub> dos combustíveis fósseis são caracterizadas por uma incerteza de estimativa de 10-15%, estimativas de emissões da agricultura (colheitas e produção de gado) têm incertezas muito maiores, variando de 10-150% (IPCC, 2006). As emissões relacionadas à silvicultura e outras atividades de uso da terra, especialmente a queima de biomassa e a degradação de solos orgânicos, são ainda

maiores, embora um pouco restritas por medições atmosféricas e modelagem de inversão (por exemplo, Friedlingstein *et al.*, 2011).

As medidas no uso da terra envolvem mais do que acrescentar as reduções de emissões associadas às oportunidades de mitigação; precisa também evitar o potencial de vazamento de carbono. Por exemplo, aumentar o restauro de florestas resulta em remoção de carbono, mas reduz também a área de terra que, de outra forma, estaria disponível para expansão das atividades da agricultura e da pecuária. Por sua vez, isso poderia provocar um excesso na demanda pelo uso da terra, o que poderia gerar desmatamento, induzindo um balanço líquido inferior de remoção de carbono. Para evitar o vazamento de carbono é preciso encontrar maneiras de limitar a demanda global por terra para outras atividades, mantendo ao mesmo tempo o nível de fornecimento de produtos encontrado (World Bank, 2010).

O Brasil é um dos principais atores mundiais em agricultura. Em 2014 o país foi o principal exportador mundial de açúcar, café, suco de laranja, carne bovina; segundo maior exportador de soja e seus derivados (farelo e óleo) e milho (USDA, 2015). Tal dinâmica se reflete na balança comercial brasileira. Historicamente o agronegócio tem sido responsável por cerca de 40% de todas as exportações brasileiras, sendo o principal (praticamente único) responsável pelos saldos positivos da balança comercial (MAPA, 2015). Ainda no contexto internacional, espera-se que o Brasil contribua como um dos principais supridores de alimentos para um mundo em transição, com maior crescimento das economias emergentes (FAO, 2012).

Um retrato do uso da terra estima que dos 851 milhões de hectares do Brasil, 554 milhões são vegetação nativa (354 florestas e 200 milhões de ha em cerrado e outras vegetações). Da área não ocupada por vegetação nativa, cerca de 86% estão sob uso agropecuário. Cerca de 60 milhões de ha em agricultura e 198 milhões de ha em pecuária, sendo uma parcela significativa desta última reconhecida de baixa produtividade.

As áreas desmatadas foram ocupadas principalmente por pecuária na Amazônia, tendo uma participação maior de grãos nas áreas de Cerrado (Nassar *et al.* 2011). Muito embora as taxas e o padrão de desmatamento tenham mudado significativamente nos últimos anos (Lapola *et al.*, 2014; Macedo *et al.* 2014) a agricultura continua sendo o principal vetor de mudança de uso da terra no Brasil (Gibbs, H.K. *et al.*, 2010; DeFries *et al.*, 2010, Brando *et al.*, 2013).

No Brasil o setor AFOLU emitiu 694 milhões de tCO<sub>2</sub>e em 2014, representando 50% das emissões brasileiras (MCTI, 2014).

As principais fontes de emissões diretamente relacionadas à agricultura são associadas à emissão de CH<sub>4</sub> advinda da fermentação entérica de animais (particularmente

bovinos); emissões de N<sub>2</sub>O em solos agrícolas, particularmente associadas à aplicação de fertilizantes nitrogenados; e emissões de N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub> fruto do processo de decomposição de dejetos animais. Há ainda emissões de CH<sub>4</sub> relacionadas à produção de arroz irrigado por inundação, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O na queima de cana-de-açúcar. Tais fontes estão relacionadas aos níveis de produção e técnicas agrícolas adotadas.

As emissões de uso da terra e mudança de uso da terra estão principalmente associadas a alterações nos estoques de carbono da biomassa e no solo. A mudança de uso do solo (particularmente o desmatamento) é a principal fonte de emissões. Inversamente, a expansão da área de florestas (particularmente florestas plantadas) tem sido a principal fonte de absorção de carbono.

Há ainda, variações de estoques de carbono sem necessariamente haver mudança de uso do solo. Esse é o caso, por exemplo, de emissão/remoção de carbono oriunda do empobrecimento/enriquecimento dos estoques florestais, assim como emissão/remoção de carbono no solo nos processos de degradação e recuperação de pastagens. Por simplificação o Inventário Nacional contabiliza apenas as emissões oriundas do desmatamento, florestamento e reflorestamento – MUT (Mudança de Uso da Terra).

Embora as emissões ainda sejam significativas, deve-se reconhecer o esforço recente de mitigação das emissões neste setor desde 2005, quando as emissões totalizavam 1.548 milhões tCO<sub>2</sub>e, representando uma redução de 58% em apenas 5 anos. Grande parte dessa conquista se deu via ações públicas para prevenção e controle do desmatamento como o Plano de Ação para a Prevenção e Controle do Desmatamento na Amazônia Legal (PPCDAM), embora a variação de preços de commodities (grãos e carne) no mercado internacional e ações privadas tenham também influenciado na redução da expansão agrícola (Soares-Filho *et al.*, 2010; Assunção, 2013).

Outro ponto importante que merece ser considerado é a capacidade da agricultura de expandir sua produção em escala muito maior que o aumento das emissões em razão de ganhos de produtividade como o milho safrinha, capaz de dobrar a produtividade quando implementado o sistema de rotação com soja e pecuária (Nassar e Moreira 2013; Martha *et al.*, 2011).

#### c) Setor industrial

O setor da indústria produz os bens e matérias-primas que usamos todos os dias. Os gases de efeito estufa emitidos durante a produção industrial são divididos em duas categorias:

- emissões diretas que são produzidas na instalação e

- emissões indiretas que ocorrem fora do local, mas estão associadas ao uso de energia da instalação.

Emissões diretas são produzidas pela queima de combustível para energia ou calor, através de reações químicas e vazamentos de processos industriais ou equipamentos. A maioria das emissões diretas vem do consumo de combustíveis fósseis para energia. Uma quantidade menor, aproximadamente um terço, vem de vazamentos de gás natural e sistemas de petróleo, o uso de combustíveis na produção (por exemplo, produtos de petróleo usados para fazer plásticos) e reações químicas durante a produção de produtos químicos, ferro e aço e cimento (SEEG, 2017).

As emissões indiretas são produzidas pela queima de combustível fóssil em uma usina de energia para produzir eletricidade, que é então usada por uma instalação industrial para alimentar prédios industriais e maquinário (SEEG, 2017).

As emissões de CO<sub>2</sub> industriais foram de 13,14 GtCO<sub>2</sub> em 2010 e foram compostas de 5,27 GtCO<sub>2</sub> de emissões diretas relacionadas à energia, 5,25 GtCO<sub>2</sub> de emissões indiretas de eletricidade e calor, 2,59 GtCO<sub>2</sub> de emissões de CO<sub>2</sub> e 0,03 GtCO<sub>2</sub> de efluentes / efluentes. As emissões de CO<sub>2</sub> do processo são compostas de emissões relacionadas ao processo de 1.352 GtCO<sub>2</sub> da produção de cimento, 0,477 GtCO<sub>2</sub> da produção de produtos químicos, 0,242 GtCO<sub>2</sub> da produção de cal, 0,134 GtCO<sub>2</sub> dos fornos de coque, 0,074 GtCO<sub>2</sub> da produção de metais não ferrosos, 0,072 GtCO<sub>2</sub> da produção de ferro e aço, 0,061 GtCO<sub>2</sub> da produção de ferro ligas, 0,060 GtCO<sub>2</sub> da calcário e dolomita, 0,049 GtCO<sub>2</sub> do uso de solventes e outros produtos, 0,042 GtCO<sub>2</sub> da produção de outros minerais e 0,024 GtCO<sub>2</sub> do uso não energético de lubrificantes / ceras (IES, 2016). Os valores totais de CO<sub>2</sub> industrial incluem emissões de mineração e pedreiras, de fabricação e de construção. Se somadas as emissões industriais pela queima de combustíveis com as originadas da transformação química e/ou física de materiais na indústria, esse segmento passa a ser responsável por 30,9% das emissões de CO<sub>2eq</sub> em 2015 do total de energia e processos industriais e uso de produtos.

O Brasil tem um setor industrial diversificado, em boa parte integrado na economia mundial e em diferentes estágios de modernização. O peso da indústria no PIB é decrescente desde 1990 e constante quanto à oferta de emprego. A crise internacional iniciada em 2008 atingiu a indústria mais do que o restante da economia, principalmente por conta da redução do crescimento da China e de sua demanda por produtos nacionais. Ao longo das últimas décadas, a indústria de transformação perdeu posição na economia nacional, o que provocou redução de emissões de gases de efeito estufa por conta da redução do desmatamento. Segundo o relatório das estimativas de emissões nacionais, (MCTI, 2014), em 1994, ano referência da Comunicação Nacional Inicial, o setor industrial foi responsável por 6,8% das emissões (somando queima de

combustíveis e processos industriais), enquanto em 2012, passou a ser 16,3%. As emissões do setor industrial vêm de dois grupos de fontes: energia (principalmente a geração de calor por combustíveis não renováveis) e das resultantes dos processos industriais. O IPCC adotou como padrão de relato, tratar as emissões de processos em um capítulo separado das de energia, que aparecem junto com o uso energético nas outras atividades da economia.

A tabela abaixo contém as emissões de gases de efeito estufa dos principais subsetores industriais, discriminando entre as geradas pela queima de combustíveis fósseis e as originadas nos processos industriais.

Tabela 2. – Emissões dos setores industriais (MCTI, 2014)

Setor Industrial (MtCO <sub>2</sub> e)	total		energia		processos industriais	
	2005	2010	2005	2010	2005	2010
Subsetor Cimento	23,4	35,6	9,0	14,3	14,3	21,3
Subsetor Siderurgia	44,2	44,9	5,4	5,6	38,8	39,3
Restante da Indústria	75,4	80,1	47,6	50,8	27,8	29,3
Subsetor Papel e Celulose	3,9	3,6	3,9	3,6		
Subsetor Não Ferrosos	10,2	12,9	4,9	5,5	5,2	7,4
Subsetor Química	25,0	17,6	14,8	14,0	10,2	3,5
Subsetor Mineração	7,2	7,3	7,2	7,3		
Restante da Indústria	29,1	38,7	16,8	20,4	12,4	18,3
<b>TOTAL</b>	<b>142,9</b>	<b>160,7</b>	<b>62,0</b>	<b>70,8</b>	<b>81,0</b>	<b>89,9</b>

É possível observar que o subsetor de siderurgia e de cimento representam a maior e mais significativa parcela de emissões no setor industrial. O subsetor de cimento é hoje um dos setores que mais investe em melhorias de processo, e aumento de eficiência energética para redução de seu impacto no meio ambiente.

#### d) Setor transporte

Por ter um peso significativo nas emissões de GEEs, o setor de transporte é apontado dentre os que mais necessitam focar nas iniciativas de mitigação determinadas durante o Acordo de Paris por cada governo participante - *Nationally Determined Contributions* (NDC) - para atingir o objetivo de 1,5 ° C. O transporte confiou quase que exclusivamente o uso energético em combustíveis fósseis até o século XXI, e segundo a tendência da futura demanda no setor em países em desenvolvimento, a implementação de soluções de transporte sustentável é essencial e crítica. O setor é considerado por 77% das NDCs como um agente chave no alcance das ações de

mitigação. Além disso, as emissões de transporte cresceram 2,5% ao ano entre 2010 e 2015.

Para atingir as metas do 2DS, as emissões de gases de efeito estufa do setor devem permanecer estáveis de 2015 a 2025 e diminuir rapidamente depois. Mais especificamente, as emissões de GEE dos países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) precisam diminuir em 2,1% ao ano entre 2015 e 2025 para atingir tais.

No setor de transportes, a alta densidade energética é uma característica importante dos combustíveis, uma vez que o espaço e a eficiência desejados limitam o volume e a massa das fontes de energia que podem ser usadas. Além dos combustíveis fósseis convencionais, apenas os biocombustíveis e o hidrogênio podem fornecer as características necessárias para modos de viagem de longa distância não conectados à rede, como transporte rodoviário, aviação e navegação.

Segundo o relatório *Transport na Climate Change Global Status Report* elaborado durante a COP24, as emissões provocadas pelos transportes cresceram de 5,8 Gt de CO<sub>2</sub> em 2000 para 7,5 Gt em 2016, aumento de 26%. Entre os modais que mais contribuem com as emissões de dióxido de carbono, os carros leves lideram com 45% da quantidade emitida. Em seguida aparecem os caminhões com responsáveis por 21% das emissões de CO<sub>2</sub>, os aviões e navios, ambos com 11%, ônibus e micro-ônibus representam 5%, triciclos e motocicletas 4% e os trens figuram com 3%.

Para o Brasil, um estudo do MCTI (MCTI, 2016) confirma que o transporte rodoviário foi responsável por (151,481 GgCO<sub>2</sub>) 90% das emissões brasileiras do setor em 2010 (168,364 GgCO<sub>2</sub>). Em 2013, o setor consumiu 83 MtEp de energia em combustível, sendo que 92% foram para o modal rodoviário. O setor é o maior consumidor de energia final do país, com 32% do total. As emissões de GEE refletem esse comportamento do consumo energético, passando de 84,9 milhões de toneladas em 1990 para 204,4 milhões em 2015. Entre 2014 e 2015, houve decréscimo de 5,7% no consumo de energia, enquanto as emissões diminuíram 7,4%, decorrência do aumento da participação das fontes renováveis (de 17,6% para 21,4%) na matriz de consumo energético na atividade de transportes no período. Tomando-se como referência o ano de 2015, nota-se um leve predomínio das emissões oriundas do transporte de cargas (51%) sobre o de passageiros (49%). No que se refere à desagregação das emissões por categoria de veículos, destacam-se os caminhões (42%) e os automóveis (31%) (SEEG, 2017).

O transporte de passageiros apresentou um consumo total de 46,7 Mtep em 2015, dos quais 32,4 Mtep corresponderam ao uso de combustíveis fósseis, o que levou à emissão de 99,1 MtCO<sub>2</sub>e, representando 17,9% das emissões do universo dos setores de

Energia e PIUP. Em 2015, o transporte individual foi responsável por 77,6% das emissões associadas ao transporte rodoviário de passageiros.

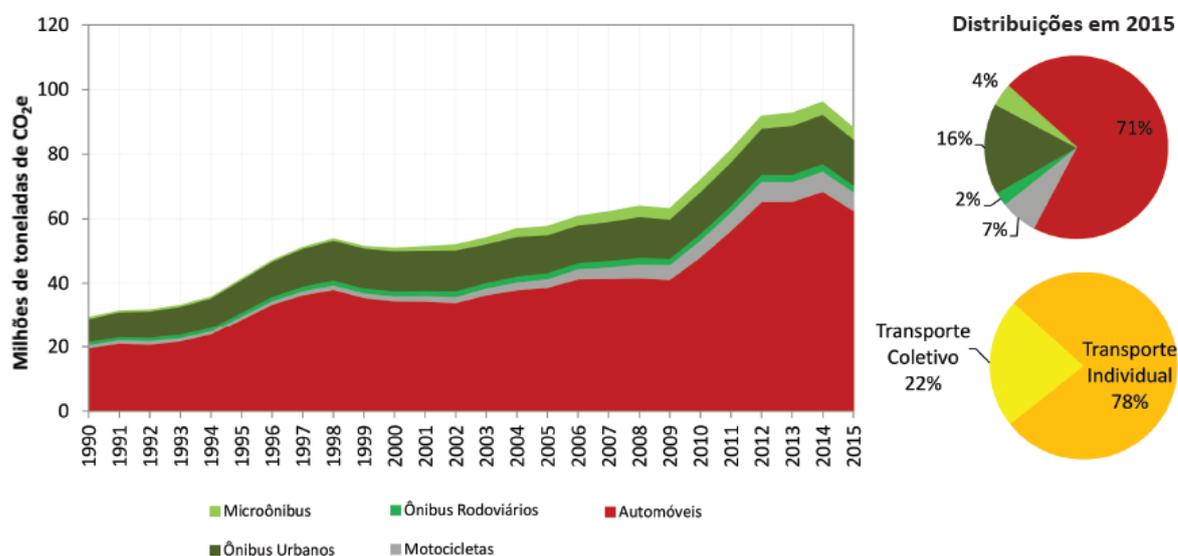


Figura 8. - Evolução das emissões de GEE no transporte rodoviário de passageiros (SEEG, 2017)

O crescimento do consumo de energia e de emissões de GEE no transporte de passageiros, entre 2009 e 2014, pode ser explicado por dois fatores principais: o uso cada vez mais intensivo do transporte individual em comparação com o transporte público e a redução da participação relativa do etanol no transporte individual motorizado. Já no ano de 2015, percebe-se um relevante decréscimo no total de emissões provenientes do transporte de passageiros, o que pode ser explicado por dois outros fatores relativos ao consumo de combustíveis: aumento do teor volumétrico de etanol na gasolina e pelo aumento do consumo de etanol por veículos flex (SEEG 2017). Esses indicadores evidenciam a relevância deste setor para as emissões brasileiras e justificam o aprofundamento dos estudos que visam reduzi-los nos próximos anos. Algumas medidas mitigadoras como eficiência energética, mudança de modal, bioenergia, são recomendadas pelo MCTI (MCTI, 2016) como atividades de baixo carbono e foram inseridas nos cenários de mitigação dos GEEs deste setor (ICS, 2017). Vários esforços estão sendo implementados para reduzir as emissões do setor de transporte. O foco desses esforços é desenvolver novos combustíveis e introduzir novas tecnologias limpas para veículos, com o objetivo de reduzir as emissões de GEE melhorando o desempenho do veículo. A eletrificação do transporte e o uso de biocombustíveis são alternativas promissoras que tem muitos benefícios. Ambos

melhoram a segurança energética através da diversificação de fontes de energia, promovem o crescimento econômico criando novas indústrias avançadas e, protegem o meio ambiente, minimizando as emissões de escape (Yong *et al.* 2015).

Nos principais centros urbanos brasileiros a participação do setor de transporte nas emissões de GEEs chega a representar 43% para o Rio de Janeiro (ICS, 2017), sendo o modal rodoviário o mais emissor; 73% para São Paulo (IEMA, 2017), 70% para Porto Alegre. Sendo assim, a participação do transporte de veículos leves, em que a contribuição chega a representar 45% do volume emitido, é muito relevante em centros urbanos, de forma que ações de mitigação tornam-se fundamentais nesses locais.

### **2.2.2. Brasil e o transporte**

O Brasil é um país de dimensões continentais, por isso, requer o deslocamento de muitas pessoas e cargas, muitas vezes percorrendo longas distâncias. A base do transporte é rodoviária, representando 56% do transporte de carga e 96% do transporte de passageiros (EPE, 2012).

Existe, no entanto, um grande potencial de mitigação no setor de transportes. Boa parte desse potencial deriva da redução das ineficiências dos transportes no Brasil com a introdução de medidas de otimização do tráfego e expansão da malha de metrô, VLT, BRT, veículos elétricos e mesmo ciclovias. Há também bastante espaço para o aumento da utilização dos biocombustíveis como etanol e biodiesel.

A expectativa é de que o modal rodoviário continue predominante na matriz de transportes. Por isso, a introdução de medidas de eficiência energética em motores deve continuar entre as prioridades de políticas energéticas e ambientais.

Apesar da expectativa, a transferência modal no país precisa ser incentivada para a maior eficiência da mobilidade urbana e, principalmente, para a redução de emissões que poderiam ser evitadas com o estímulo aos transportes coletivos, que registram 22% do total de emissões no transporte de passageiros.

#### **a) Medidas de Incentivos brasileiros para mitigação de GEEs**

A NDC do Brasil propõe medidas baseadas nos pilares de capacitação, inovação e eficiência para os veículos leves. Isto é, na orientação e educação dos motoristas e proprietários de frotas a serem mais econômicos e sustentáveis; tecnologias mais limpas; e programas a serem adotados nacionalmente. Ela também sugere a coordenação das iniciativas da Política Nacional de Mobilidade Urbana (PNMU) e da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) após uma análise do papel de

cada esfera de governo sobre os temas específicos. A responsabilidade de planejar e implementar ações de mobilidade urbana, segundo a NDC, possui clara divisão entre os governos municipais, estaduais e federal. O planejamento das cidades, tanto do ponto de vista municipal, com os planos setoriais, como o de mobilidade urbana, quanto estadual, com os planos de desenvolvimento integrado das Regiões Metropolitanas, é parte fundamental nos objetivos climáticos do Brasil. Cidades que incentivam o transporte sustentável e buscam reduzir a prioridade aos veículos contribuem para colocar em prática as metas brasileiras presentes na NDC. O Programa Mobilidade Urbana de Baixo Carbono em Grandes Cidades, idealizado pelo Ministério das Cidades, Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e o Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA), surge como instrumento de suporte do governo federal à atuação municipal na mobilidade urbana, cumprindo importante papel para a implementação dos princípios, diretrizes e objetivos da PNMU. O objetivo é que a iniciativa sirva de referência técnica e normativa aos planejadores da mobilidade urbana e tomadores de decisão no âmbito local.

Outra ferramenta importante que está prevista no Programa de Mobilidade Urbana de Baixo Carbono é o ECarbono, que pode mensurar a contribuição que a implantação de projetos de transporte público pode dar à redução das emissões atmosféricas. Esses projetos vão desde melhorias operacionais do transporte coletivo até a implantação de infraestrutura.

Todas essas medidas permitem o Brasil atingir metas estabelecidas que conseqüentemente podem dar acesso ao instrumento de incentivo financeiro REDD+. Por meio dessa ferramenta definida pela UNFCCC países em desenvolvimento que apresentarem reduções verificáveis de emissões de gases de efeito estufa e/ou aumento de estoques de carbono serão elegíveis a receber “pagamentos por resultados” de diversas fontes internacionais, em particular do Fundo Verde para o Clima.

O Fundo Verde para o Clima aprovou em outubro de 2017 o programa piloto para pagamentos por resultados de REDD+ reconhecidos no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC). O Brasil é um dos países que já cumpre o Marco de Varsóvia para REDD+ e, portanto, está elegível para acessar os recursos desse programa.

Os países que desejarem obter o reconhecimento dos seus resultados de REDD+ devem atender aos seguintes requisitos:

- desenvolver uma estratégia ou plano de ação nacional;
- submeter um nível de referência nacional de emissões florestais ou nível de referência florestal (ou, como medida interina, os correspondentes níveis subnacionais);

- possuir um sistema nacional robusto e transparente para o monitoramento de florestas que viabilize o monitoramento e o relato sobre as atividades de REDD+ (com monitoramento subnacional como medida interina); e

- um sistema de informação sobre a implementação das salvaguardas de REDD+.

Os inventários fornecidos servem de base documental para que o país possa ter acesso à captação de pagamentos por resultados de REDD+.

#### b) Inventário brasileiro de emissões de GEEs

Mensurar a quantidade e a origem das emissões é a base para estruturar um plano de ação efetivo. A primeira etapa do planejamento a ser cumprida é a realização do inventário de gases do efeito estufa das regiões, cidades, países. O Inventário de Emissões de GEE permite mapear, de forma estratégica, o perfil das emissões de carbono. Esse diagnóstico permite identificar quais são as atividades com maior índice de emissões de GEE, viabilizando a implantação de estratégias para redução das emissões.

O Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) foi criado em 2012 para atender a uma determinação da PNMC (Política Nacional de Mudanças Climáticas). O Decreto 7.390/2010, que regulamenta a PNMC, estabeleceu que o país deveria produzir estimativas anuais de emissão, de forma a acompanhar a execução da política. Os inventários nacionais, instrumentos fundamentais para conhecer em detalhe o perfil de emissões do país, são publicados apenas de cinco em cinco anos, portanto, não conseguem captar as dinâmicas de curto prazo da economia, o que é necessário para a implementação de políticas públicas. O SEEG foi a primeira iniciativa nacional de produção de estimativas anuais para toda a economia. Ele foi lançado em 2012 e incorporado ao Observatório do Clima em 2013. Hoje em sua quinta coleção, é uma das maiores bases de dados nacionais sobre emissões de gases estufa do mundo, compreendendo as emissões brasileiras de cinco setores (Agropecuária, Energia, Mudança de Uso da Terra, Processos Industriais e Resíduos) de 1970 a 2016 – exceto o setor de Mudança de Uso da Terra, que não tem dados anteriores a 1990. As estimativas são geradas segundo as diretrizes do IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas), com base nos Inventários Brasileiros de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases do Efeito Estufa, do MCTIC (Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações).

### c) Estrutura setor de transporte

Nos estudos sobre desenvolvimento econômico, observamos com frequência discussões e evidências acerca do impacto da infraestrutura na competitividade dos países. Problemas em infraestrutura, como a queda de investimento, má regulação ou gestão, potencialmente afetam a produtividade e a competitividade da economia como um todo (Ferreira e Dutra, 2011). No Brasil, o setor de transportes se destaca dentre os de infraestrutura como um importante limitante ao crescimento da competitividade e produtividade do país. Políticas de investimento que, no passado, incentivaram o desenvolvimento do transporte rodoviário, fizeram com que no presente, o Brasil tenha uma matriz de transportes que privilegia um modal de maior custo para longas distâncias, vide figura 9. Em adição, problemas de gestão e escassez de investimentos fazem com que a atual infraestrutura de transportes no Brasil seja pouco competitiva em relação a outros países e o tornando extremamente dependente a um tipo específico de modal.

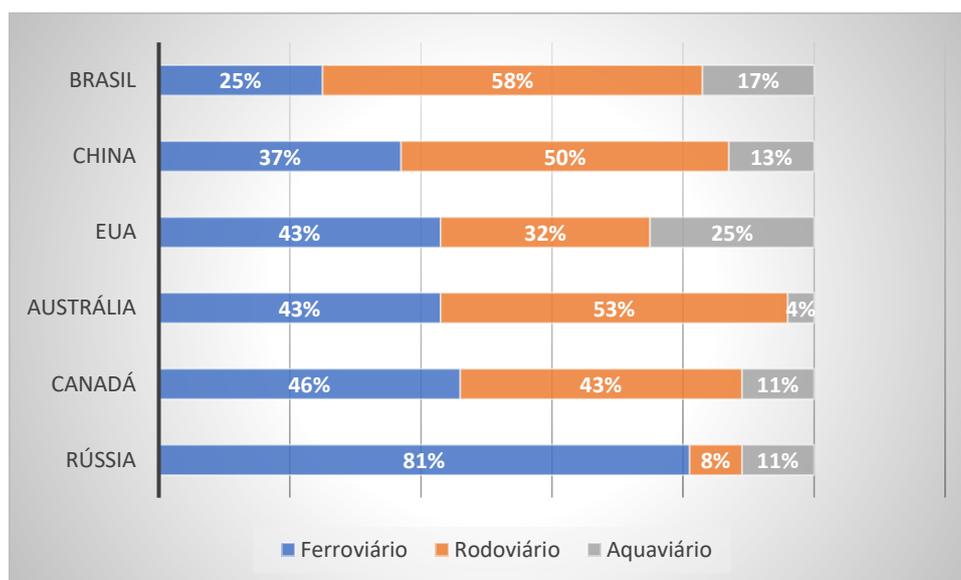


Figura 9. – Comparativo da matriz de transportes (EPE, 2016)

O Brasil ocupa a 71ª posição no quesito infraestrutura no ranking *Global Competitiveness Report 2013-2014*, posição abaixo da média dos países no mesmo estágio de desenvolvimento. Dentro desse quesito, o país se situa em posições extremamente desfavoráveis em temas com forte impacto na competitividade da indústria, a exemplo da qualidade dos portos (131º), aeroportos (123º), rodovias (120º) e ferrovias (103º). Com o objetivo de entender os principais gargalos e planejar a melhor estratégia de investimentos para o setor de transportes de carga, foi lançado o

PNLT2030 – Plano Nacional de Logística e Transporte em 2007, atualizado em 2011, cuja principal meta é atingir maior equilíbrio na repartição modal de transportes no Brasil, com racionalização do uso do modal rodoviário no atendimento de demandas de curtas distâncias.

Baixos investimentos na infraestrutura do setor na década passada acarretaram uma redução no nível e na qualidade da mobilidade urbana no país, impactando na competitividade econômica do país e em sua atuação frente ao combate das mudanças climáticas. Vale ressaltar que para que a inserção de veículos elétricos no sistema de transporte brasileiro seja eficaz, é essencial que haja consideráveis investimentos em infraestrutura e tecnologias adequadas para os futuros cenários. Além da integração entre modais, a distribuição e transmissão facilitadora de diversas fontes energéticas, inteligência artificial capaz de equilibrar demandas de energia de todos os setores e comunicação integrada entre pontos abastecedores são fundamentais para o sucesso do uso de VEs. Um modelo bastante adequado capaz de atender à necessidade estrutural dos cenários futuros em que se almeja a emissão neutra de carbono, são as *Smart Cities*.

As *Smart Cities* (Cidades Inteligentes) que são sistemas de pessoas interagindo e usando energia, materiais, serviços e financiamento para catalisar o desenvolvimento econômico e a melhoria da qualidade de vida, se apresentam como a resposta estrutural para implementação de novas tecnologias como a dos veículos elétricos, suas questões de recarga e a diversidade de fontes energéticas integradas. Os fluxos de interação entre as pessoas e as utilidades são considerados inteligentes por fazer uso estratégico de infraestrutura e serviços e de informação e comunicação com planejamento e gestão urbana para dar resposta às necessidades sociais e econômicas da sociedade. De acordo com o *Cities in Motion Index*, do IESE *Business School* na Espanha, 10 dimensões indicam o nível de inteligência de uma cidade: governança, administração pública, planejamento urbano, tecnologia, o meio-ambiente, conexões internacionais, coesão social, capital humano e a economia. Na busca por soluções para esse desafio, mais da metade das cidades europeias acima de 100.000 habitantes já possuem ou estão implementando iniciativas para se tornarem de fato *Smart Cities*.

### **2.3. O Uso de Energético no Setor de Transporte**

O transporte de pessoas e bens responde por cerca de 25% do consumo mundial total de energia. O transporte de passageiros - em particular, veículos leves - responde pela maior parte do consumo de energia no transporte, com veículos leves consumindo mais energia do que todos os modos de transporte de carga, incluindo caminhões pesados,

marítimos e ferroviários combinados. Os Estados Unidos, onde as viagens de passageiros em rodovias são especialmente prevaletentes, foram o maior consumidor de energia de transporte do mundo em 2012. Os principais países europeus (da OCDE) e a China também são grandes consumidores de energia de transporte, em 19 quatrilhões de Btus e 13 quatrilhões de Btu, respectivamente, em 2012. Em contraste tanto com os Estados Unidos quanto com a OCDE Europa, a maior parte do uso de energia no transporte rodoviário é para o movimento de frete em vez de viagens de passageiros. Juntos, os Estados Unidos, a OCDE Europa e a China respondem por 55% do consumo mundial de energia no transporte.

O uso na estrada representa a maior parcela do consumo de energia no transporte em todas as regiões do mundo, mas há uma variação considerável entre as regiões no uso de outros meios de transporte. Por exemplo, o transporte marítimo representa um quarto do uso total de energia de transporte da Coreia do Sul, refletindo a importância do transporte marítimo em uma nação península cuja economia depende muito das exportações, com os principais parceiros comerciais alcançados pelas viagens marítimas. Na Austrália, onde as viagens aéreas regionais ajudam a conectar os centros populacionais costeiros às regiões de baixa densidade populacional, as viagens aéreas internas respondem por quase 20% do consumo total de energia, em comparação com 9% nos Estados Unidos e 6% na China. O consumo global de energia no transporte é dominado por dois combustíveis: gasolina (incluindo misturas de etanol) e diesel (incluindo misturas de biodiesel). Juntos, esses dois combustíveis responderam por 75% do total de uso de energia de transporte entregue em 2012 (EIA, 2016).

A gasolina é usada principalmente para o movimento de pessoas, especialmente por veículos leves. O combustível diesel é usado principalmente para o movimento de mercadorias, especialmente em caminhões pesados. O combustível para aviação é responsável por 12% do consumo mundial de energia em transportes, seguido pelo óleo combustível residual a 9%. Os produtos petrolíferos representam a maior parcela do uso de energia de transporte, enquanto os combustíveis não petrolíferos respondem por uma pequena porção da matriz energética mundial, com o gás natural e a eletricidade juntos representando cerca de 4% do consumo mundial de energia no transporte.

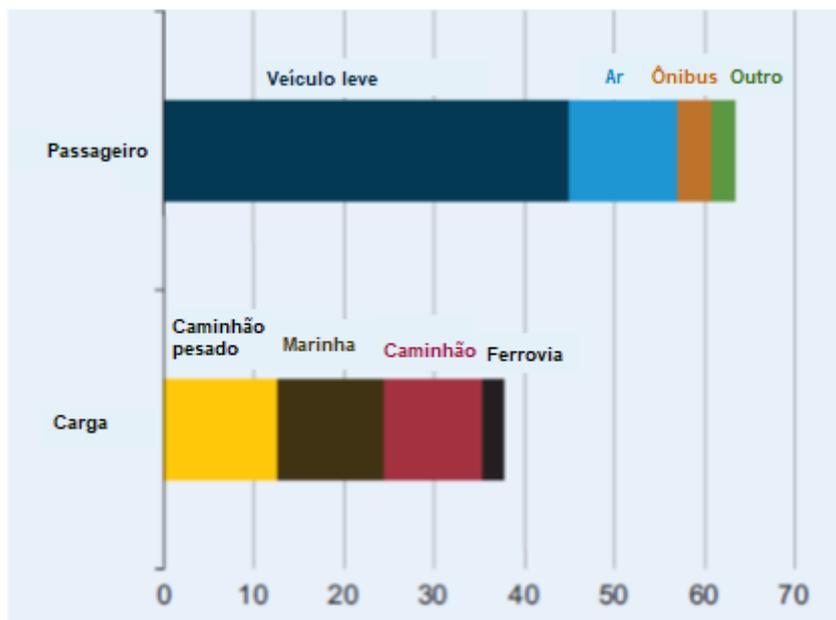


Figura 10. - Consumo de energia no transporte mundial por modalidade, 2012 (quatrilhão de Btu) (EIA, 2016)

Como mencionado anteriormente, o setor de transportes, responsável por 34,3% do consumo energético brasileiro em 2016, é um dos principais emissores de Gases de Efeito Estufa em razão da maior parte de seu consumo energético ser oriundo de combustíveis derivados de petróleo. Além disso, é possível identificar, pelos dados da EPE a seguir, que o consumo de combustível por modal apresenta diferenças significativas e onde o modo rodoviário detém maior participação decorrente da infraestrutura existente no país (vide Figura 11).



Figura 11. - Consumo de combustível por modal e por fonte (EPE, 2016)

Após a primeira crise de petróleo, o óleo diesel foi considerado “combustível social” sendo estabelecido para ele um menor preço por unidade de energia. Esta vantagem era ainda reforçada pelo maior rendimento dos motores do ciclo Diesel comparados com os do ciclo Otto. O resultado foi uma migração de veículos pesados inteiramente para o

ciclo diesel. Também houve um incremento dos veículos da classe comerciais leves para o ciclo diesel.

Em relação à evolução do consumo de combustível no Brasil entre 2000 e 2014 se destaca o aumento acentuado no consumo de diesel e gasolina (70% e 93% respectivamente). A demanda por querosene, eletricidade, etanol e óleo combustível cresceu em 17%, 55%, 124% e 75% respectivamente. Em todo o setor de transportes, nota-se que a demanda agregada por combustíveis teve um crescimento de 80% conforme mostra a tabela 3 abaixo (EPE, 2015).

Tabela 3. – Demanda por combustível de 2000 a 2014 (EPE, 2015)

Combustível	2000	2005	2010	2014
Óleo diesel (diesel mineral + biodiesel)	24.090,40	26.946,07	34.045,88	41.019,11
Óleo combustível	648,28	805,71	965,57	1.132,77
Gasolina	13.319,32	13.637,76	17.577,96	25.740,02
Querosene	3.123,72	2.553,47	3.187,93	3.650,60
Eletricidade	107,46	102,17	142,93	166,86
Álcool etílico anidro e hidratado	5.820,18	6.963,23	12.032,91	13.008,30
Total	47.109,36	51.008,41	67.953,17	84.717,66

### 2.3.1. Situação atual de consumo energético

Antes de abordar a participação das diversas formas de energia por modalidade é interessante observar qual é a participação relativa dos diferentes tipos energéticos. Na Figura 12 está representada a participação dos diferentes tipos de energético no setor transportes.

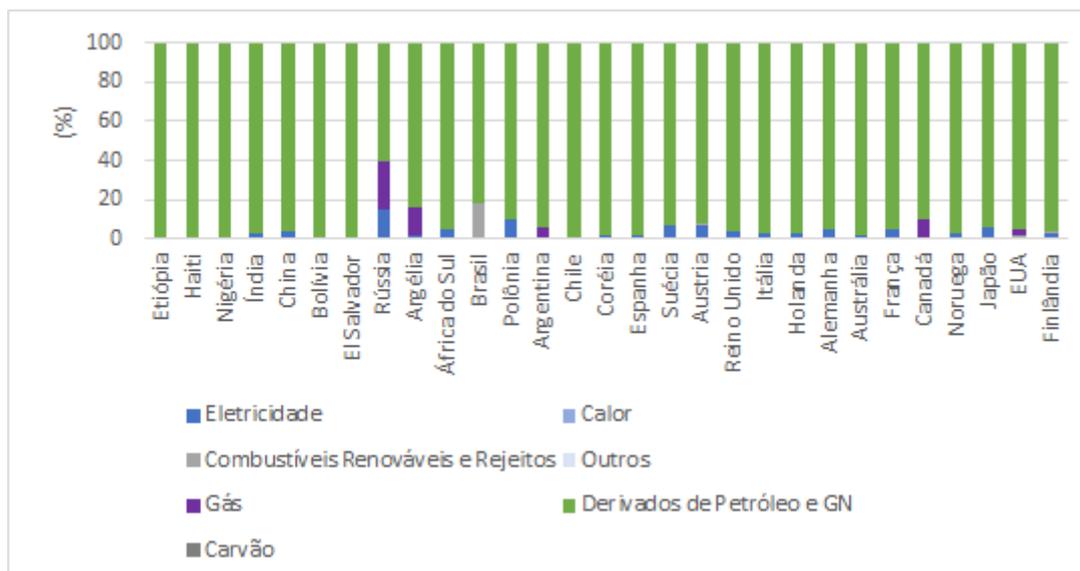


Figura 12. - Participação por grupo de combustíveis no transporte 2012. (Ecen, 2012)

Segundo a figura acima, é possível verificar que o Brasil é o único país, dentre os apresentados no gráfico, com participação visível da biomassa. A participação da eletricidade é mais importante na Rússia e Polónia que integravam o bloco soviético. Também países mais socializados como Suécia e Áustria tem maior participação da eletricidade. Em alguns países onde existe forte presença do Gás Natural sua participação é significativa como na Argélia, Argentina, Canadá e na própria Rússia. Nos demais o predomínio de derivados de petróleo é quase absoluto (Ecen, 2012).

O setor de transportes foi o setor que apresentou a maior taxa de crescimento de consumo energético entre 2006 e 2016. O perfil da demanda continua sendo predominantemente de combustíveis fósseis (78% só gasolina e diesel em 2016) como mostra a figura 13 abaixo.

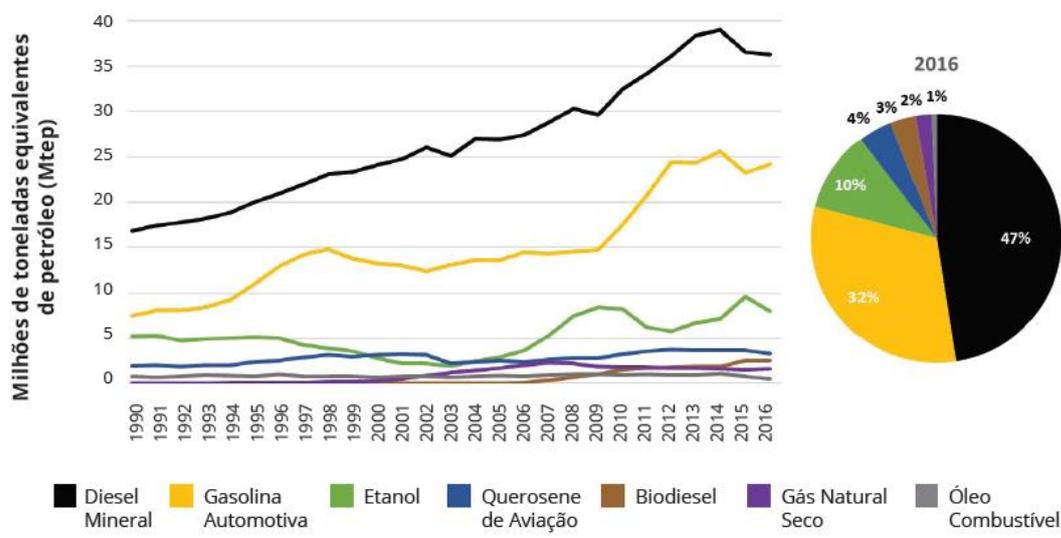


Figura 13. – Evolução do consumo de energia no segmento de transportes (SEEG, 2018)

A participação dos combustíveis na modalidade rodoviário é apresentada na figura 14 a seguir. É possível identificar um predomínio do consumo por combustível diesel nesse modo no Brasil.

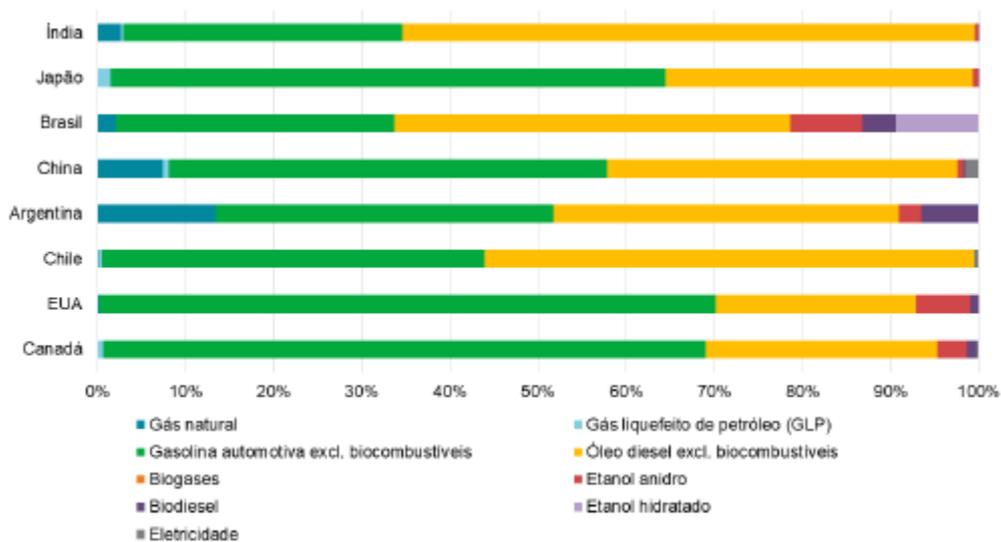


Figura 14. – Consumo final por combustível, transporte rodoviário em 2017 (IEA, 2019)

O Setor Ferroviário tem sido, até agora, um setor em desativação no Brasil. É possível verificar que a eletrificação do modo tem ganhado espaço ao decorrer dos anos substituindo o consumo por óleo combustível, lenha e carvão, vide figura 15, mas mantendo uma competitividade com o uso do óleo diesel inclusive para as projeções até 2050 como mostra a figura 16.

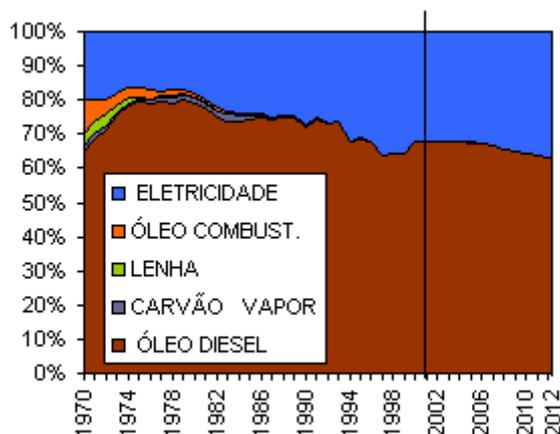


Figura 15. – Consumo energético por fonte do setor ferroviário (Ecen, 2012)

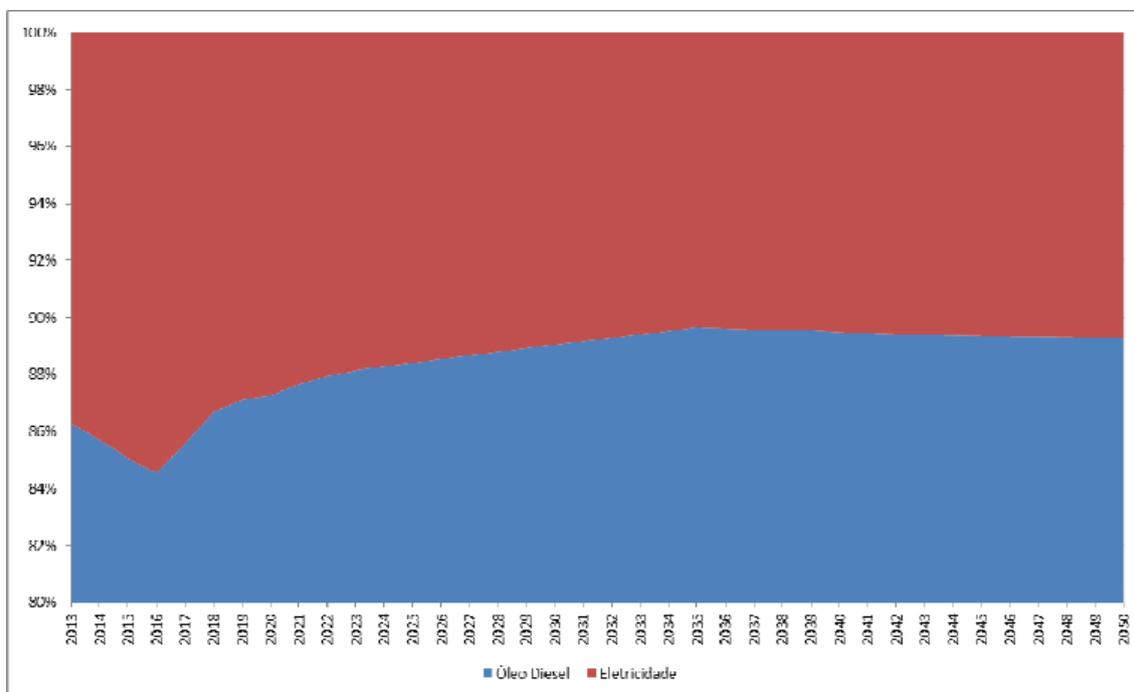


Figura 16. – Demanda de energia do setor de transporte: modal ferroviário (inclui cargas e passageiros) (EPE, 2016)

Para o setor de aviação, o querosene domina quase completamente a modalidade do transporte aéreo, vide figura 17 a seguir.

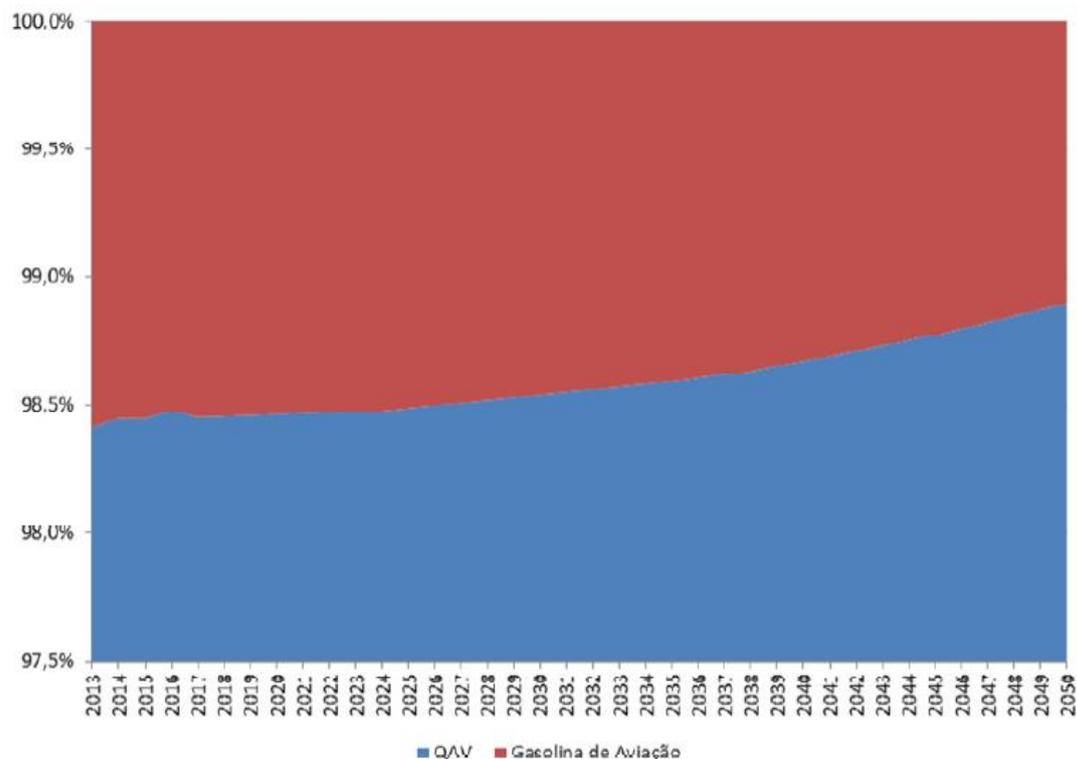


Figura 17. – Demanda de energia do setor de transporte: modo aeroviário (inclui carga e passageiro) (EPE, 2016)

A participação dos energéticos na modalidade hidroviária é mostrada na Figura 18 onde é possível identificar uma estabilidade ao longo dos anos.

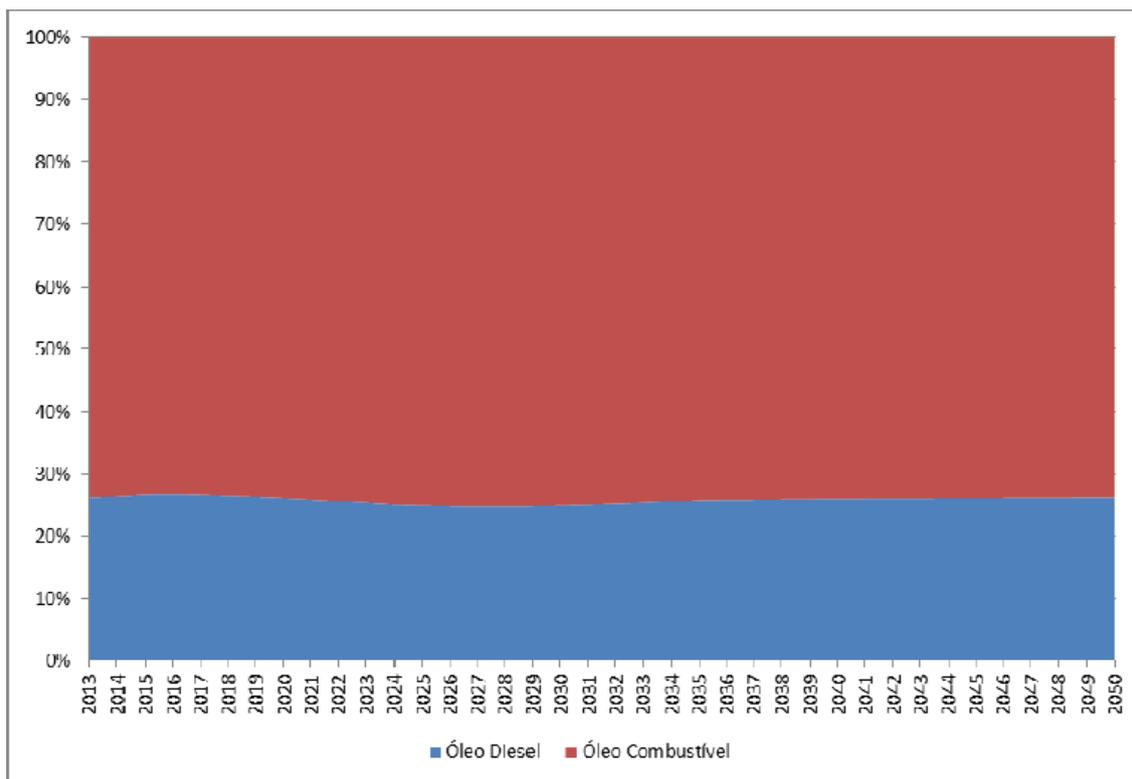


Figura 18. - Demanda de energia do setor de transporte: modo aquaviário (inclui carga e passageiro) (EPE, 2016)

O Brasil é reconhecido mundialmente pelo consumo de etanol hidratado, por conta da campanha de uso na década de 1980 e de 1990 com o Proálcool. Com a chegada dos veículos *flexfuel*, em 2003, o consumo de etanol hidratado cresceu a taxas mais elevadas entre os anos de 2003 e 2009, batendo recordes históricos e chegando, em 2009, ao ápice de consumo para esse período (IEMA, 2017).

No entanto, no período de 2009 a 2012, o etanol hidratado perdeu competitividade em relação à gasolina. Tal fenômeno é resposta decorrente a um conjunto de fatores, como uma maior vantagem aos usineiros em se produzir e vender açúcar em detrimento do etanol, baixos níveis de investimento nos meios de produção de açúcar e álcool, variações na produtividade agrícola e a maior competitividade do preço da gasolina ofertada nos postos de revenda. É possível observar na figura 19 a seguir que a participação do etanol no consumo energético do transporte rodoviário de passageiros caiu de 33,9% em 2009 para 22,5% em 2012.

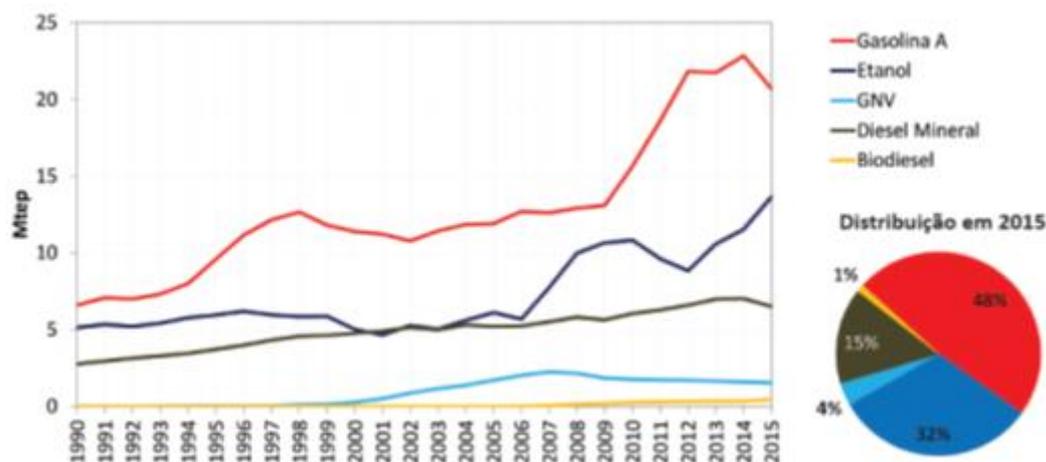


Figura 19. - Evolução do consumo de combustíveis no transporte de passageiros (MMA, 2014)

Medidas tais como reajustes nas taxas incidentes sobre o preço da gasolina, o aumento da porcentagem obrigatória de etanol anidro na gasolina e a recuperação das lavouras de cana, dentre outros fatores, provocaram efeitos positivos na competitividade do etanol em relação à gasolina. O período de 2012 a 2015, o consumo do etanol anidro voltou a crescer e esse aumento permitiu que a participação do etanol voltasse aos patamares de 2009 e respondesse por 31,8% do consumo energético do transporte rodoviário de passageiros. A trajetória do etanol entre 2012 e 2015 sinaliza um impacto direto nas emissões do transporte de passageiros.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE) projeta que a demanda energética por etanol (somados o etanol hidratado e o etanol anidro a ser consumido na mistura com gasolina automotiva) no Brasil crescerá em torno de 34%, passando dos atuais 30,0 bilhões de litros para 40,2 bilhões em 2024. Já a demanda por gasolina automotiva está projetada para crescer aproximadamente 22%, variando dos 30,2 bilhões de litros consumidos em 2014 para 36,8 bilhões em 2024. As projeções apresentadas no PDE 2024 para a evolução da demanda desses dois combustíveis são representadas na figura 20 abaixo.

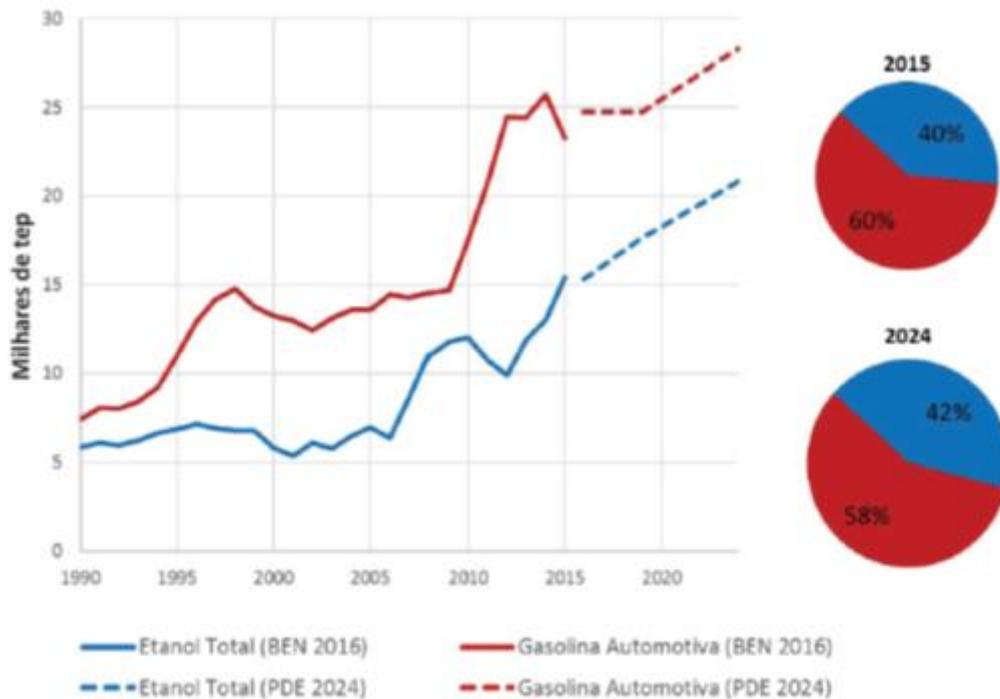


Figura 20. - Evolução da demanda de gasolina e etanol (EPE, 2016)

Para se atingir uma reversão do cenário atual das emissões do setor de transportes há a necessidade da adoção de um conjunto de medidas que reduza as emissões de GEE ampliando o acesso à mobilidade das pessoas dentro das cidades. Para isso, existem duas grandes rotas complementares para se alcançar tais objetivos: inovações tecnológicas nos veículos, como a eletrificação da frota por veículos elétricos ou híbridos, e evitar viagens/deslocamentos por transporte individual ou transferi-las para o transporte público coletivo ou não motorizados como bicicletas.

### 2.3.2. Tendências de consumo energético no setor

No mundo inteiro, petróleo e outros combustíveis líquidos são a fonte dominante de energia no setor de transporte, embora esta participação energética esteja projetada para decair ao longo do período de projeção de 96% em 2012 para 88% no setor de transporte em 2040. O consumo mundial de combustíveis líquidos cresce em 36 quatrilhões BTU para uma projeção tendencial, com o diesel (incluindo biodiesel) com maior ganho de consumo (13 quatrilhão Btu), o combustível de aviação aumentando seu consumo a 10 quatrilhão Btu, e a gasolina (incluindo as misturas com etanol) aumentando a 9 quatrilhão Btu.

Segundo um estudo de IEA (IEA, 2016), a gasolina continua sendo o principal combustível para transporte, no entanto sua participação no consumo total de energia cai de 39% em 2012 para 33% em 2040. De 2012 a 2040, a participação do mercado de transporte de diesel (incluindo biodiesel), que é o segundo maior combustível de transporte, diminui de 36% para 33% e a participação de combustível de aviação aumenta de 12% para 14% em 2040. A parcela de gás natural como combustível para transporte cresce de 3% em 2012 para 11% em 2040. Em 2012, os gasodutos foram responsáveis por 66% do uso de gás natural no setor de transporte, veículos leves 28% e ônibus 4%. Como resultado da economia favorável de combustível, uma parcela crescente do gás natural é usada para os modos de transporte de outras viagens além dos gasodutos. Um forte aumento é projetado para a participação de gás natural no uso total de energia por caminhões grandes no caso de referência, de 1% em 2012 para 15% em 2040. Além disso, 50% do consumo de energia de ônibus é projetado para ser gás natural em 2040, 17% do transporte ferroviário de mercadorias, 7% dos veículos comerciais ligeiros e 6% das embarcações marítimas domésticas.

Um tema relevante para o setor de transportes são os carros elétricos. Todos os tipos de veículos elétricos estão posicionados no coração do futuro dos sistemas de transporte sustentável, aliados à reorganização das estruturas urbanas que reduzirão as distâncias das viagens e promoverão uma maior utilização do transporte público (IEA, 2016). Portanto, a implantação de veículos elétricos em todos os modos de transporte se mostra um importante fator para que o setor de transportes tenha sucesso em alcançar suas metas de sustentabilidade.

É num contexto de redução de emissões veiculares (locais e globais) que diversos países buscam estratégias de aumento da eficiência veicular, melhoria das tecnologias existentes e substituição da combustão interna por novas tecnologias automotivas. Em 2015, a frota mundial de veículos elétricos ultrapassou a linha de um milhão, terminando o ano com a marca de 1,26 milhões, sendo que mais da metade dos veículos estão nos Estados Unidos e China, apesar de ainda apresentar parcela relativamente pequena na frota total de carros desses países.

#### a) Veículos elétricos

Os veículos elétricos (VE) e híbridos têm de fato sido apresentados como alternativas disruptivas às tecnologias convencionais (combustão interna), que aceleram a execução dos objetivos de política energética e ambiental de boa parte dos países. Muitas áreas urbanas estão lutando contra a poluição severa e as ameaças à saúde pública associadas à poluição causada por veículos automotores, e a eletrificação do transporte

é vista como uma peça central para solucionar a poluição urbana. No entanto, deve-se atentar que para que o impacto ambiental positivo em relação às emissões globais dos VEs seja significativo, ele depende inteiramente da fonte de energia utilizada para gerar a energia elétrica. A geração de energia renovável, que vem crescendo rapidamente no mundo todo, favorece o mercado dos VEs e impulsiona para que sejam mais eficientes do que veículos com motores de combustão interna (Yong *et al.*, 2015). Além dos benefícios sociais e ambientais da eletromobilidade mencionados que estimulam o mercado de VE, muitos governos buscam benefícios econômicos, industriais e de emprego ao optar um planejamento de desenvolvimento para fabricação de VEs e de sua infraestrutura.

O mercado de veículos elétricos e híbridos no Brasil ainda é muito tímido com menos de 200 VEs novos licenciados entre 2010 e 2017 (Anfavea, 2018), e muito inferior ao restante do mundo que já apresenta um número total de vendas de VEs acima de 1,2 milhão em 2017. Os avanços da tecnologia no país ainda estão muito aquém do esperado. Em contraste à pequena frota de VEs, toda importada, o mercado nacional é atendido prioritariamente por indústrias instaladas no país, sendo que os veículos importados representaram 11% dos licenciamentos em 2017. Apesar da crise econômica desde 2014 (Figura 21), o Brasil ainda se encontra entre os principais mercados de veículos do mundo, além de representar mais da metade das vendas da América Latina (Posada & Façanha, 2015). Em 2017, foram licenciados no país 2,24 milhões de veículos e a frota estimada atingiu 43,6 milhões de unidades (Anfavea, 2018). Segundo projeções, chegara a 54,7 milhões o número de veículos no Brasil em 2026 (MME, 2017). Em outras palavras, estima-se que essa frota aumentara 25,4% nos próximos nove anos no Brasil, propiciando assim um mercado-chave para o crescimento dos VEs. A EPE projeta que a frota nacional de veículos leves permanecerá constituída essencialmente de veículos com motores a combustão interna ciclo Otto (majoritariamente *flexfuel*).

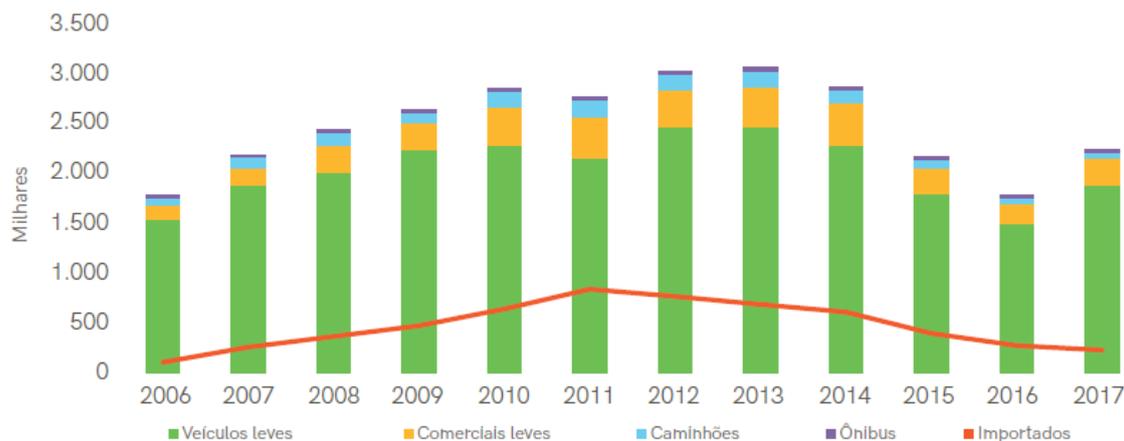


Figura 21. – Licenciamento de veículos novos no Brasil (MDIC, 2018)

Vários fatores influenciam nas emissões finais com o uso de VEs, mas um dos principais é dependência da matriz energética do local como mencionado anteriormente, podendo o veículo elétrico emitir tanto GEE quanto um veículo de motor a combustão interna, devido à alta intensidade de carbono na geração elétrica. No caso do Brasil, a matriz de energia elétrica favorece a redução das emissões de GEE pela grande participação de renováveis, que ultrapassam 75% do total gerado.

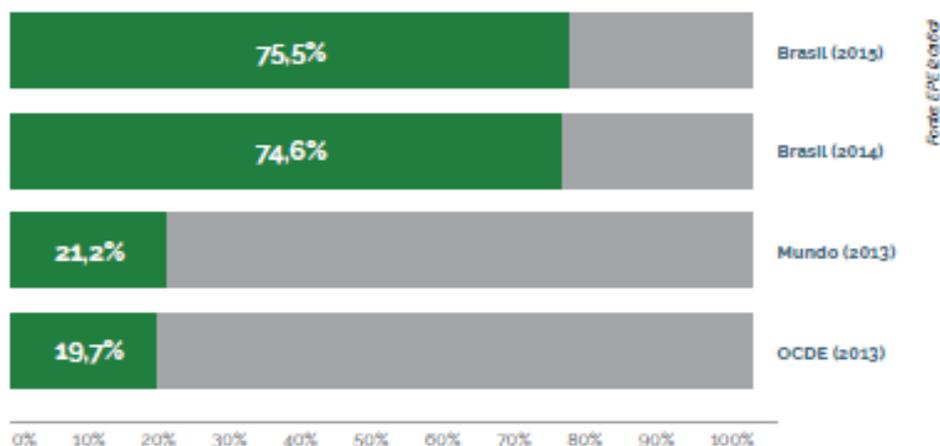


Figura 22. – Participação de fontes renováveis (EPE, 2016)

Esse fato se dá pela grande participação histórica das hidrelétricas no País, e nosso cenário demonstra um favorecimento ao Brasil em comparação ao resto do mundo para a entrada do VE na substituição dos veículos com motores a combustão interna ciclo *otto* em relação aos impactos ambientais.

Além da eletrificação de veículos leves, o uso de carros híbridos (*flexfuel*), como forma transitória de consumo energético no setor de transporte, não deve deixar de ser

ênfatizado. O uso de biocombustíveis como fonte energética no setor deve permanecer atrelado a inserção dos carros elétricos. Em 2015, o Brasil atendeu as diretrizes da NDC referentes a participação do biocombustível, representando 18,4% da matriz energética (Figura 23).

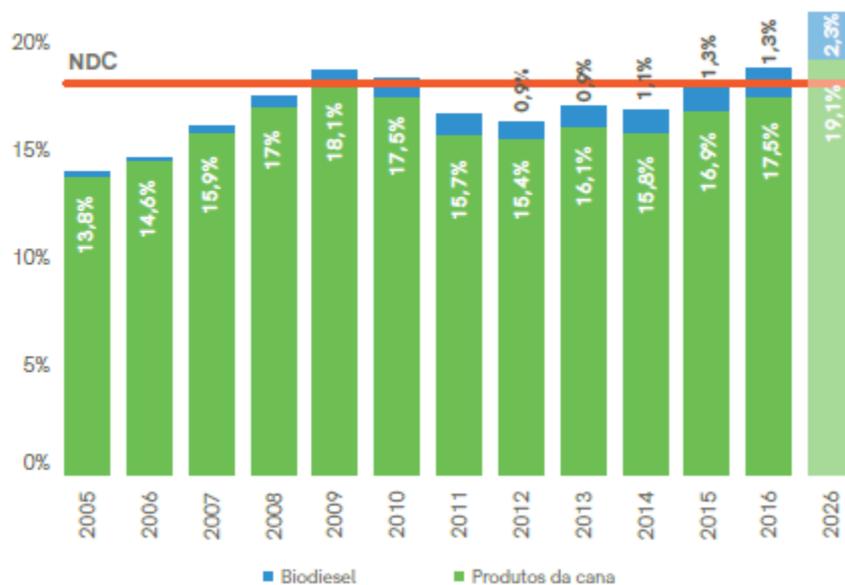


Figura 23. – Participação de produtos de cana e do biodiesel na matriz energética brasileira (MME, 2017)

Segundo o Plano Nacional de Energia 2026 (MME, 2017), com a intensificação do uso, os biocombustíveis corresponderão a 21,4% em 2026, considerando o etanol e o biodiesel. O aumento relativo do consumo de biocombustíveis se deve principalmente à maior utilização de etanol no veículo *flex*, substituindo parcialmente o consumo da gasolina. Também se projeta um incremento da participação do biodiesel para cumprir exigências legais da mistura do B100 no diesel.

### 3. Uso de Bioenergia em transporte

Toda forma de energia obtida da biomassa é chamada de bioenergia. A bioenergia representa hoje a maior parte de fonte de energia renovável capaz de atuar no corte de emissões de gases de efeito estufa (GEE) e frear o aquecimento global (IEA, 2017).

O aumento da participação de energia renovável no mix global de energia até 2030 irá exigir que o fornecimento de matéria-prima para bioenergia aumente em aproximadamente 70% (IRENA, 2016). Em 2050, a bioenergia deverá gerar 3.000 TWh de energia elétrica, ou seja, 7.5% da geração de energia do mundo (IEA, 2017). As emissões de CO<sub>2</sub> evitadas serão da ordem de 1,3 Gt equivalente (CO<sub>2eq</sub>) por ano.

Para geração de energia elétrica geralmente é utilizada a biomassa sólida ou gasosa, embora os biocombustíveis líquidos possam ser utilizados, em certa medida, para substituir os combustíveis fósseis líquidos em geradores de energia de pequena escala. Em grandes plantas, o calor produzido pela combustão direta de biomassa sólida sozinha, ou quando alimentada com combustíveis fósseis, pode ser usado para gerar eletricidade por meio de uma turbina a vapor.

#### 3.1. Biomassa

Como vantagem, a biomassa oferece baixo custo de aquisição, não emite dióxido de enxofre, suas cinzas são menos agressivas ao meio ambiente, é um recurso renovável, com menor risco ambiental, há uma menor corrosão dos equipamentos e contribui menos para o efeito estufa.

Existem várias rotas tecnológicas para obtenção da energia elétrica a partir da biomassa. Todas preveem a conversão da matéria-prima em um produto intermediário que será utilizado em uma máquina motriz. Essa máquina produzirá a energia mecânica que acionará o gerador de energia elétrica. A pequena utilização e a imprecisão na quantificação de biomassa são decorrências de uma série de fatores. Um deles é a dispersão da matéria-prima: qualquer galho de árvore pode ser considerado biomassa, que é definida como matéria orgânica de origem vegetal ou animal passível de ser transformada em energia térmica ou elétrica. Outro é a pulverização do consumo, visto que ela é muito utilizada em unidades de pequeno porte, isoladas e distantes dos grandes centros e a última razão é a associação deste energético ao desflorestamento e à desertificação, um fato que ocorreu no passado, mas que está bastante atenuado.

Da biomassa é possível obter energia elétrica e biocombustíveis, como o biodiesel e o etanol entre outros hidrocarbonetos, cujo consumo é crescente em substituição a derivados de petróleo como o óleo diesel e a gasolina.

Nas regiões menos desenvolvidas, a biomassa mais utilizada é a de origem florestal. Além disso, os processos para a obtenção de energia se caracterizam pela baixa eficiência, ou necessidade de grande volume de matéria-prima para produção de pequenas quantidades. Uma exceção a essa regra é a utilização da biomassa florestal em processos de cogeração industrial. Do processamento da madeira no processo de extração da celulose é possível, por exemplo, extrair a lixívia negra (ou licor negro) usado como combustível em usinas de cogeração da própria indústria de celulose.

A produção em larga escala da energia elétrica e dos biocombustíveis está relacionada à disponibilidade de biomassa agrícola e à utilização de tecnologias eficientes. A pré-condição para a sua produção é a existência de uma agroindústria forte e com grandes plantações, sejam elas de soja, arroz, milho ou cana-de-açúcar. A biomassa é obtida pelo processamento dos resíduos dessas culturas. Assim, do milho é possível utilizar, como matéria-prima para energéticos, sabugo, colmo, folha e palha. Da soja e arroz, os resíduos que permanecem no campo, tratados como palha. Na cana-de-açúcar, o bagaço, a palha e o vinhoto.

No Brasil as plantações com maior potencial de expansão nos próximos anos, segundo o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, são soja, milho e cana-de-açúcar. O arroz, cujo resíduo como a casca e/ou palha, apresenta uma previsão de redução de área destinada ao plantio no futuro. Todos os resíduos provenientes dessas plantações possuem poderes caloríficos semelhantes resultando em um aproveitamento energético mais ou menos igual. Desses plantios, os que se destacam em números de exportação são a soja e o milho, com representação de 32% e 60% respectivamente contra 2% do açúcar.

Hoje em 2019, o bagaço de cana-de-açúcar, a palha/casca do arroz e o milho são as plantações que contribuem para a produção de bioenergia no país; o milho e a cana com produção de etanol e o bagaço de cana e a casca de arroz com eletricidade. A indústria de papel e celulose se destaca igualmente na utilização da biomassa como fonte de energia. De acordo com a ANEEL existem 559 termelétricas licenciadas a base de biomassa, somente o bagaço de cana de açúcar representa 72% dessas usinas todas. Dessa forma, podemos ver como o uso dessa biomassa é significativa, atingindo 27,3% da potência instalada de todas as usinas termelétricas e 76% da potência instalada das usinas à base de biomassa - com aproximadamente 11,3 GWh.

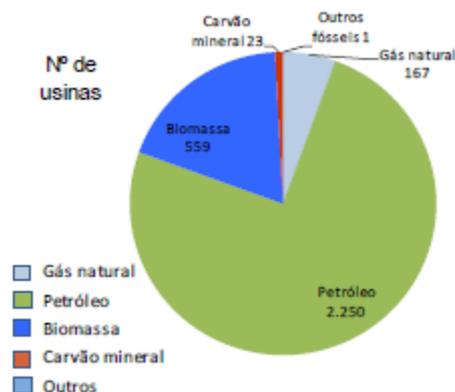


Figura 24. – Número de usinas por fonte (ANEEL, 2018)

Já em relação à produção de etanol, no mercado internacional, o Brasil se destaca como o segundo maior produtor de etanol que, obtido a partir da cana-de-açúcar, apresenta potencial energético similar e custos muito menores que o etanol de países como Estados Unidos e regiões como a União Européia. Aqui no Brasil a produção de etanol a partir do milho ainda é bem baixa - 4,6% - (CONAB, 2019), mas ainda é vista como potencial em termos de mercado e por ser mais uma opção de escoamento da produção brasileira. Uma tonelada de milho consegue produzir até 420 litros de etanol, já a cana produz 90 litros, no entanto, a cana produz mais por hectare, 6 mil litros por hectare contra 2,5 mil por hectare do milho. Além disso, etapas no processo de produção são mais vantajosas para a cana do que para o milho, desencadeando um custo de produção mais alto, R\$1,23/l contra R\$1,13/l da cana (CONAB, 2019). Ainda comparando as diferentes fontes bioenergéticas, o preço da cana é de longe a mais barata de todas, aproximadamente 90% mais barata que o arroz, que a soja, que o milho.

O Brasil se tornou importante exportador de etanol e biocombustíveis em consequência da incapacidade de países europeus, principalmente, de atingirem as metas de expansão da oferta interna. A expansão do etanol provém tanto da crescente atividade da agroindústria canavieira quanto da tecnologia e experiência adquiridas com o Pró-Álcool com o objetivo de estimular a substituição da gasolina pelo álcool em função da crise do petróleo. Outro fator de estímulo foi a inclusão, no Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado pelo Governo Federal em 2007, de obras cujos investimentos superaram R\$ 17 bilhões.

Como visto anteriormente, a cana-de-açúcar é um recurso com grande potencial, dentre as fontes de biomassa, não somente para produção de etanol como para geração de eletricidade existente no país. A participação é importante não só para a diversificação

da matriz elétrica, mas também porque a safra coincide com o período de estiagem na região Sudeste/Centro-Oeste, onde está concentrada a maior potência instalada em hidrelétricas do país. A eletricidade fornecida neste período auxilia, portanto, a preservação dos níveis dos reservatórios das UHEs. Vários fatores contribuem para o cenário de expansão. Um deles é o volume já produzido e o potencial de aumento da produção da cana-de-açúcar, estimulada pelo consumo crescente de etanol.

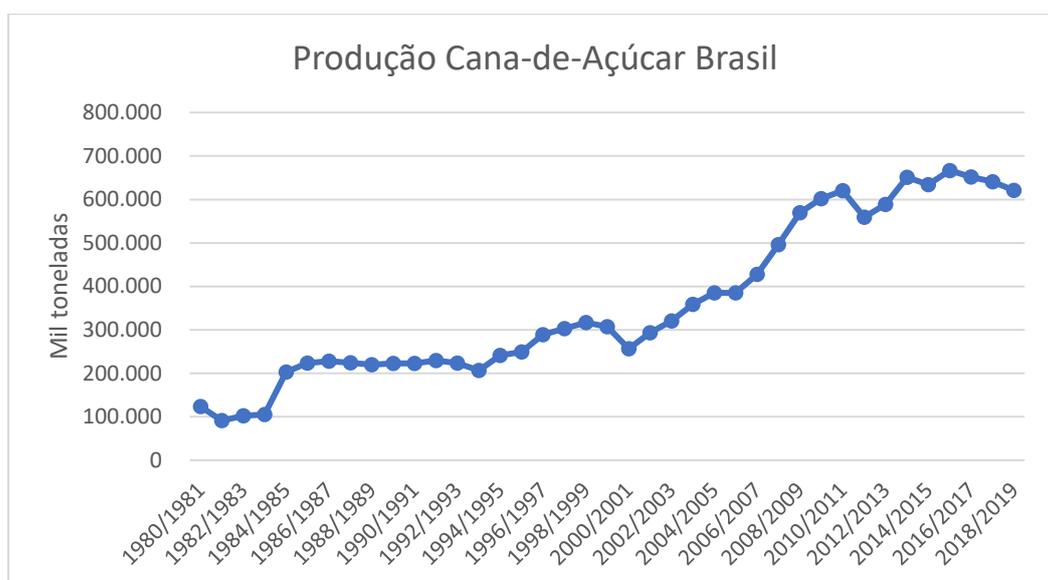


Figura 25. - Produção de Cana-de-açúcar – Brasil (1980/1981-2018/2019)  
(Elaboração própria, Dados: ÚNICA, 2019)

De acordo com estimativas da Unica (União da Indústria de Cana-de-Açúcar de São Paulo), em 2020 a eletricidade produzida pelo setor poderá representar 15% da matriz brasileira, com a produção de 14.400 MW médios (ou produção média de MWh ao longo de um ano), considerando-se tanto o potencial energético da palha e do bagaço quanto a estimativa de produção da cana, que deverá dobrar em relação a 2008, e atingir 1 bilhão de toneladas (ÚNICA, 2019).

A evolução da regulamentação, da legislação e dos programas oficiais também estimulam os empreendimentos. Em 2008, novas condições de acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) foram definidas pela Aneel, o que abre espaço para a conexão principalmente das termelétricas localizadas em usinas de açúcar e álcool mais distantes dos centros de consumo, como o Mato Grosso. Além disso, o acordo fechado entre a Secretaria de Saneamento e Energia de São Paulo, a transmissora Isa Cteep, a Unica e a Associação Paulista de Cogeração de Energia, estabelece condições que facilitam o acesso à rede de transmissão paulista e a obtenção do licenciamento

ambiental estadual. A iniciativa pode viabilizar a instalação de até 5 mil MW pelo setor sucro-alcooleiro.

### 3.2. Rotas tecnológicas de bioenergia

A biomassa energética apresenta rotas diversificadas, vide figura 26, com extensa variedade de fontes, que vão desde os resíduos agrícolas, industriais e urbanos até as culturas dedicadas, e com grande quantidade de tecnologias para os processos de conversão que vão desde uma simples combustão para obtenção da energia térmica até processos físico-químicos e bioquímicos complexos para a obtenção de combustíveis líquidos e gasosos (EPE, 2007).

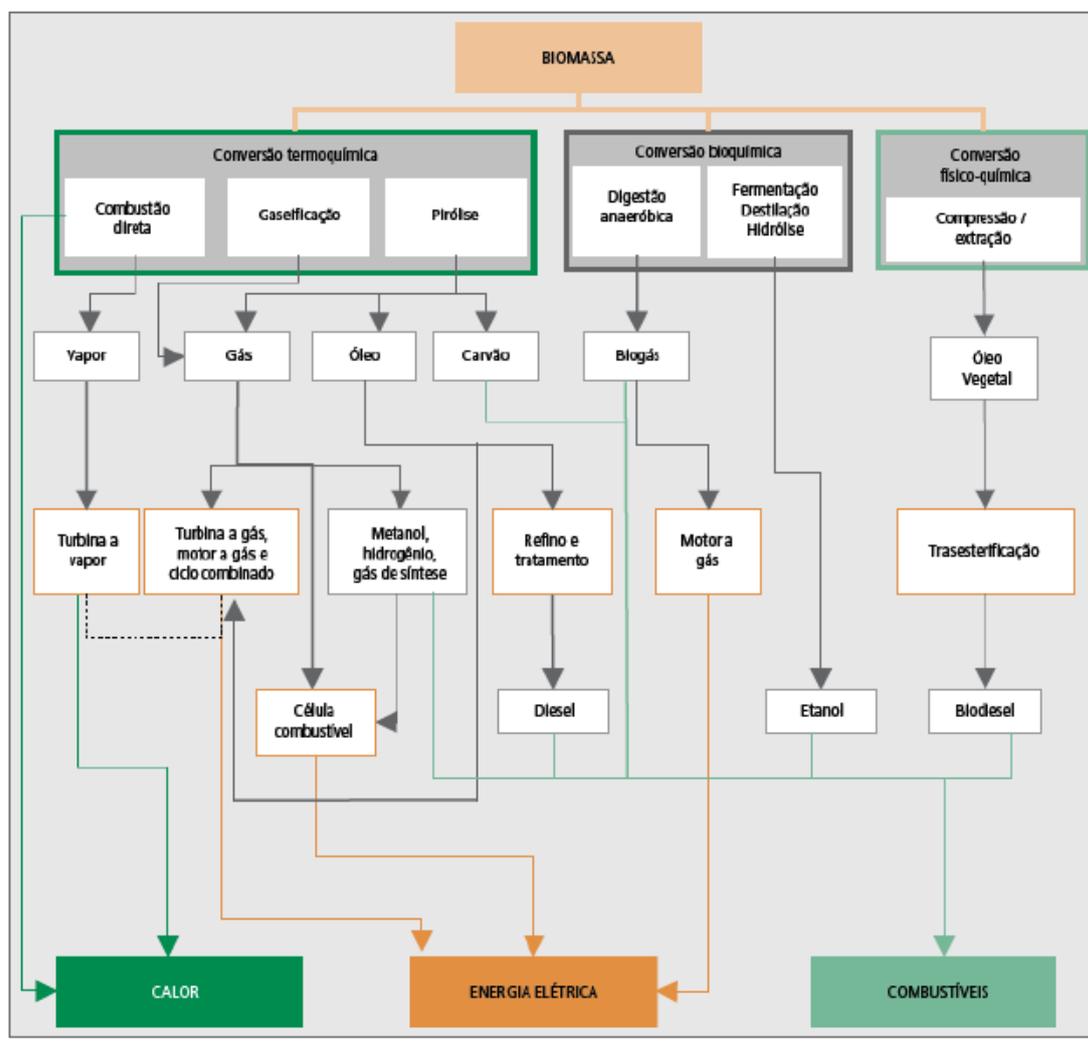


Figura 26. - Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa (EPE ,2007)

## a) Biocombustíveis líquidos

Várias tecnologias estão comercialmente disponíveis para produção de biocombustíveis líquidos. Matérias primas como milho e cana de açúcar podem ser facilmente convertidos em etanol via fermentação, enquanto culturas oleaginosas e outras matérias-primas de biomassa podem ser convertidas em biodiesel via transesterificação. Atualmente o foco está direcionado para melhoria de rendimento dos processos, eficiência de conversão e balanço energético de produção, otimizando a produção e uso de subprodutos.

Inovações tecnológicas, como a hidrogenação de óleo vegetal, estão disponíveis no mercado e produzem volumes consideráveis de biocombustível. Outros biocombustíveis encontram-se em fase inicial de comercialização ou demonstração, incluindo processos bioquímicos e termoquímicos, tais como:

- Hidrogenação, craqueamento térmico e catalítico de óleos vegetais, pirólise ou liquefação térmica de resíduos de biomassa para produção de um substituto do diesel.
- Hidrólise enzimática de matérias-primas lignocelulósicas seguida de sacarificação simultânea e fermentação para produção de álcool (etanol e butanol).

Os dois maiores produtores de biocombustíveis são os Estados Unidos e o Brasil (principalmente o etanol). No entanto, outros produtores significativos incluem a União Européia, a Argentina e a Indonésia (principalmente biodiesel).

No Brasil, o etanol é consumido em larga escala como combustível há mais de quatro décadas. O País é pioneiro na implantação de programas de estímulo a biocombustíveis, com ênfase no Programa Nacional do Álcool - Proálcool, lançado em 1975. O programa permitiu o desenvolvimento do mercado brasileiro, possibilitando ao País alcançar grande escala e competitividade na produção de etanol. Favoreceu ainda a instalação de uma infraestrutura adequada para a comercialização de etanol hidratado puro, paralelamente à comercialização de gasolina misturada ao etanol anidro (Mendonça, 2008). Em seu início, no período de 1975 a 1979, o Proálcool esteve fortemente relacionado às políticas públicas que tinham como objetivo estimular a produção de álcool anidro para ser utilizado como aditivo à gasolina, reduzindo a importação de petróleo e, conseqüentemente, diminuindo o déficit na balança de pagamentos. O investimento público chegou a 90% do necessário para se construir uma nova destilaria e 100% para aumentar a área cultivada de cana-de-açúcar (Mendonça, 2008).

Foram estabelecidos preços mínimos mais atrativos para o etanol em relação ao preço do açúcar, política essa que representou um alto subsídio para a produção de cana-de-açúcar e de álcool. Para o consumidor, a diminuição da tributação possibilitou que o preço do álcool nas bombas, em termos de combustível por quilômetro rodado, ficasse sempre menor que o da gasolina (Mendonça, 2008). Devido ao investimento no setor, além do aumento das destilarias anexas e autônomas no País, houve um crescimento da produção de álcool, em decorrência da ampliação da capacidade instalada das destilarias anexas já existentes. A produção alcooleira aumentou de 600 milhões de litros/ano entre 1975 a 1976 para 3,4 bilhões de litros/ano de 1979 a 1980 (Da Cruz *et al.*, 2016).

Como fortes pontos positivos dessa primeira fase, é possível destacar o surgimento dos primeiros veículos movidos exclusivamente a álcool, no ano de 1978, e a geração de emprego e renda advindos do aumento da oferta de mão de obra no campo (Michellon *et al.* 2008). Conforme Michellon; Santos e Rodrigues (2008), a primeira fase (1977-1979) termina com a expansão moderada do Proálcool, devido a incertezas dos usineiros, que contavam com um aumento do preço do açúcar no mercado internacional, e da indústria automobilística, no que diz respeito à viabilidade do programa. Em 1979, houve novo conflito no Oriente Médio entre Irã e Iraque, que fez com que o petróleo atingisse preços muito mais elevados, eclodindo o segundo choque do petróleo e marcando a segunda fase do Proálcool (Michellon *et al.*, 2008). Assim, no período de 1980 a 1985, o Proálcool passou a exercer uma importância mais expressiva e, de certa forma, rompeu com a questão da primeira fase, a qual envolvia a solução dos problemas dos produtores do subsetor devido à crise açucareira, passando a ser um programa efetivamente alternativo quanto à substituição de energia (Bray *et al.*, 2000). O governo passou a estimular, além da produção de álcool anidro, a produção de álcool hidratado para ser utilizado no consumo de veículos movidos exclusivamente a álcool e para utilização do combustível nos setores químicos (Michellon *et al.*, 2008).

Esta fase é considerada como a de afirmação do programa, tendo em vista que, neste período, o governo decidiu aprovar medidas para a completa consolidação do Proálcool, consolidação essa que foi buscada em decorrência do aumento do preço do petróleo, com o segundo choque, cujo valor do barril triplicou e as importações desse produto passaram a representar 46% do total de importações brasileiras em 1980 (Da Cruz *et al.*, 2016).

Essa segunda fase foi relevante para o desempenho do programa, marcando seu auge e expansão e posterior declínio em meados de 1985. O governo atingiu seu objetivo, o qual visava consolidar o programa como alternativa à substituição de energia. As metas foram alcançadas no que diz respeito à produção e ao consumo de álcool hidratado,

tendo ocorrido redução de custos de obtenção do álcool frente à gasolina. No entanto, a tecnologia continuou em segundo plano, dificultando o aumento da produtividade do setor. (Michellon et al., 2008). Houve grande crescimento da produção alcooleira, resultado direto do aumento da capacidade produtiva das novas destilarias autônomas instaladas. O marco do Proálcool para esse período pode ser considerado o ano de 1985, pois foi alcançado o maior percentual de vendas de veículos movidos a álcool, com 92,7% do total de veículos produzidos e comercializados no mercado interno (Da Cruz et al., 2016). Para Silva (Michellon et al., 2008), no final dessa fase, o preço do petróleo tendeu à estabilidade, o mercado de açúcar estava em ascendência e a realidade econômica do país era crítica, em virtude da crescente deterioração das suas condições econômicas e sociais. Portanto, a partir de 1985, o governo começa a diminuir os investimentos no programa. O período de 1986 a 1995 compreendeu a fase de estagnação do programa, dada à mudança no mercado petrolífero, em 1986, com a queda nos preços do barril de petróleo. Os efeitos foram sentidos no Brasil a partir de 1988. Foram interrompidos pelo governo os financiamentos e subsídios para as novas destilarias do Proálcool e as empresas passaram a operar de acordo com as condições existentes. O Proálcool continuou como um plano de energia alternativa e de substituição à gasolina, mas com perspectivas pouco definidas e problemas institucionais até fins dos anos de 1995. A combinação de desestímulo à produção e estímulo à demanda de álcool ocasionou a crise de abastecimento da entressafra de 1989-90. (Michellon et al., 2008).

Apesar de transitória, a crise de abastecimento afetou a credibilidade do Proálcool, reduzindo os estímulos ao uso do álcool, provocando, nos anos seguintes, uma forte queda na sua demanda e, conseqüentemente, nas vendas de veículos movidos por esse combustível. Como consequência, em 1990, o Brasil foi obrigado a importar álcool hidratado para o pleno abastecimento dos postos. (Bray et al., 2000). Essa crise de abastecimento do álcool somente foi superada com a introdução no mercado da mistura MEG (metanol, etanol e gasolina). Essa mistura sujeitaria o país a efetuar importações de etanol e metanol a fim de garantir o abastecimento do mercado na década de 1990. O período de 1996 a 2000 correspondeu à fase de redefinição do Proálcool, com a liberação dos mercados de álcool combustível em todas as suas fases de produção, distribuição e revenda, com seus preços sendo determinados pelas condições de oferta e procura.

Com o preço do açúcar reagindo no mercado internacional e o menor incentivo do governo para a produção de álcool, os usineiros foram levados a priorizar a produção de açúcar em detrimento à de álcool. (Michellon et al. 2008). Em 1999, o Proálcool se caracterizava como um programa em crise, sendo que a origem dessa crise advinha da

época da sua criação, pois foi instituído com fortes subsídios ao setor produtivo e a diminuição parcial desses subsídios levou à quebra de algumas unidades. (Mendonça, 2008). No ano 2000, após ascensão e declínio, quando o Proálcool parecia fadado ao fracasso, o programa ganhou novo fôlego, decorrente, em parte, do novo aumento do preço do petróleo no mercado internacional, da conscientização da questão de mudanças climáticas e do surgimento dos veículos flexfuel. (Michellon *et al.*, 2008). Alguns resultados positivos começam a ser noticiados em 2001, quando as vendas dos carros a álcool voltaram a aumentar devido a diferença de preço entre álcool e gasolina. A tecnologia dos motores *flex fuel* veio dar novo fôlego ao consumo interno de álcool. O carro que pode ser movido a gasolina, álcool ou uma mistura dos dois combustíveis foi introduzido no País em março de 2003 e conquistou rapidamente o consumidor. A opção passou a ser oferecida para quase todos os modelos das indústrias, e os automóveis bicompostíveis ultrapassaram pela primeira vez os movidos à gasolina, na corrida do mercado interno (Michellon *et al.*, 2008). Os veículos movidos a etanol seriam naturais substitutos dos automóveis convencionais – colocando na balança as demais oportunidades, custos e sacrifícios de usos de recursos concorrentes. As principais barreiras para seu uso em larga escala em alguns países, como os Europeus, são: a necessidade de se construir uma infraestrutura de distribuição e abastecimento, pois os tanques e dutos usados para derivados de petróleo ficam suscetíveis a corrosão se usados para o etanol; e a necessidade de importação do etanol, devido à pequena capacidade de produção local nos países de maior consumo, além da dependência energética causada aos poucos países produtores de etanol como o Brasil. O país apresenta as melhores condições de produção de etanol em quantidades e custos aceitáveis.

Com a preferência pelos automóveis elétricos nos países desenvolvidos, e também em países com grande demanda por automóveis, como China e Índia, a aplicabilidade da tecnologia de motores movidos a etanol já consolidada no Brasil precisa de alternativas para não concorrer diretamente com os automóveis elétricos e nem comprometer a indústria de produção do etanol. Uma das soluções seria empregar seu uso no transporte de cargas, em caminhões, no transporte público urbano, nos ônibus. Estes veículos apresentam consumo energético por quilômetro muito alto, além de operarem por longos períodos, sendo inviável a utilização de baterias elétricas para sua propulsão. A adequação dos motores de combustão movidos a óleo diesel para funcionar com etanol é viável, a um custo ligeiramente superior ao das adequações necessárias ao motor de combustão movido a gasolina. No Brasil, sua utilização ainda não é adequada devido ao custo por quilômetro que um caminhão teria para rodar com etanol, muito

superior ao custo do diesel. A taxação sobre o uso de combustíveis fósseis iria permitir a viabilização da alternativa reduzindo o custo do etanol por quilometro.

A fim de não comprometer a indústria sucroalcooleira, além da alternativa do redirecionamento do uso de motores a álcool em automóveis de carga pesada, e de uso público, o conceito da biorrefinaria que possibilita a conversão de material vegetal em produtos químicos ou biocombustíveis aparece para dar um novo “destino” ao etanol. O objetivo de uma biorrefinaria é otimizar o uso de recursos e minimizar os efluentes, maximizando os benefícios e o lucro dessa indústria. As biorrefinarias fazem parte da agenda de PD&I da maioria dos países desenvolvidos e em desenvolvimento, como o Brasil, mobilizando grandes quantias de recursos e esforços públicos e privados voltados para o aproveitamento integral da biomassa, para agregar valor às cadeias produtivas e reduzir os impactos ambientais. Os conceitos de biorrefinaria e da química verde enfocam o aproveitamento da biomassa de modo que se tenham cadeias de valores similares àquelas dos derivados do petróleo, mas com menor impacto no meio ambiente. A otimização do uso da biomassa busca a utilização de sistemas integrados (matérias-primas, processos, tecnologias, produtos e resíduos) sustentáveis, de acordo com parâmetros técnicos que levam em conta, entre outros aspectos, os balanços de massa e de energia, o ciclo de vida, o desenvolvimento socioeconômico regional, a geração e o consumo dos produtos e serviços de forma distribuída e a mitigação da emissão de gases do efeito estufa. Os produtos químicos desenvolvidos a partir de coprodutos e resíduos são os que possuem maior potencial de agregação de valor às cadeias produtivas da biomassa, em função da participação estratégica da indústria química no fornecimento de insumos e produtos finais a diversos setores da economia, como os petroquímicos, farmacêutico, automotivo, construção, agronegócio, cosméticos etc. A alcoolquímica decorrente da cadeia produtiva do etanol se apresenta como possibilidade competitiva caso o álcool, como biocombustível, perca o seu protagonismo (EMBRAPA, 2011).

Dentre os biocombustíveis, outro de bastante sucesso dentro do Brasil que poderia entrar como principal concorrente do etanol para uso em veículos de carga mais pesada é o biodiesel. O biodiesel, por exemplo, exige menor adaptação que o etanol dos motores a diesel. Por outro lado, o próprio biodiesel pode ser obtido pela transesterificação do óleo vegetal com etanol. Além disso, a oferta de biodiesel sofre restrições de óleos vegetais para sua fabricação. A principal fonte no Brasil, é o óleo de soja (82% em 2015, AproBio), mas a produção para combustível é apenas o quarto produto, atrás do grão para exportação, do farelo e do óleo de cozinha. A soja é muito valorizada no mercado interno e externo por causa do farelo, usado como matéria-prima na produção de carnes, o óleo ainda é um produto marginal da soja. Ainda assim a

projeção de uso do biodiesel no diesel tende a aumentar nos próximos anos. O Ministério de Minas e Energia publicou em novembro de 2018 a medida que autoriza o aumento de 10% para 15% do volume de biodiesel. Segundo o ministério, a estimativa é que a produção do biodiesel brasileira passe de 5,4 para mais de 10 bilhões de litros anuais, entre 2018 e 2023, o que representa um aumento de 85% da demanda doméstica.

A sociedade, no entanto, continua sendo bastante resistente à idéia de utilização de materiais agrícolas como matéria-prima para biocombustíveis e não como alimento. Neste contexto, os resíduos têm se mostrado uma opção promissora para substituir, pelo menos parcialmente, tais insumos. Resíduos de óleos e gorduras são matérias primas bastante visadas ultimamente por serem economicamente e ambientalmente vantajosos (Ratton, 2012). A utilização dos óleos usados de cozinha, as gorduras residuais das frituras encontradas em rejeitos de restaurantes, em resíduos de caixas de gorduras residenciais e na agroindústria tem potencial para reduzir o consumo de combustíveis não renováveis e a quantidade de lixo depositada no meio ambiente. O craqueamento, ou pirólise, desses resíduos gordurosos que consiste na decomposição das moléculas presentes nos óleos e gorduras, leva à formação de uma mistura de compostos químicos com propriedades muito similares aos combustíveis fósseis e que podem ser usados diretamente em motores convencionais. O biocombustível poderia complementar a oferta restringida pelo biodiesel. O seu uso em grande escala ainda se encontra em fase de pesquisa. A melhor opção “verde”, seja etanol, biodiesel, ou outro biocombustível, para os veículos atualmente movidos a diesel, dependerá de diversos fatores, entre eles a eficiência na produção agrícola em termos de área plantada necessária por quilômetro rodado.

#### b) Biocombustíveis gasosos

Além dos biocombustíveis líquidos, a biomassa pode ser convertida por gaseificação em gás de síntese ou por meio de digestão anaeróbica em biogás. Este gás pode ser usado diretamente para produzir eletricidade por meio de turbinas a gás ou motores com maior eficiência do que através de um ciclo de vapor, particularmente em plantas de pequena escala (<5-10 MW). O biogás pode ser também transformado em biometano e injetado em redes de gás natural ou usado em aplicações de transporte. A cogeração permite o uso econômico do calor produzido na geração de energia, aumentando assim a eficiência geral de uma usina e, portanto, sua competitividade. Outro aproveitamento da cana, além da produção de etanol como biocombustível líquido, é por meio do uso de biogás proveniente da vinhaça, que é outro subproduto da extração do caldo da cana.

Boa parte da vinhaça é utilizada como ferti-irrigação cujo uso é controlado e regulamentado devido a seu alto poder poluente, principalmente na contaminação de água e solos.

A vinhaça, sendo resíduo da destilaria, da mesma forma que o bagaço, não tem custo combustível associado à sua disponibilidade. Entretanto, para se produzir o biogás é necessária a construção de biodigestores, e para sua utilização como combustível complementar na caldeira é necessário investimento para adaptação desta, sendo considerado neste estudo o custo de *retrofit* adotado para o bagaço e ponta de palha.

O biogás e o biometano apresentam um elevado potencial energético (como combustível e na geração de eletricidade), servindo para a redução tanto dos GEE, quanto da poluição hídrica. Os resíduos utilizados na produção de ambos são oriundos de diversas fontes, sendo os principais setores: agrícola, de alimentos e de saneamento. Dado que em geral, sua produção é descentralizada, torna-se imprescindível uma maior integração entre os agentes públicos e privados, a fim de criar um arcabouço logístico e legal, que possibilite aprimorar as redes de distribuição e, conseqüentemente, a sua comercialização. No entanto, é necessário que haja uma legislação específica para este combustível renovável, com a definição de parâmetros para o seu uso, de forma a permitir a sua disponibilidade ao consumidor. A regulação atualmente existente é exclusiva para o biometano, quando proveniente de resíduos orgânicos. Para aquele oriundo de esgoto sanitário e gás de aterro, somente é permitido seu uso para fins experimentais (ANP, 2015, 2016). Além disso, é importante encontrar soluções técnicas que viabilizem economicamente a produção e o uso do biogás, mesmo que em pequena escala. Ademais, os processos de separação e extração do biometano também exigem um gasto adicional. Desta forma, observa-se que os aspectos econômicos ainda interferem na viabilidade da entrada deste biocombustível na matriz energética nacional, o que diminui sua competitividade frente ao análogo fóssil (EPE, 2016).

### c) Bioeletricidade

Como comentado anteriormente, a tendência mundial aponta para um uso crescente de biomassa e outros resíduos na produção de eletricidade. Tal movimento pode desempenhar um papel fundamental na descarbonização dos sistemas de eletricidade, contribuindo para ofertas de eletricidade com baixo teor de carbono. Os Estados Unidos continuam a ser o maior gerador de eletricidade a partir da biomassa em todo o mundo, seguido pela Alemanha e China (IEA, 2015). Em 2014, a geração de eletricidade a partir da biomassa representou cerca de 8% da geração renovável e quase 2% da geração de eletricidade no mundo.

O processo de geração de bioeletricidade mais comum no Brasil é a produção de calor e eletricidade nas usinas de moagem de cana e de produção de polpa de celulose. O processo utilizado para a geração de eletricidade a partir da biomassa é sempre termoelétrico, seja por meio da queima direta da biomassa ou por meio da queima de biogás produzido no processo de fermentação. Em 2019, 559 empreendimentos termelétricos, a biomassa, estão registrados na ANEEL. A biomassa de cana é o principal combustível responsável por 72% do total dessas usinas.

Apesar da bioeletricidade ser gerada a partir de várias fontes, a EPE contabiliza apenas o crescimento da bioeletricidade gerada a partir do bagaço e palha de cana-de-açúcar. As outras fontes são incipientes no Brasil e não aparecem no planejamento energético nacional como relevantes. Em 2016, a bioeletricidade de cana detinha cerca de 7,5% da capacidade de geração outorgada no Brasil e quase 71009% da capacidade da fonte biomassa. O processo de *co-firing* de biomassa fornece uma opção imediata e de baixo custo para substituir o carvão pela biomassa. Vários projetos foram realizados na OCDE Europa e no Canadá para converter centrais elétricas de carvão para funcionarem totalmente em biomassa (IEA, 2015).

A cogeração de eletricidade com o objetivo de excedentes para venda ao sistema usando o bagaço da cana-de-açúcar é um negócio relativamente novo para o setor sucroenergético. Como subproduto de um processo industrial é impossível não analisar o potencial de geração de eletricidade sem uma visão do mercado sucroenergético. As usinas produzem dois produtos principais: o açúcar, uma *commodity* nos mercados mundiais sujeita às variações de preços e práticas comerciais de outros países, e álcool (anidro e hidratado) que fica sujeito às políticas energéticas do governo brasileiro e ao mercado mundial de combustíveis. Segundo documento da ÚNICA (ÚNICA, 2016) para um melhor posicionamento da bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica brasileira, será necessário o desenvolvimento de uma estratégia nacional de adoção de medidas que promovam sua competitividade: reconhecimento das externalidades positivas no preço dos leilões regulados, incluindo mecanismos de regularização de contratação e um planejamento energético concatenado entre etanol e bioeletricidade, dentre outras medidas.

#### i) Gaseificação do bagaço de cana

Apesar da cogeração ser um negócio relativamente novo no Brasil, a produção de energia através da gaseificação é uma tecnologia com mais de 100 anos de existência. A gaseificação é um processo de oxidação parcial não-catalítico de compostos de carbono, como carvão, na presença de moderadores (vapor, CO<sub>2</sub>). É uma reação

exotérmica que produz principalmente CO e H<sub>2</sub>. Ela é composta por quatro etapas físico-químicas distintas, com temperaturas de reação diferentes: secagem da biomassa, pirólise, redução e combustão. Cada uma dessas etapas acontece em uma região diferente dentro do reator. As reações que ocorrem em cada região do gaseificador está apresentada na figura a seguir:

Zona de Combustão	$C + O_2 \rightarrow CO_2$ Na presença de Hidrogênio: $H_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow H_2O \text{ (gasoso)}$
Zona de Redução	$C + CO_2 \rightarrow 2 CO$ $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$ $C + 2 H_2O \rightarrow CO_2 + 2 H_2$ $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ $C + 2 H_2 \rightarrow CH_4$
Zona de Pirólise	→ H <sub>2</sub> O (gasoso) + Metanol + Ácido Acético + Alcatrões
Zona de Secagem	→ H <sub>2</sub> O (gasoso)

Figura 27. – Reações interna de gaseificação (D'Avila, 1984)

O processo consiste principalmente:

1. Na gaseificação propriamente dita (oxidação parcial), onde a alimentação é convertida em gás de síntese na presença de oxigênio e de um agente moderador (vapor) no reator de gaseificação.
2. No processo de resfriamento do gás de síntese (SEC), onde vapor de alta pressão é gerado a partir do gás de síntese quente proveniente do reator.
3. Na remoção de carbono, onde o carbono residual e as cinzas são removidos do gás de síntese através de uma coluna de lavagem.

É a partir do produto, gás de síntese, que se gera eletricidade, vapor, produtos químicos, combustíveis e hidrogênio. Tanto a biomassa quanto o agente de gaseificação, o oxigênio, são pré-aquecidos antes de serem alimentados para combustão.

A recuperação do calor proveniente do gás de síntese é um passo importantíssimo no processo de gaseificação. A recuperação de calor ocorre no resfriador de gás de síntese (SEC) onde o vapor saturado é gerado a alta pressão.

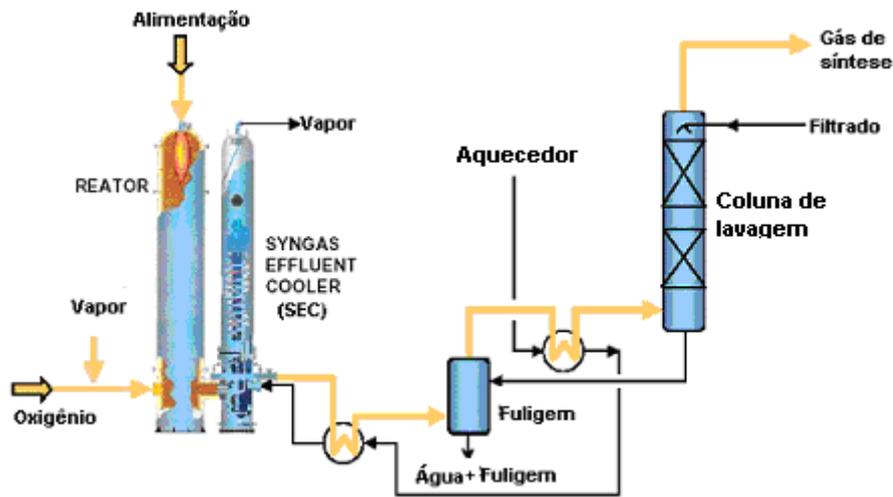


Figura 28 - Fluxograma do Processo de gaseificação fluidizada (ThyssenKrupp, 2006)

A geração de energia pela Integração da Gaseificação a Ciclo Combinado (IGCC - Integrated Gasification –with Combined Cycle) é baseada nos ciclos termodinâmicos clássicos como o ciclo Brayton e o de Rankine. No ciclo Brayton, a adição de calor ocorre à pressão constante e é um ciclo ideal muito semelhante a dos processos térmicos que ocorrem nas turbinas a gás, com variações de estado (pressão e temperatura) dos gases. O ciclo Rankine ocorre através de turbinas à vapor onde o trabalho é gerado ao se vaporizar e condensar-se alternadamente um fluido de trabalho.

Com a junção desses dois ciclos, obtém-se o ciclo combinado à vapor e gás que é um esboço simplificado do sistema IGCC e suas etapas, como pode ser observado na figura 29 abaixo.

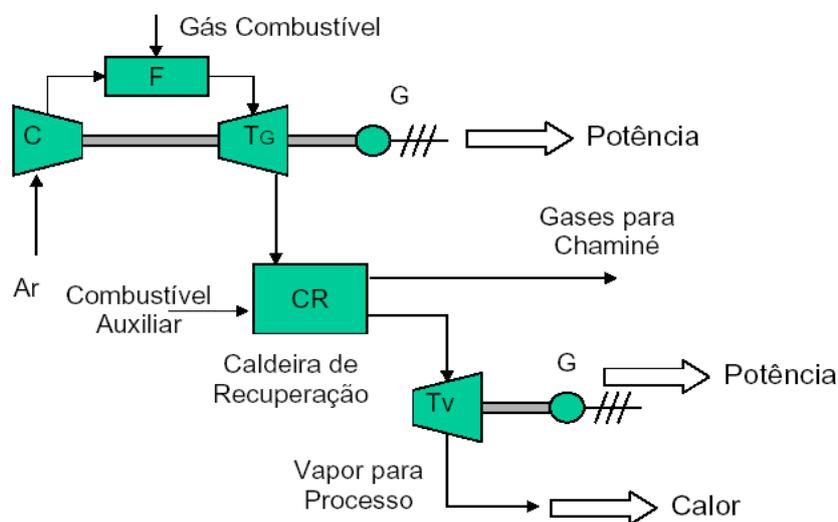


Figura 29. - Ciclo combinado vapor e gás (Waldir, 2007)

No processo de gaseificação do bagaço de cana, o resíduo é enviado para as caldeiras em esteiras onde é utilizado como combustível para geração de gás e vapor que acionará as turbinas acopladas a geradores elétricos transformando a energia térmica e energia mecânica e em energia elétrica.

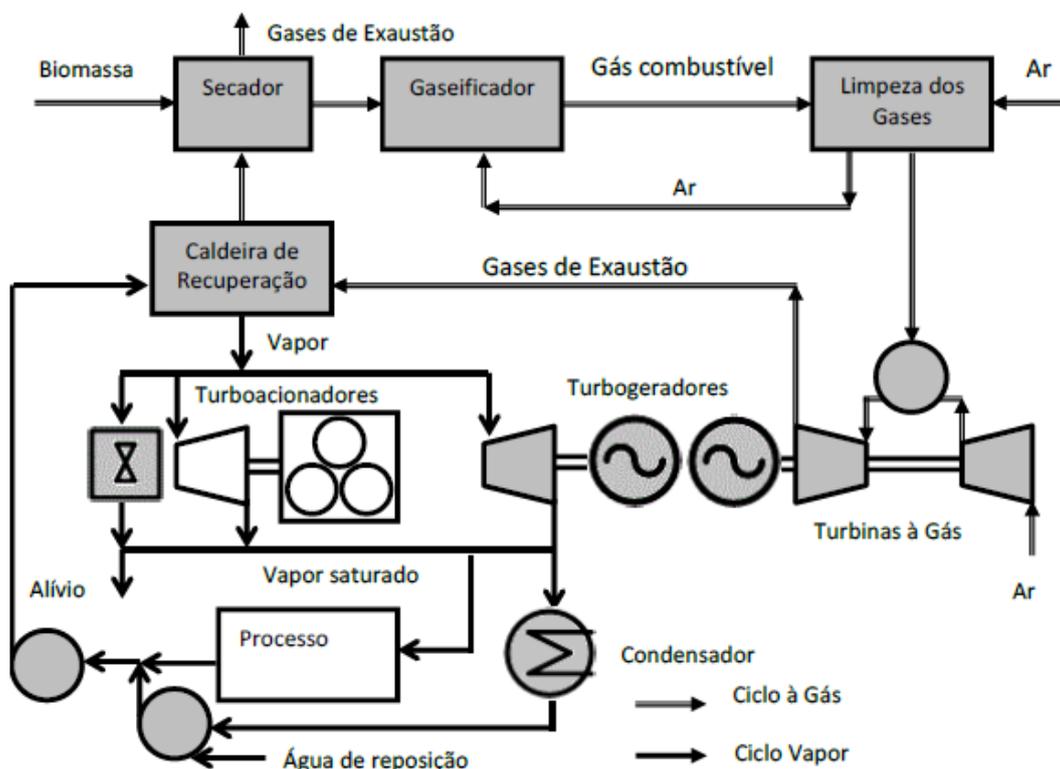


Figura 30. - Representação esquemática de um processo de gaseificação de biomassa integrada com turbina à gás e ciclo combinado (Tolmasquim, 2005).

### 3.2. O Uso de bioenergia no Brasil

O Brasil é um país tropical com dimensões continentais onde a oferta de biomassa para geração de energia apresenta um grande potencial de utilização. É o país que apresenta maior participação em consumo de bioenergia (sob diversas formas) no setor de transporte.

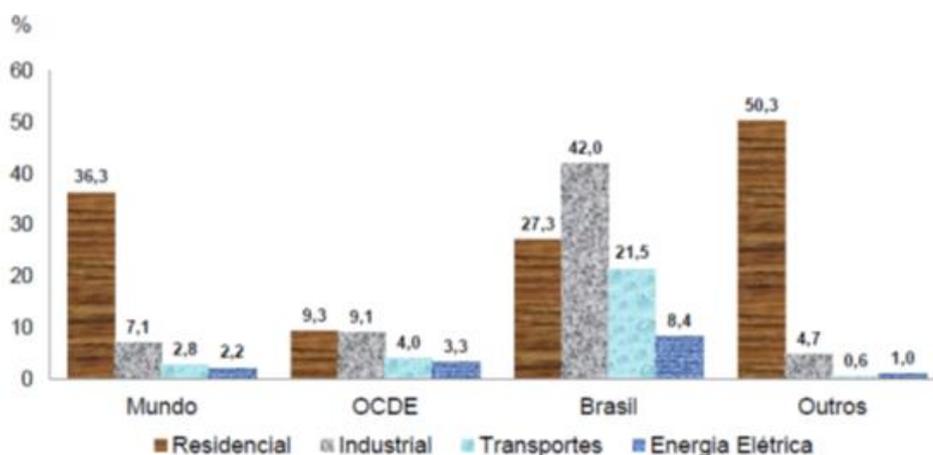


Figura 31. – Proporção de bioenergia no consumo total de energia de cada setor e na geração elétrica 2015 (%) (MME, 2017)

Contudo, se a produção de biocombustíveis brasileira, especificamente o etanol, é um sucesso com um consumo de álcool superior ao consumo de gasolina, a produção de bioeletricidade brasileira ainda fica muito aquém de utilização frente ao seu potencial. Esta baixa utilização é observada frente à participação relativa da bioeletricidade na matriz elétrica de alguns países europeus como Portugal e Alemanha (Castro, 2008). Por utilizar muitas vezes como insumo um resíduo, a geração de bioeletricidade apresenta um custo inferior ao custo de outras fontes renováveis. Além disso, em muitos casos a bioeletricidade é produzida a partir do eficiente processo de cogeração em processos que demandam energia térmica e elétrica de forma simultânea, como é o caso das usinas sucroalcooleiras brasileiras. Desta forma, a discussão sobre a inserção de bioenergia não deve se restringir aos biocombustíveis e considerar também a bioeletricidade, porque em muitos casos a produção pode ser concomitante enquanto que por outro lado o desenvolvimento do etanol de celulose irá criar um custo de oportunidade entre gerar etanol ou eletricidade a partir da biomassa contida em resíduos, como os florestais e os agrícolas.

Atualmente, mais de 1/4 da demanda energética do país é suprida pela biomassa, a partir dos produtos da cana (15,7%), da lenha e do carvão vegetal (8,1%) e de outros insumos (4,7%). Na indústria, a fonte supre cerca de 39% do consumo energético do setor e, nos transportes, os biocombustíveis representam 17,5% do consumo total de energia (Greenpeace, 2016). O setor de transportes é onde a participação da bioenergia se faz mais necessária devido à dificuldade de se utilizar combustíveis viáveis tecnologicamente e economicamente para substituir os combustíveis fósseis. Portanto,

a utilização do etanol como combustível ou da bioeletricidade em VE é essencial para redução das emissões de gases do efeito estufa por parte do setor de transporte.

Na geração de eletricidade, a participação da biomassa é atualmente de 8,4%, sendo o bagaço de cana o principal insumo, presente cerca de 76% da capacidade instalada de todas as usinas termelétricas a biomassa. No Brasil, a bioeletricidade é obtida principalmente através da cogeração em unidades dos segmentos industriais sucroenergético e, em menor escala, de papel e celulose, tendo como fonte a lixívia. O bagaço foi a principal fonte de biomassa utilizada, com 32,3 TWh, seguida da lixívia com 10,5 TWh. Estes números mostram que a bioeletricidade tem um papel relevante na oferta de energia elétrica brasileira, dominada pela fonte hidráulica, que neste mesmo ano contribuiu com 373,4 TWh (Tolmasquim, 2016).

Dependendo do nível de eficiência energética destas unidades, pode haver geração excedente de bioeletricidade, passível de ser comercializada em leilões de energia (mercado regulado) ou nos mercados livre e de curto prazo. Uma parcela ainda significativa do parque instalado, especialmente do setor sucroenergético, utiliza processos industriais e centrais de cogeração de baixa eficiência, consumindo a biomassa com o objetivo principal de atender as demandas energéticas (calor e eletricidade) da unidade, com pouco ou nenhum excedente. Entretanto, nas últimas décadas, os segmentos sucroenergético e de papel e celulose se expandiram e suas unidades vêm se modernizando. Unidades mais modernas são mais eficientes na cogeração e no uso energético pelos processos industriais, gerando maiores excedentes de bioeletricidade, que ampliam a receita. Conseqüentemente, a bioeletricidade passou a ter uma participação importante para complementar e diversificar a oferta de energia elétrica no Brasil.

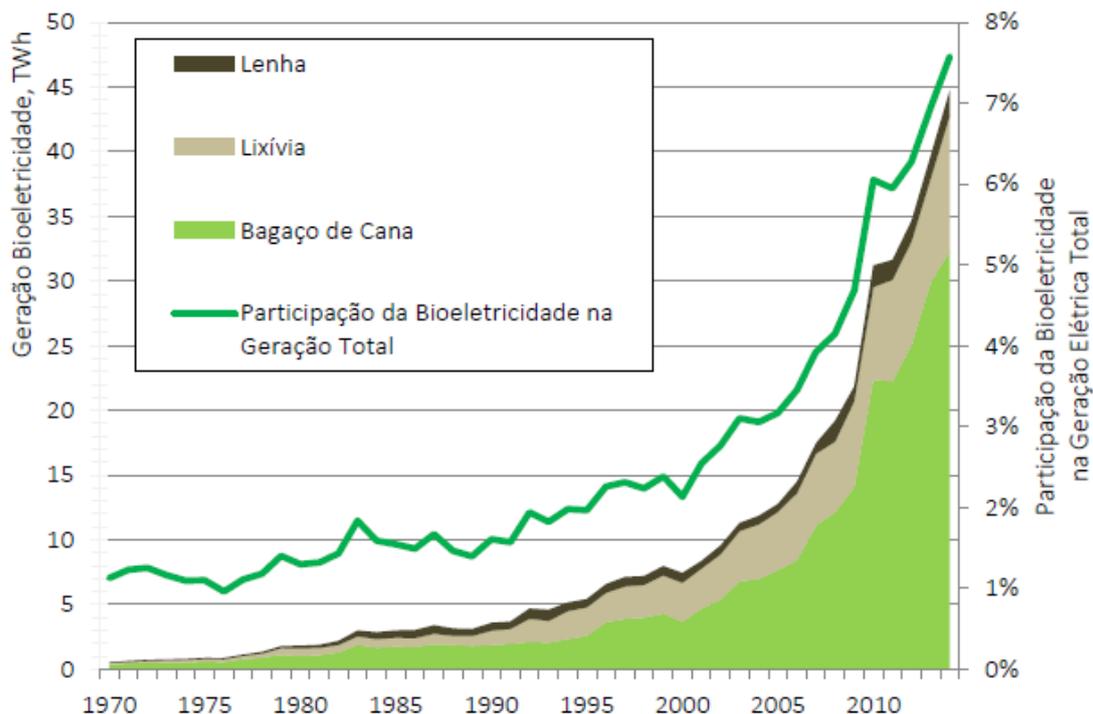


Figura 32. - Evolução da oferta de bioeletricidade, em TWh, e evolução da participação da bioeletricidade na geração total, de 1970 a 2014, no Brasil (Tolmasquim, 2016)

Desde 2004, com a reestruturação ocorrida no setor elétrico nacional, a participação da biomassa tem aumentado nesse setor, uma vez que as políticas nacionais formuladas fomentaram a diversificação da geração elétrica, a adoção de um mercado competitivo descentralizado e a necessidade do uso mais racional da energia (diminuindo os impactos ambientais das fontes energéticas nacionais).

### 3.3. BioCSS

É importante lembrar que para que o mundo não ultrapasse os 2°C de aumento de temperatura média global até o fim deste século, limite considerado seguro, é necessário não só um corte drástico nas emissões de gases de efeito estufa (GEEs) através da substituição dos combustíveis fósseis e dos veículos convencionais, mas também um aumento significativo na remoção de dióxido de carbono da atmosfera. A AIE estima que 12% das reduções acumuladas de emissões para 2050 devem ser provenientes da Captura e Estocagem de Carbono (Carbon Captura Storage – CCS). A tecnologia de captura de CO<sub>2</sub> foi implantada pela primeira vez na Noruega há mais de 20 anos. Desde 1996, o projeto *Sleipner* separa o dióxido de carbono do processo de produção de gás natural e o injeta na rocha sedimentar de Utsira. Aproximadamente 17 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> já foram estocados desde o princípio do projeto. Até

2016, o mundo apresentava seis projetos BioCCS em operação (Japão, EUA, Canadá e Holanda) com capacidade de estocar cerca de 2,0 MtCO<sub>2</sub> por ano, 12 projeto sem fase de planejamento e análise (incluindo o de São Paulo) e três projetos encerrados e completos (IEAGHG, 2017).

O investimento nessa tecnologia além de ser uma ferramenta de transição para uma economia de baixo carbono é substancialmente mais barata e mais econômica do que o não investimento nela. Qualquer dinheiro gasto agora para viabilizar a tecnologia de CCS, será reembolsado no longo prazo. Para atingir os níveis descritos no Cenário de Desenvolvimento Sustentável (SDS – *Sustainable Development Scenario*), o número de instalações CCS em escala industriais precisa aumentar cem vezes, de 19 em operação agora para mais de 2.000 até 2040 (Global CCS Institute, 2019). Além dos custos significativamente superiores, citados anteriormente, existe a possibilidade do uso de carvão e gás natural, para geração de energia elétrica, e pelas indústrias de aço e cimento, continuarem em países em desenvolvimento em razão da abundância e acessibilidade da matéria-prima local. Estima-se que até 2040, 25% do total da energia primária mundial seja oriunda de carvão.

Dessa forma, o CCS/BioCCS aparece novamente como agente principal para mitigação de emissões de carbono nos cenários futuros, além de permitir que a situação de *lock in* das indústrias/termoelétricas a carvão e gás natural possa ser revertida. Os custos de implantação em larga escala de BioCCS ainda não foram avaliados de forma exaustiva. As diferentes formas de rotas tecnológicas como adaptação de plantas termelétricas ou de plantas de produção de bioetanol, não permitem que haja uma aproximação generalizada dos custos. Diversas rotas de produção de biocombustíveis (bioetanol) têm um teor de CO<sub>2</sub> quase puro, o que permite uma redução de custo considerável. A separação de CO<sub>2</sub> que já faz parte do processo de produção oferece opções de implantação de CCS com custos adicionais muito baixos, uma vez que a planta existente já é de larga escala. O custo total de implantação e operação de um projeto de CCS/BioCCS depende das opções tecnológicas selecionadas, bem como o local e tipo de fonte emissora de CO<sub>2</sub>, o tipo de captura, o meio de transporte e o local de armazenamento. O Brasil possui grande vantagem na implementação da tecnologia de BioCCS, uma vez que tem um grande potencial de produção de biomassa, além de experiência no uso desse material para a produção de etanol e bagaço de cana para geração termelétrica. Os setores com maior potencial para aplicar a tecnologia de BioCCS no Brasil são:

- plantas de geração de energia elétrica de grande escala (*co-firing* com *retrofit* de termoelétricas); e
- plantas de produção de biocombustíveis (etanol).

O potencial técnico de captura de carbono é bastante relevante para extração e refino de petróleo, fabricação de aço, cimento e destilarias de etanol. O potencial do BioCCS nas plantas de geração de energia elétrica pode se tornar grande no setor, mas isso depende da taxa de expansão futura de usinas termelétricas de combustíveis fósseis, particularmente plantas de ciclo combinado de gás natural (Rochedo, 2016).

Em resumo e à luz dos objetivos da política internacional, que prevê a redução de 50% das emissões de CO<sub>2</sub> até 2050 (em comparação com os níveis de 2005), conforme sugerido pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), o CCS é visto como elemento chave dentro do portfólio mais amplo de estratégias de mitigação da mudança climática.

## 4. Uso de biomassa no Brasil como fonte de energia de baixo carbono para expansão de veículos elétricos

Como mencionado nos capítulos anteriores, a cana-de-açúcar é um recurso com grande potencial, dentre as fontes de biomassa, para geração de eletricidade existente no país. Segundo o Plano Nacional de Energia 2030, o maior potencial de produção de bioeletricidade encontra-se na região Sudeste, particularmente no Estado de São Paulo, onde justamente se aglomeram as usinas sucroalcooleiras, como mostra o mapa da Figura 33, reforçando as vantagens de viabilidade econômica, ambiental e logística do uso desse resíduo como fonte de energia.



Figura 33. – Mapa de usinas biomassa em operação (ANEEL, 2009)

Em 2014, a oferta potencial de bioeletricidade gerada de forma centralizada era de cerca de 127 TWh. Com os crescimentos projetados no Plano Nacional de Energia para 2050 para as atividades sucroalcooleira e agropecuária e da população, e o potencial de florestas energéticas, a bioeletricidade pode chegar a cerca de 380 TWh em 2050.

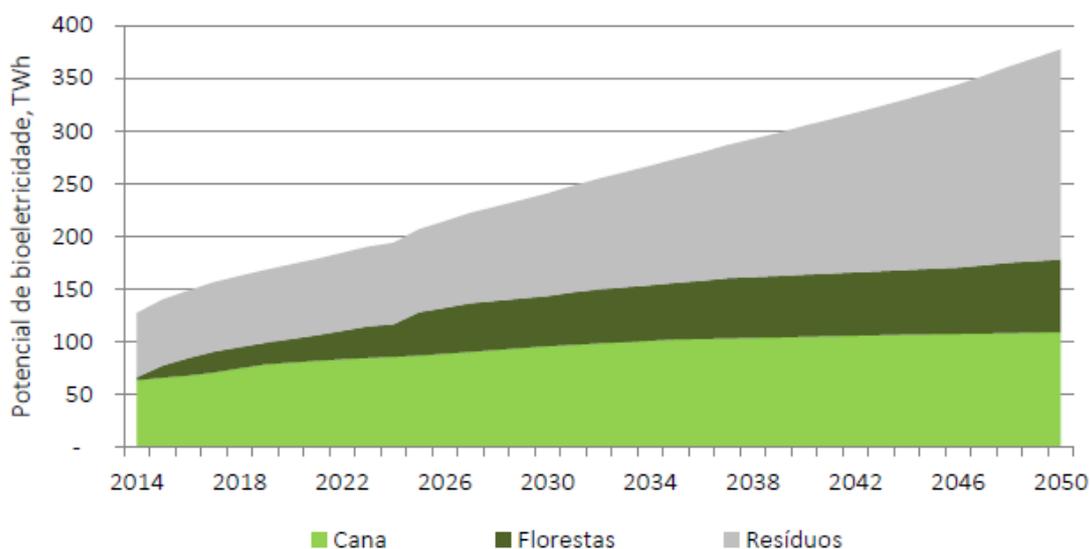


Figura 34. - Oferta potencial de bioeletricidade em geração centralizada, tecnologias maduras, até 2050 (Tolmasquim, 2016)

Um dos objetivos do estudo é demonstrar que com apenas a biomassa de cana-de-açúcar é possível suprir a demanda adicional de energia elétrica em 2050 provinda da adição do consumo energético de veículos elétricos da frota urbana brasileira. Dois cenários comparativos foram escolhidos para determinar a viabilidade do uso dessa fonte alternativa energética para o setor de transporte. As premissas de cada cenário são identificadas e definidas para melhor obtenção e análise de dados na realização da pesquisa quantitativa e qualitativa com o objetivo de justificar as metas de baixo carbono estabelecidas pelo o Acordo de Paris.

#### **4.1. Definição dos cenários e parâmetros para análise do potencial energético da biomassa de cana-de-açúcar**

Os cenários e premissas para o setor de transportes utilizadas para a análise foram retirados de um estudo desenvolvido pelo Greenpeace em que o primeiro cenário, é um cenário base de referência mais convencional e tendencial, e onde o segundo é um mais agressivo com uma “revolução” (RE) progressiva energética. O cenário base reflete um desenvolvimento energético industrial e político atual linear pouco audacioso.

Ele foi baseado nas tendências apresentadas em análises oficiais do governo brasileiro até 2050 (EPE 2014). Já o cenário “revolucionário” exclui completamente o uso de energia nuclear e de origem fóssil até 2050 (Figura 35). Trata-se de um cenário bastante ambicioso em termos de desenvolvimento tecnológicos, e ganhos de eficiência energética, diminuindo as emissões de GEEs do setor energético para zero até 2050. O estudo considerou os potenciais de eficiência energética de todos os setores, elaborados pelas equipes nacionais da IEI e Unicamp e do PET/Coppe/UFRJ envolvidas no estudo. A estrutura geral dos cenários foi baseada nos balanços energéticos da Agência Internacional de Energia (AIE). O ano-base adotado como referência nesse estudo foi o de 2018 com os dados retirados do Balanço Energético Nacional (BEN) publicado em 2019.

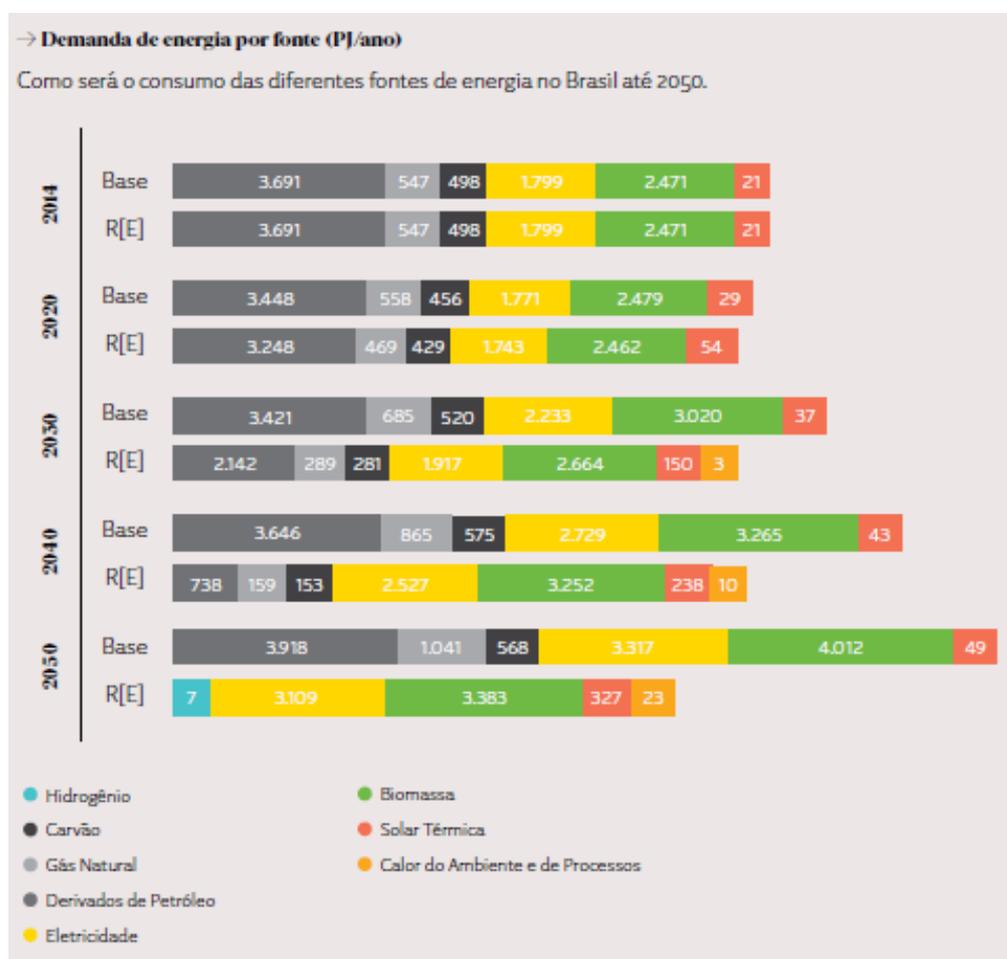


Figura 35. – Demanda de energia por fonte (PJ/ano) (Greenpeace, 2016)

Em relação às projeções de crescimento do país, as estimativas das taxas de crescimento do PIB utilizadas pelo estudo foram elaboradas pelo Banco Itaú (vide Figura 36). O aumento médio do PIB do país entre 2014 e 2050 tende a ficar entre 1,9% ao

ano (o valor já considera o decréscimo da economia dos anos 2015 e 2016). No entanto, ainda que o Brasil cresça quase 2% ao ano, o cenário RE prevê uma necessidade menor de energia que a consumida em 2018 principalmente por conta da eficiência energética prevista pelo relatório. As projeções de crescimento demográfico até 2050 foram extraídas PNUD (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento) e do IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística).

→ Taxas de crescimento anual do PIB consideradas (%)<sup>36</sup>

<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>
-2,3%	-1,0%	0,4%	1,7%	1,8%	2,0%	2,1%	2,3%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>	<b>2038</b>
2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%
<b>2039</b>	<b>2040</b>	<b>2041</b>	<b>2042</b>	<b>2043</b>	<b>2044</b>	<b>2045</b>	<b>2046</b>	<b>2047</b>	<b>2048</b>	<b>2049</b>	<b>2050</b>
2,1%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%

Figura 36. – Taxas de crescimento anual do PIB consideradas (%) (Greenpeace, 2016)

A abordagem de cálculo para determinar a demanda energética e de emissões *bottom-up* é adotada neste capítulo como metodologia para abordar cada item de forma desagregada do setor de transporte e da fonte energética específica. O primeiro passo é determinar a frota circulante de cada cenário estabelecido, e depois a intensidade de uso pelo tipo de veículo em questão. Assim é possível calcular a demanda de bioeletricidade e determinar se o potencial de bioeletricidade é suficiente para responder à demanda suplementar de energia ou não de cada cenário. O último passo se resume em calcular as emissões de CO<sub>2</sub> evitadas por cada cenário através do fator de emissão de cada combustível.

Em relação ao setor de transporte e sua frota circulante, o modo rodoviário continua relevante, com 79% de participação, para mobilidade de passageiros, e por isso os motores e veículos elétricos aparecem como a solução primordial para redução de emissões. Para fins analíticos quantitativos, e seguindo as tendências do governo brasileiro, conforme o cenário Base do Relatório do Greenpeace, se estima chegar a 143 milhões de veículos com apenas 0,23% representando os elétricos, ou seja, 175 mil automóveis e 53 mil ônibus. Outros 0,3% tendem a ser híbridos, combinando biocombustível e eletricidade, 30% à base de fósseis e o restante tende a usar etanol puro ou em conjunto com algum fóssil (motores *flex*). Para o cenário revolucionário,

estima-se que a frota total do modo rodoviário seja um pouco menor que 131 milhões de veículos em 2050, isso porque se levou muito em conta mudanças de hábito, como o uso intensificado de meios não motorizados como bicicletas, patinetes ou até mesmo o deslocamento a pé, o aumento do uso de transportes compartilhados, ou com a chegada de tecnologias que permitem se evitem parte dos deslocamentos. De acordo com o Instituto de Políticas de Transporte e Desenvolvimento (ITDP), o Desenvolvimento Orientado ao Transporte Sustentável (DOTS, do termo original em inglês *Transit Oriented Development*), estimula uma ocupação compacta nas cidades, com o uso misto do solo, com deslocamentos por distâncias curtas sendo feitos a pé e com a disponibilidade de estações de transporte de alta capacidade para deslocamentos mais longos. Esse modelo significa maior adensamento populacional e possibilita deslocamentos menores. O conceito de DOTS pensa no uso do solo como uma forma de garantir que o caminhar, o uso da bicicleta ou do transporte público sejam mais convenientes e seguros. Por isso nesse cenário, aproximadamente 50% do total da frota brasileira representa os elétricos, ou seja, conta-se que 65 milhões dos veículos sejam elétricos. Os ônibus neste cenário são movidos a hidrogênio, diferentemente do cenário anterior. Os veículos híbridos participam com 21% da frota e os movidos a etanol e biodiesel 29%.

Para determinar a intensidade de uso, se levou em conta os dados do estudo de Brajtman que considera as premissas de deslocamento anual por idade e a intensidade de uso de referência dos automóveis e comerciais leves em operação disponíveis no Inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários 2013. A frota nacional apresentou uma quilometragem média anual de 10.000km/ano. Para identificação do rendimento de veículos híbridos e elétricos baseou-se nos estudos elaborados pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) (Shell, 2016). Por simplificação, estes valores foram considerados constantes ao longo do período de análise, muito embora reconheça-se que a eficiência dos veículos leves não permanecerá de fato constante. Esta simplificação se deveu à ausência de um estudo de projeção da eficiência dos veículos que abrangesse de uma só vez todas as tecnologias de veículos leves elétricos.

Tabela 4. – Rendimento energético dos automóveis e comerciais leves (Shell, 2016)

<b>Veículo</b>	<b>Rendimento</b>	<b>Melhoria de eficiência</b>
Automóvel híbrido <i>flex</i> -elétrico (etanol)	11,6 km/l	25% até 2050
Automóvel híbrido <i>flex</i> -elétrico (gasolina)	16,6 km/l	25% até 2050
Automóvel elétrico <i>plug-in</i>	3,5 km/kwh	15% até 2050

O livro sobre Energia Termelétrica no Brasil realizado pela EPE, que possui o Plano Decenal da Expansão de Energia (PDE), e o Plano Nacional de Energia (PNE) como fonte de estudo, e em que se são discutidos e analisados a participação e potências das usinas a biomassa para geração termelétrica serviu de base para determinação do potencial de bioeletricidade para a demanda anteriormente calculada.

Em relação à disponibilidade de biomassa de cana-de-açúcar, cada tonelada processada nas usinas resulta em 270 kg de bagaço. Para as usinas mais modernas, cerca de 70% (dependendo da configuração dos processos e das tecnologias empregadas) deste bagaço é utilizado para atender as demandas energéticas da unidade e os 30% podem ser comercializados ou utilizados para exportação de bioeletricidade. Para a quantidade total de palha e ponta produzida, por tonelada de cana-de-açúcar processada, esta representa cerca de 155 kg (15% de umidade) por tonelada de cana processada. A oferta de biomassa de cana-de-açúcar apresenta uma sazonalidade devida ao ciclo de maturação da planta que restringe sua disponibilidade a um determinado período do ano. Na região centro-sul, a colheita da cana-de-açúcar é realizada, aproximadamente, entre os meses de março e outubro.

Ainda para determinar o potencial de bioeletricidade, a tecnologia de gaseificação a ciclo combinado foi utilizada no estudo.

Tabela 5. – Combinações de biomassa e tecnologia de geração elétrica utilizados para estimativa do potencial da bioeletricidade (Tolmasquim, 2016)

<b>Fonte de Biomassa</b>	<b>Tecnologias em modo de Geração Elétrica</b>
Bagaço excedente	Ciclo Vapor com Condensação
Ponta e palha	Ciclo a Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Biogás de Vinhaça	Biodigestão Anaeróbica com: Ciclo a Vapor com Condensação Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Florestas Energéticas	Ciclo Vapor com Condensação Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)
Resíduos Agrícolas	
Biogás de Resíduos da Pecuária confinada e de Resíduos Sólidos Urbanos	Biodigestão Anaeróbica com: Conjunto Motogerador

A tabela 6 a seguir apresenta as características técnicas de usinas de açúcar e etanol usando técnica e a tabela 7 as eficiências e rendimentos de cada tecnologia.

Tabela 6. – Parâmetros de uma usina sucroalcooleira usando IGCC na safra e entressafra (Tolmasquim, 2016)

Parâmetro	Safra	Entressafra	Unidades
Geração	302	343	kWh/t cana
Energia Excedente	254	343	kWh/t cana
Consumo de Combustível	0,93	0,82	t bagaço (50%)/MWh
	0,4	0,35	t palha (15%)/MWh
Eficiência Geração Elétrica	30	34	% com base no PCI

Tabela 7. – Eficiências típicas para tecnologias de geração de bioeletricidade para biomassa de cana-de-açúcar (Tolmasquim, 2016)

Tecnologia	Biomassa	Rendimento (%base PCI)
<b>Cogeração</b>		
Ciclo Vapor com Condensação e Extração	Apenas bagaço durante a safra (70% do bagaço total)	12,5
Ciclo à Gás com Ciclo Combinado (BIG-GTCC)		30
<b>Cogeração Elétrica</b>		
Ciclo Vapor com Condensação	Biomassa excedente da cana Bagaço excedente (30%) Ponta e Palha	20

A disponibilidade potencial de recursos na forma de biomassa para bioeletricidade será adotada como as quantidades projetadas no Plano Nacional de Energia para 2050, que considerou a expansão da oferta destes recursos de forma consistente com restrições ambientais, sociais, econômicas e técnicas da biomassa de cana. Estima-se que em 2050, a produção de cana-de-açúcar deve alcançar cerca de 1.050 milhões de toneladas, com um crescimento de 65% em relação a 2014.

O gráfico da figura 37 a seguir mostra projeção do potencial de bioeletricidade por biomassa ressaltando a tecnologia IGCC que pode atingir pouco mais de 180 TWh em 2050.

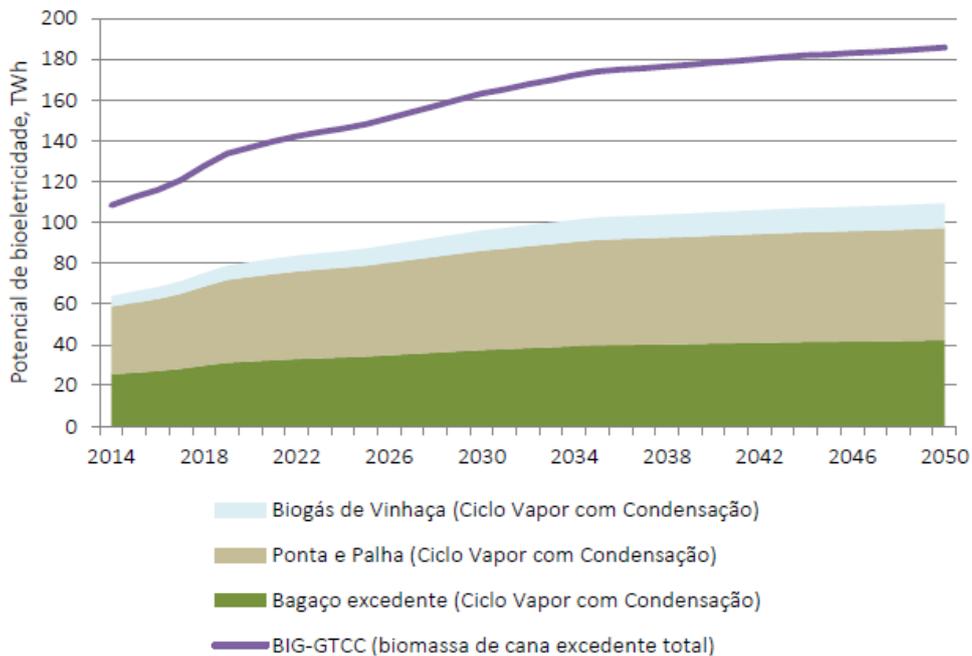


Figura 37. - Potencial de bioeletricidade excedente da cana-de-açúcar, com ciclo vapor e BIG-GTCC, até 2050 (Tolmasquim, 2016)

A tabela 8 abaixo apresenta os resultados da demanda energética dos veículos elétricos e híbridos nos cenários do *Greenpeace*.

Tabela 8. – Demanda de energia elétrica dos VE nos diferentes Cenários do *Greenpeace* (Elaboração própria)

	Cenário Atual	Cenário Base	Cenário Revolução
VE	30 GWh/ano	785 GWh/ano	185TWh/ano
VE e Híbridos	-	1.091 GWh/ano	204TWh/ano

O potencial de bioeletricidade oriundo da biomassa de cana de 186TWh se mostra suficiente para suprir as demandas energéticas que os veículos elétricos suplementares à frota nacional de todos os cenários, inclusive no mais disruptivo, apresentam até 2050.

#### 4.2. Potencial de redução de emissões de CO<sub>2</sub>

O outro objetivo do trabalho é mostrar qual o potencial de redução de emissões para os cenários escolhidos com o uso exclusivo de bioeletricidade de biomassa da cana para

a frota de VE em 2050. Diversas soluções surgem mundo afora com a finalidade de reduzir a quantidade de GEEs *well-to-wheels* na atmosfera. As alternativas vão desde o uso de biocombustíveis, hidrogênio, e veículos elétricos a combinações de redução no tamanho dos veículos, peso, aerodinâmica, resistência de rolamento e eficiência dos motores. Este trabalho procura comprovar que o uso de bioenergia no Brasil necessária para suprir a mobilidade de passageiros por veículos leves é uma alternativa eficiente e significativa na redução do consumo de combustíveis fósseis e na emissão de GEEs. Busca-se estimar o potencial de redução de carbono até 2050, tomando-se como premissa os cenários previamente escolhidos do estudo do Greenpeace em que se tem como um cenário Base as tendências econômicas, de investimentos, de demandas energéticas, e um segundo cenário mais ambicioso optando pela implantação significativa de veículos elétricos no sistema rodoviário urbano de passageiros, pelo aumento do uso de biocombustível por veículos híbridos, pela substituição de combustível fóssil, e por uma matriz elétrica limpa com significativo uso de fontes renováveis e biomassa.

O uso de bioenergia como substituto dos combustíveis fósseis é examinado usando uma Avaliação de Ciclo de Vida (LCA – Life-Cycle Assessment) de carbono para determinar as consequências ambientais desses cenários através do modelo GREET. A metodologia LCA foi utilizada em diversas áreas para quantificar os impactos ambientais de produtos e processos. A ISO (*International Organization for Standardization*) desenvolveu a norma ISO 14040 que descreve as principais estruturas da LCA. Essas estruturas estão incorporadas no GREET que incluem dados de inventário do ciclo de vida para vários materiais e combustíveis, e fornece ferramentas para determinar os impactos do ciclo de vida dos sistemas combustível/veículos.

O GREET é um modelo completo de ciclo de vida patrocinado pelo Argonne National Laboratory (Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável do Departamento de Energia dos EUA). Ele avalia todos os impactos de energia e emissão de combustíveis de transporte novos e avançados, o ciclo de combustível de *well-to-wheels* e o ciclo do veículo através da recuperação de materiais e do descarte de veículos que precisam ser considerados. Ele permite que pesquisadores e analistas avaliem várias combinações de veículo e combustível em uma base completa de ciclo de combustível e ciclo de veículo.

A implementação básica do modelo foi feita usando planilhas do Excel. GREET Excel usa o tradicional modelo de planilha multidimensional fornecendo uma abordagem abrangente baseada no ciclo de vida que compara o uso de energia e as emissões de veículos com tecnologias convencionais e avançadas. O modelo inclui dois submodelos denominados Modelo de Ciclo de Combustível, o GREET 1, que contém dados sobre

ciclos de combustível e operações de veículos, e Modelo de Ciclo de Veículos GREET 2, que avalia os efeitos de energia e emissão associados à recuperação e produção de material de veículos, fabricação de componentes de veículos, montagem de veículos e eliminação/reciclagem de veículos conforme exibe a figura 38. Além da planilha Excel, um software mais prático e fácil de usar também está disponível.



Figura 38. – Representação esquemática dos ciclos de vida do GREET (Wang, 2007)

O modelo dispõe de um banco de dados de input para os cálculos, mas pode igualmente ser editado pelo usuário e ser acrescentado de dados específicos. Todos os dados de entrada e saída, assim como os impactos do processo de um produto, são analisados através seu ciclo de vida. Os impactos ambientais ao longo do ciclo de vida dos produtos contemplam:

- A aquisição das matérias primas para obtenção do produto
- A produção e/ou manufatura do produto em si
- O uso do produto
- O processo de tratamento no fim de vida do produto
- A reciclagem e disposição final do produto

Para um determinado veículo e sistema de combustível, por exemplo, o GREET calcula separadamente:

- O consumo de energia total (energia em fontes não renováveis e renováveis), combustíveis fósseis (petróleo, gás natural fóssil e carvão juntos), petróleo, carvão e gás natural;
- Emissões de gases de efeito estufa equivalentes a CO<sub>2</sub> - principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O); e

- Emissões de outros poluentes: compostos orgânicos voláteis (COVs), monóxido de carbono (CO), óxido de nitrogênio (NOx), material particulado no ar com tamanhos menores que 10 micrômetros (PM10), partículas com tamanhos menores que 2,5 micrômetros (PM2.5) e óxidos de enxofre (SOx), conforme mostrado na figura 39 a seguir.

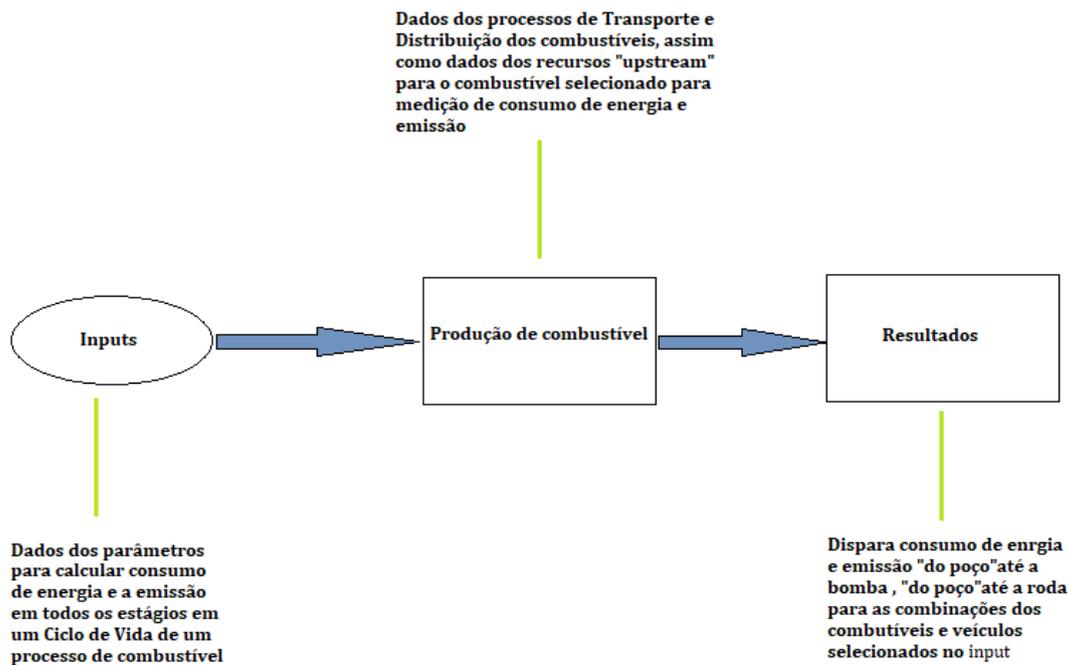


Figura 39. - Esquema funcional do Modelo LCA Greet (Elaboração própria)

A GREET inclui mais de 100 rotas de produção de combustível e mais de 70 sistemas de veículo/combustível.

Para conduzir uma avaliação de ciclo de vida (LCA) são necessários 3 passos principais:

1. O primeiro consiste em selecionar o produto a ser analisado e estabelecer os limites de seu sistema para definir quais processos precisam ser incluídos no sistema do produto
2. O segundo passo se limita em determinar as entradas e saídas como produtos, materiais, fluxos de energia para dentro e fora do sistema.
3. O terceiro passo se baseia na simulação dos processos, i.e. atividades do sistema que transformam as entradas em saídas.

Os parâmetros descritos nos *inputs* são dados altamente influenciados por variáveis de medidas e políticas públicas como combustível utilizado, modais acionados, tecnologias escolhidas, número de passageiros/frete; e outros fatores relacionados a problemas climáticos, estruturais como média de temperaturas dos processos, linhas de curva dos

veículos selecionados para análise, entre outros. A figura 40 resume um exemplo de sistema estudado pelo modelo GREET.

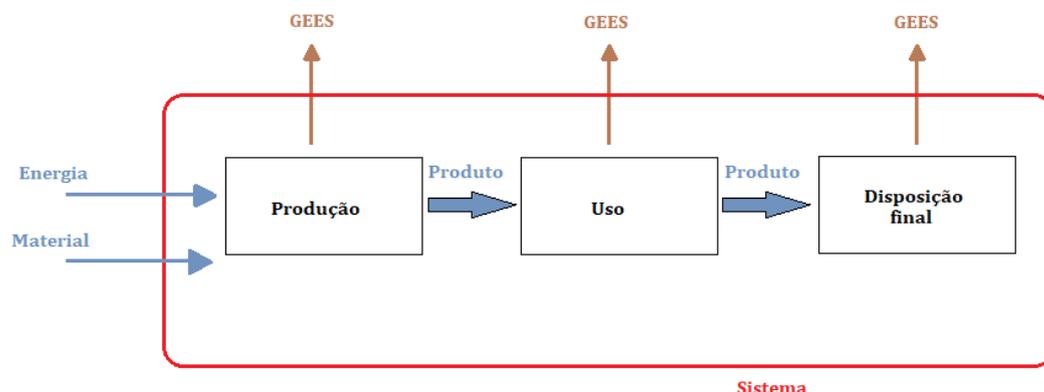


Figura 40. - Esquema de um Exemplo de Sistema estudado pelo Modelo Greet (veículo) (Elaboração própria)

Para quantificar o potencial de redução de GEEs nos cenários base e revolucionário, o primeiro passo é determinar as premissas do ano a ser simulado, e a matriz elétrica brasileira a suprir a demanda energética dos veículos elétricos, conforme mostra a tabela 9 e a configuração do modelo da figura 41 a seguir.

Tabela 9. – Matriz elétrica em 2050 nos cenários Base e Revolucionário (Greenpeace, 2016)

<b>Matriz elétrica</b>	<b>Cenário Base</b>	<b>Cenário Revolucionário</b>
Carvão	1%	0%
GN	8%	0%
Oleo	1%	0%
Diesel	1%	0%
Nuclear	5%	0%
Hidrogênio	0%	0%
Hidrelétrica	53%	45%
Eólica	15%	25%
Solar Foto	5%	14%
Biomassa	10%	7%
Solar concentrada	1%	7%
Oceânica	0%	1%

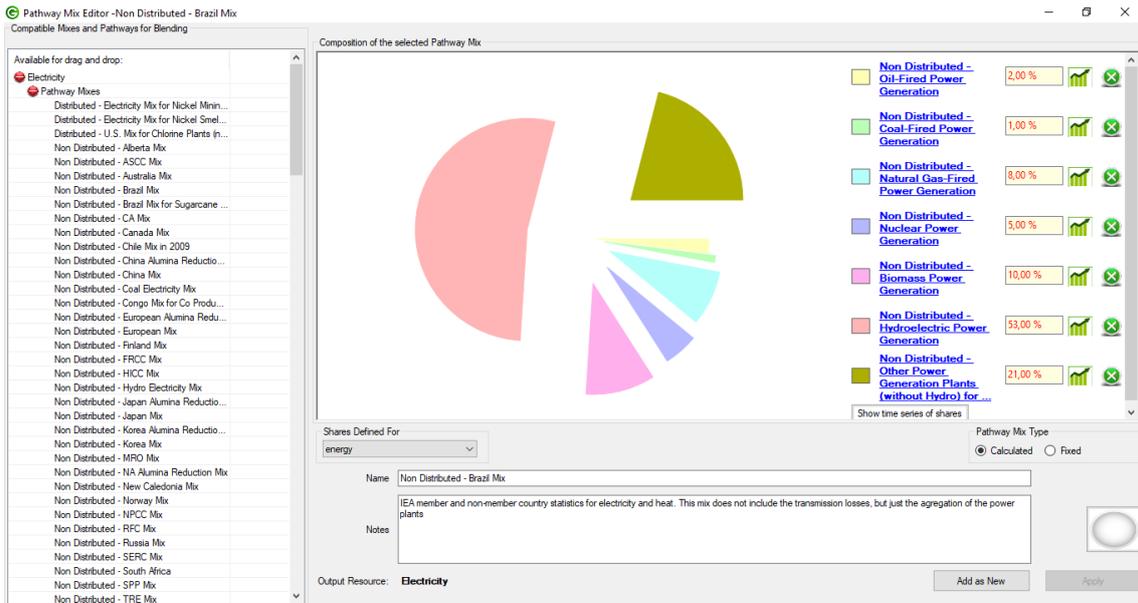


Figura 41. – Determinação da matriz elétrica brasileira para cálculo de redução de GEE (cenário Base) (GREET, 2017)

O segundo passo consiste em alimentar o modelo com os dados secundários como tecnologias automobilísticas presentes na simulação (i.e., carros a combustão interna, veículos elétricos, veículos híbridos, veículos *flex*), a intensidade de uso do veículo, peso do veículo, número de passageiros e participação do tipo veicular, ou seja consumo por tipo de fonte para cada cenário conforme mostram as figuras 42 e 43 a seguir.

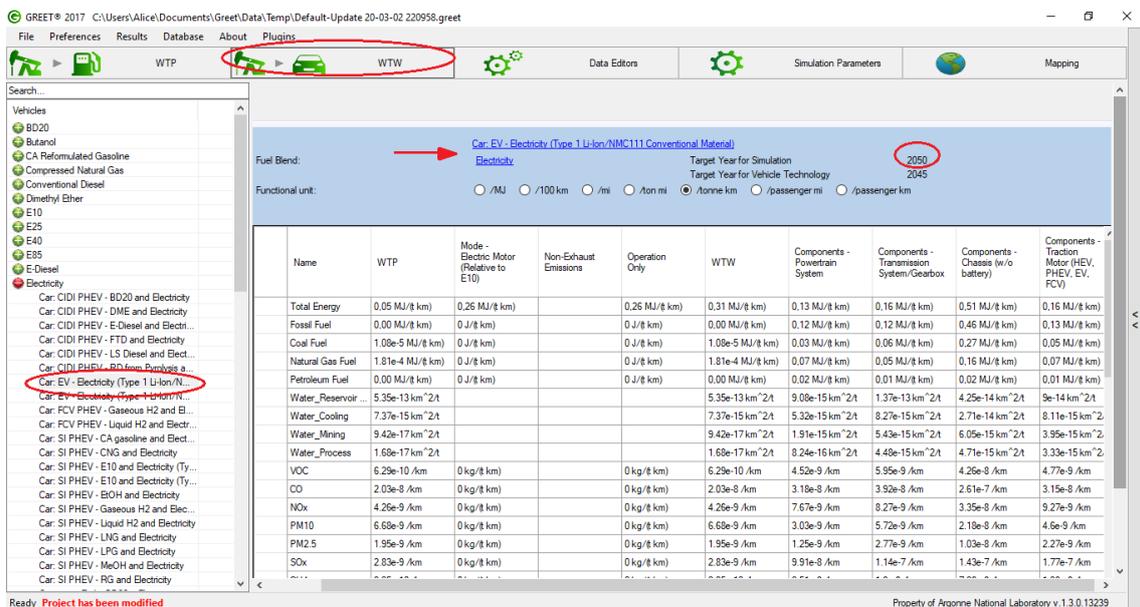


Figura 42. – Figura ilustrativa de simulação de emissões de GEEs para ano 2050, carro elétrico (GREET, 2017)

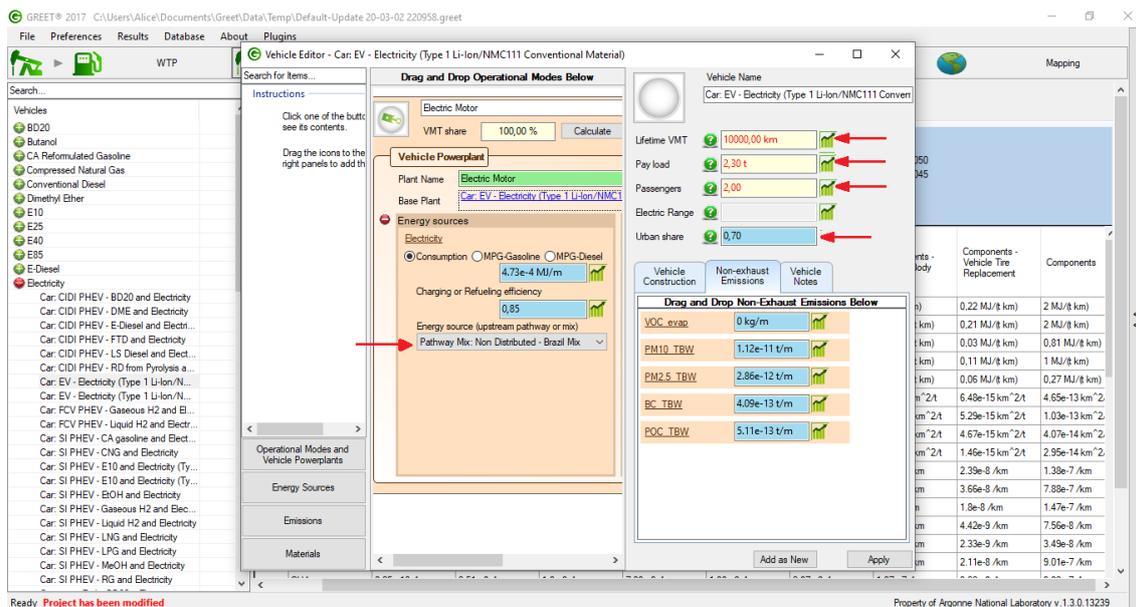


Figura 43. – Figura de preenchimento do modelo com premissas para veículos elétricos (GREET, 2017)

Os fatores de emissão de cada etapa de ciclo de vida do combustível utilizado são pré-estabelecidos e contemplados pelo GREET. Os valores são retirados das publicações do grupo de pesquisadores do Laboratório de Argonne e que têm por base números da EPA (*Environmental Protection Agency*). O peso dos veículos foi determinado com base nas características dos veículos e da operação atual. Conforme mencionado anteriormente, a frota nacional apresentou uma quilometragem média anual de 10.000km/ano, o cenário Base do Relatório do Greenpeace estima apresentar 0,23% de elétricos, 0,3% tendem a ser híbridos, combinando biocombustível e eletricidade, 30% à base de fósseis e o restante tende a usar etanol puro ou em conjunto com algum fóssil (motores *flex*). O cenário revolucionário, estima possuir uma frota de aproximadamente 50% de elétricos, 21% de veículos híbridos, 29% movidos a etanol e biodiesel.

Foram realizadas as simulações e teste de sensibilidade com as premissas de cada cenário. Alguns desses testes levavam em consideração o uso de 100% de eletricidade por parte dos veículos híbridos e para outro esse parâmetro levaria em consideração uma outra divisão de uso de combustível. A tabela 10 mostra a divisão por fonte de cada cenário e resume os resultados de emissões de GEEs encontrados após as simulações.

Tabela 10. – Resultado de emissões de GEEs por fonte para cada cenário. (GREET, 2017)

	Carros elétricos*		Gasolina		Flex		Etanol		Total	
Frota	0,50%	71%	30%	0%	70%	0%	0%	29%	143M	131M
Cenários	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE
GHG/km/veículo	0	0	5,60E-05	0	9,48E-05	0	0,00E+00	1,17E-07	1,51E-04	1,17E-07
GHG/veículo									1,51E+00	1,17E-03
GHG Total									2,16E+08	1,53E+05

	Carros elétricos*		Gasolina		Flex		Biodiesel		Total	
Frota	0,50%	71%	30%	0%	70%	0%	0%	29%	143M	131M
Cenários	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE
GHG/km/veículo	0	0	5,60E-05	0	9,48E-05	0	0,00E+00	4,67E-05	1,51E-04	4,67E-05
GHG/veículo									1,51E+00	4,67E-01
GHG Total									2,16E+08	6,12E+07

\*Obs:Híbridos usando preferencialmente eletricidade

	Carros elétricos		Gasolina		Flex		Etanol		Total	
Frota	0,23%	50%	30%	0%	70%	0%	0,30%	50%	143M	131M
Cenários	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE	Cenário B	Cenário RE
GHG/km/veículo	0	0	5,60E-05	0	9,48E-05	0	1,09E-06	7,46E-06	1,52E-04	7,46E-06
GHG/veículo									1,52E+00	7,46E-02
GHG Total									2,17E+08	9,77E+06

O gráfico da figura 44 a seguir retrata a significativa redução de emissões de GEEs obtida pelas simulações rodadas para os cenários Base e Revolucionário em 2050.

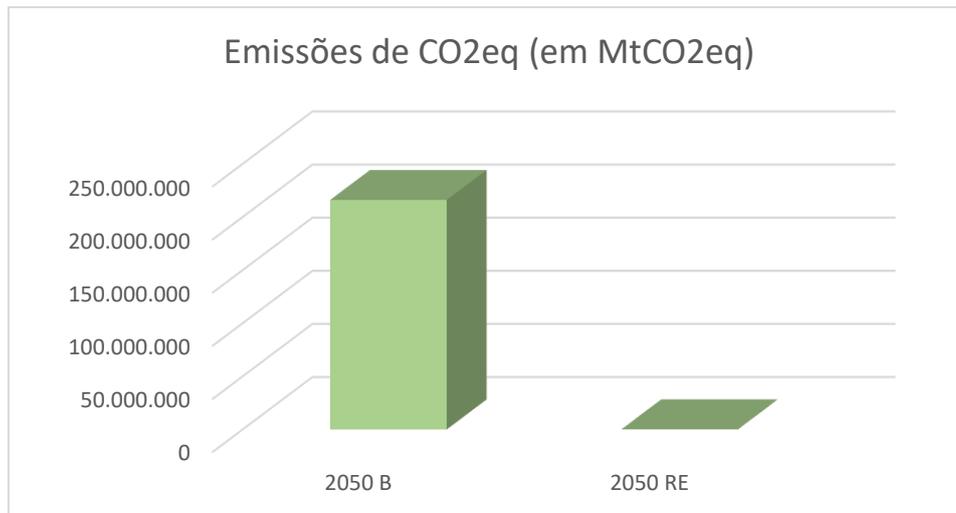


Figura 44. – Gráfico da projeção de emissões de CO<sub>2</sub>eq em 2050 nos cenários Base e Revolucionário (Elaboração própria)

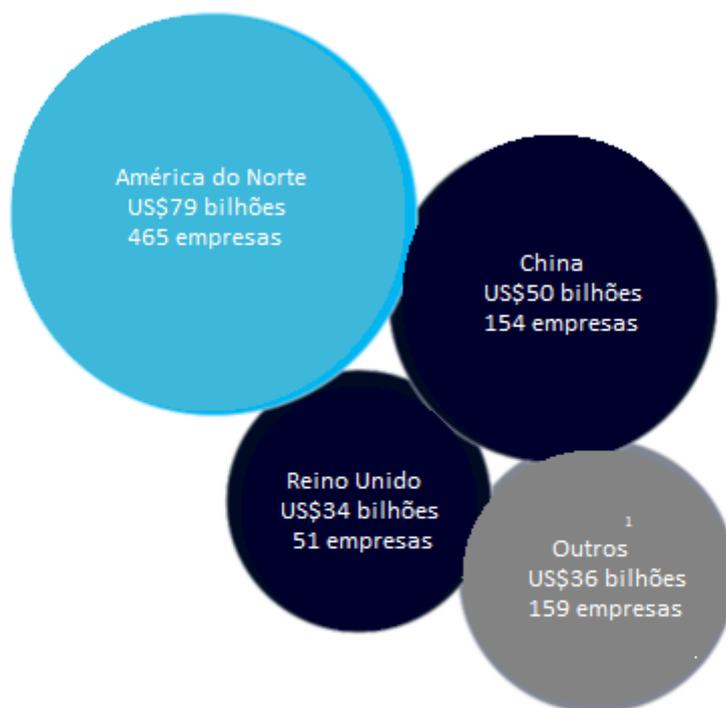
Conforme a análise LCA do GREET, as emissões pelo setor de transporte rodoviário chegariam a 216MtCO<sub>2</sub>eq até 2050 no cenário tendencial, e seriam praticamente zeradas em 2050 pelo cenário Revolucionário, chegando a 153.000 toneladas de CO<sub>2</sub>eq, uma diferença de quase 200MtCO<sub>2</sub>eq em relação às emissões de 2014 no setor (213MtCO<sub>2</sub>eq - Greenpeace, 2016), cumprindo assim, com parte das metas estabelecidas pelo Acordo de Paris.

## 5. Condições necessárias para implementação

Este capítulo consiste em analisar as barreiras que podem surgir ao viabilizar o uso de bioeletricidade oriunda da biomassa de cana-de-açúcar na transição do setor de transporte com a eletrificação dos veículos no país. São discutidos instrumentos que poderiam possibilitar a implementação e contornar os possíveis obstáculos encontrados.

Mudar uma matriz energética e de transporte possui grande complexidade pois envolve resistência a mudanças por diversas partes. A expectativa é de que o modal rodoviário continue predominante na matriz de transportes. Por isso, a introdução de medidas de eficiência energética em motores e substituição de motores a combustão interna por veículos elétricos e/ou híbridos deve continuar entre as prioridades de políticas energéticas e ambientais. Sendo assim, tradicionais montadoras de carro deverão rever sua cadeia de produção atual e investir nas tendências que se apresentam em cenários de baixo carbono. Segundo pesquisas da McKinsey, com a chegada dos veículos elétricos, a atenção do consumidor muda e se dirige mais para novos atributos como desempenho da bateria, conectividade e *design*, e menos para desempenhos técnicos como velocidade. A tecnologia relacionada à conectividade, comunicação dos veículos com as vias, serviços de tráfego e integração total com telefones celulares se destaca entre as preferências dos usuários. A digitalização da experiência de mobilidade pede a personalização de sua viagem através de desenvolvimento de *hardwares* e *softwares* (Köstring, 2019). A Análise McKinsey do Panorama de Investimentos e Startups (SILA), um mecanismo de *big data* exclusivo da empresa, mostra que, desde 2010, mais de mil empresas do ramo de autonomia, conectividade, eletrificação e compartilhamento de veículos (ACES, na sigla em inglês) receberam investimentos externos que superaram US\$ 210 bilhões (Figura 45). A mobilidade urbana vem mostrando que é principalmente impulsionada pela tecnologia da informação e comunicação, sendo redesenhada com novos conceitos como a “Mobilidade como Serviço” (MaaS, sigla em inglês). Assim como acontece com outros setores da economia, a indústria automotiva sofre um ataque de novos concorrentes de base tecnológica.

### Investimento total divulgado em *start-ups* de mobilidade desde 2010, top 10 principais países



Em ordem decrescente por investimento: Israel (US\$18,5 bilhões), Cingapura (US\$6 bilhões), Japão (US\$2,5 bilhões), Canadá (US\$2,2 bilhões), Hong Kong (US\$2,2 bilhões), e França (US\$1,8 bilhões)

Figura 45. - Total de investimentos divulgados em *startups* de mobilidade desde 2010. (Dhawan, 2019)

A tecnologia não é a única barreira da indústria automobilística, existe uma dificuldade ainda maior por conta das montadoras em relação à penetração dos VEs. Em 2017, o Brasil e a Índia se tornaram grandes produtores de carros e caminhões (Dhawan, 2019). Nesses dois mercados emergentes, as emissões de carbono que ainda são mais baixas que países como China, EUA, França e Alemanha, torna os veículos elétricos menos atraentes. A alternativa no Brasil de VE por veículos a etanol, que são baratos de produzir, mostra que o crescimento do número de carros elétricos tende a ser mais em função das tendências tecnológicas do que da necessidade local. Essa realidade enfatiza a necessidade por incentivos do poder público a fim de estimular o mercado de VEs no país. O preço elevado dos veículos elétricos continua sendo o principal fator que os impedem de conquistar ampla adesão no mercado. O carro elétrico mais popular vendido no país (o Toyota Prius) custa R\$ 128.530,00, enquanto os carros populares mais comprados no Brasil, movidos a gasolina (Chevrolet Ônix, Hyundai HB20 e Ford Ka), têm a média de preço em torno de R\$ 45.323,00. Em resposta ao valor alto, o Governo Federal desenvolveu o Programa Rota 2030 Mobilidade e Logística que visa

estimular e dar condições de competitividade de inovações através dos princípios de sustentabilidade determinados mundialmente (MDIC, 2018). A medida estabelece incentivos fiscais tanto para a produção desses modelos como também para consumidores que optarem por comprá-los. Desde novembro de 2018, motoristas brasileiros passaram a pagar entre 7% e 20% de IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) ao adquirir um dos modelos elétricos — em contraste com o antigo percentual de 25% para carros elétricos e 7% a 25% para carros híbridos.

A entrada gradual crescente de veículos elétricos, visto nas projeções abaixo (Figura 46), intervirá em toda matriz energética e sua estrutura de distribuição, rede de consumo/recarga de energia.

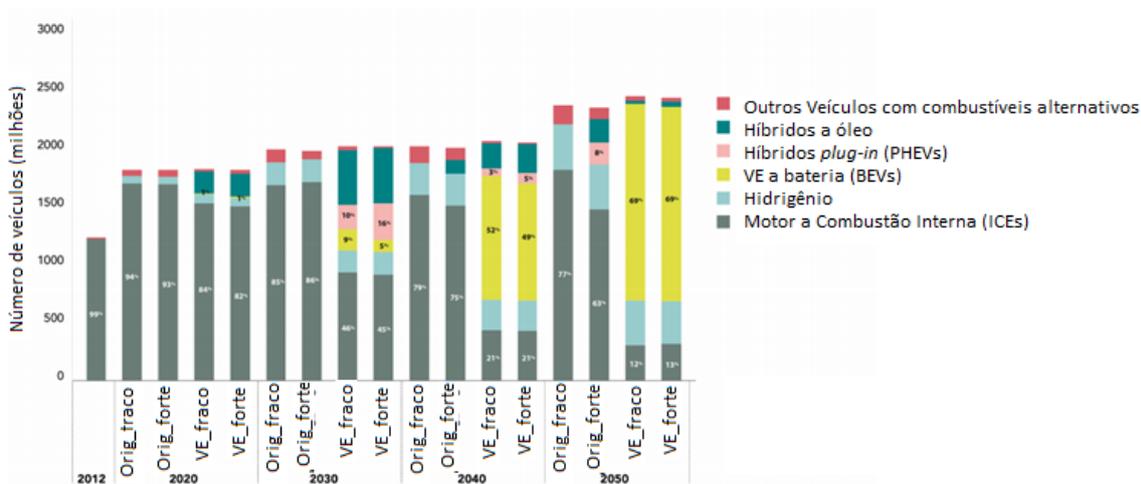


Figura 46. - Cenários de penetração do veículo elétrico até 2050. (Grantham Institute, 2017)

Vale lembrar que a mobilidade urbana e o planejamento de transporte necessitam de fortíssimos investimentos financeiros, principalmente em infraestrutura, para acompanhar as mudanças que as novas tecnologias, tendências comportamentais e demográficas carregam consigo. São diversos os fatores que afetam a demanda de transporte como mostra a figura 47 a seguir. No Brasil, a oferta de infraestrutura para carregamento das baterias dos VEs nas cidades, residências e a comercialização da energia elétrica necessária para abastecimento podem representar uma das principais barreiras para implementação da tecnologia no mercado nacional.

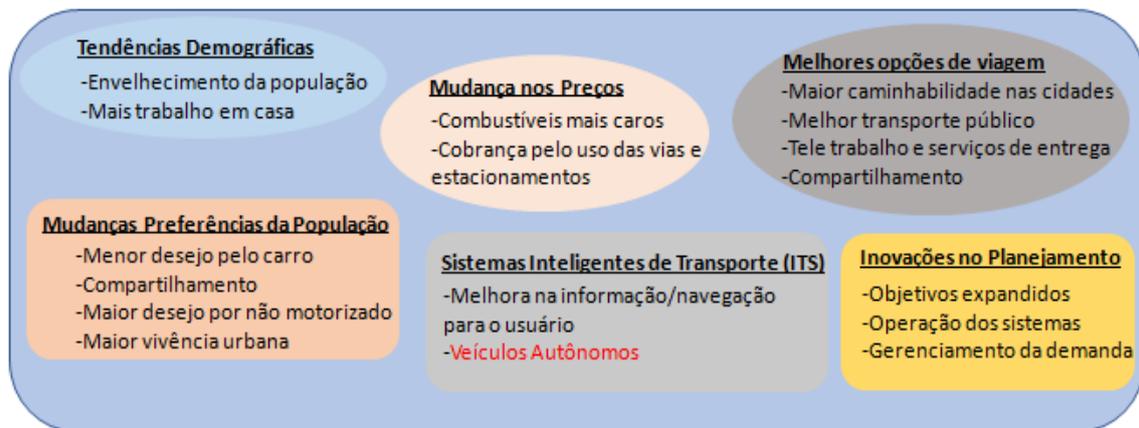


Figura 47. – Fatores que afetam a demanda por transporte (Litman, 2017)

Em relação ao uso de energia limpa para suprir a demanda energética dos carros elétricos, muitos *players* serão afetados. Geradores de fontes energéticas fósseis como carvão e gás deverão ser substituídos por bioenergia para que medidas de mitigação de baixo carbono se concretizem. No entanto, tal substituição terá de ter subsídios para que a competitividade da fonte bioenergética ganhe força frente aos baixos preços das fontes ordinárias. Desde 2015, a tarifa de energia elétrica no Brasil é estabelecida em cada região de acordo com a cor de “bandeiras”, e leva em consideração taxas, impostos e contribuições estaduais e federais. Ou seja, depender dos valores cobrados pela concessionária de energia presente nos estados, seria mais caro manter um veículo movido a bioeletricidade do que um convencional.

Além disso, dentro da gama de biocombustíveis, principalmente no Brasil, o impacto que a migração do uso de etanol pode gerar com a penetração dos veículos elétricos é outra questão que gera desconforto de parte do setor sucroalcooleiro com a eletrificação do transporte. Ademais, a bioenergia ainda é vista com grande resistência por parte da sociedade pois há a questão da disputa da disponibilidade do solo entre seu uso para geração de energia e a cadeia alimentícia. Por esse motivo, o uso dos resíduos e a aplicação do conceito de economia circular no setor bioenergético se torna tão importante para quebrar essas barreiras de resistência. No entanto agregar valor à resíduos e tornar seu uso viável e competitivo no mercado depende de ferramentas e condições específicas que serão discutidas mais adiante.

## **5.1. Barreiras à implementação dos veículos elétricos e uso de bioenergia**

### **a) Infraestrutura necessária para penetração dos veículos elétricos**

A eletrificação da mobilidade não deve, de fato, demorar a acontecer. No entanto, não é possível gerar um ambiente de negócios favorável à eletrificação de automóveis, tanto privado como público, se não há rede de infraestrutura capaz de fornecer abastecimento. A falta de infraestrutura adequada de recarga tem sido um dos obstáculos à adoção generalizada de veículos elétricos. A introdução de tecnologias que prometem mudar a maneira como se consome, se produz e se gerencia a energia elétrica como os VEs, deverá deslocar uma parcela do consumo de energia do setor de transportes para o setor elétrico. E a adoção de veículos elétricos pode representar algum risco para os sistemas de distribuição que não foram concebidos para fornecer parte da demanda de energia exigida pelo setor de transportes (Simon, 2013).

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL aprovou em 2018 a Resolução Normativa nº 819, norma que estabelece os requisitos para a oferta do serviço de recarga. Desde então, iniciativas em todo o território nacional vêm buscando possibilitar a criação de uma malha de estações de recarga, de modo a proporcionar condições para viagens em trechos longos englobando percursos intermunicipais e, como no caso específico, interestaduais (Aneel, 2018). A norma permite que qualquer interessado, tais como distribuidoras, postos de combustíveis, shopping centers e empreendedores, realize serviços de recarga com fins comerciais, a preços livremente negociados. A Agência optou por uma regulamentação leve, garantindo a viabilidade dessa atividade sem impacto nas tarifas dos consumidores de energia elétrica.

Além da iniciativa da própria Aneel através da Resolução, outro projeto de cooperação técnica PROMOB-e começou a ser executado desde 2017 pelo Ministério da Economia em parceria com o Ministério Alemão de Cooperação Econômica e para Desenvolvimento por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Este projeto atua diretamente na consolidação da mobilidade elétrica no Brasil atuando em três linhas: desenvolvimento de estratégias e políticas públicas para a promoção de sistemas de propulsão eficiente; normalização e regulamentação de requisitos para a mobilidade elétrica no Brasil; e modelos de negócio e projetos-piloto para sistemas de propulsão eficiente.

O Brasil ainda está engatinhando nesse quesito, mas existe um movimento de diversas empresas, como a Usina de Itaipu, a rede de postos Ipiranga, distribuidoras de energia como CPFL, EDP, Eletropaulo e a Companhia Paranaense de Energia (Copel), além

das fabricantes de automóveis, que estão empenhadas em popularizar os VEs. A EDP, por exemplo, construiu, em parceria com a BMW, o primeiro e maior corredor elétrico da América Latina, ligando as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. Em um trajeto de 430 quilômetros, na Rodovia Presidente Dutra, seis postos de recarga oferecem eletricidade gratuita para veículos elétricos (EDP, 2018). A rede de postos Ipiranga, com a constatação de que, durante a transição do setor de transporte, os VEs devem conviver com veículos a etanol, procurou investir e possui, atualmente, 50 postos de combustíveis equipados com bombas de recarga de elétricos em todo o País.

Mas para que o carregamento dos veículos ocorra de forma eficiente, as redes de distribuição de energia elétrica precisam desempenhar uma função primordial no desenvolvimento da eletrificação da mobilidade urbana. As redes existentes foram projetadas há décadas e assim mantidas, levando-se em consideração taxas de crescimento vegetativas e reforços para expansões. Para acompanhar a as projeções da penetração de tecnologias como os VEs, serão necessárias redes inteligentes, ou *smart-grid*, para tornar o uso dos sistemas mais seguro, eficiente e sustentável (Simon, 2013). É necessário se levar em consideração efeito da conexão de veículos elétricos em redes de distribuição, aspectos de variação de tensão, capacidade de condução de corrente, capacidade de carregamento de transformadores de distribuição e da subestação, dentre outras variáveis. Existem estudos que mostram que os usuários de VEs não realizam recargas em horários de pico, descartando que pudesse haver algum entrave na rede por conta de penetração desses veículos. À medida que os níveis de penetração se tornam significativos no mercado de automóveis particulares, distribuidoras de energia precisarão se adaptar a um novo tipo de carga de alto consumo de energia e com horário de conexão em períodos de pico do sistema. Este cenário é mais especificamente associado às regiões com predominância de consumidores residenciais, pois dada a ausência de infraestrutura pública de recarga os usuários tendem a recarregar a bateria dos veículos nas suas residências. Além disso, as demandas da rede impostas pelos usuários com perfil de carga tipicamente de ponta associados a novos patamares de carga para recarga de veículos elétricos cria uma situação de risco para os transformadores da rede. A ausência de um sistema de tarifas diferenciadas para horário de pico, através de medidores inteligentes, agrava o cenário de consumo na ponta (Simon, 2013). Por isso que o investimento em um sistema inteligente de recarga, seja no próprio veículo ou através de *smart-grid*, se torna tão essencial para poder suavizar os impactos na infraestrutura de distribuição, transmissão e geração. Desde 2011 vem sendo estudado a implementação da tecnologia *Smart Grid* no Brasil. O Regime Especial de Tributação do Programa Nacional de Banda Larga para

a implantação de redes de telecomunicações (REPNBL-Redes) é considerado um estímulo para antecipação de investimentos em REI no Brasil (Santos, 2019).

b) Custos e desafios do setor sucroalcooleiro

Os custos mínimo e máximo de investimento de empreendimentos termelétricos na indústria sucroalcooleira, com base nas informações dos leilões de energia, chegam a ser de US\$ 337/kW a US\$ 2.002/kW. Uma unidade termelétrica da usina pode ser um projeto novo, *greenfield*, ou uma modernização, *retrofit*, de equipamentos já instalados. Dentre os projetos caracterizados como *retrofit* pode haver uma ampla dispersão de custos de investimento devido aos diversos equipamentos que podem ser modernizados e à configuração dos processos. O *retrofit* e a modernização das unidades permitem que os processos se tornem mais eficientes e consumam menos energia contribuindo ainda mais com a redução de emissões de GEEs. A cana-de-açúcar é produzida e transportada para a usina para fabricação de açúcar e etanol, sendo assim, estes custos não são inseridos ao bagaço, que é considerado como custo combustível nulo. Os projetos de *retrofit* com bagaço de cana possuem o menor custo US\$ 11/MWh. Este valor pode crescer até próximos de valores de projetos *greenfield*, estimados em torno de US\$ 63/MWh. Abaixo a tabela reúne os custos nivelados de bioeletricidade para fontes de biomassa calculados a partir de informações de custos de investimento, de operação e manutenção, de combustível, vida útil (20 anos) e taxa de desconto coletados pela EPE.

Tabela 11. - Custos de investimento, de O&M, de combustível e custo nivelado da bioeletricidade das fontes consideradas (Tolmasquim, 2016)

Fonte	Invest. (U\$/Mwh)		O&M (U\$/MWh)		Combustível (U\$/MWh)		Custo Nivelado (U\$/MWh)	
Bagaço	7*	44**	3*	19**	0	0	11	63
Ponta e Palha					22	22	33	85
Biogás de Vinhaça	16*	53**	7*	22**	0	0	23	75
Flor. Energéticas	25	26		11	13	51	49	89
Res. Agrícolas		34		15	39	45	88	94
Res. Pecuária Bovina					-50	-25	25	50
Res. Suinocultura					-25	-13	50	63
Res. Avicultura	53	53	22	22	-14	-7	61	68
RSU (biodigestor)					-34	0	41	75

\* Cana retrofit (margem inferior). \*\* Cana retrofit (margem superior) ou Cana *greenfield*

Segundo o estudo de Almeida (2018), o investimento em uma usina termelétrica a bagaço de cana e palha seria pago até o quinto/sexto ano de operação vendendo

energia no mercado livre (como energia nova) aproveitando as altas dos Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) a uma média de R\$150,00/MWh.

No entanto, um dos grandes empecilhos para a bioeletricidade é a sistemática de leilão de energia que coloca a biomassa para competir diretamente com as fontes não renováveis como carvão e gás natural, fontes ainda mais baratas no Brasil e onde não há diferenciação efetiva dos atributos positivos e negativos que cada fonte entrega para o Sistema Interligado Nacional como acontece com as fontes eólicas e solar. É preciso promover leilões no ambiente regulado para biomassa com modelos de precificação que incorporem as externalidades da bioeletricidade e as características de cada projeto (*retrofit, greenfield*). Ou seja, é necessário que haja esforços para contratações regulares e crescentes para a bioeletricidade em seus leilões e fortalecimento do ambiente livre de contratação. Desde 2004 foram instituídos dois ambientes possíveis para se celebrar contratos de compra e venda:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia (em atendimento aos chamados consumidores cativos); e
- Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres e especiais de energia elétrica.

Das usinas a biomassa de cana-de-açúcar, e das que exportam energia para o SIN (Sistema Interligado Nacional), 60% atua exclusivamente no ACL, 20% no ACR e o restante vende em ambos os ambientes de contratação (ÚNICA, 2019). O Ambiente de Contratação Livre (ACL) deve ser fortalecido para que seja capaz também de viabilizar um número de projetos de bioeletricidade cada vez maior. Estima-se que o setor sucroenergético possa elevar a geração em mais de 20%, no curto/médio prazo, sem necessariamente investir em capacidade instalada. A forma de definição da Garantia Física de Energia (GFE) para usinas à biomassa/biogás não tem incentivado o gerador a produzir energia até o limite de sua capacidade, inibindo uma oferta potencial justamente nos momentos críticos de escassez de energia elétrica e de elevados custos para o consumidor final de energia elétrica.

A União da Indústria de Cana-de-Açúcar (Unica), avalia que a Portaria nº 65 do Ministério de Minas e Energia (MME), publicada no dia 28 de fevereiro de 2018, no Diário Oficial da União, representa uma boa notícia para a geração de energia da biomassa de cana-de-açúcar.

Atualmente, as distribuidoras têm a opção de comprar energia diretamente de usinas caracterizadas como Geração Distribuída (GD), localizadas em suas áreas de concessões. O volume adquirido nesta modalidade de contratação não pode exceder a

10% da carga das distribuidoras, sendo que as distribuidoras costumam comprar a maior parte de sua demanda nos Leilões Regulados, promovidos pelo Governo Federal. A distribuidora interessada neste tipo de contratação realiza uma chamada pública junto aos geradores e o preço de repasse às tarifas dos consumidores é sempre limitado a valores de referências, estabelecidos por regulação. No caso da bioeletricidade, antes da Portaria nº 65, o preço de repasse do custo de aquisição era genérico, sem considerar as características técnicas específicas da bioeletricidade. Agora, com a Portaria nº 65, foi estabelecido um Valor Anual de Referência Específico (VRES) para a biomassa residual da cana de R\$ 349/MWh e R\$ 390/MWh para o biogás. Também foram determinados valores para a cogeração a gás natural (R\$ 451,00/MWh), a biomassa dedicada (R\$ 537,00/MWh), a energia solar fotovoltaica (R\$ 446,00/MWh), a resíduos sólidos urbanos (R\$ 561,00/MWh), a energia eólica (R\$ 296,00/MWh) e Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas (R\$ 360,00/MWh). O VRES para a biomassa poderá estimular a viabilidade de mais projetos deste tipo de geração distribuída, ao mesmo tempo em que trarão mais uma opção de contratação pelas distribuidoras, fazendo-as dependerem menos dos Leilões Regulados.

A melhoria no ambiente de negócios para a bioeletricidade é essencial para contribuir para o desenvolvimento e sucesso da bioeletricidade, que será traduzido na expansão da produção de etanol no Brasil. O bioeletricidade precisa de ambiente de negócios atraente para seu desenvolvimento e aproveitamento de seus potenciais disponíveis para a sociedade.

Além das barreiras relacionadas à comercialização da bioeletricidade, os desafios relacionados à bioenergia oriunda da cana-de-açúcar são principalmente relacionados à produção de matéria-prima e ao investimento em exportação de energia. Com relação à matéria-prima, existe o desafio de expandir a área de plantio. Em relação à produção de energia, a falta de experiência com este novo negócio e os custos mais elevados das tecnologias mais eficientes podem ser identificados como pontos de dificuldades para o empreendedor. Entretanto, linhas de financiamento com o objetivo de elevar a eficiência das unidades e incrementar a exportação de energia são percebidas como ações de incentivo.

Outro ponto relevante está relacionado ao escoamento da eletricidade, uma vez que nem todas as unidades sucroalcooleiras estão ligadas à rede. Em 2008 o Governo Federal criou as ICGs (Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada), que visam beneficiar empreendimentos distantes do sistema de transmissão existente. Essas centrais possibilitam que algumas usinas se conectem a elas, elevando sua tensão, e, em seguida, à rede do SIN. Esta iniciativa beneficiou apenas os estados de MS e GO e, até o presente momento, não

houve novas ICGs para biomassa. Além da ligação das unidades com a rede de distribuição, outro aspecto a ser observado é a cobrança de tarifas de transmissão. Os empreendimentos geradores despachados de forma centralizada ou não pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), quando conectados à rede distribuidora ou às Demais Instalações de Transmissão (DIT – redes de transmissão com tensões inferiores a 230 kV) estão sujeitos ao pagamento da TUSD - Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição. A Resolução Normativa ANEEL 77, 18 de Agosto de 2004 prevê 50% de desconto na TUSD para usinas eólicas, de biomassa ou cogeração com potência menor ou igual a 30 MW. Em dezembro de 2015 foi promulgada a Lei 13.203, que expande este limite de desconto para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30 MW (trinta MegaWatts) ou menor ou igual a 300 MW (trezentos MegaWatts). Por sua significativa contribuição à matriz energética nacional, a geração de bioeletricidade vem chamando a atenção dos principais atores do setor, nas esferas governamentais e privadas, e por isso mais iniciativas de políticas públicas e incentivos financeiros são cada vez mais solicitados para tornar todos os investimentos mais competitivos a fim de substituir todas fontes mais poluidoras de eletricidade.

c) Impactos na matriz energética da penetração de veículos elétricos na frota brasileira

Uma das grandes preocupações com a penetração dos veículos elétricos na frota brasileira, é o impacto que a migração do uso de etanol para o uso de energia elétrica pode gerar na demanda por etanol e conseqüentemente na produção de cana, afetando diretamente a geração de bioeletricidade.

Ainda que haja os veículos híbridos que dividam o consumo de energia em elétrica e etanol, outros fins para o etanol são necessários para que não haja interferência competitiva. Algumas alternativas de uso são propostas a fim de amenizar este impacto. Uma delas é direcionar o etanol para a biorrefinaria e usá-lo como matéria prima de produtos que usualmente são fabricados a partir do petróleo e dar um selo mais sustentável para os produtos finais. Outro meio de “escoamento” do etanol é o seu uso na produção de biodiesel. Ainda que a transesterificação dos óleos seja mais rápida e eficiente com o metanol, não é de se descartar a possibilidade do uso do etanol para a produção de biodiesel. Seu uso para este fim poderia ser mais viável se o custo do etanol se tornasse mais baixo que o do metanol (mesmo que a aquisição do metanol hoje ainda seja importada, seu preço permanece mais baixo que o do etanol). O

biodiesel no Brasil está cada vez mais ganhando força e os *blends* com o diesel estão cada vez mais aumentando sua participação de biocombustível. O B100 é um dos combustíveis verdes que tem grande potencial de crescimento no país. Seu grande desafio é saber como que os motores dos veículos se comportam ao recebê-lo. Alguns projetos no Brasil já utilizam o biocombustível 100% puro em motores de ônibus e alguns danos já puderam ser identificados e tratados para ajustar seu uso integral no motor.

O setor sucroalcooleiro é extremamente vulnerável às condições econômicas relacionadas ao preço da gasolina e a eventos climáticos. Recentemente, o setor enfrentou uma crise severa que comprometeu diversas destilarias e, com elas, empregos diretos e indiretos (Bressan Filho, 2009, UNICA, 2015). Políticas de preço do governo nacional e eventos climáticos desfavoráveis ajudaram a reforçar tal crise, da qual apenas recentemente o setor começou a se recuperar (Cavalcanti, 2011). Visto esse histórico, recomenda-se que uma entrada de veículos elétricos na frota nacional seja acompanhada de políticas consistentes de suporte ao setor sucroalcooleiro, a fim de preparar o setor e evitar perdas significativas.

Alguns estudos (Brajterman, 2016) mostram que para cenários onde há um incremento da demanda energética por parte dos veículos elétricos significativa, ela tenda a ser suprida por termelétricas a carvão no desenho global da matriz energética brasileira. Isso porque grande parte dos modelos usados para rodar tais cenários optam por resultados de maior custo/benefício, e não necessariamente menor emissão de GEEs. Ou seja, o preço energético final continua sendo uma variável de bastante discussão frente à competitividade das diferentes fontes disponíveis. Dito isso, a entrada de veículos elétricos é positiva do ponto de vista de gestão energética, mas pode acabar sendo somente vantajosa do ponto de vista climático se acompanhado de políticas de incentivo à produção de energia elétrica de baixa intensidade de emissões como a bioeletricidade. Algumas políticas de incentivo à redução de emissões de GEE no setor elétrico incluem introdução de uma taxa sobre as emissões de GEE, o estabelecimento de limites de emissões (eventualmente combinado a um mercado de permissões de emissão), o subsídio a fontes de baixa intensidade de emissões, além dos leilões específicos para energia renovável, que já fazem parte da política brasileira (Nogueira, *et al.* 2014, Schaeffer *et al.*, 2015, CLIMACAP, 2013).

É possível detectar que as unidades termelétricas a biomassa continuam seu movimento de eficientização, visto que houve uma elevação na exportação de energia elétrica por tonelada de cana processada. Os incentivos federais, a exemplo das linhas de financiamento do BNDES, são os principais influenciadores dessa trajetória. Os montantes financiados por este banco para incentivar a bioeletricidade subiram de R\$ 21 milhões, em 2017, para R\$ 94 milhões em 2018 (BNDES, 2019).

Segundo a EPE (2018), o setor de transporte é o segundo setor que mais consome energia final perdendo apenas para o setor industrial (Figura 48). Se com a projeção de penetração de veículos elétricos da EPE, que é bem tímida (Figura 49), o setor já garante um consumo de energia bastante significativo, a entrada de VEs em um cenário

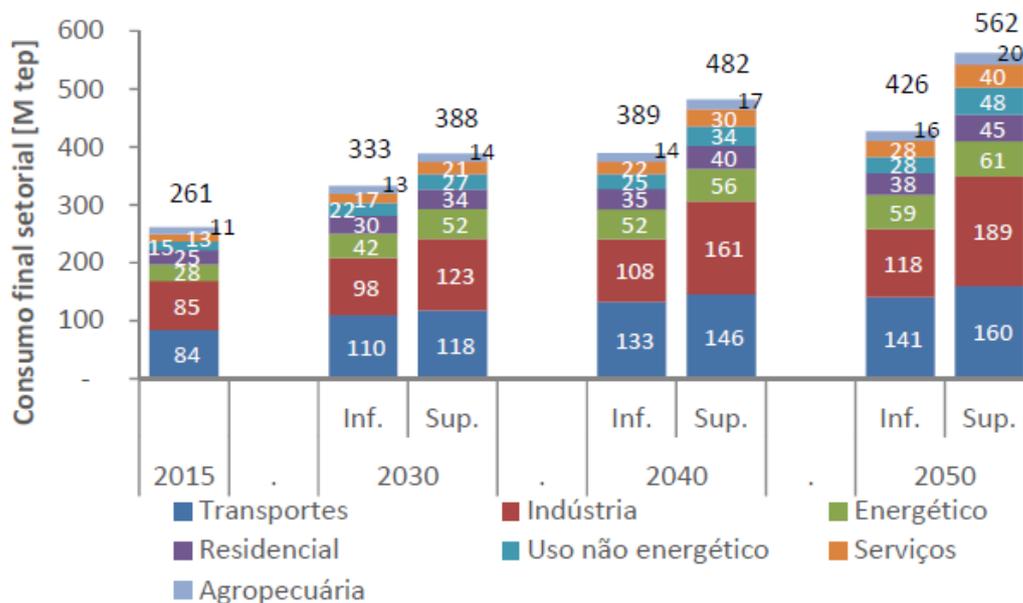


Figura 48. - Evolução do consumo final por setores (EPE, 2018)

mais audacioso poderia comprometer o suprimento de energia. A não ser que fontes alternativas como a bioeletricidade pudessem suprir as demandas suplementares que apresentadas pela nova tecnologia.

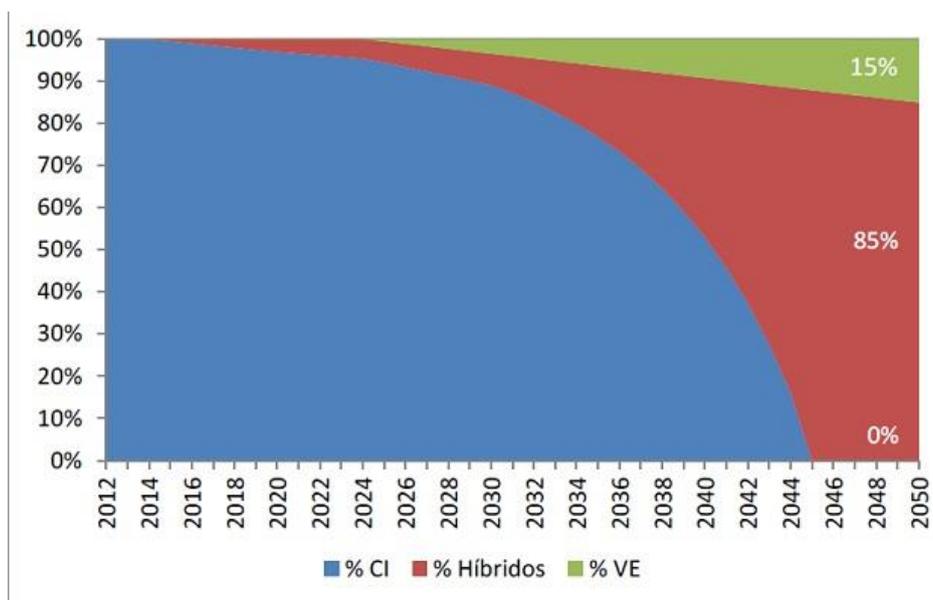


Figura 49. – Penetração de tecnologias nas vendas de veículos leves (2012-2050) (EPE, 2014)

Além do efeito no consumo de fontes energéticas do setor de transporte, a ampla penetração de veículos elétricos tenderá a gerar impactos relevantes também sobre os sistemas elétricos. Alguns dos possíveis problemas para a rede elétrica incluem: perda de tensão, aumento nas perdas de potência, sobrecarga de transformadores e linhas de transmissão e distribuição, dentre outros (García-Villalobos *et al.* 2014). Nessas situações em que há perspectivas de alta penetração de veículos se requer um planejamento da integração destes veículos ao sistema, a fim de introduzir controles com relação ao momento em que a recarga irá ocorrer. Sistemas de recarga inteligente vistos anteriormente (*smart-grid*) permitem que usuários e operadores da rede estabeleçam padrões de recarga de modo a otimizar os benefícios econômicos e técnicos que não sobrecarreguem o sistema (García-Villalobos *et al.* 2014). Tais planejamentos em infraestrutura, para serem implementados, precisam de investimentos por parte do governo, ou medidas público-privadas que permitam a viabilização dos projetos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) abriu consulta pública para rever as regras que tratam da chamada geração distribuída. Uma resolução de 2012 da Aneel autoriza o consumidor a realizar microgeração de energia, tanto para consumir, quanto para injetar de volta na rede de distribuição. Em geral, esse excedente fica como crédito e pode ser usado para o abatimento de uma ou mais contas de luz do mesmo titular. A resolução também estabelece subsídios para incentivar a microgeração, como, por exemplo, a isenção do pagamento de tarifas pelo uso da rede elétrica. Com a consulta pública recém-anunciada, a Aneel pretende reduzir gradualmente esses subsídios. O que, na prática, significa taxar esses sistemas individuais.

A proposta que a Aneel colocou em consulta previa um período de transição para as novas regras. Quem possui o sistema vai permanecer com as regras atuais em vigor até o ano de 2030. Os consumidores que realizarem o pedido da instalação de geração distribuída após a publicação da norma, prevista para 2020, passam a pagar o custo da rede. Essa medida tem impacto direto na geração de energia de quem pretende investir em geração própria de energia tanto solar quanto em termelétricas a biomassa. A resolução normativa 482, da Aneel de 2012, prevê que a energia gerada e injetada na rede de distribuição seja apenas parcialmente compensada na conta de luz de todos os consumidores e não totalmente, como é realizada atualmente. O que ela alega é que para incentivar a entrada de uma nova tecnologia de energia renovável o subsídio é válido até sua maturação. Após o setor se desenvolver o suficiente a ponto de não necessitar de incentivo, vale uma releitura e talvez a inserção de taxas gradativas, mas que deva ser feita com cautela a fim de não prejudicar os produtores de energia renovável.

## 5.2. Alternativas de viabilização

### a) Precificação de carbono

Um movimento bastante discutido e polêmico dentre as medidas propostas para catalisar novas tecnologias e processos é o da precificação de carbono. A precificação de carbono consiste na atribuição de um preço, explícito ou não, sobre as emissões de gases de efeito estufa de determinada instalação, organização ou jurisdição. A designação de um valor monetário a cada unidade de emissão de gases de efeito estufa (GEE) em tCO<sub>2</sub> (toneladas de dióxido de carbono equivalente) corresponde ao envio de um sinal de preços aos tomadores de decisão, desencorajando a adoção de tecnologias carbono-intensivas e incentivando o desenvolvimento de atividades que impliquem redução de emissões de GEE.

Mecanismos de precificação de carbono podem ser de dois tipos:

- Tributos sobre as emissões onde determina-se um preço a ser pago por unidade emitida (em termos de dióxido de carbono equivalente), de modo que o nível agregado de emissões previamente estipulado seja atingido;
- Sistemas de comercialização de permissões de emissão (ETS – *Emissions Trading Scheme*). Neste caso, os reguladores criam mercados em que os agentes interagem em negociações de compra e venda de direitos de emissão transacionáveis. O regulador define a quantidade de emissões permitida e a aloca entre os agentes regulados, permitindo que as interações de mercado definam o preço do carbono (CEBDS, 2016).

Existem desafios consideráveis em ambas as opções, alguns compartilhados por ambos – como o caso da definição do escopo setorial, medidas compensatórias, fases de implementação e utilização das receitas obtidas com a precificação – e outros exclusivos a cada um. Um importante desafio exclusivo à tributação, por exemplo, é a definição da alíquota do tributo, enquanto, no sistema de mercado, a definição dos critérios de alocação de direitos de emissão está no centro das discussões (CEBDS, 2016).

### a) Tributos

No caso do tributo sobre as emissões, como já mencionado anteriormente, determina-se um preço a ser pago por unidade de emissão, de modo que o nível agregado de emissões previamente estipulado seja atingido. Isso é feito de forma que o somatório

das reduções de poluição alcançadas por cada poluidor resulte no novo nível agregado de controle desejado. Assim, idealmente, o preço refletido no tributo ambiental deve ser baseado em funções de custo de controle dos agentes regulados. Para cada preço da poluição, o regulador identificaria a quantidade controlada associada.

#### b) ETs e Mercados reguladores

Em vez da regulação de preços, os reguladores poderiam criar mercados em que os agentes interagem em negociações de compra e venda de direitos de emissão transacionáveis. Como esses direitos são negociáveis entre os agentes, cria-se um mercado que definirá preços de transação para esses direitos. Nesse caso, a restrição inicial é quantitativa, e não de preço. Assim, a quantidade máxima de emissões desejada para toda a economia é distribuída entre os agentes (*cap*), permitindo-se que estes transacionem (*trade*) as licenças de emissões dentro desses limites (*allowances*). Para tal, o regulador definiria uma regra de alocação dessas licenças entre os agentes econômicos - o que pode ser feito, por exemplo, por meio da distribuição gratuita de uma parte dessas permissões e da venda das demais por meio de leilões. Sejam gratuitas ou leiloadas, as licenças refletirão um custo de oportunidade, isto é, o valor de uso alternativo nas instalações do seu detentor, que se realizará nas trocas de mercado. Logo, o problema de minimização de custos da empresa é o mesmo em qualquer sistema de alocação e, portanto, a eficiência será a mesma, levando ao mesmo preço de equilíbrio. A alocação gratuita, entretanto, pode criar problemas distributivos, pois privilegia com maiores chances de venda de licenças aqueles que receberam uma maior proporção das suas necessidades de emissão e/ou que tenham maior custo de controle. Leilões não têm esses efeitos distributivos porque, nesse sistema de alocação, os preços de compra das receitas refletem o custo marginal de controle de cada agente. Além disso, leilões geram receitas fiscais para os governos que poderiam ser recicladas na economia – reduzindo um tributo ou, até mesmo, financiando investimentos em tecnologias limpas (CEBDS, 2016). Por sua vez, os incentivos perversos – como, por exemplo, subsídios à energia fóssil ou ao desmatamento – reduzem, ou até eliminam, os incentivos das políticas climáticas. Assim, os ajustes desse tipo de interação devem ser prioritários no desenho dos instrumentos de precificação do carbono. A eliminação gradual desse tipo de subsídio tem constituído objeto de trabalho de diversas coalizões econômicas e regionais, como o G-20 e o Fórum da Cooperação Econômica Ásia-Pacífico (APEC). As apresentações dos membros da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) nos encontros preparatórios da Conferência das Partes, os países parecem ter entendido a importância da reforma dos

subsídios aos combustíveis fósseis. O tema foi incluído no documento final da Conferência sobre Desenvolvimento Sustentável (Rio+20), quando os países reafirmaram seu compromisso na intenção de “eliminar os subsídios prejudiciais e ineficientes aos combustíveis fósseis, que estimulam o consumo perdulário e solapam o desenvolvimento sustentável”.

A precificação de carbono vem sendo adotada de forma acelerada no mundo. Em meados de 2016, já eram 64 as jurisdições internacionais que tributavam o carbono ou operavam sistemas de comércio de emissões - o correspondente a 13% das emissões de GEE globais (Figuras 50 e 51).

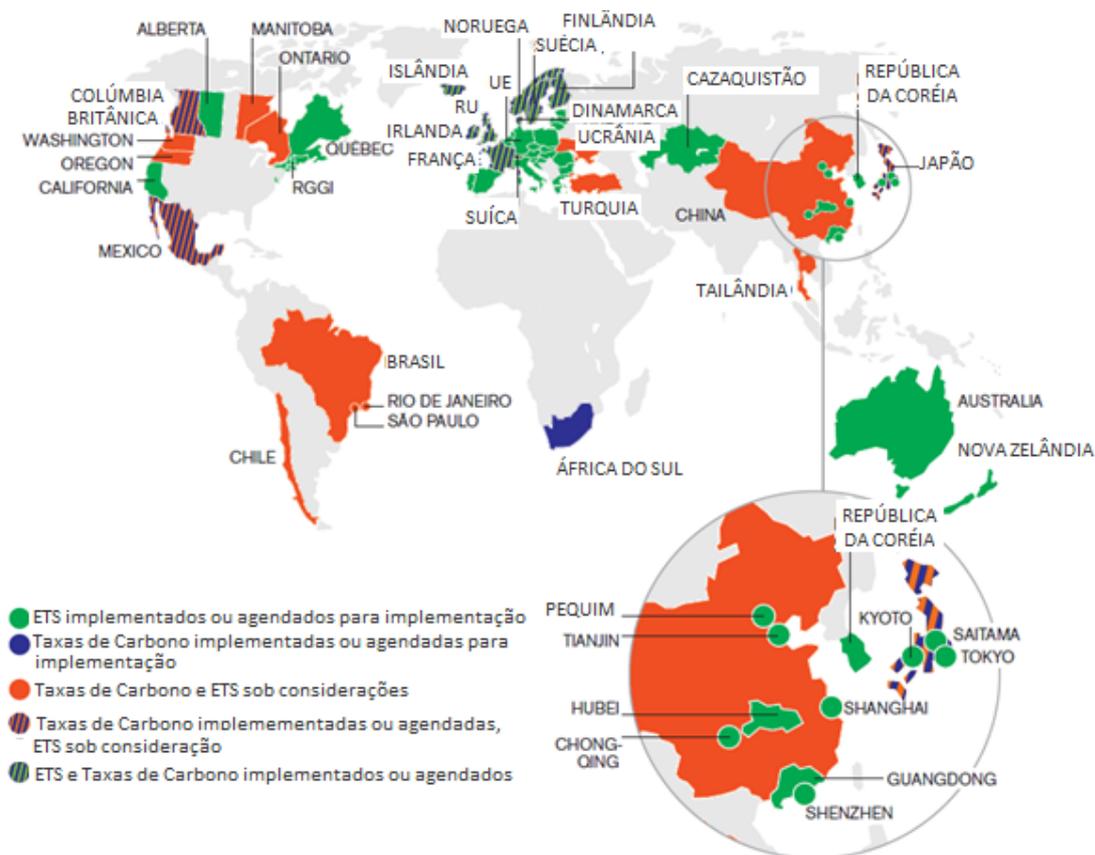


Figura 50. - Mapa das Iniciativas de Precificação de Carbono (Banco Mundial/ECOFYS, 2014)

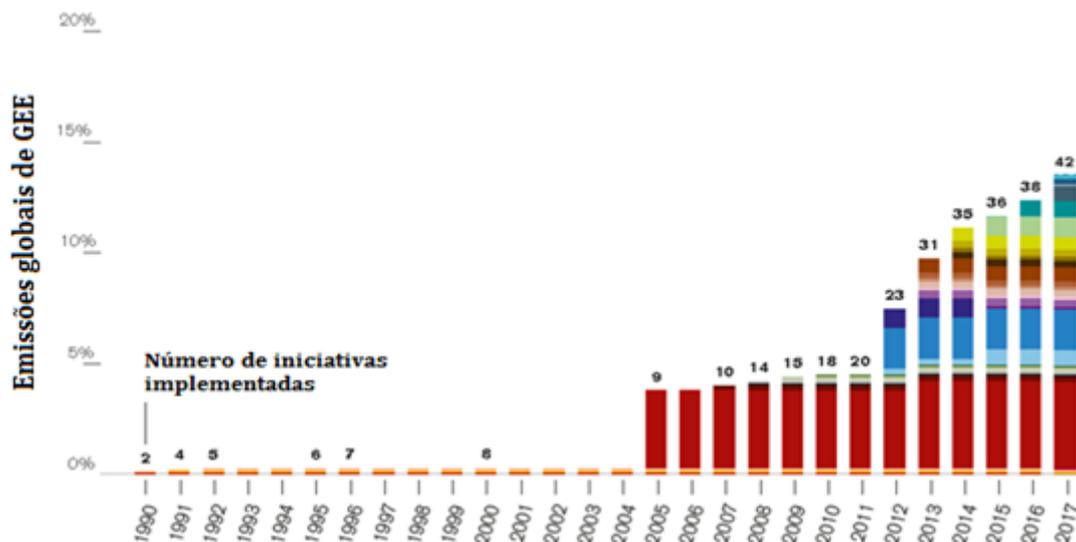


Figura 51. - Crescimento das emissões globais de GGG com preço (Murisic, 2016)

No Brasil, o assunto vem sendo considerado como instrumento de política climática pelo menos desde 2011. A partir de 2012, o estudo da viabilidade e conveniência de se adotar um instrumento de precificação de carbono no Brasil tem sido coordenado pela Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda e se concentrado em duas frentes: o desenvolvimento de um sistema de Monitoramento, Relato e Verificação (MRV) de emissões; e a investigação sobre diferentes configurações de instrumentos de precificação de carbono.

O estudo da institucionalização de um sistema de informações sobre emissões de GEE foi realizado pelo Grupo de Trabalho sobre Registro de Emissões, instituído em 2013 com o objetivo de elaborar recomendações técnicas para a criação do Sistema Nacional de Registro de Emissões e Remoções por Sumidouros no menor nível organizacional possível de contabilização. Além dessas recomendações, o GT promoveu a capacitação das equipes do Governo Federal e dos Estados sobre o tema, tendo encerrado suas atividades ainda em 2013.

No que diz respeito à avaliação do impacto de instrumentos de precificação, destacam-se as investigações realizadas no âmbito do PMR – *Partnership for Market Readiness*<sup>1</sup>, iniciativa administrada pelo Banco Mundial para preparação de políticas de mercado de carbono em diversos países em desenvolvimento. Por meio do PMR, estudos para avaliação de possíveis configurações e impactos de instrumentos de precificação de

<sup>1</sup> A iniciativa reúne 35 países e jurisdições subnacionais, dentre eles alguns dos maiores emissores globais de GEE, como China, Índia (como Países Implementadores, que recebem financiamento e assistência técnica) e Estados Unidos (na condição de Participante Contribuinte, que provê recursos financeiros para o Fundo do PMR). As atividades do PMR estão centradas nos Programas Nacionais (Country Programs), por meio dos quais os Países Implementadores recebem financiamento para a adoção de instrumentos-piloto de precificação de carbono ou para a preparação de outros componentes que apoiem a implementação de tais instrumentos.

carbono no Brasil têm sido desenvolvidos desde o ano de 2011, quando o país apresentou sua candidatura ao programa.

A participação do Brasil no PMR teve início com uma etapa de preparação. Após conclusão dos estudos da fase de preparação, o Brasil preparou sua Proposta de Preparação de Mercado (Market Readiness Proposal - MRP), apresentada na Assembleia do PMR em 2014. Nessa Proposta, aprovada nesse mesmo ano, foi apresentado um plano para a etapa de implementação do PMR no Brasil.

São três os componentes da etapa de implementação do PMR no Brasil:

- estudos setoriais para informar o desenho e modelagem da política – tributação de carbono e ETS para o setor agrícola, o setor de energia (produção de combustíveis e eletricidade) e o setor industrial, representado por sete subsetores (alumínio, cal, cimento, siderurgia, papel e celulose, químico e vidro).
- trabalho de modelagem dos impactos econômicos da precificação de carbono; e
- engajamento e *capacity-building*, que inclui a realização de seminários de mobilização e oficinas técnicas em modelagem econômica.

Os estudos realizados na fase de implementação do PMR darão origem a um *White Paper* com propostas de políticas de precificação de carbono, destinadas a orientar o processo de tomada de decisão sobre ações nacionais de mitigação no período pós-2020. Nesta fase, as questões centrais que se têm buscado responder são: (i) seria conveniente e viável para o país incorporar um instrumento de precificação de carbono ao arcabouço da PNMC após 2020? Em caso afirmativo, (ii) qual seria o melhor instrumento para introduzir um preço para o carbono no Brasil – a regulação de preços (por meio de um tributo), a regulação da quantidade de emissões (por meio de um sistema de comércio de permissões) ou a combinação de ambos os instrumentos?

De fato, a precificação do carbono pode reduzir o custo econômico das políticas climáticas. Em curto prazo, os principais efeitos de políticas de mitigação das mudanças climáticas enfrentados pelo setor produtivo são os crescentes custos de controle e a perda de mercado dos produtos mais intensivos em emissões de GEE. Estas são consequências inevitáveis de restrições quantitativas de emissões de gases de efeito estufa. Em longo prazo, por sua vez, esses efeitos podem se tornar positivos como reflexo da ascensão de tecnologias menos poluentes e com o aumento da produtividade (CEBDS, 2016).

De modo geral, reguladores ambientais aplicam instrumentos de controle para induzir os agentes à conformidade com as metas de gestão ambiental. Para tal, definem padrões individuais de emissão ou de tecnologia compatibilizados com padrões

ambientais que definem níveis de qualidade do meio. Com isso, todos os agentes poluidores estão limitados a um mesmo nível de emissão ou uso de determinado recurso ambiental.

Pode parecer equitativo que todos os agentes enfrentem as mesmas restrições quantitativas de emissão, mas essa uniformidade é mais custosa para a sociedade. Se, em vez de aplicar padrões iguais de emissão, a regulação passasse a cobrar um preço igual a todos os agentes por cada unidade gerada de poluição – ou seja, aumentasse o preço relativo da poluição – os níveis individuais de controle ou a utilização do recurso ambiental por cada agente seriam diferentes. Com isso, os agentes com custos mais baixos de abatimento iriam exercer maior controle sobre a poluição do que os agentes com custos mais elevados. Enfrentando preços relativos da poluição maiores, todos os agentes privados estarão diante da escolha entre pagar pelo que poluem e reduzir a poluição gerada. A ação mais racional, do ponto de vista econômico, seria reduzir a poluição até o ponto em que o custo marginal de controle fosse menor que o preço da poluição e, desse ponto em diante, pagar pela poluição. Nessa situação, a trajetória de controle seguiria o caminho de menor custo entre os agentes e, portanto, de menor custo agregado para a economia.

Ademais, a precificação cria vantagens competitivas para os agentes que efetivamente controlam a poluição. Isto porque aqueles que controlam gastam menos com a unidade de poluição controlada que o preço da poluição; já os que não controlam são obrigados a pagar o preço pela poluição não controlada. Dessa forma, os agentes que controlam têm um menor custo total de controle.

Além disso, a precificação cria um incentivo dinâmico mais forte para a inovação tecnológica ambiental, uma vez que os poluidores manterão o interesse em adotar formas produtivas mais limpas para reduzir seu custo de poluição. Em suma, é mais eficiente ter um preço unitário igual para todas as fontes de emissão, garantindo a igualdade de incentivos e encorajando reduções custo-efetivas e a inovação. Dessa forma, é mais viável que o atingimento das metas se concretize com a realocação de recursos nas atividades de baixo carbono, para a definição dos investimentos em P&D necessários para o desenvolvimento de novos produtos e serviços de baixo carbono e para revelar riscos e oportunidades ocultos na operação e na cadeia de valor da empresa. O Relatório da Comissão de Alto Nível de Precificação do Carbono, de junho de 2017, concluiu que o nível de preço explícito do carbono compatível com as metas do Acordo de Paris é, de no mínimo, US\$ 40 a US\$80/tCO<sub>2</sub> em 2020 e de US\$50 a US\$100/tCO<sub>2</sub> em 2030, contando com condições políticas de acompanhamento favoráveis.

A literatura econômica sugere a aplicação desses instrumentos de preço como a forma mais rápida e barata de promover a transição para uma economia de baixo carbono. Seja qual for a política ambiental, ela estipula o limite total de emissões para um determinado período. Esse limite, geralmente, é definido em relação a alguma linha de base (*baseline*), como, por exemplo, a redução de um percentual do nível de emissão em um certo ano – como na NDC brasileira (CEBDS, 2016).

A previsibilidade sobre a trajetória do preço do carbono promove uma transição ordenada para uma economia de baixo carbono ao longo do tempo, abrindo novas oportunidades de negócios inovadores. Ela também pode contribuir para a estabilidade das receitas e de sua aplicação. Enquanto a previsibilidade é essencial para apoiar as decisões de investimento de longo prazo, há, também, a necessidade de se oferecer flexibilidade ao ajustamento dos preços para lidar com choques exógenos, de modo a garantir credibilidade e confiança no sistema.

Por fim, o monitoramento e acompanhamento regular dos orçamentos de carbono nacionais e setoriais são cruciais para a redução das incertezas. No caso dos mercados, há a necessidade de se estabelecer um registro de emissões para evitar a dupla contagem. Para a tributação será necessária transparência nos ajustes de contas tributárias e de aplicação dos recursos. A precificação do carbono requer, assim, uma estrutura de governança autônoma e transparente para evitar desvios resultantes tanto da influência e dos interesses dos regulados como de mudanças de governo ou de oportunismo político. Bons arranjos institucionais, que integrem conhecimentos e capacidades ambiental, setorial e fiscal, são condição fundamental para uma implementação dos instrumentos econômicos de sucesso. Deve-se criar um quadro regulatório estável e que pode oferecer um sinal consistente, crível e forte para direcionar investimentos em tecnologias limpas. A boa governança regulatória garante, assim, uma transição eficiente para uma economia de baixo carbono (CEBDS, 2016). Tão importante quanto o desenho de instrumentos de precificação de carbono deve ser a consideração à remoção de subsídios perversos que se contrapõem aos incentivos de preços.

#### b) Precificação interna de Carbono

À medida que os negócios começam a experimentar impactos financeiros, decorrentes das mudanças climáticas, muitas empresas passaram a adotar a precificação interna para apoiar o seu planejamento estratégico e decisão de investimento. Essas empresas estão, voluntariamente, incorporando os custos gerados pelas suas emissões em seus orçamentos, o que ajuda a gerir riscos e tomar decisões de investimento, levando em

conta diferentes cenários climáticos. A precificação interna ajuda a identificar possibilidades de geração de novas receitas, como incentivo para impulsionar eficiências de energia, reduzir custos e orientar decisões de investimento de capital.

A abordagem metodológica para estabelecimento do preço interno mais frequente é o estabelecimento do preço sombra. As empresas empregam o preço sombra para avaliar se um projeto de investimento seria lucrativo, caso as emissões de GEE fossem tributadas ou a empresa tivesse de arcar com custos adicionais para cumprir metas em um mercado regulado de carbono. Trata-se de um custo hipotético para designar o preço estimado de um bem ou serviço para o qual não há mercado definido. As outras formas de se utilizar o preço interno são: compensação, preço implícito e valoração de externalidades, sendo que uma mesma empresa pode usar mais de uma dessas abordagens.

As faixas de preço interno de carbono reportadas pelas empresas analisadas variam de intervalos de US\$ 0-5 a US\$ 71-75 conforme apresentado na figura 52 a seguir que apresenta o número de empresas brasileiras por faixa de preço interno de carbono:

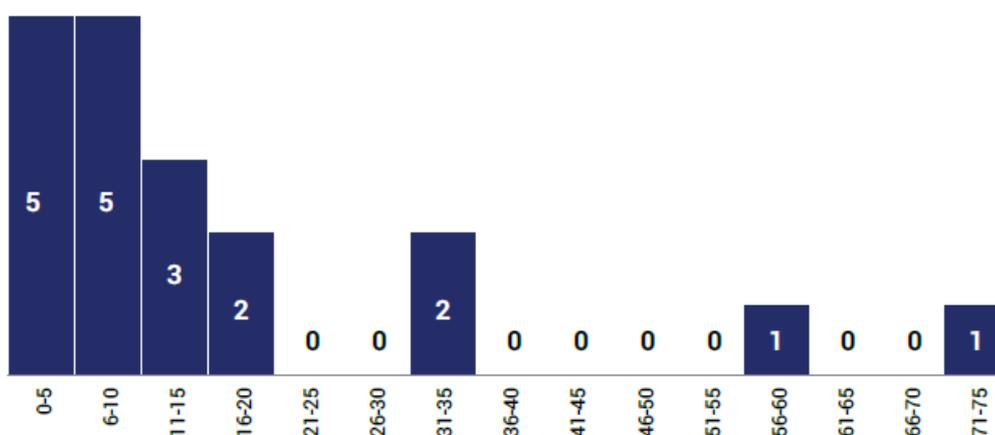


Figura 52 – Gráfico de Frequência X intervalo de valores (US\$/tCO<sub>2</sub>e) (CEBDS, 2019)

Os preços internos de carbono de empresas globais estão na faixa de US\$0,3/tCO<sub>2</sub>e a US\$906/tCO<sub>2</sub>e. Percebe-se que os valores dos preços internos praticado pelas empresas brasileiras são bem inferiores aos das empresas globais. Tal movimento mostra que a medida se apresenta como grande oportunidade para o mercado nacional. Isso porque é possível reduzir as emissões de GEEs a custos muito mais baixos no Brasil do que em outros países.

c) Artigo 6 do Acordo de Paris

O Artigo 6 trata dos resultados de mitigação internacionalmente transferidos (ITMO, na sigla em inglês), que é o conjunto de regras para permitir que os créditos de carbono sejam transacionados entre os países signatários do Acordo de Paris. Alguns países podem optar por cooperar de forma voluntária na implementação de suas contribuições nacionalmente determinadas (NDCs) para maiores resultado nas medidas de mitigação e adaptação para promover o desenvolvimento sustentável. Além disso, o Artigo 6 define que os mecanismos de mercado devem assegurar transparência na contabilidade de carbono de forma a que estes contribuam para uma efetiva redução absoluta geral de emissões globais de Gases de Efeito Estufa, impedindo dupla contagem de reduções de emissões.

A principal pauta do Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) durante a COP 25, realizada em Madri, na Espanha, foi a aprovação do Artigo 6 do Acordo de Paris, que define e regula o mercado de carbono, no contexto das metas de redução dos gases do efeito estufa.

O que se era esperado ser negociado era:

- Que fosse assegurado os ajustes correspondentes (o abatimento do crédito apenas pelo país comprador, para evitar que o vendedor também conte o crédito para fins de NDC) e fossem aplicados a todos os créditos transacionados, independentemente de os créditos serem adicionais à NDC.
- Que os países concordassem com uma contabilidade robusta dos créditos transferidos internacionalmente sob o artigo 6.2 (*“Internationally Transferred Mitigation Outcomes”* – ITMOs) e com uma metodologia de linha de base igualmente robusta para os créditos transacionados sob o artigo 6.4 de forma assegurar mitigação geral efetiva nas emissões globais (*“Overall Mitigation in Global Emissions”* – OMGEs).
- Que fosse adotada uma taxa de cancelamento parcial de créditos ou taxa de desconto para o artigo 6.4 a fim de garantir adicionalidade na redução de emissões pleiteada no MDS.
- Que fossem asseguradas salvaguardas socioambientais claras para os projetos de carbono a serem elegíveis para geração de créditos, de forma a que povos indígenas e comunidades locais tenham participação obrigatória no desenho de cada projeto e sem seu ciclo de vida, e seus direitos respeitados.

O que foi negociado, e será novamente na COP 26, em 2020, é como serão feitas essas transações e a sua contabilização para o cumprimento de metas do acordo de 2015, que precisa ser implementado na próxima conferência climática da Organização das Nações Unidas (ONU). Mesmo com avanços não foi possível fechar um acordo definitivo para o Artigo 6. Não foi só o Brasil que se posicionou reticente à negociação, outros países também apresentaram exigências.

A proposta do Brasil que era de alguma maneira que o país pudesse vender créditos sem ajustar essas vendas à meta brasileira, ou seja, o Brasil venderia um crédito que já teria sido usado tanto pelo Brasil quanto pelo país comprador. Esta posição, parece que o Brasil flexibilizou, mas foi no final, uma construção criada dentro da própria conferência.

Outras questões também tinham criado alguns obstáculos nas discussões entre as partes, no Artigo 6.2. Este item do Artigo 6 trata dos objetivos do mercado de carbono em promover o desenvolvimento sustentável e garantir a integridade ambiental e a transparência, inclusive em governança, e da contabilidade dos créditos em relação às metas individuais. Empregar uma contabilidade robusta para garantir, entre outras coisas, que a dupla contagem seja evitada, em conformidade com a orientação adotada pela CMA órgão de controle do Acordo de Paris. Neste caso, o Brasil não criou problemas, mas Europa, Estados Unidos tinham visões diferentes. O Artigo 6 não fechou não apenas por conta do Brasil, ficaram quatro ou cinco assuntos pendentes, contra vinte ou trinta que o país tinha no passado.

Os quatro assuntos pendentes: como o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) criado no Protocolo de Kyoto vai ser transacionado, o ajuste correspondente, o cumprimento de metas antes de vender os créditos e a taxa sobre as transações do Artigo 6. A discussão no Acordo de Paris é como e se transferir os créditos para o Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável (MDS), criado pelo Artigo 6. O governo brasileiro defende que há um saldo de créditos gerados, mas não pagos ao Brasil, por países em desenvolvimento, da ordem de US\$ 2,5 bilhões, com base no MDL.

O Brasil não quer que tenha essa taxa sobre as transações, os Estados Unidos também não. Os países que são beneficiados pela taxa querem, que são os da África.

Com a precificação de carbono tendo marco regulatório, o governo consegue dar uma clara direção para o setor privado e uma escala maior para isso.

## 6. Conclusão

Com a crescente e preocupante concentração de gases de efeito estufa causadora do aumento acelerado da temperatura média global, o mundo tem se movimentado através de acordos internacionais e políticas de carbono zero para conter a progressão desse número. Para atuar em prol do meio ambiente e reduzir os impactos causados pela atividade antropogênica é essencial que o setor de transporte, um dos principais agentes poluidores, tome medidas de mitigação mais significativas e influentes que qualquer outro setor. A tendência mundial de eletrificação dos veículos, e o uso de bioenergia têm se apresentado como alternativas de grande potencial nas medidas mitigatórias no setor que foi foco do presente estudo. A substituição dos veículos a combustão interna por veículos elétricos, mesmo tendo uma migração do ponto de vista energética e estrutural viável no Brasil, não é suficiente e nem justificável se a demanda energética suplementar for suprida por fontes fósseis.

Este trabalho de pesquisa procurou medir o grau de impacto que o ingresso de veículos elétricos alimentados por uma matriz energética mais limpa e constituída por bioenergia e energia renovável pode trazer para o Brasil. Almejou-se mostrar a viabilidade energética do suprimento da demanda extra dos VE através de biomassa de cana-de-açúcar e o potencial de redução de emissões que a medida de mitigação traria ao país em resposta as suas NDCs.

Para sustentar a hipótese de que o uso de bioeletricidade oriunda da biomassa de cana de açúcar é suficiente para suprir a demanda apresentada pela massiva eletrificação dos veículos leves no Brasil, o estudo optou por utilizar dois cenários futuros para analisar a suficiência da matéria prima e seu impacto nas reduções das emissões de GEEs. Esses dois cenários foram definidos em relação à matriz energética e à participação de veículos elétricos no Brasil, tendo um mais arrojado conforme as projeções do Greenpeace (Revolução Energética, 2016) e outro mais conservador como base comparativa tendo o estudo da EPE, Plano Nacional de Energia 2050. O resultado encontrado foi que o potencial de bioeletricidade oriundo da biomassa de cana de açúcar, de 186TWh, se mostrou suficiente para suprir as demandas energéticas dos veículos elétricos acrescidos à frota nacional de todos os cenários apresentados até 2050.

Os cálculos e análises de emissões dos diversos combustíveis/biocombustíveis e tecnologias foram realizados através do modelo de ciclo de vida (LCA) desenvolvido pelo Laboratório de Argonne, chamado GREET. Todos os resultados de entrada, saída

e impactos ambientais (emissões) do sistema de um produto (ou tecnologia) foram analisados através seu ciclo de vida pelo modelo que apresentou um potencial de redução de até 216MtCO<sub>2eq</sub> até 2050 pelo cenário disruptivo em relação ao cenário tendencial.

Os resultados evidenciam a viabilidade do ingresso massivo de veículos elétricos na frota brasileira sem comprometer o suprimento energético do país. Essa demanda adicional apresentada pode ser exclusivamente suprida pelo uso de energia limpa como a bioeletricidade oriundo de biomassa de cana-de-açúcar através do processo de gaseificação a ciclo combinado.

Mudar uma matriz energética e de transporte possui grande complexidade pois envolve resistência e barreiras por diversas partes. As restrições à penetração de bioenergia nas carteiras de geração de energia não estão relacionadas à falta de recursos naturais como demonstrado, mas pertencem a barreiras econômicas, regulatórias e políticas. Uma combinação de medidas poderia ajudar a impulsionar o uso de resíduos em sistemas centralizados de geração de energia no Brasil para reduzir custos.

A coordenação de pequenos e médios agricultores em cooperativas, ou mesmo a implementação de empresas de serviços energéticos para investir em instalações de geração de energia, reduziria os custos de transação. Além disso, os custos de investimento podem ser reduzidos através de incentivos fiscais e/ou ferramentas de precificação de carbono. Ademais, os custos de conexão poderiam ser reduzidos também através da definição de obrigações e controle de barreiras de mercado das concessionárias de energia. Os leilões regionais e exclusivos para usinas de geração de resíduos poderiam ser implementados pelo governo brasileiro, de acordo com o que foi feito para outras fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar, no Brasil na última década. Assim, um incentivo fiscal na forma de contratos de oferta padrão de longo prazo com base no custo de geração de cada tecnologia incentivaria os agricultores a diversificar suas atividades e incluir a bioenergia em seu portfólio de negócios. Somente dessa forma a bioeletricidade ganharia força na matriz energética brasileira e seria capaz de contribuir significativamente na redução de emissões de GEEs de um dos setores mais poluidores do país.

Um tópico que poderia ser explorado em trabalhos futuros para fins comparativos de disposição de matéria prima para geração de energia limpa, seria o uso da biomassa oriunda do mercado crescente de madeira de reflorestamento para geração de bioeletricidade. Outro ponto que mereceria aprofundamento futuro em relação à massiva eletrificação dos veículos leves, seria a avaliação de picos de recarga que surgiriam e o desenvolvimento de uma rede de distribuição inteligente de energia para abastecimento de um significativo ingresso de veículos elétricos na frota brasileira. A

pesquisa levaria em consideração os comportamentos dos usuários, os horários e localidades de recargas e o padrão de uso de VEs.

## Referências bibliográficas

ALMEIDA, I., J., L. de. *Análise da geração de energia elétrica através da biomassa de cana-de-açúcar: um estudo de caso*, 2018.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3a ed. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: setembro 2019.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA *Informações gerenciais*, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: agosto 2019

ANFAVEA. ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. *Anuário da indústria automobilística brasileira 2018*, 2018

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Boletim do Etanol Nº6*, 2016.

ASSUNÇÃO, J.; GANDOUR, C.; ROCHA, R. *Como deter o desmatamento na Amazônia? O impacto da mudança na política de comando e controle*. *ClimatePolicyInitiative*, 2013.

BNDES. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SUSTENTÁVEL. Comunicação Pessoal, 2019.

BRAY, J. C.; FERREIRA, E. R.; RUAS, D. G. G. *As políticas da agroindústria canavieira e o Proálcool no Brasil*. São Paulo: Unesp-Marília-Publicações, 2000.

BRAJTERMAN, O., *Introdução de Veículos Elétricos e Impactos Sobre o Setor Energético Brasileiro*, 2016.

BRANDO PM, COE MT, DEFRIES R, AZEVEDO AA. *Ecology, economy and management of an agroindustrial frontier landscape in the southeast Amazon*, 2013 Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1098/rstb.2012.0152>. Acesso em: setembro 2018

BRESSAN, A., F., *Os fundamentos da crise do setor sucroalcooleiro no Brasil*. Superintendência de Informações do Agronegócio, CONAB, 2009.

CAVALCANTI, M., C., B., *Tributação relativa etanol-gasolina no Brasil: competitividade dos combustíveis, arrecadação do estado e internalização de custos de carbono*, 2011.

CASTRO, N., J., *Bioenergia no Brasil e na Europa: uma análise comparativa*, 2008.

CEBDS, Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. *Como as empresas vêm contribuindo com o Acordo de Paris*, 2019

CEBDS, Conselho Empresarial para o Desenvolvimento Sustentável. *Precificação do carbono: o que o setor empresarial precisa saber para se posicionar*, 2016. Disponível em: [http://200.201.177.46/dados/PORT\\_GuiaPrecificacao\\_WEB.pdf](http://200.201.177.46/dados/PORT_GuiaPrecificacao_WEB.pdf).

CONAB, Companhia Nacional de Abastecimento. *1º Levantamento da Safra 2019/2020*, 2019.

CLIMACAP. *Climate and Energy Policie reviews for Colombia, Brazil, Argentina and Mexico*, 2013

DA CRUZ, M. G.; GUERREIRO, E.; RAIHER, A. P. *A evolução da produção de etanol no Brasil, no período de 1975 a 2009*. Revista Econômica do Nordeste, v. 43, n. 4, p. 141-160, 2016.

D'ÁVILA, S. G. *Curso de economia e tecnologia da energia*. Rio de Janeiro: AIE/COPPE-UFRJ.p.88, 1984.

DEFRIESRUTH S.; RUDEL THOMAS, URIARTE, MARIA; HANSEN MATTHEW *Deforestation driven by urban population growth and agricultural trade in the twenty-first century*. NatureGeoscience 3, 178 – 181 (2010) doi:10.1038/ngeo756, 2010.

DHAWAN, R. *A estrada menos percorrida: a jornada do Brasil e da Índia nos veículos elétricos*, 2019. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/snapshots-of-the-global-mobility-revolution/pt-br>. Acesso em: 2020

ECEN. ECONOMIA E ENERGIA. *O Setor de Transportes*. 2012.

ECOFYS, WORLD BANK. *State and trends of carbon pricing 2014*. Washington, DC : World Bank Group, 2014. Disponível em: <https://goo.gl/Df56V5>. Acesso em outubro 2017.

EDP Brasil. *EDP Inaugura maior corredor para veículos elétricos da América Latina*, 2018. Disponível em:<https://www.edp.com.br/b2b/newsletter/4/link-a> Acesso em:2020

EMBRAPA AGROENERGIA. *Folderes*, 2011. Disponível em:<https://goo.gl/6FZGBo>. Acesso em: setembro 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *BEN2015 Relatório Síntese*, 2015.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *BEN2016 Relatório Síntese*, 2016

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Energia Termelétrica*. Maio, 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Palestra Setor Energético Brasileiro: oportunidades*. Semana Brasil-Reino Unido de Baixo Carbono, março 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Eletromobilidade e Biocombustíveis*, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *PDE2024 Relatório Final*. Dezembro, 2015.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, *DEA2050 Demanda de Energia*. Janeiro, 2016.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *DEA2050 Demanda de Energia*, 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, *PDE 2021 Estudo Associado ao Plano Decenal de Energia*, 2012.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, *Plano Nacional de Energia 2030 : Geração Termelétrica – Gás Natural*. Ministério de Minas e Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2007.

FAO. FOOD AND AGRICULTURE ORGANIZATION OF UNITED NATIONS. *World agriculture towards 2030/2050: the 2012 revision*. ESA Working paper No. 12-03. Rome, 2012.

FERREIRA, P. e DUTRA, J. *Impactos da infraestrutura sobre a competitividade*. In: BONELLI, R. (Org.). *A agenda de Competitividade do Brasil*. Rio de Janeiro: FGV, 2011.

FGV, Fundação Getúlio Vargas. *América do Sul no Cerne da Geopolítica dos Renováveis*, 2018.

FRIEDLINGSTEIN P., SOLOMON, S., PLATTNER G-K., KNUTTI, R., CIAIS P. ANDR. RAUPACH M., *Long-term climate implications of twenty-first century options for carbon dioxide emission mitigation*, Nature Climate Change, 2011.

GARCÍA-VILLALOBOS, J., I. ZAMORA, J. I. SAN MARTÍN, F. J. ASENSIO, E V. APERRIBAY. *Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approached*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 24 de Julho: 38. 717–731, 2014.

GIBBS, H. K.; RUESCH, A. S.; ACHARD, F.; CLAYTON, M. K.; HOLMGREN, P.; RAMANKUTTY, N.; FOLEY, J. A. *Tropical forests were the primary sources of new agricultural land in the 1980s and 1990s*. vol. 107, issue 38, pp. 16732-16737, 2010.

GLOBAL CCS INSTITUTE – *Global Status of CCS 2019 – Targeting Climate Change*, 2019.

GOLUB, A., HERTEL T. W., HUEY-LIN L., STEVEN R., AND BRENT S., *The Opportunity Cost of Land Use and the Global Potential for Greenhouse Gas Mitigation in Agriculture and Forestry*, Resource and Energy Economics 31 - 299–319, 2009.

GRANTHAM INSTITUTE, Climate Change and the Environment, Carbon Tracker, *The Disruptive Power of Low-carbon Technology*, 2017.

GREENPEACE, *Revolução Energética, Rumo a um Brasil com 100% de energias limpas e renováveis*, 2016

GREET. *The Greenhouse gases, regulated emissions and energy use in transportation model*, Argonne National Laboratory, 2016 Revision, 2017.

HERTEL, T.W.; *Land Use in the 21st Century: Contributing to the Global Public Good*, 2017.

HERTEL T.W. AND STEINBUKS, J.- *Confronting the Food–Energy–Environment Trilemma: Global Land Use in the Long Run*,. Environmental and Resource Economics 63 (2016): 545–570, 2016

ICS, Instituto Clima e Sociedade, *Tecnologias disruptivas de Baixo Carbono para setores-chave no Brasil*. Relatório Especial do Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas, 2017

ICS, Instituto Clima e Sociedade, *Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050: Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental*, 2018.

IEA, International Energy Agency. *How 2 guide for bioenergy: roadmap development and implementation*, 2017. Disponível em: [www.iea.org](http://www.iea.org).

IEA, International Energy Agency. *Medium-term renewable energy market report*, 2015.

IEA, International Energy Agency. *20 years of carbon capture and storage, accelerating future deployment*, 2016.

IEA, International Energy Agency, *Energy Technology Perspectives*, 2014

IEAGHG, International Energy Agency Greenhouse Gas, *R&D Programme. Potencial for biomass and carbon dioxide capture and storage*, Report 2011/06, 2011.

IEAGHG, International Energy Agency Greenhouse Gas, *R&D Programme. Biomass with carbon capture and storage (BECCS/BioCCS)*, Imperial College London, 2017.

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente, SEEG, *Emissões de Setores de Energia, Processos Industriais e uso de produtos*, 2017

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente, *Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários*, 2011.

IEMA, Instituto de Energia e Meio Ambiente, *Geração Termelétrica e emissões atmosféricas poluentes e sistemas de controle*. Série Termoeletricidade em Foco, 2016.

IES Brasil. *Cenários de Mitigação de GEE do Setor Industrial (Demanda de Energia e Processos Industriais)*, 2016.

IMAZON, Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia, SEEG, *Emissões de Setores de Energia*, 2017

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, *A Estimativa da taxa de desmatamento por corte raso para Amazônia Legal em 2019 é de 9762 km<sup>2</sup>*, 2019. Disponível em: [http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod\\_Noticia=5294](http://www.inpe.br/noticias/noticia.php?Cod_Noticia=5294). Acesso em 2020.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. *Mitigation of climate change. Contribution of working group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. Special, *IPCC report on carbon dioxide capture and storage*. Preparado pelo grupo de trabalho 3 do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas, Cambridge, University Press, Cambridge, UK, 442 pp, 2007.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, *The Physical Science Basis Summary for Policymakers*, 2007

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. Special, *IPCC report on carbon dioxide capture and storage*, Montreal, Canadá, 2005.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change, *A Resumo para os formuladores de políticas. Mudança do Clima, 2013: A Base da Ciência Física*. Contribuição do Grupo

de Trabalho I para o Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 2013.

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change, *Guidelines for national greenhouse gas inventories*, prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Japan, 2006.

IRENA, International Renewable Energy Agency, *Annual Review*, 2016

KÖSTRING J.C. *A Europa e o futuro das marcas de carros premium*. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/snapshots-of-the-global-mobility-revolution/pt-br> Acesso em: 2020

LAPOLA, D, M; MARTINELLI, L; PERES, C; OMETTO, J; FERREIRA, M; NOBRE, C; AGUIAR, A; BUSTAMANTE, M; CARDOSO, M; COSTA, M; JOLY, A; LEITE, C; MOUTINHO, P; SAMPAIO, G; STRASSBURG; B; VIEIRA, I. *Pervasive transition of the Brazilian land-use system*. *Nature Climate Change* 4, 27–35 (2014) doi:10.1038/nclimate2056, 2013

LITMAN, T. *Autonomous Vehicle Implementation Predictions - Implications for Transport Planning*, 2017. Disponível em: <http://www.vtpi.org/avip.pdf> Acesso em: 2018.

MACEDO, M; DEFRIES, RUTH S; MORTON, D; CLAUDIA STICKLER,C; GALFORD,G; SHIMABUKURO, Y. *Decoupling of deforestation and soy production in the southern Amazon during the late 2000s*. *PNAS* vol. 109, no. 4, pag. 1341–1346, 2014

MAPA. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. *Projeções do Agronegócio. Brasil 2018/19 a 2028/29*. Projeções de Longo Prazo. Brasília, 2019

MAPA. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. *Projeções do Agronegócio - Brasil 2014/15 a 2024/2025*. Brasília, 2015

MARTHA JR G.B, ALVES E., CONTINI E. PECUÁRIA BRASILEIRA E A ECONOMIA DE RECURSOS NATURAIS. *Perspectiva Pesquisa Agropecuária 1* EMBRAPA, 2011.

MDCI. Ministério da Economia, Indústria, Comércio Exterior e Serviços. *Rota 2030. Mobilidade e Logística*. Disponível em: <http://www.mdic.gov.br/index.php/competitividade-industrial/setor-automotivo/rota2030> Acesso em: 2020

MDCI. Ministério da Economia, Indústria, Comércio Exterior e Serviços. *Avaliação Internacional de Políticas para Eletromobilidade em Frotas Urbanas*, Brasília, 2018.

MCTIC. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES - MCTIC. *3ª comunicação nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre mudança do clima*, 2016.

MCTI. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES. *Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil*. 2a ed. Brasília: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, 2014.

MENDONÇA, M. A. *Expansão da produção de álcool combustível no Brasil: uma análise baseada nas curvas de aprendizagem*. In: Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural, 46, 2008, Rio de Branco. Anais... Rio

MICHELLON, E.; SANTOS, A. A. L.; RODRIGUES, J. R. A. *Breve descrição do Proálcool e perspectivas futuras para o etanol produzido no Brasil*. In: Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural, 46, 2008, Rio Branco. Anais... Rio Branco: BNDES, 2008.

MMA. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Acordo de Paris*, 2017. Disponível em: <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>. Acesso em 2018.

MMA. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *1º Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários*, Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF, 2012

MMA. MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. *Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013: Anobase 2012*, Ministério do Meio Ambiente, Brasília, DF, 2014

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis*, 2018.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Plano Decenal de Energia 2026*. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores>, 2017

MOREIRA, J.R., ROMEIRO, V., FUSS, S., KRAXNER, F., PACCA, S.A. *BECCS potential in Brazil: achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues*, *Applied Energy* 179, 55-63, 2016.

MURISIC, M. *State and trends of carbon pricing*. World Bank Group Climate Change, 2016.

NASSAR, A.; MOREIRA, M. *Evidences on Sugarcane Expansion and Agricultural Land Use Changes in Brazil*. ICONE, 2013.

NOAA. National Oceanic and Atmospheric Administration. *Laboratory for Satellite Altimetry: Sea level rise*, 2016. Accessed June 2016. Disponível em: [www.star.nesdis.noaa.gov/sod/lisa/SeaLevelRise/LSA\\_SLR\\_timeseries\\_global.php](http://www.star.nesdis.noaa.gov/sod/lisa/SeaLevelRise/LSA_SLR_timeseries_global.php). Acesso em 2019.

NOGUEIRA, L.P.P., A. F. P. LUCENA, R. RATHMANN, P. R. R. ROCHEDO, A. SZKLO, E R. SCHAEFFER. *Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation?* *International Journal of Greenhouse Gas Control*, fevereiro: v. 24, pp. 115-123, 2014

POSADA F., FAÇANHA C., *Brazil Passenger Vehicle Market Statics: International Comparative Assessment of Technology Adoption and Energy Consumption*, White Paper, 2015.

RATTON A.R.; *Produção de hidrocarbonetos a partir do craqueamento de resíduos provenientes da caixa de gordura*, M.Sc.Dissertação, Instituto Militar de Engenharia (IME), Rio de Janeiro, Brasil, 2012

REILLY, J., JERRY M., YONGXIA C., KICKLIGHTER D., GURGEL A., PALTSEV S., CRONIN T., SOKOLOV A., AND SCHLOSSER A., *Using Land to Mitigate Climate*

*Change: Hitting the Target, Recognizing the Trade-offs*, Environmental Science & Technology 46 - 5672–79, 2012.

ROCHEDO, P. R.R. ; COSTA, I. V.L. ; IMPÉRIO, M. ; HOFFMANN, B.; MERSCHMANN, P. R. C. ; OLIVEIRA, C. C.N. ; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. *Carbon capture potential and costs in Brazil. Journal of Cleaner Production*, vol.131, pp.280-295, 2016.

SANTOS, A., R., da S., V. *Implantação de Smart Grid no Brasil: possibilidades e limitações*, 2019.

SCHAEFFER, R., A.S. SZKLO, A.F.P. LUCENA, K. RAFAEL, B.S.M.C. BORBA, P.R.R. ROCHEDO, L.P.P. NOGUEIRA, *et al. Adaptação às mudanças climáticas no Brasil: cenários e alternativas. Relatório Final. Brasil 2040: cenários e alternativas de adaptação à mudança do clima*, Rio de Janeiro: Secretaria de Assuntos Estratégicos, 2015

SEEG, Emissões de Setores de Energia, *Processos Industrias e uso de produtos*, 2017

SEEG, Emissões de Setores de Energia, *Processos Industrias e uso de produtos*, 2018

SHELL, *Relatório 3, Diagnóstico dos Transportes e Indicadores de Emissão de CO<sub>2</sub> da Cidade Universitária da UFRJ*, 2016.

SIMON, E., C. *Avaliação de Impactos da recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição*, 2013.

SOARES-FILHO, B; MOUTINHO, P. NEPSTAD, D; ANDERSON, A; RODRIGUES, H, GARCIA, R; DIETZSCH, L; MERRY, F; BOWMAN, M; HISSA, L; SILVESTRINI, R; MSARETTI, C;. *Role of Brazilian Amazon protected areas in climate change mitigation (2010)*. PNAS Early Edition, 2010

SOHNGEN, B., *An Analysis of Forestry Carbon Sequestration as a Response to Climate Change*, Copenhagen Consensus Center, Copenhagen, 2010.

THYSSENKRUPP *Technologies Brochures Publications. The Shell Gasification Process*, págs 2 a 27, 2006.

TOLMASQUIM, M.,T., *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. EPE. Rio de Janeiro, 2016

TOLMASQUIM, M. T. (coordenador). *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Interciência: CENERGIA, 2005.

UNICA, *A Bioeletricidade da Cana*, 2019. Disponível em:  
<https://www.unica.com.br/wp-content/uploads/2019/07/UNICA-Bioeletricidade-julho2019-1.pdf>. Acesso em: dezembro 2019.

UNICA. *A bioeletricidade da cana em números – Janeiro de 2016*. São Paulo: União da Indústria de Cana de Açúcar, 2016.

UNICA. *Cana de açúcar: principais números e crise no setor*. São Paulo: União da Indústria de Cana-de-açúcar, 2015.

USDA. *Agricultural Projections to 2024*. No. (OCE-151) 97, 2015. Disponível em [www.usda.gov/oce/commodity/projections/](http://www.usda.gov/oce/commodity/projections/). Acesso em 2018.

YONG, J. Y.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; TAN, K. M.; MITHULANANTHAN, N.A *Review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015. (49) p. 365-385. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.130.

WALDIR A. BIZZO, *Tecnologias da Biomassa para Conversão de Energia – UNICAMP – 6/2007*.

WANG, M., *Presentation at Roundtable on Environmental Health Sciences, Research and Medicine, 2007*.

WORLD BANK. *World Development Report, 2010, Development and Climate Change, 2010*.