

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Análise do ciclo de vida consequencial da maximização das fontes renováveis em cenários futuros da matriz elétrica no Brasil

Lidiane La Picirelli de Souza

Itajubá, agosto de 2021

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Análise do ciclo de vida consequencial da maximização das fontes renováveis em cenários futuros da matriz elétrica no Brasil

Tese submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como Parte dos requisitos para a obtenção do Título De Doutor em Engenharia Mecânica.

Autor: Eng. Lidiane La Picirelli de Souza

Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora

Co-orientador: Prof. Dr. Jose Carlos Escobar Palacio

Curso: Doutorado em Engenharia Mecânica

Área de Concentração: Térmica, Fluidos e Máquina de Fluxo

Itajubá, agosto, 2021

Agradecimentos

Ao orientador Prof. Dr. Electo Eduardo Silva lora e Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio pelos ensinamentos e amizade ao longo dessa jornada.

À minha família, amigos e todos que estiveram sempre ao meu lado.

Ao Instituto de Engenharia Mecânica da UNIFEI, representado pelos Professores e Funcionários, pela oportunidade que me concedeu na realização deste trabalho.

À Università degli Studi della Tuscia, pela parceria e pela hospitalidade, em especial Dr. Sara Rajabi Hamedani, Prof. Dr. Andrea Colantoni e Prof. Dr. Villarini.

À Università Politecnica delle Marche pela parceria e apoio, em especial ao Prof. Dr. Gabriele Comodi e Luca Cioccolanti.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro, através do Programa de bolsas.

Resumo

A descarbonização da matriz elétrica é um componente chave das estratégias de mitigações dos impactos ambientais que visam a redução dos níveis de concentração de dióxido de carbono na atmosfera. A redução do uso de fontes fósseis para maximização de fontes renováveis é uma medida adequada para gerenciar a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) decorrentes do processo de geração de energia, além de promover o desenvolvimento socioeconômico das regiões onde esta estratégia é aplicada. O estudo tem como objetivo avaliar as mudanças de longo prazo no desempenho ambiental e econômico da matriz elétrica do Brasil, com base no plano de do EPE/MME. Para atingir esse objetivo, foram definidos cenários prospectivos: o cenário de referência está baseado no plano de expansão de energia do governo para o horizonte 2030-2050, e a partir deste foram elaborados outros três. Para estes foi considerado que não haveria crescimento das fontes de energia fósseis no futuro, e a participação destas seria constante, de acordo com os valores de geração do ano de 2019. Deste modo, no segundo cenário considerou-se que o possível crescimento do combustível fóssil seria substituído pela penetração máxima de biomassa no plano de governo 2030-2050, assim como no terceiro cenário, considerou-se que esta substituição fosse feita pela penetração máxima da fonte eólica. Finalmente, no quarto cenário, considerou-se a penetração máxima da fonte fotovoltaica (FV). O aumento da fonte fóssil só aconteceria caso a quantidade da penetração máxima de energia renovável não fosse suficiente para a suprir o incremento de energia futuro. A fim de analisar o desempenho ambiental dos cenários analisados, foi utilizada a metodologia da Análise do Ciclo de Vida (ACV) e para o desempenho econômico, o custo nivelado de energia (LCOE). Os resultados apontam que o melhor desempenho para o Potencial de Aquecimento Global (GWP) foi para o cenário de maximização da fonte eólica, com o valor médio de 0,121 kgCO₂/kWh e o pior desempenho para o cenário de expansão de energia do governo, com o valor médio de 0,167 kgCO₂/kWh. O menor custo nivelado médio de eletricidade foi para o cenário de expansão eólica, com 0,0438 USD/kWh e o maior custo nivelado de eletricidade foi para o cenário de expansão de biomassa, com 0,0476 USD/kWh. Os resultados deste estudo podem apoiar a formulação de políticas para o planejamento futuro da bioenergia brasileira.

Palavras chave: eletricidade, análise do ciclo de vida consequential, descarbonização da matriz elétrica.

Abstract

Decarbonization of the electrical matrix is a key component of mitigation strategies for environmental impacts aimed at reducing levels of carbon dioxide concentration in the atmosphere. The energy transition from fossil sources to renewable sources is an adequate measure to manage the reduction of emissions resulting from the energy generation process, while promoting the socioeconomic development of the regions where this strategy is applied. The present study aims to assess the long-term changes in the environmental and economic performance of Brazil's electricity matrix, based on the government plan. In order to achieve this objective, prospective scenarios were defined: the reference scenario is based on the government's energy expansion plan for the 2030-2050 horizon, and three others were drawn up based on this. For these, it was considered that there would be no growth in fossil energy sources in the future, and their participation would be constant, according to the generation values for the year 2019. Thus, in the second scenario, it was considered that the possible growth of the fuel fossil would be replaced by the maximum penetration of biomass in the 2030-2050 government plan, as well as in the third scenario it was considered that this replacement was made by the maximum penetration of the wind source and finally, the fourth scenario was considered the maximum penetration of the source photovoltaic (PV). The increase in the fossil source would only happen if the amount of maximum renewable energy penetration was not sufficient to supply the future energy increment. In order to analyze the environmental performance of the analyzed scenarios, the Life Cycle Analysis methodology was used and for economic performance, the leveled cost of energy (LCOE). The results show that the best performance for the Global Warming Potential (GWP) was for the scenario of maximizing the wind source, with an average value of 0.121 kgCO₂/kWh and the worst performance for the scenario of government energy expansion, with the average value of 0.167 kgCO₂/kWh. The lowest average leveled cost of electricity was for the wind expansion scenario, with 0.0438 USD/kWh and the highest leveled cost of electricity was for the biomass expansion scenario, with 0.0476 USD/kWh. The results of this study can support the formulation of policies for the future planning of Brazilian bioenergy.

Keywords: electricity, life cycle analysis, decarbonization of the electrical matrix.

Lista de Figuras

Figura 1. Sistema Interligado Nacional	41
Figura 2 Matriz Elétrica Brasileira 2019	42
Figura 3. Oferta de bioeletricidade (biomassa total)	43
Figura 4. Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa.....	49
Figura 5. Potencial teórico do potencial de biomassa por culturas no Brasil em 2018.....	51
Figura 6. Potencial teórico de energia nas regiões	52
Figura 7. Comparação do potencial teórico de energia de biomassa referente as regiões brasileiras no período 2018-2050	53
Figura 8. Velocidade média anual do vento no Brasil.....	57
Figura 9. Evolução da capacidade instalada o Brasil entre os anos de 2005 – 2021.....	58
Figura 10. Complementariedade hidro-eólica	59
Figura 11. Evolução dos preços da eólica nos leilões de energia.....	62
Figura 12. Evolução da Fonte Solar fotovoltaica no Brasil.....	64
Figura 13. Preço médio da energia solar fotovoltaica comercializada nos leilões de energia .	65
Figura 14. Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para o Brasil	69
Figura 15. Etapas do Ciclo de Vida.....	77
Figura 16. Fases de uma ACV e descrição de tarefas envolvidas em cada uma.....	79
Figura 17. Diagrama de fluxo do processo que ilustra os estágios do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade.....	82
Figura 18. Síntese da metodologia aplicado no estudo	86
Figura 19. Matriz de eletricidade atual no Brasil	89
Figura 20. Plano de energia do governo 2019-2050.....	91
Figura 21. Diagrama de Pareto para selecionar os resíduos de agricultura.....	93

Figura 22. Cenário da penetração máxima da fonte de bioenergia na matriz elétrica no período de 2019-2050	98
Figura 23. Potencial de energia da fonte eólica.....	102
Figura 24. Penetrações máximas da matriz de eletricidade da fonte eólica no período de 2019-2050	104
Figura 25. Potencial de energia da fonte FV	106
Figura 26. Penetração máxima da fonte fotovoltaica na matriz elétrica no período de 2019-2050	108
Figura 27. Comparações entre este estudo e os resultados da literatura.....	116
Figura 28. GWP para o plano de governo	120
Figura 29. GWP para cenário de expansão de biomassa.....	122
Figura 30. GWP para o cenário de expansão eólica	123
Figura 31. GWP para o cenário de expansão fotovoltaica	124
Figura 32. Gráfico de radar mostrando os resultados em termos de ponto único (por percentagem)	125
Figura 33. Pontuação única e as contribuições de cada categoria de impacto para as fontes individuais	126
Figura 34. Pontuação única para o cenário de expansão de energia do governo 2019-2050 .	129
Figura 35. Pontuação única o cenário de expansão de biomassa 2019-2050.....	130
Figura 36. Pontuação única para o cenário de expansão da fonte eólica 2019-2050	131
Figura 37. Pontuação única para o cenário de expansão FV período de 2019-2050.....	132
Figura 38. LCOE por cenário	138
Figura 39. Emissões totais de kgCO ₂ eq anual por cenário	139
Figura 40. Indicadores finais dos cenários em estudo.....	140
Figura 41. Pontuação única por cenário anula e média do período em estudo.....	141

Lista de Tabelas

Tabela 1. Medidas indicativa para o setor de energia no Brasil no horizonte 2030.....	37
Tabela 2. Dados hidrológicos por região hidrográfica no Brasil.....	46
Tabela 3. Extensão e distribuição dos biomas no Brasil	47
Tabela 4. Tecnologias de geração recomendadas para diferentes regiões brasileiras, de acordo com critérios relacionados à concentração de biomassa	53
Tabela 5. Potencial técnico para o Brasil em 2018	54
Tabela 6. Potencial técnico de energia no Brasil em 2050.....	55
Tabela 7. Potencial técnico-econômico no Brasil em 2018.....	56
Tabela 8 Potencial técnico-econômico no Brasil em 2050.....	56
Tabela 9. Irradiação média dos Estado Brasileiros.....	71
Tabela 10. Eficiência média dos módulos fotovoltaicos mensais no Brasil.....	72
Tabela 11. Diferenças entre a ACVA e ACVC	78
Tabela 12. Geração de eletricidade total para os anos em estudo	87
Tabela 13. Participação das fontes por ano	91
Tabela 14. Produção anual dos cultivos	94
Tabela 15. Dados para o potencial teórico da biomassa.....	95
Tabela 16. Potencial teórico da biomassa.....	95
Tabela 17. Potência, eficiência, faixas de custo de eletricidade nivelada, TRL e nível de maturidade	96
Tabela 18. Potencial técnico-econômico da biomassa	97
Tabela 19. Participação por fonte para a matriz elétrica brasileira para o cenário de expansão da bioenergia:	99
Tabela 20. Penetração de fontes renováveis em diferentes localidades	100
Tabela 21. Principais parâmetros utilizados na análise	101

Tabela 22. Participação das fontes no cenário de expansão da fonte eólica	105
Tabela 23. Participação por fonte no cenário de expansão da FV.....	108
Tabela 24. Inventários de fontes de energia	111
Tabela 25 Fatores de normalização para as quatro categorias de danos	112
Tabela 26. Dados de investimento inicial, operação e manutenção para fontes de energia ...	113
Tabela 27. Parâmetros técnicos das usinas atuais e futuras.....	114
Tabela 28. Gama de energia para tecnologias marginais	133
Tabela 29. Variação do GWP por tecnologia.....	134
Tabela 30. Variação de pontuação única por tecnologia.....	135
Tabela 31. LCOE por fonte de energia.....	136
Tabela 32. LCOE médio por cenário.....	138
Tabela 33. Resumo com os principais indicadores do estudo	143
Tabela 34. Particularidades de cada fonte	144
Tabela 35. Inventário consolidado da Usina de Itaipu (UF = 1 kWh).....	174
Tabela 36. Processo de produção de silício grau solar (Siemens modificado).....	176
Tabela 37. Processo de fundição	177
Tabela 38. Produção de pastilha de Silício.....	177
Tabela 39. Produção da célula fotovoltaica.....	178
Tabela 40. Irradiância nos Estados do Brasil	180
Tabela 41. Eficiência das placas por mês	180
Tabela 42. Inventário de tecnologia eólica para a unidade funcional de 1 kWh.....	181
Tabela 43. Etapa industrial da produção de eletricidade 1kWh unidade funcional	182
Tabela 44. Etapa da agricultura	183
Tabela 45. Emissão dos veículos pesados para 25km	185

Tabela 46. Produção de 15 l de diesel	185
Tabela 47. Expansão do sistema para a cana de açúcar – 1 ha.....	186
Tabela 48. Expansão do sistema para 182 kWh de eletricidade gerada.....	187
Tabela 49. Inventário do Arroz.....	187
Tabela 50. Expansão do sistema para o arroz.....	188
Tabela 51. Inventário da soja no Brasil	188
Tabela 52. Produção de eletricidade com os resíduos da soja.....	189
Tabela 53. Inventário do milho.....	189
Tabela 54. Produção de eletricidade com os resíduos do milho.....	191

Lista de abreviaturas e siglas

ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
ACVA	Avaliação de ciclo de vida atribucional
ACVC	Avaliação de ciclo de vida consequencial
AICV	Avaliação de impactos do ciclo de vida
ANEEL	Agência nacional de energia elétrica
CC	Custo de capital
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CRC	Ciclo Rankine convencional
GEE	Gases de efeito estufa
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo nivelado de energia)
O&M	Operação e manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORC	Ciclo Rankine orgânico
PCI	Poder calorífico inferior
PIB	Produto interno bruto
RRP	Razão resíduo-produto
SIN	Sistema Interligado Nacional
TRL	Níveis de prontidão de tecnologia
USD	Dólares americanos

LISTA DE SÍMBOLOS

μPt	Pontuação única
CH_4	Metano
CO_2	Dióxido de carbono
Et	Energia elétrica gerada no ano
E_{Tecnico}	Potencial técnico
FD	Fator de disponibilidade
FT	Custos com Combustível no ano
FV	Fonte fotovoltaica
g	Gramas
GW	Gigawatt
iNDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
kgCO_2	Quilograma de dióxido de carbono
kWh	Quilowatt hora
MW	Megawatt
N_2O	Monóxido de dinitrogênio
P	Quantidade de produtos agrícolas produzidos por ano
PJ	Pentajoule
R	Raio econômico (km)
r	Taxa de juros (%)
t	Expectativa de vida útil do sistema.
t	Toneladas
TJ	Terajoule
TWh	Terajoule hora
ε	Eficiência de conversão

SUMÁRIO

Agradecimentos	3
Resumo	4
Abstract.....	5
Capítulo 1	16
INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Avaliação do ciclo de vida para sistemas de geração de eletricidade	17
1.2 Motivação e justificativa do estudo	19
1.3 Objetivos.....	22
1.3.1 Objetivo Geral	22
1.3.2 Objetivos Específicos	22
1.4 Estrutura da dissertação	22
Capítulo 2	24
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1 Tendencias mundiais de descarbonização da matriz energética.....	24
2.2. Desafios da inserção da energia renovável na matriz elétrica	29
2.3 O setor elétrico brasileiro	39
2.4 Biomassa e bioenergia	42
2.4.1 Potenciais de energia	44
2.4.1.1 Potencial teórico de energia.....	45
2.5 Potencial teórico e tecno-econômico no Brasil	51

2.6 Energia eólica	56
2.7 Energia fotovoltaica.....	63
2.8 Políticas públicas de incentivo à energia renovável	73
2.9 Análise do ciclo de vida.....	76
2.9.1 Metodologia da análise do ciclo de vida	79
2.9.1.1 Definição do objetivo e escopo	79
2.9.1.2 Análise do inventário.....	80
2.9.1.3 Avaliação do impacto do ciclo de vida.....	80
2.9.1.4 Interpretação dos resultados	81
2.9.2 Análise do ciclo de vida para geração de eletricidade.....	81
Capítulo 3	84
Metodologia.....	84
3.1 Etapa1: elaboração dos cenários em estudo	87
3.1.1 Matriz elétrica atual	89
3.1.2 Cenário do plano de expansão de energia do governo para 2030-2050	89
3.1.3 Cenário de penetração máxima da bioenergia	92
3.1.3.1 Potencial teórico	92
3.1.3.2 Potencial técnico-econômico	95
3.1.3.3 Penetração máxima da biomassa na matriz elétrica brasileira	98
3.1.4 Cenário de penetração máxima das fontes intermitentes.....	99
3.2 Etapa 2: Análise do ciclo de vida	109

3.2.1 Definição de objetivo e escopo.....	109
3.2.2 Inventário do ciclo de vida	109
3.2.3 Avaliação do impacto do ciclo de vida.....	111
3.3 Etapa 3: Custo nivelado de energia	112
CAPÍTULO 4	115
RESULTADOS	115
4.1 Análise do ciclo de vida.....	115
4.1.1 Potencial de aquecimento global	115
4.1.1.1 GWP por fonte de energia	115
4.1.1.2 GWP por cenário	119
4.1.2 Pontuação Única	124
4.1.2.1 Pontuação única por fonte	124
4.1.2.2 Pontuação única por cenário.....	128
4.1.3 Análise de Sensibilidade.....	132
4.2 LCOE.....	135
4.2.1 LCOE por fonte	135
4.2.2 LCOE por cenário.....	137
4.3 Indicadores finais.....	138
CAPÍTULO 5	142
CONCLUSÃO.....	142

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

O sistema energético global enfrenta desafios importantes relacionados ao aumento da demanda de energia, necessário para apoiar o desenvolvimento econômico. Ao mesmo tempo, as questões de segurança energética e mitigação de impactos ambientais estão associadas à essas questões [1]. As emissões de gases de efeito estufa (GEE) estão vinculadas à produção e ao uso de energia elétrica, principalmente quando a energia é proveniente de fontes fósseis. Portanto, a descarbonização da matriz elétrica é um componente fundamental das estratégias de mitigação de impactos ambientais, que visam a redução dos níveis de concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, conseqüentemente, a redução das adversidades relacionadas a essas questões, como a redução do aquecimento global, mortalidade animal, eventos climáticos extremos [2].

A fim de efetivar a descarbonização da matriz de energia e de eletricidade, muitos países priorizaram a chamada transição energética [3]. A transição energética é uma mudança estrutural no setor de energia de um determinado país. Dois itens podem ser destacados, como o aumento da contribuição das energias renováveis e a promoção da eficiência energética [4]. No entanto, ainda é um grande desafio integrar grandes parcelas de energia renovável intermitente ao sistema de energia [5]. Isso ocorre porque fontes intermitentes como a solar e eólica são caracterizadas por flutuações na produção de energia, não podem ser controladas [6], e essas características podem afetar a estabilidade, qualidade e confiabilidade da rede elétrica [7].

Para implementar a transição energética, países têm revisado seus planos de desenvolvimento do sistema elétrico e priorizado a inserção de energias renováveis. O Brasil está em uma posição favorável no que diz respeito ao uso de fontes renováveis de energia. A tendência do plano de longo prazo do governo é de maior diversificação da matriz energética brasileira, com o protagonismo de 4 fontes de energia (petróleo, hidráulica, cana-de-açúcar e gás natural), e crescimento exponencial da energia eólica [8]. A geração de eletricidade no Brasil atingiu 626,3 TWh em 2019. As fontes renováveis representam 83,0% do fornecimento interno de energia elétrica, com destaque para a fonte hídrica, que responde por 64,9% do fornecimento doméstico, eólica, por 8,6%, biomassa, por 8,4% e solar, por 1%. A geração de eletricidade a partir de fontes não renováveis representou 17% do total nacional, com o gás natural respondendo por 9,3%, carvão e derivados, por 3,3% e derivados do petróleo, por 2% [9].

1.1 Avaliação do ciclo de vida para sistemas de geração de eletricidade

A transição energética requer uma mudança geral no sistema da geração de eletricidade, e a preocupação final dos tomadores de decisão é entender os impactos futuros de uma intervenção em todo esse sistema, incluindo os impactos ambientais [10]. A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma ferramenta que pode ser usada para identificar os impactos ambientais do sistema elétrico [3].

A ACV está em constante desenvolvimento metodológico e, nas últimas duas décadas, a análise do ciclo de vida consequencial (ACVC) surgiu como uma abordagem adequada para avaliar as consequências das mudanças de um sistema ou um produto em um tempo determinado [11]. Normalmente, o objetivo da ACVC é prever os possíveis estados futuros de um sistema sob diferentes cenários [12]. Desta forma, ACVC é apropriado para avaliar o impacto do ciclo de vida completo da mudança de composição na rede de geração de eletricidade, ou ainda, avaliar a produção adicional e o uso de diferentes fontes de energia na rede futura [16]. Assim, esta ferramenta demonstrou fornecer uma estrutura de interpretação peculiar, especialmente em termos de informar os formuladores de políticas e tomadores de decisão sobre os efeitos indiretos de uma estratégia específica [13].

Dada a gama de políticas atuais que incentivam a expansão de tecnologias renováveis globalmente, avaliar as implicações globais combinadas aos esforços de expansão da energia renovável em nível regional é fundamental para compreender até que ponto essas fontes pode

contribuir para vários objetivos políticos (incluindo mitigação de emissões de GEE) [14]. Dessa forma, a ACVC tem sido amplamente aplicada em diferentes tecnologias e sistemas de geração de eletricidade, principalmente das fontes renováveis.

Hammond & Grady [15], examinam as implicações do desempenho de GEE do suprimento de gás natural de um futuro sistema elétrico do Reino Unido utilizando a metodologia do ACVC. As dinâmicas de longo prazo dos processos *upstream* são exploradas neste trabalho para ajudar a orientar futuras políticas de descarbonização. Cusenza et al. [16] tratam do ACVC de dois cenários elétricos na Sicília, para 2030, a fim de quantificar a contribuição potencial das estratégias locais na concretização das políticas climáticas europeias e a melhoria potencial no futuro *mix* de eletricidade, em comparação com o atual. García-Gusano et al. [17] utilizaram o modelo energético TIMES-Espanha para dois cenários prospectivos para a geração de eletricidade espanhola a partir da matriz elétrica 2014-2050: um *Business as Usual* e outro com uma meta de redução de 80% nas emissões de CO₂ até 2050, em relação aos níveis de 2005. Olkkonen & Syri [18] descrevem variações espaciais e temporais de curto (2009-2010) e de longo prazo (até 2030) nos países nórdicos e nos sistemas de energia europeus.

Wolfram et al. (2016) [19] aplicam um ACVC para calcular as pegadas de carbono em toda a economia de sete tecnologias de geração de eletricidade em cenários com diferentes penetrações de eletricidade renovável, na Austrália. Os resultados indicam que o emprego de diferentes tecnologias de energia renovável pode potencialmente economizar uma fração considerável das emissões de GEE. Isso torna as energias renováveis uma opção essencial para a mitigação das mudanças climáticas.

Embora haja alguns estudos sobre ACV da matriz elétrica atual e futuras no Brasil, existe uma lacuna sobre estudos que abordem a metodologia ACVC. Essa é abordagem é importante, uma vez que é a metodologia adequada para avaliar as consequências de mudanças presentes ou futuras em sistemas. Portugal-Pereira et al. 2016 [20] avaliam a otimização do *mix* de geração de energia do Brasil até 2050, utilizando a ferramenta ACV. Para tanto, foi desenvolvido um modelo que integra dados de ciclo de vida regional com cenários de energia otimizados, utilizando o modelo integrado MESSAGE-Brasil. Barros et al. [21] avaliam a geração de eletricidade no Brasil para os anos 2016-2026. De acordo com este estudo, esperava-se que a matriz elétrica brasileira em 2021 fosse menos poluente em termos de pegada de carbono. Santos et al. [22] avaliaram cinco cenários para o setor elétrico brasileiro até 2050 usando uma

ferramenta de análise de decisão multicritério. Esses cenários incluem uma tendência de linha de base e cenários de política de baixo carbono com base em impostos de carbono e limites de emissão de carbono. Martinez et al. [1] aplicaram dois modelos de avaliação integrados globais e um regional para avaliar as tendências de energia e emissões no Brasil e no resto da região da América Latina até 2050, com base em um conjunto de cenários consistentes com as tendências atuais e com os 2 °C globais meta de mitigação.

Esses estudos são relevantes, uma vez que seus resultados podem auxiliar, por meio de informações adequadas para políticas energéticas, evidenciando oportunidades para melhoria da qualidade do meio ambiente, além de fornecer contribuições qualitativas para o debate político sobre melhoria da sustentabilidade dos sistemas energético. No entanto, é difícil prever o mais adequado *mix* de eletricidade futuro, uma vez que uma gama de fatores deve ser analisada.

Diante dos estudos apresentados, é possível assegurar que há uma lacuna relacionada com a inserção de renováveis em um horizonte futuro. Portanto, a novidade do estudo é estimar, por meio de uma análise técnica e econômica, a inserção máxima possível de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, em relação ao cenário já proposto pelo governo. Para analisar os impactos dessas mudanças à longo prazo em relação ao cenário de governo, foi utilizada a ferramenta Análise do Ciclo de Vida Consequencial (ACVC). Esse estudo também contribui com o estado da arte, proporcionando uma das primeiras aplicações da CLCA no contexto da matriz elétrica brasileira. Portanto, o estudo fornece informações relacionados às estratégias governamentais de baixa emissão compatíveis com as circunstâncias nacionais, tecnologias e questões ambientais.

1.2 Motivação e justificativa do estudo

De acordo com dados do Balanço Energético Nacional 2019 [23], a matriz elétrica brasileira é uma das que possui os mais altos índices de utilização de energia renovável do mundo. No ano de 2019, a matriz elétrica foi composta por 83% de energias renováveis e 2020, por 84,8%, enquanto que em 2018 no mundo, a participação de energia renovável na matriz elétrica foi de 23%. Esse aumento das renováveis no Brasil, foi resultado do incremento do parque eólico no país, e principalmente da melhoria das condições hidrológicas desse ano, assegurando uma maior produção das hidrelétricas [24].

No entanto, mesmo com esse predomínio das fontes renováveis na matriz, o sistema elétrico brasileiro está passando por um importante processo de modernização para se adequar ao mercado, inovações tecnológicas e ao novo contexto energético. Nesses últimos anos, a matriz elétrica brasileira teve um grande crescimento nas fontes eólica e fotovoltaica. Porém, essas fontes possuem um crescimento limitado, para que se possa garantir a segurança energética do país, já que existe a característica de intermitência dessas fontes. Outra mudança significativa será a limitação do crescimento de hidrelétricas com grandes reservatórios, que atualmente é a fonte mais significativa do país, devido às dificuldades relacionadas com liberação de licenças ambientais, além das crises hídricas enfrentadas ao longo dos anos. Portanto, acredita-se que em médio e longo prazos, o protagonismo de uma única fonte de energia, como por exemplo as hidrelétricas, irá acabar. Dessa forma, a revisão dos atuais critérios de suprimento de energia é necessária [25].

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética, 2016 [26], no período 2013-2050, a parcela de autoprodução (geração local de energia elétrica para suprimento no próprio site da unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de concessionárias de distribuição e/ou de transmissão) crescerá a uma taxa média de 2,6% ao ano, enquanto que o consumo na rede, isto é, a demanda de eletricidade a ser atendida pelo Sistema Elétrico Nacional (SIN), aumentará 3,1% ao ano; assim, espera-se um consumo de 1.605TWh no ano de 2050. Nesse contexto, a previsão do consumo de energia é de praticamente triplicar em 2050 em relação à 2020. Portanto, é necessário realizar estudos para o planejamento energético do país, uma vez que, decisões precisam ser tomadas com antecipação, de modo que eletricidade esteja disponível no momento em que for preciso. Dessa forma, a introdução da Geração Distribuída (GD) no Planejamento Energético de longo prazo é uma possibilidade tangível, e possui um papel cada vez mais importante no cumprimento de metas de diminuição da emissão de CO₂ [27].

Uma tendência crescente na matriz energética nacional é a utilização de energia solar e eólica. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar [28], mesmo as regiões com os níveis mais baixos de radiação solar no Brasil possuem potencial para gerar grandes quantidades de energia. Os níveis de radiação solar no Brasil variam entre 8 e 22 MJ / m² dia, sendo significativamente mais altos do que os encontrados no maior mercado europeu em 2017 - Alemanha (8-12 MJ / m² dia) [29]. No entanto, essas fontes de energia possuem um crescimento limitado, para que

se possa garantir a segurança energética do país, já que existe a característica de intermitência dessas fontes [30].

Já a biomassa é fonte de energia versátil, uma vez que pode ser fornecida como combustível sólido, gasoso ou líquido e usada para gerar eletricidade, combustíveis para transporte, bem como calor - em particular, calor de alta temperatura para fins industriais [31]. Além disso, esse tipo de energia pode ser armazenado em momentos de baixa demanda e fornecer energia despachável quando necessário, ou seja, dependendo da usina de conversão, a biomassa pode, portanto, desempenhar um papel no equilíbrio da crescente parcela de eletricidade renovável variável de energia eólica e solar no sistema elétrico. Logo, renovabilidade e versatilidade são vantagens importantes da biomassa como fonte de energia [32]. No Brasil, as biomassas tradicionais e dedicadas são utilizadas em usinas térmicas de bagaço de cana-de-açúcar para a geração de eletricidade. No entanto, ainda há um grande potencial de resíduos agrícolas e agroindustriais que atualmente, não são recuperados. Ao invés de serem deixados nas terras agrícolas decompondo e liberando gases do efeito estufa, essa matéria prima pode ser coletada e processada para gerar eletricidade [33]. Em 2018, o montante de resíduos agrícolas e florestais, foi aproximadamente $1,1 \times 10^9$ t [34], [35].

Estratégias como padronização de projetos otimizados de plantas e melhoria das eficiências de geração de eletricidade, poderiam gerar diminuição de custos de geração, fazendo com que o uso das energias renováveis se torne efetivamente competitivos com a energia proveniente de fontes fósseis sob um regime de preço de CO₂. Para uma competitividade efetiva a médio e longo prazo, serão necessárias medidas e instrumentos de política, tais como marcos regulatórios transparentes, incentivos econômicos e fiscais, parcerias público-privadas para fomentar investimentos do setor privado para essas tecnologias, fomento à pesquisa e desenvolvimento, desse modo, o uso eficiente das energias renováveis permitirá que as tecnologias e as cadeias de fornecimento de combustível amadureçam e produzam energia competitiva. Esses apoios são ainda justificados diante dos benefícios ambientais, segurança energética e melhorias socioeconômicas resultantes da geração de bioenergia.

Portanto, justifica-se a realização desse estudo, uma vez que o aumento do consumo de energia é no futuro é efetivo e o Brasil possui características que permitam o aumento da geração de energia elétrica de fontes renováveis, como por exemplo terras disponíveis para o cultivo de biomassa, grande quantidade de resíduos sem destinação adequada, e um grande potencial para

a geração fotovoltaica e solar. No entanto, essas tecnologias ainda precisam de maiores incentivos, para que possam concorrer com tecnologias convencionais. Esse estudo visa a quantificar a penetração máxima de energia gerada por essas fontes renováveis até 2050 no *mix* de eletricidade do Brasil. A partir de cenários propostos, quantificar os impactos ambientais, por meio da metodologia da ACV e um análise econômica, utilizando o custo nivelado de energia (LCOE).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo do estudo é realizar a ACVC e análise econômica das mudanças de longo prazo no desempenho da matriz elétrica futura no Brasil, por meio da criação de cenários de maximização das fontes renováveis, tendo como referência o plano de expansão de energia do governo.

1.3.2 Objetivos Específicos

A partir do objetivo geral, foram estabelecidos alguns objetivos específicos, para que se possa assegurar a realização das metas propostas:

- Definição das tecnologias a serem consideradas no estado da arte, a partir da avaliação do estado de desenvolvimento de cada uma.
- Definição dos cenários futuros a serem estudados, considerando os limites de penetração das fontes renováveis.
- Elaboração dos inventários para cada cenário proposto.
- Avaliação dos impactos ambientais dos cenários em estudo.
- Avaliação dos custos médios de geração de energia para os cenários em estudo.
- Avaliar e comparar os resultados da ACV e dos custos nivelados dos cenários em estudo.

1.4 Estrutura da dissertação

Capítulo 1

Na Introdução são apresentadas as considerações iniciais e comentários relativos ao tema da tese. São estabelecidos os objetivos gerais e os específicos, assim como a justificativa do tema escolhido e a estrutura da dissertação.

Capítulo 2

No capítulo 2 é realizada uma revisão da literatura da transição energética ao redor do mundo, assim como, as principais características das energias renováveis utilizadas no estudo e da ACV.

Capítulo 3

Neste capítulo, é apresentada a metodologia utilizada para realizar a maximização das fontes renováveis, os cenários em estudo, a metodologia da ACV.

Capítulo 4

No capítulo 4 são apresentados os resultados da ACV e o LCOE dos cenários analisados.

Capítulo 5

No último capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Tendências mundiais de descarbonização da matriz energética

As mudanças climáticas, fenômeno de origem antropogênica, ocorrem como consequência do aumento da concentração de gases que absorvem a radiação infravermelha e leva a um aumento de temperatura. Essa mudança só pode ser interrompida estabilizando a concentração desses gases na atmosfera [36]. No esforço de reduzir as emissões de GEE e a dependência de combustíveis fósseis, muitos países revisaram seus planos para o desenvolvimento de sistemas energéticos e priorizaram a implementação de mais fontes renováveis, como eólica, fotovoltaica e biomassa.

Além redução das emissões de GEE provenientes da combustão de combustíveis fósseis, existem outras razões pelas quais a transição do uso de combustíveis de fontes fósseis para utilização de fontes renováveis é importante: segurança do suprimento e questões geopolíticas, diminuição dos riscos à saúde relacionados à emissão de poluentes provenientes da combustão de combustíveis fósseis, consequências socioeconômicas como por exemplo, o desenvolvimento de múltiplos negócios. A criação de empregos e desenvolvimento de regiões menos favorecidas são outras partes importantes do sistema energético que estão em foco há décadas [37].

O Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas identificou a produção de eletricidade como a fonte mais importante de emissões antropogênicas de GEE. A produção de eletricidade é responsável por 25% do total de emissões; isso é aproximadamente o mesmo que a combinação de desmatamento, agricultura e outras mudanças no uso da terra e é mais do que

emissões atribuídas à indústria (21%) ou transporte (14%) [36]. À medida que a demanda global de eletricidade continua a crescer, principalmente se considerar um futuro com maior eletrificação dos setores de aquecimento e transporte, o imperativo de descarbonizar o suprimento de eletricidade se torna mais urgente [38].

Enfrentar esses desafios exigirá uma abordagem complexa que considere uma gama de restrições, que variam de acessibilidade econômica a viabilidade técnica e sustentabilidade ambiental. Questões importantes a serem levadas em consideração são o custo da eletricidade, a viabilidade de grandes sistemas de armazenamentos de energia, mistura de diferentes tecnologias de geração em um *mix* de grade funcional e gerenciamento do lado da demanda e as restrições climáticas iminentes e as medidas tecnológicas criadas para resolvê-las a curto, médio e longo prazo [39].

A transição do uso de fontes fósseis para a fontes renováveis atualmente em andamento, foi estabelecida pelo Acordo de Paris em 2015 e impulsionada pela queda nos custos de fontes renováveis. Realizar uma transição energética de forma coerente, pode reduzir a desigualdade, impulsionar o desenvolvimento sustentável e criar novas oportunidades econômicas [40].

Até o momento, 170 dos 197 países adotaram o acordo de Paris. A maioria das nações industrializadas reconheceu sua responsabilidade pelo GEE que emitem [41]. No entanto, ainda há muito a fazer para reduzir as emissões de GEE. Particularmente, as economias em desenvolvimento e emergentes têm o desafio de fornecer acesso à energia para milhões de pessoas, integrando novos paradigmas energéticos a sistemas de energia limpos e com baixo teor de carbono [42]. A seguir são apresentados a situação de alguns países que optaram por realizar a transição energética:

Cuba: a geração de eletricidade nesse país depende fortemente das importações de combustíveis fósseis. A dependência histórica de combustíveis importados (da União Soviética no passado e mais recentemente da Venezuela) torna Cuba vulnerável a mudanças políticas no exterior e a variações de mercado dos preços do petróleo [43]. Portanto, a segurança energética é peça central no desenvolvimento econômico do país, enfatizando a necessidade de aumentar a produção de eletricidade das usinas de açúcar.

O uso de modernas tecnologias de cogeração pode tornar a indústria açucareira autossuficiente energeticamente, contribuindo de fato com um excedente de eletricidade para reduzir a eletricidade baseada em combustíveis fósseis [44]. No entanto, a escassez de recursos financeiros permanece como a principal barreira para desenvolver ainda mais o potencial de eletricidade renovável da indústria açucareira [45]. Procurando reduzir a demanda de energia e, portanto, as importações de energia, a 'Revolução Energética' iniciada em 2005, focou-se na infraestrutura para melhorar a eficiência energética nos setores industrial e residencial e incluiu um programa focado no aumento de energia renovável, principalmente o uso de biomassa da indústria açucareira [46]. Em 2009, foi apresentado o “Plano Nacional de Desenvolvimento Renovável 2010-2030”, com o objetivo de atingir uma eletricidade renovável de 24% até 2030, sendo prevista mais da metade da energia proveniente de fontes de biomassa à base de cana [47]. A biomassa, principalmente o bagaço, permanece como a principal fonte de energia renovável em Cuba [48].

Irã: o caso desse país é peculiar ao restante do mundo, uma vez que o Irã possui as maiores reservas comprovadas de gás e petróleo no mundo. Em mais detalhes, 16,8% e 10,5% das reservas mundiais de gás e petróleo estão localizadas no Irã, respectivamente [49]. Apesar do grande potencial em fontes provenientes de energia fósseis e não fósseis, o Irã está enfrentando alguns problemas em seu setor de energia. A alta dependência de combustíveis fósseis é um desses desafios. A parcela de recursos renováveis na geração de eletricidade é de cerca de 5% onde a energia eólica e a energia solar fotovoltaica (fotovoltaica) têm uma pequena parcela de menos de 0,4% [50]. O consumo significativo de combustíveis fósseis também causa uma poluição atmosférica desastrosa, colocando o país entre os dez principais emissores de GEE do mundo [51]. Além disso, do ponto de vista econômico, o atual mix de geração de eletricidade é insatisfatório.

O Ministério da Energia desenvolveu um modelo de energia integrado para avaliar de forma abrangente as possíveis fontes de energia que poderão fazer parte da matriz elétrica no Irã de 2014 a 2041 [52]. Para prever a demanda de energia e o suprimento ideal de energia em diferentes cenários, estão sendo realizados estudos no país, incluindo crescimento populacional, progresso tecnológico, desenvolvimento econômico e mudanças no estilo de vida. A participação de tecnologias renováveis (incluindo energia hidrelétrica) na capacidade instalada

total aumentaria para 30%. O caminho da transição requer pelo menos um custo de investimento de US \$ 563 bilhões [53].

Índia: possui um sistema elétrico complexo, uma vez que o país possui diversos desafios a serem enfrentados, como por exemplo: necessidade de expansão para atender à crescente demanda de eletricidade, necessidade de desenvolvimento econômico e humano, acessibilidade da eletricidade para populações pobres além do desafio da sustentabilidade. A Índia estabeleceu uma meta ambiciosa de triplicar a capacidade instalada para 850 GW até 2030, para apoiar e manter o desenvolvimento econômico em um ritmo constante [54]. Outro objetivo ambicioso de médio prazo é instalar capacidade de eletricidade por fonte renovável de 175GW (100GW de energia solar, 60GW de vento e 15GW de outras fontes renováveis) até 2022, com a intenção de reduzir a emissão de GEE [55]. Essa é uma profunda transformação do sistema elétrico indiano nos próximos anos e envolverá investimentos significativos e terá implicações em todo o sistema.

China: embora as emissões de CO₂ per capita da China permaneçam abaixo das de outros países industrializados, em 6,7 t (2010–2014), as emissões totais de CO₂ cresceram substancialmente nas últimas décadas, tornando a China o maior emissor do mundo [56]. O sistema de energia da China é baseado principalmente carvão mineral [57], e a maioria de suas usinas a carvão opera com níveis de eficiência relativamente baixos. Na tentativa de se tornar um participante mais ativo nas negociações climáticas internacionais, o governo da China recentemente se comprometeu voluntariamente a reduzir suas emissões de CO₂ por unidade de produto interno bruto (PIB) em 60 a 65% até 2020 (em comparação aos níveis de 2005) e ao aumento da participação de combustíveis não fósseis em seu mix de energia primária. Outro objetivo recentemente estabelecido é que a parcela de combustíveis não fósseis utilizadas na produção de energia primária seja aumentada para 15% até 2020. A China também emitiu uma série de estratégias nacionais para conservação de energia e redução de emissões; estes são apresentados no 12º plano quinquenal [58].

Finlândia: é um país que possui que metas climáticas ambiciosas e pretende proibir o uso de carvão e reduzir pela metade o uso de petróleo até 2030. Pilpola & Lund, 2018 [59] realizaram um estudo para analisar os riscos consideráveis para realizar uma transição energética com baixo carbono para esse país. Foram analisados vários cenários de riscos para interrupção dessa política de baixo carbono, considerando também incertezas na demanda. Os autores analisaram

diversos cenários de risco para os anos 2030 e 2050, usando um modelo nacional de sistema energético, que inclui os setores de energia, calor e combustível. Os resultados indicam que, mesmo nos piores cenários energéticos, com alto grau da inserção da bioenergia, ainda é possível obter vantagens em relação aos impactos ao meio ambiente causado pelos combustíveis fósseis.

Suíça: espera-se que duas decisões políticas recentes favorecerão o desenvolvimento do sistema energético do país nas próximas décadas. O Conselho Federal da Suíça decidiu em 2011 que o país eliminará gradualmente a geração de energia nuclear [60]. A outra recomendação foi uma lei de emissões de CO₂ com o objetivo de reduzir as emissões dos GEE em 20% até 2020 em comparação com o nível de 1990 [60]. O órgão consultivo do conselho federal suíço em questões de aquecimento global, recomendou uma meta de redução de emissões de GEE suíça mais rigorosa de 60% até 2050. Essa recomendação foi reforçada para diminuição de pelo menos de 80% a 95% até 2050 [61]. Essas decisões políticas acima mencionadas levarão a uma transformação do sistema energético suíço: a energia nuclear deve ser substituída por outra geração de eletricidade de baixo carbono, como as energias renováveis e, possivelmente, as tecnologias de captura e armazenamento de carbono. Também, se prevê o uso de tecnologias de baixa emissão de CO₂ nos setores residencial, comercial, de transporte e industrial (por exemplo, sistemas de biomassa e aquecimento solar, combustíveis alternativos de transporte, medidas de eficiência energética) que devem contribuir para atingir a ambiciosa meta de redução de emissões de GEE [60].

França: com a adoção de sua primeira Lei de Transição de Energia em agosto de 2015, a França ampliou seu compromisso de abordar questões ambientais globais. O processo de transição visa a acelerar o progresso na redução das emissões de GEE, por meio do aumento da produção local de energia renovável. Enquanto isso, a França pretende reduzir a participação nuclear em sua geração de eletricidade, a mais alta do mundo [62]. Em termos de emissões de GEE, o ponto de partida da França é mais favorável que o da maioria dos países da Europa, tanto em termos de emissões per capita, quanto em intensidade de emissão do PIB. Na França espera-se alcançar 23% do consumo de energia final proveniente de fontes renováveis em 2020 e 32% em 2030. Já no setor elétrico, os alvos são respectivamente, 27% e 40% para os anos de 2020 e 2030. Em termos de governança, espera-se que o Estado forneça maior segurança aos investidores,

apresentando a cada cinco anos uma estratégia nacional de baixo carbono e um documento de planejamento energético [63].

Alemanha: também aderiu às metas europeias propostas na Conferência das Nações Unidas sobre mudanças climáticas em Paris, ou seja, a Alemanha definiu redução das emissões, que levaria a 80 a 95% menos emissões de GEE estufa até 2050 (ano base 1990). Para que se atinja essa meta, o Gabinete Alemão adotou um Plano de Ação Climática 2050, conhecido como “Klimaschutzplan 2050”. Esse documento fornece orientação às seguintes áreas de ação: energia, edifícios, transporte, comércio e indústria, agricultura e silvicultura [64]. Alguns progressos significativos no acréscimo da contribuição da energia renovável na Alemanha já ocorreram. A matriz elétrica por exemplo, passou da fração de 19,1% de energia renovável no mix em 2010 para 46% em 2019 [65]. No entanto, o país também enfrenta grandes desafios nessa transição, ou seja, problemas relacionados ao cumprimento de sua meta de redução de emissões de GEE [66]. A má gestão da implementação (o caso de tarifas excessivas e atraso na expansão do "Energiewende" da Alemanha) pode aumentar consideravelmente os custos e riscos ou até tornar a meta inatingível [64].

2.2. Desafios da inserção da energia renovável na matriz elétrica

A descarbonização da geração de eletricidade por meio da implantação de tecnologias renováveis, como a eólica e a solar, é um componente essencial na mitigação das mudanças climáticas [67] e em vários países, essas fontes já estão amplamente integradas à rede elétrica [68]. No entanto, a integração de fontes renováveis intermitentes no sistema energético cria desafios no que diz respeito à variabilidade no lado da oferta. Isso ocorre porque as fontes intermitentes como a solar e a eólica são caracterizadas por flutuações na produção de energia devido a mudanças frequentes na velocidade do vento e na irradiação solar, e que não podem ser antecipadas e controladas com tanta antecedência [6]. Essas características podem afetar a estabilidade, a qualidade e a confiabilidade da rede elétrica, devido principalmente, à sua disponibilidade intermitente [7].

As fontes convencionais utilizadas para a geração de energia, tais como hidrelétrica, diesel, gás natural, ou até mesmo energia renovável proveniente de biomassa, são fontes capazes de armazenar uma certa quantidade da fonte de energia primária no local e, em seguida, gerar eletricidade para atender às necessidades de demanda quando necessário. Esse tipo de geração

e conhecida por geração despachável. Já a energia eólica e a energia solar fotovoltaica não possuem armazenamento natural de energia no local; portanto, sua produção é normalmente referida como não despachável [69].

Estudos apontam que a geração eólica e solar e a demanda de eletricidade seguem diferentes ciclos; a carga exibe um padrão diurno distinto em todas as estações, enquanto a geração renovável intermitente é frequentemente afetada por eventos climáticos em larga escala que podem ter ciclos de dias ou semanas. A produção de sistemas solares fotovoltaicos varia com a estação, hora do dia e presença de nuvens e chuva. Os sistemas eólicos também enfrentam as constantes variações do tempo e do clima [70].

Diante dessas características relacionadas com a energia solar fotovoltaica e eólica, os operadores de sistemas de transmissão e operadores de sistemas de distribuição enfrentam as adversidades causadas pelo aumento significativo no nível de penetração dessas fontes [71]. O aumento dessas fontes no sistema elétrico, obrigaram os operadores de sistemas elétricos a considerar o efeito dessa penetração na estabilidade da rede [72].

Existem algumas tecnologias que podem minimizar esses efeitos da variabilidade dos recursos. Cochran et al., 2014 [73] descrevem opções de integração e gerenciamento que podem ser usadas para aumentar o nível de penetração de energias renováveis nos sistemas, como por exemplo:

1. Diversidade geográfica de recursos variáveis: existem grandes benefícios em distribuir as fontes de energia renovável intermitentes por diversas áreas, pois assim, diminuí a variabilidade no sistema. Essa diversidade, muitas vezes existente na natureza, pode tornar complementar o vento e energia solar, dependendo da localização. Estas diferentes variabilidades podem tornar esses sistemas energéticos complementos tanto diários quanto sazonais.
2. Previsão renovável: ser capaz de prever a produção de energia renovável intermitente é fundamental para operar sistemas energéticos. A previsão pode ter diferentes impactos e valores em diferentes horizontes, variando de um dia para o outro a alguns minutos. Novas técnicas de previsão apresentam dados mais confiáveis, tendo como resultados, maiores penetrações de energia renovável intermitente no sistema.

3. Flexibilidade do gerador: a flexibilidade do gerador inclui a capacidade do gerador de aumentar e diminuir a energia e operar com baixos níveis de produção. Essa capacidade de flexibilização da geração existente é uma consideração importante ao tentar equilibrar a carga e a geração disponível.

4. Armazenamento de energia: o armazenamento de energia pode ser usado para uma variedade de funções, incluindo regulação, deslocamento de energia para adicionar ou absorver energia de um sistema de energia quando há pouca ou muita carga. Ou seja, sistemas de armazenamento proporcionam ao operador do sistema elétrico a flexibilidade de utilizar a energia elétrica que poderia ser perdida em outro momento.

5. Corte de carga: um desafio é que, às vezes, não é possível armazenar ou usar todo esse excesso de energia e deve ser reduzido ou interrompido. Essa interrupção de suprimento de energia elétrica, também conhecida como corte, ocorre por meio do desligamento automático ou manual, de linhas de transmissão ou de circuitos de distribuição. Os cortes tanto do sistema fotovoltaico quanto do eólico são relativamente fáceis de alcançar, já que os sistemas fotovoltaicos podem ser operados a partir de seu ponto de potência máximo até a saída zero. As turbinas eólicas podem ser reduzidas por vários mecanismos, incluindo a variação do posicionamento das pás e até travar os rotores das turbinas.

6. Controle de carga: outra opção para aumentar a quantidade de energia renovável intermitente é mudar a demanda através do controle de carga. Ao invés de projetar sistema para fornecer energia quando a carga exigir, um sistema pode ser projetado para usar energia quando houver energia disponível.

Pesquisas relacionadas aos índices máximos permitidos de penetração de fontes renováveis intermitentes estão sendo cada vez mais realizadas, uma vez que grande parte das nações se encaminham para esse tipo de modelo de geração de eletricidade. Informações e previsões dos índices sobre os impactos da penetração de renováveis intermitentes em larga escala em sistemas de geração de energia podem ser realizadas em diferentes níveis de detalhe, variando de modelos de avaliação amplos e integrados à simples modelos de simulação de sistemas de energia. Geralmente são utilizados dados de carga teórica; provisões futuras sobre carga para a rede elétrica; um ou mais parâmetros pertencentes à rede elétrica atual; informações relativas à uma ou mais fontes de energia renováveis que fazem parte ou que pretendem fazer do sistema

elétrico e informações relativas a uma ou mais fontes de energia não renováveis que fazem parte do sistema [74].

O conceito de segurança energética nacional depende das políticas da localização regionais e dos laços econômicos e comerciais tradicionais [75]. Grande parte das pesquisas científicas sobre segurança energética utiliza indicadores para medir aspectos específicos da segurança, como acessibilidade, segurança do suprimento, desempenho da sustentabilidade e os resultados são obtidos por meio da utilização de dados históricos e simulações computacionais [76].

Jayade et al. [77] desenvolveram um modelo de otimização de sistemas de energia, que minimiza o custo. Essa análise foi realizada para que pudesse projetar fielmente a operação de futuros sistemas de eletricidade com fontes renováveis intermitentes significativas e armazenamento de bateria. Cada região de estudo teve sua própria projeção de crescimento da demanda de eletricidade, perfil de carga, recursos hidrelétricos e geotérmicos e perfis de fatores de capacidade solar e eólica. Os autores concluíram que a eletricidade dos EUA pode ser substancialmente descarbonizada a um custo modesto, mas a descarbonização completa é muito cara; a expansão significativa de energia solar fotovoltaica e eólica em pelo menos 40% do *mix* de geração até 2050 é bastante certa, embora os sistemas de armazenamento para essas fontes de energia é o fator mais incerto para o futuro.

Zsibor et al. [78] realizaram um projeto de pesquisa, em que foram examinados cenários para 2040, desenvolvidos pela Rede Europeia de Operadores de Sistemas de Transmissão, considerando a integração das energias renováveis intermitentes e os aspectos teóricos relacionados ao armazenamento de energia e suas tecnologias. Na modelagem realizada, foram considerados dados de capacidade de geração de energia, capacidade e tecnologias para o armazenamento de energia, demanda anual, penetração de energias renováveis intermitentes, consumo de eletricidade na Europa, dados de picos de carga máxima, capacidades de geração de energia em 2040. Os cenários de uma maneira geral, consideram análise econômica, emissões de CO₂, inovação em tecnologias de armazenamento. Com base nos resultados, os autores chegaram à conclusão de que, devido à exigência de um fornecimento seguro de eletricidade, atingir 45 a 50% de penetração de energia renovável intermitente em 2040 pode ser uma meta realista no setor elétrico europeu. Para o sucesso da integração europeia na utilização em grande escala de energia renovável intermitente, deve-se desenvolver o mercado

de armazenamento de energia, assim como políticas e regulamentação, que serão cruciais nessa questão energética.

Chen et al. [79] apresentam um modelo de expansão de capacidade que otimiza as decisões de investimento e os balanços de energia por hora durante o ano, com considerações sobre tecnologias de armazenamento e restrições de políticas, impostos sobre carbono e padrões para implementação de renováveis no Noroeste da China. Com base em uma formulação de modelagem computacional, todas as restrições de flexibilidade foram inseridas. O modelo proposto é aplicado para examinar a composição e distribuição ideais de investimentos em energia com uma ampla gama de metas renováveis. Os resultados indicam que o custo pode aumentar moderadamente, quando a demanda por energias renováveis for próxima em 45%, caso a geração seja projetada corretamente: priorizar investimentos eólicos, distribuir investimentos renováveis de maneira mais uniforme e implantar unidades flexíveis de carvão e gás de médio porte. Atingir penetrações mais altas de energias renováveis é caro e as reduções nos custos de armazenamento são extremamente importantes para um futuro acessível de baixo carbono. Fazendo a transição para uma maior penetração de fontes renováveis, com a energia eólica com custos mais baixos em comparação à energia solar, a opção preferida é de até 55% das penetrações renováveis.

Tambunan et al. [80] afirmam que não existe um padrão que regule o nível de penetração de fontes renováveis intermitentes, pois cada sistema é único. Portanto, a determinação do nível de penetração dessas fontes é indispensável no planejamento do sistema de energia. A penetração de energias renováveis intermitentes no maior sistema de energia da Indonésia, Java-Bali foi investigada por meio de uso de um programa de simulação de sistemas de energia. Considerou-se essa penetração sob duas condições de carga: carga de pico e carga fora de pico. A partir do resultado da simulação na condição de pico de carga, verificou-se que o nível máximo de penetração de energia renovável intermitente atualmente em Java-Bali em condição de pico é de 163MW, e fora de pico a penetração máxima é de 95MW, ou seja, com variações de penetração de 16,6% e 10,4% da geração total do sistema.

Garcia-Gusano et al. [76] efetuaram uma análise prospectiva da segurança energética de um sistema de energia na Espanha. Eles utilizam uma nova estrutura metodológica que combina ACV e Modelagem de Sistemas Energéticos, e analisam diferentes cenários alternativos, com foco na penetração de energias renováveis, a fim de avaliar a segurança energética e

implicações das mudanças climáticas do *mix* de produção de eletricidade na Espanha. Os resultados mostram que, apesar da contribuição renovável relativamente alta alcançada em um cenário técnico e econômico, é alcançada uma penetração renovável significativamente mais alta ao implementar essa nova estrutura metodológica, com índices de penetração de renováveis de 70%, 80% e 90% até 2030. Isso resulta em uma contribuição muito alta de tecnologias de geração de energia renovável, representando mais de 90% da produção nacional de eletricidade em 2050 nos cenários de segurança energética avaliados. Em particular, a penetração de energias renováveis é caracterizada pela expansão de tecnologias de geração de energia eólica *onshore* e *offshore*, e pela desativação de instalações baseadas em fósseis.

Krakowski et al. [62] utilizaram um modelo de planejamento de longo prazo dedicado ao sistema energético francês, a fim de explorar diferentes níveis de penetração de fontes renováveis intermitentes. Foram adicionadas novas tecnologias na matriz (energia oceânica, tecnologias de armazenamento, novas interconexões e resposta à demanda) curvas de produção para energia eólica e solar, custos revisados para usinas eólicas e fotovoltaicas, e um período de uma semana com baixa produção eólica e solar combinada com restrições de importação. Foram construídos cenários contrastados, de 0% a 100% de penetração de energia renovável até 2050. Concluiu-se que a estabilidade dos sistemas de energia, ou seja, sua capacidade de lidar com distúrbios e retornar ao estado operacional normal, provavelmente se deteriorará devido à penetração de fontes renováveis intermitentes em níveis moderados, ou seja, próximo de 40%. No entanto, essa conclusão pode ser alterada se houver alto potencial de biomassa e uma limitação for estabelecida na penetração de energias renováveis intermitentes.

Estudos relacionados à penetração de fontes renováveis intermitentes e ao planejamento energético a curto e longo prazo também já foram realizados também no setor elétrico brasileiro:

Luz et al. [81] apresentaram um modelo para o planejamento energético e expansão de geração de energia garantir cenários com 100% de energia renovável no Brasil. É proposto um problema multiobjetivo não linear que maximiza a complementaridade e minimiza o custo total de expansão. O modelo também otimiza a integração do sistema de armazenamento com baterias, visa a complementaridade entre fontes e regiões, custos, gerenciamento do lado da demanda, requisitos de armazenamento de energia hidrelétrica e distribuição de tecnologia espacial com resolução horária. A metodologia é implementada para o caso brasileiro e apresenta um cenário

capaz de garantir três anos consecutivos de seca extrema em 2050, sem a necessidade de novos grandes reservatórios. Esse cenário é garantido com 10% de energia solar, 43% de energia eólica, 4,3% de biomassa, 41% de energia hidrelétrica e 1,7% de eficiência energética.

Luz et al. [82] apresentaram um modelo multiobjetivo de expansão com alta participação de energia renovável no Brasil. O modelo considera três funções objetivas (minimizar o custo total, maximizar a geração no pico de carga e maximizar a contribuição de fontes renováveis não hidrelétricas). O modelo foi aplicado utilizando como princípio metas atuais do governo para energia renovável e utiliza projeções atualizadas de crescimento da demanda e o preço das tecnologias de geração de eletricidade. Nos modelos, quando o único objetivo foi o de minimizar os custos, a solução foi a utilização de hidrelétricas; porém, esse resultado não atende às metas do governo. As projeções reais de custos e o uso da velocidade média diária do vento, e a radiação solar levaram a resultados muito diferentes. A maximização do uso da energia eólica não ajuda no suprimento do pico de demanda, pois seu período de menor geração coincide com o período de maior consumo de eletricidade. Quando o objetivo era atender às metas do governo e ao pico de demanda, a energia solar era a principal fonte renovável (após a fonte hidráulica) para garantir a expansão, uma vez que sua curva diária, coincide com o período de pico de carga, favorecia seu uso. Neste estudo, foi possível atender 90% da carga anual com fontes renováveis (sendo 23% garantidas por fontes não hídricas) e a energia solar aumentou de 21 MW para 40000 MW até 2030.

Jong et al. [83] realizaram um estudo a fim de avaliar vantagens e desvantagens técnicas, econômicas e ambientais da integração de tecnologias variáveis de energia renovável, como a energia eólica, na rede elétrica do Nordeste brasileiro e ainda, atender de maneira confiável, à demanda de eletricidade. A penetração teórica máxima viável da energia eólica nos estados da Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e todo o subsistema Nordeste foi estimada assumindo que a energia eólica seria combinada com as usinas hidrelétricas e a gás existentes na região. O estudo concluiu que até 2020 a energia eólica poderia gerar até 55% da demanda anual de eletricidade da Região Nordeste. Considerando a exportação dessa energia produzida no Nordeste para outras regiões brasileira, concluiu-se que a penetração máxima viável de energia eólica no subsistema do Nordeste seria de 65%.

Miranda, et al. [84] fazem um aporte para o artigo de Jong et al. [83], com o objetivo de realizar contribuições para os limites da penetração de energias renováveis intermitentes nas redes

nacionais. Foi utilizado um modelo que avaliou a do vento no Nordeste do Brasil. Foram adicionados novos dados, como por exemplo, flexibilidade e a infraestrutura de transmissão. O modelo de operação de energia Plexos foi utilizado. Os resultados mostram que características relacionadas à infraestrutura de transmissão podem impor limitações à penetração eólica no Brasil. Portanto, a alta penetração de energia proveniente de fontes eólicas (65%) pode não ocorrer, principalmente devido às restrições de inflexibilidade nas usinas brasileiras e também, à limites de transmissão, e segundo o estudo a penetração da energia eólica, representaria 29,7% da carga regional do Nordeste. O Brasil se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, como em poucos países do mundo. Mesmo com todo esse destaque na utilização de fontes renováveis de energia, em 2015 o Brasil submeteu às Nações Unidas um documento denominado Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC do Brasil). O Brasil foi o primeiro país em desenvolvimento a se comprometer com as metas de redução de emissões. O compromisso é de que em 2025 as emissões de GEE do país sejam 37% inferiores ao verificado em 2005. O documento brasileiro afirma que a abrangência da meta é para todo o território nacional, e a diminuição das emissões e inclui os gases CO₂, metano (CH₄), monóxido de dinitrogênio (N₂O), perfluorcarbonos e hidrofluorcarbonos. A meta de 37% foi construída com base em exercícios de projeção de cenários para os diferentes setores, fornecendo o devido embasamento técnico para a proposta [85].

Portanto, o grande desafio do setor energético brasileiro é manter elevada a participação de fontes renováveis em sua matriz. Para o setor elétrico, isto implica uma expansão predominantemente a partir de fontes renováveis, e para o setor de transportes, a ampliação da produção e consumo de biocombustíveis líquidos, etanol e biodiesel. Outro desafio refere-se à maior eficiência energética. Essas iniciativas requerem diversas ações e políticas energéticas que permitam manter os indicadores de emissão de GEE brasileiros entre os melhores do mundo. A seguir é apresentada a Tabela 1 com as principais medidas que devem ser adotadas no país para conseguir atingir a meta de 2030:

Tabela 1. Medidas indicativa para o setor de energia no Brasil no horizonte 2030

Medida/Indicador	Contribuição Indicativa para 2030
Bioenergia (etanol, biomassa de cana, biodiesel, outras biomassas)	Aumentar participação para 18% da matriz energética
Matriz de energia elétrica	Alcançar 23% da geração a partir de eólica, solar biomassa incluindo GD e autoprodução Atingir 66% de geração hidrelétrica no SIN
Participação de renováveis na matriz energética	Expandir participação de fontes renováveis na matriz energética para um patamar entre 28 e 33% (exceto hidrelétricas)
Eficiência energética	Alcançar 10% de ganhos em eficiência no setor elétrico
Matriz energética	Alcançar a participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética nacional

Fonte: [85].

A autoprodução de eletricidade possui um grande potencial de expansão nos próximos anos no Brasil. O autoprodutor não demanda investimentos adicionais do sistema elétrico, ele mantenha com o gerador/comercializador de energia para suprimento em situações específicas, como pode ser o caso de paradas programadas ou eventuais paradas não programadas. O caso mais comum de autoprodução é o da cogeração [86]. Portanto, de uma maneira geral, a evolução da Geração Distribuída deve reduzir a demanda geral do Sistema Interligado Nacional (SIN), como mostra o exemplo de países como Alemanha.

É importante enfatizar que as condições climáticas, tipos de solo e vegetação, assim como a disponibilidade hídrica propicia condições favoráveis no Brasil para o desenvolvimento da bioenergia, assim como o progresso relevante nas questões produtivas do agronegócio, que são características que colocam o Brasil em uma posição de destaque no contexto mundial da sustentabilidade [87]. Essas características tornam o Brasil um país com grande potencial de produção de biomassa, conseqüentemente um grande potencial para a produção de energia. Além disso, a biomassa possui um papel fundamental em relação a questões de sustentabilidade, por ser uma das maneiras mais eficientes de sequestrar carbono da atmosfera [88].

A penetração da energia solar é mais conservadora que a cogeração por exemplo a curto prazo, devido aos seus elevados custos principalmente. Mesmo assim, o uso das tecnologias para geração elétrica que utilizam o Sol como fonte tem crescido substancialmente nos últimos anos, especialmente a fotovoltaica, que passou de 3,7 GW para 303 GW, entre 2004 e 2016 – crescimento anual de 44% [89]. Com os custos em declínio de forma acelerada e ainda longe do ponto de estabilização, antevê-se um maior aproveitamento do recurso solar na matriz elétrica brasileira, uma vez que as restrições seriam basicamente relacionadas ao armazenamento. Porém, no horizonte de 2050 estes deverão ser problemas ultrapassados. Provavelmente, a energia poderá ser gerada de forma contínua nas diversas regiões áridas do planeta e transmitidas a longas distâncias com baixa perda, através de supercondutores (os pilotos já existem e devem se tornar comerciais em menos de uma década) [90]. Assim, estima-se que a geração distribuída fotovoltaica atinja uma capacidade instalada de aproximadamente 91 GW (6% do total de eletricidade gerada) em 2050 no Cenário Referência do Governo. Ao longo das próximas duas décadas, esta tecnologia deve se desenvolver, tornando-se economicamente atrativa para os consumidores. No entanto, acredita-se que o grande crescimento ocorra depois da década de 2030, quando a geração fotovoltaica distribuída já esteja consolidada no mercado, com baixos custos e acessível ao grande público por meio de diferentes modelos de negócios, ao passo que o consumidor já esteja familiarizado com o conceito de gerar sua própria energia [86].

A expansão da capacidade instalada de energia eólica desempenha um papel fundamental na redução das emissões de GEE e mitigação das mudanças climáticas. No Brasil, as fontes eólicas constituem um recurso renovável de excepcional aproveitamento energético, especialmente no Nordeste do país, a tendência é que seu crescimento aumente substancialmente nos próximos anos [23]. Nos últimos anos, o aproveitamento dos recursos eólicos para geração elétrica foi caracterizado por uma grande ampliação do parque eólico nacional, passando da geração de 663 GWh em 2007 para aproximadamente 33,5 TWh em 2016 [23]. Durante o ano de 2015, essa modalidade energética foi a principal responsável (39,5%) pelo aumento da capacidade instalada no país (EPE, 2016). Diante desses resultados, no mesmo ano, o Brasil foi classificado como o oitavo país que mais gera energia eólica, o quarto que mais investe nesse tipo de energia e entrou na lista das 10 nações com maior capacidade eólica instalada nova [91]. Uma vez que a energia eólica ainda tem um grande potencial de crescimento e um alto potencial ainda inexplorado no país, em um cenário o Greenpeace Internacional e Conselho Europeu de Energia

Renovável [92] estimam para o ano de 2050 que a participação da energia hidrelétrica na matriz brasileira diminuirá para 45,65%, sendo então a eólica responsável por 20,38% da oferta.

A energia hidrelétrica é um importante recurso de energia renovável, que contribui significativamente à mitigação das emissões de GEE. No entanto, a estimativa da produção energética de uma usina hidrelétrica depende da avaliação da disponibilidade hídrica da respectiva bacia hidrográfica [26]. A expansão da hidroeletricidade, contudo, enfrenta desafios relacionados aos impactos socioambientais negativos causados pelos projetos hidrelétricos de grande porte, aos elevados custos de investimentos nos anos iniciais de construção. Vale a pena observar que a estimativa realizada no Plano 2015 já apontava que a maior parte do potencial hidrelétrico nacional se encontrava na região amazônica, sobretudo nas bacias dos rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós. Logo, a maior parte dos grandes projetos estão localizados nas regiões onde há grandes extensões de áreas protegidas (unidades de conservação e terras indígenas). Diante desses fatos, há grandes incertezas quanto aos resultados do processo de licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas, assim como a viabilização das usinas já planejadas, além das possíveis variações sazonais das vazões dos rios. Assim, as expansões das hidroelétricas de grande porte apresentarão um ritmo de crescimento modesto [85].

Os esforços de mitigação das emissões dos GEE no Brasil são ao menos equivalentes em forma, escopo e escala às contribuições dos países desenvolvidos. Diante das metas apresentadas pela Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil, a política de diminuição dos GEE no país é consistente com as circunstâncias e capacidades nacionais, o que corresponderia mais do que à responsabilidade relativa do Brasil ao aumento de temperatura média global, já que o Brasil está entre os países com a matriz energética menos poluidora do mundo [93].

2.3 O setor elétrico brasileiro

O setor elétrico nacional passou por grandes modificações em sua estrutura. O antigo modelo verticalizado foi substituído por outro com atividades independentes contemplando a produção, transporte, distribuição e a comercialização de energia. Na comercialização ficou estabelecido que a compra e a venda de energia devem ser contratadas separadas do acesso ao sistema de transmissão [23].

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro- termo eólico de grande porte. Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. A capacidade instalada de geração do SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas nas diferentes regiões do país. Já as usinas térmicas, em geral, estão localizadas nas proximidades dos principais centros de carga e desempenham papel estratégico relevante, pois contribuem para a segurança do SIN. Essas usinas são despachadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, para assegurar o atendimento futuro. Os sistemas de transmissão integram as diferentes fontes de produção de energia e possibilitam o suprimento do mercado consumidor [94].

A seguir na Figura 1 apresentada a rede básica do SIN, com o cadastro de todas as usinas, subestações e linhas de transmissão da Rede de Operação do ONS em 2017.

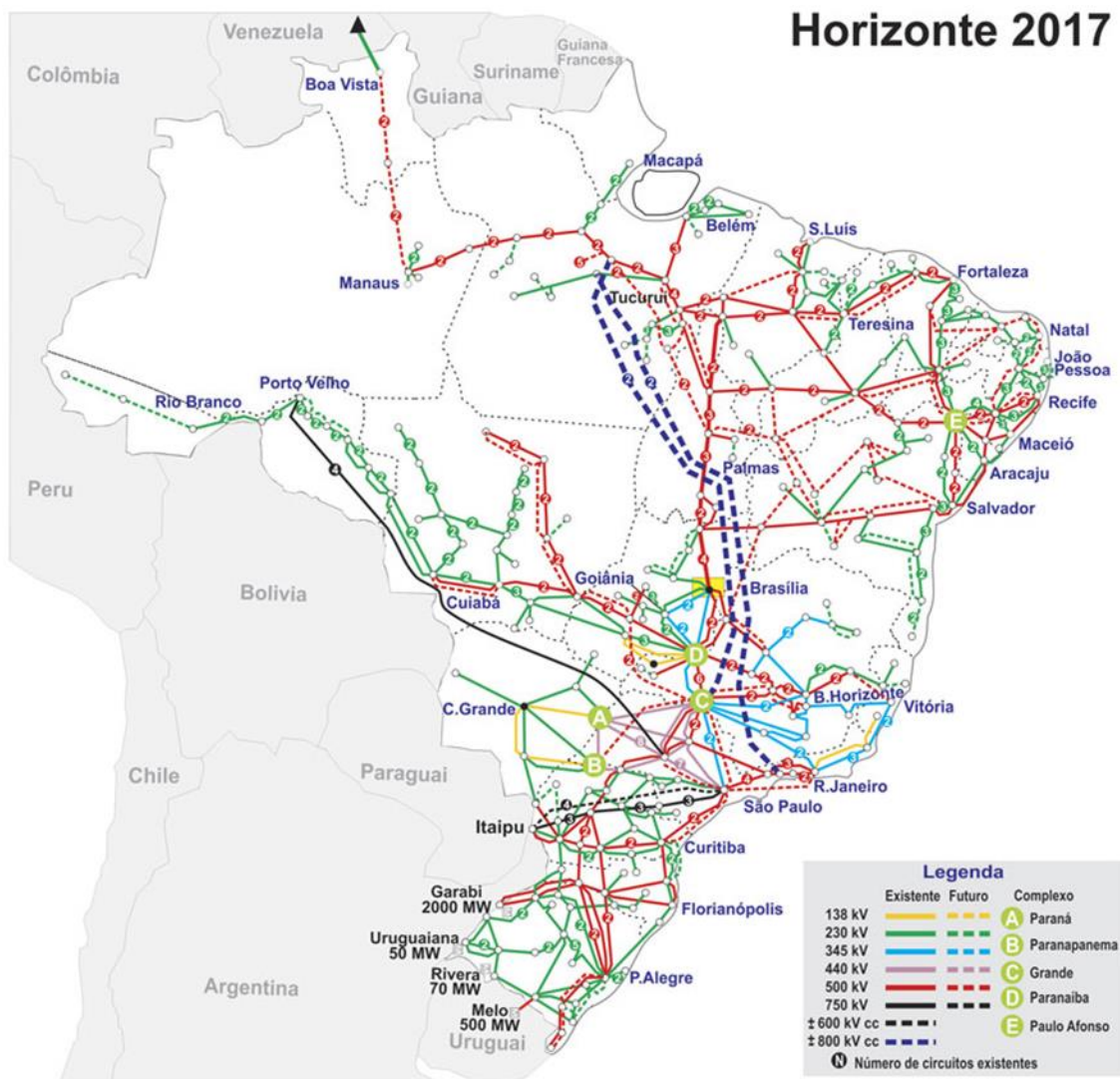


Figura 1. Sistema Interligado Nacional
Fonte: [94]

A geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 626,3 TWh em 2019, resultado 4,1% superior ao de 2018. As centrais elétricas de serviço público, participaram com 83,7% da geração total. A geração hídrica, principal fonte de produção de energia elétrica no Brasil, cresceu 2,3% na comparação com o ano anterior. A geração elétrica a partir de fonte não renováveis representou 17,7% do total nacional, ligeiramente maior que em 2018, que teve a participação de 17,6%. A autoprodução em 2019 participou com 16,3% do total produzido, atingindo um montante de 102,4 TWh. Desse total, 57,3 TWh não foram injetados na rede, ou seja, produzidos e consumidos pela própria instalação geradora [9]. A seguir, apresentam-se as principais fontes de energia para a produção de eletricidade para o ano de 2019.

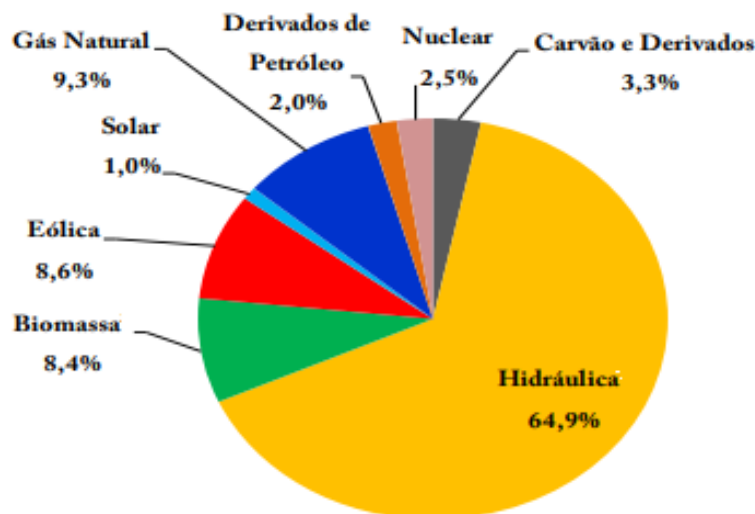


Figura 2 Matriz Elétrica Brasileira 2019
Fonte: [9]

A seguir são apresentados o estado da arte das fontes: bioenergia, eólica e solar, ou seja, as fontes em destaque no estudo.

2.4 Biomassa e bioenergia

A biomassa é um termo utilizado para definir o material orgânico oriundo da fotossíntese, ou seja, por plantas que convertem a luz do sol em material vegetal e inclui toda a vegetação terrestre e aquática, bem como todos os resíduos orgânicos [95]. A biomassa está disponível em diferentes formas, tais como resíduos agrícolas e florestais, subprodutos de materiais biológicos, madeira, partes orgânicas de resíduos municipais e lamas com teor de umidade variável e elementos químicos [96].

No Brasil, as formas mais comuns de utilização da biomassa são [97]:

- Produção de biocombustíveis, em especial o etanol combustível a partir da cana de açúcar;
- Uso direto como fonte de energia térmica, como por exemplo, o carvão vegetal que é muito utilizado na indústria siderúrgica brasileira e em especial na produção de ferro-gusa; e

- Fonte para a cogeração - quando duas ou mais fontes de energia são produzidas simultaneamente e de forma sequenciada. O processo mais comum é a produção de calor e eletricidade nas usinas de açúcar e álcool e de produção de polpa de celulose.

O Brasil tem um grande potencial para produzir biomassa e bioenergia devido à vasta extensão territorial, abundância de plantas e sementes oleaginosas, resíduos animais e urbanos, juntamente com longa experiência na utilização de fontes renováveis para produzir etanol, bem como eletricidade e calor em unidades de cogeração [98]. O uso de biomassa para geração de eletricidade tem aumentado no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração ligados à indústria de açúcar e usinas de álcool. Segundo a Aneel [99], 564 termelétricas a biomassa operam atualmente no Brasil, com mais de 14 GW de capacidade instalada. A biomassa da cana-de-açúcar, essencialmente bagaço, é conhecida como o principal combustível de 405 termelétricas, com uma potência instalada de 11 GW. Atualmente, são 54 usinas que utilizam como combustíveis madeira, resíduos florestais, resíduos industriais de madeira (na forma de cavacos ou serragem), o que corresponde a 419 MW de potência instalada. A Figura 3 apresenta o crescimento da oferta da bioeletricidade proveniente da biomassa.

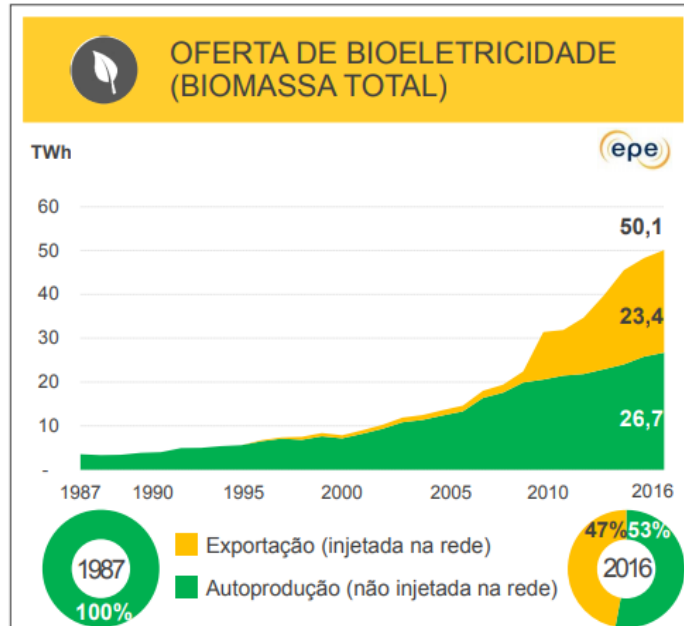


Figura 3. Oferta de bioeletricidade (biomassa total)

Fonte: [23]

2.4.1 Potenciais de energia

Diversos são os benefícios que a agricultura gera ao país, como por exemplo, geração de empregos, contribuição ao desenvolvimento da economia e aumento da produção de alimentos,. No entanto, também gera impactos ao meio ambiente. Um dos aspectos da agricultura e agroindústria é a geração de resíduos e seu posterior destino tratamento e/ou disposição final ambientalmente adequada. Os resíduos gerados nesta atividade são potencialmente impactantes ao meio ambiente, caso não sejam devidamente tratados. Os impactos ambientais associados a estes resíduos se caracterizam pela alta geração em termos quantitativos e lenta degradabilidade em certos casos, e, em outros, da geração de subprodutos que podem ser tóxicos, cumulativos ou de difícil degradação. Reduzir, reciclar, ou reaproveitar os resíduos gerados com o objetivo de recuperar matéria e energia objetivam, fundamentalmente, preservar os recursos naturais e evitar a degradação ambiental [100].

Os resíduos agrícolas são constituídos por todo aquele material que é deixado no campo quando ocorre o processo de colheita das culturas, sendo formados por palhas, caules e folhas em geral, existindo também os resíduos agroindustriais, resultantes do processo de beneficiamento de algumas culturas, tendo-se como exemplos a casca de arroz e o caroço do algodão. Segundo Matos (2005) a produção de resíduos agrícolas é variável, pois depende da espécie cultivada, condições climáticas, fertilidade do solo, entre outros. Mencionar também, a definição de acordo com a Política Nacional de Resíduos Sólidos (resíduos agrossilvopastoris na Lei 12305/2010; Brasil, 2010).

Para uma abordagem global relacionada os sistemas produtivos da biomassa e seus potenciais, é necessário realizar a quantificação da disponibilidade de biomassa, que dependem frequentemente de uma série de fatores físicos, técnicos, econômicos e ambientais. Esses fatores geralmente atuam como restrições ao uso da biomassa, por exemplo, perdas na colheita, preços das matérias-primas ou regulamentações ambientais. As avaliações de potencial de biomassa diferem em vários aspectos, como o período de avaliação, as fontes de bioenergia incluídas e a resolução geográfica. Portanto, estudos relacionados aos potenciais de biomassa podem utilizar diversos tipos de metodologias e abordagens [102].

Existem diversas definições de potenciais de biomassa; no entanto, os abordados nesse estudo são o potencial teórico, potencial técnico e econômico. Esses potenciais podem ser utilizados

para estudos atuais de perspectivas futuras, bem como em recursos regionais ou globais (Kaltschmitt et al., 2013). A seguir é apresentada a Figura 6 com o resumo de cada um deles:

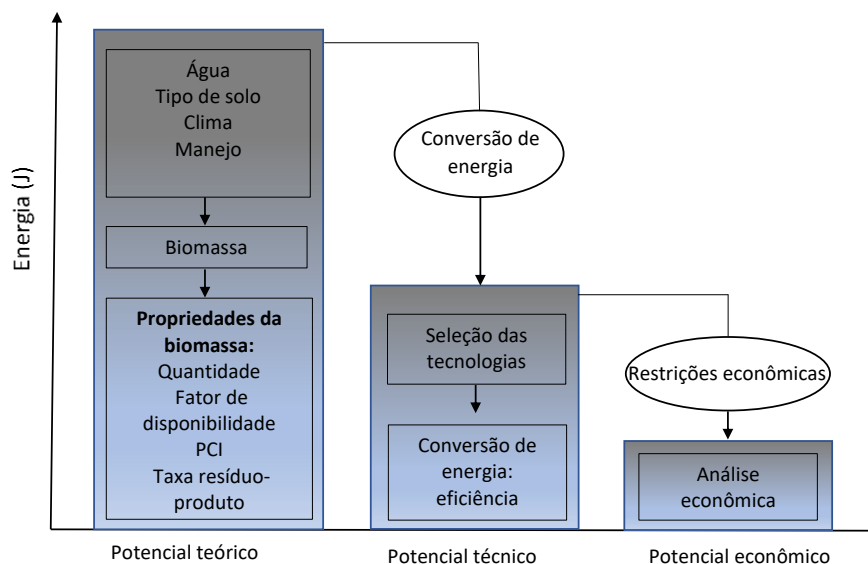


Figura 6. Ilustração esquemática dos potenciais teórico e técnico de biomassa
Fonte:[104]

2.4.1.1 Potencial teórico de energia

O potencial de energia teórico descreve o fornecimento da energia física teoricamente utilizável da biomassa de uma determinada região em um determinado período de tempo [102]. Em relação à biomassa e bioenergia, Batidzirai et al., (2012) recomendam vários elementos-chave de uma abordagem ideal para estimar a energia potencial teórico de energia. Deve-se considerar a avaliação de volumes de produção de biomassa, rendimento de culturas e fatores de redução para evitar impactos socioeconômicos e impactos ambientais. Para o futuro potencial, estes elementos-chave incluem: dados demográficos, dados de mercado, uso da terra, efeitos macroeconômicos e impactos ambientais. A seguir, será detalhado cada fator determinante para este estudo:

Água: Os potenciais teóricos de biomassa podem ser limitados pela quantidade e qualidade da água disponível para a transpiração da planta e, portanto, limitando a produtividade da biomassa [106]. Os dados relacionados à disponibilidade de água, são de grande importância, uma vez que por meio deles é possível definir a espécie de cultura energética ideal e possibilitar a agro gestão, além de melhorar a eficiência do uso da água [105].

As águas em território brasileiro circulam por diversas bacias, atendendo aos diferentes usos (ex: irrigação, abastecimento, geração de energia, navegação, lazer, entre outros). A disponibilidade de água está distribuída de forma desigual nas bacias hidrográficas brasileiras e, conseqüentemente, nos estados. Cerca de 80% da água superficial do país encontra-se na Região Hidrográfica Amazônica. A Tabela 2 apresenta os dados hidrológicos do Brasil por região hidrográfica [107]. São apresentados dados da precipitação média anual, de vazão média dos rios, e da disponibilidade hídrica.

Tabela 2. Dados hidrológicos por região hidrográfica no Brasil

Bacia	Precipitação anual média (mm)	Vazão média (m ³ /s)	Disponibilidade hídrica (m ³ /s)
Amazônica	2.253	208.457	65.617
Tocantins-Araguaia	1.760	14.895	3.098
Atlântico Nordeste Ocidental	1.791	3.112	397
Parnaíba	1.040	744	325
Atlântico Nordeste Oriental	841	791	218
São Francisco	938	2.914	875
Atlântico Leste	940	1.556	271
Atlântico Sudeste	1.400	4.843	1.325
Atlântico Sul	1.573	2.869	513
Uruguai	1.689	4.906	550
Paraná	1.490	12.398	4.390
Paraguai	1.342	2.836	1.023

Fonte: [107].

Solo: A qualidade ou fertilidade do solo afeta diretamente a produtividade da biomassa (e, portanto, os potenciais bioenergéticos), seja pela disponibilidade para o plantio, textura e drenagem do nutriente, nível de pH, ou pela utilização de fertilizante [108].

No Brasil, há uma grande diversidade de classes de solos e essas características são condicionadas pelas formas e tipos de relevo, clima, material de origem, vegetação e organismos do solo. No atual Sistema de Classificação de Solos, é possível distinguir 13 grandes classes de solos representativas do Brasil [109]. A grande predominância no país é de Latossolos, com cerca de 31,49%, seguido do Argissolos com 26,84% e dos Neossolos com 13,18%, ou seja, no conjunto se distribuem em aproximadamente 70% do território nacional.

Biodiversidade: A produção de bioenergia tem impactos locais na diversidade biológica devido às mudanças no uso da terra, manejo de culturas e remoção de resíduos; e também nos

impactos globais devido às mudanças climáticas. Assim, os potenciais de bioenergia sustentável podem ser limitados por restrições de biodiversidade estabelecidos na expansão da área de terras agrícolas - e, portanto, na área disponível para o cultivo de culturas energéticas, bem como a produção de biomassa [110].

O Brasil é considerado o país de maior biodiversidade do planeta, dada a sua dimensão continental e a grande variação geomorfológica e climática. Estima-se que, até o presente momento, tenham sido registradas no Brasil cerca de 200 mil espécies, e com base nos grupos taxonômicos mais bem conhecidos, estima-se que o país possui cerca de 13,6% das espécies do mundo [111].

Maior reserva de diversidade biológica do mundo, a Amazônia é também o maior bioma brasileiro em extensão e ocupa quase metade do território nacional (49,29%). Esse bioma ocupa a totalidade de cinco unidades da federação (Acre, Amapá, Amazonas, Pará e Roraima). O Bioma Mata Atlântica ocupa inteiramente três estados - Espírito Santo, Rio de Janeiro e Santa Catarina - e 98% do Paraná, além de porções de outras 11 unidades da federação. O Bioma Cerrado ocupa a totalidade do Distrito Federal, mais da metade dos estados de Goiás (97%), Maranhão (65%), Mato Grosso do Sul (61%), Minas Gerais (57%) e Tocantins (91%), além de porções de outros seis estados. O Bioma Caatinga se estende pela totalidade do estado do Ceará (100%) e mais de metade da Bahia (54%), da Paraíba (92%), de Pernambuco (83%), do Piauí (63%) e do Rio Grande do Norte (95%). O Bioma Pantanal está presente em dois estados: ocupa 25% do Mato Grosso do Sul e 7% do Mato Grosso. O Bioma Pampa se restringe ao Rio Grande do Sul e ocupa 63% do território do estado [112]. A Tabela 3 a seguir apresenta as áreas aproximadas de cada bioma no território:

Tabela 3. Extensão e distribuição dos biomas no Brasil

Biomas continentais brasileiros	Área aproximada (km²)	Área relativa (%)
Amazônia	4.196.943	49,29%
Cerrado	2.036.448	23,92%
Mata Atlântica	1.110.182	13,04%
Caatinga	844.453	9,92%
Pampa	176.496	2,07%
Pantanal	150.355	1,76%
Área total	8.514.877	100%

Fonte: [112]

Diante da quantidade e relevância das espécies que se encontram nesses biomas, algumas áreas específicas são protegidas pela lei, e constituem um importante instrumento para a conservação in situ da biodiversidade. A área protegida é “uma área definida geograficamente que é destinada, ou regulamentada, e administrada para alcançar objetivos específicos de conservação” [113]. A criação destas áreas pode ser considerada uma importante estratégia de controle do território que visa a estabelecer limites e dinâmicas próprias de uso e ocupação e, também, à necessidade de resguardar biomas, ecossistemas e espécies raras ou ameaçadas de extinção. Atualmente, são cinco as tipologias de áreas protegidas existentes no Brasil: unidade de conservação, área de preservação permanente, reserva legal, terra indígena e áreas de reconhecimento internacional [114].

Clima: O clima interfere nos cultivos e manutenção das espécies, pois o clima possui vários componentes que influenciam o crescimento das plantas: disponibilidade da luz solar, temperatura do ar, chuvas, velocidade dos ventos que (que interfere nos processos como a evapotranspiração) que são fundamentais para a produção de biomassa [108].

Os fatores que interferem no clima do país são: variação altimétrica, efeito da maritimidade/continentalidade pela presença de uma extensa massa de água do Oceano Atlântico, chuvas, umidade do ar, ventos e pressão atmosférica [115]. Segundo NIMER [116], os principais climas presentes no Brasil são: equatorial, tropical, tropical de altitude, tropical atlântico, semiárido e subtropical.

2.4.1.2 Potencial técnico de energia

O potencial técnico refere-se à parte do potencial teórico que pode ser usada, com as tecnologias atualmente disponíveis, além de considerar as restrições estruturais, ecológicas (por exemplo, áreas de conservação da natureza) e outras restrições não técnicas. Assim, o potencial técnico descreve a possível contribuição da energia renovável para a satisfação da demanda energética, utilizando uma determinada tecnologia, dependendo do tempo e da localização (Kaltschmitt et al., 2013).

Processo de conversão de energia

Existem diversas rotas para a produção de energia pela biomassa, e de acordo com a Figura 4 a seguir, as tecnologias de conversão para o uso de biomassa podem ser divididas em: processos

termoquímicos, processos bioquímicos e conversão físico-química. De uma maneira geral, a biomassa pode ser convertida em três produtos principais: eletricidade, combustíveis para o setor de transportes e matéria-prima para a indústria química. No entanto, como o trabalho aborda a geração de eletricidade a partir resíduos da agricultura, o foco principal será a conversão de energia a partir de rotas termoquímicas.

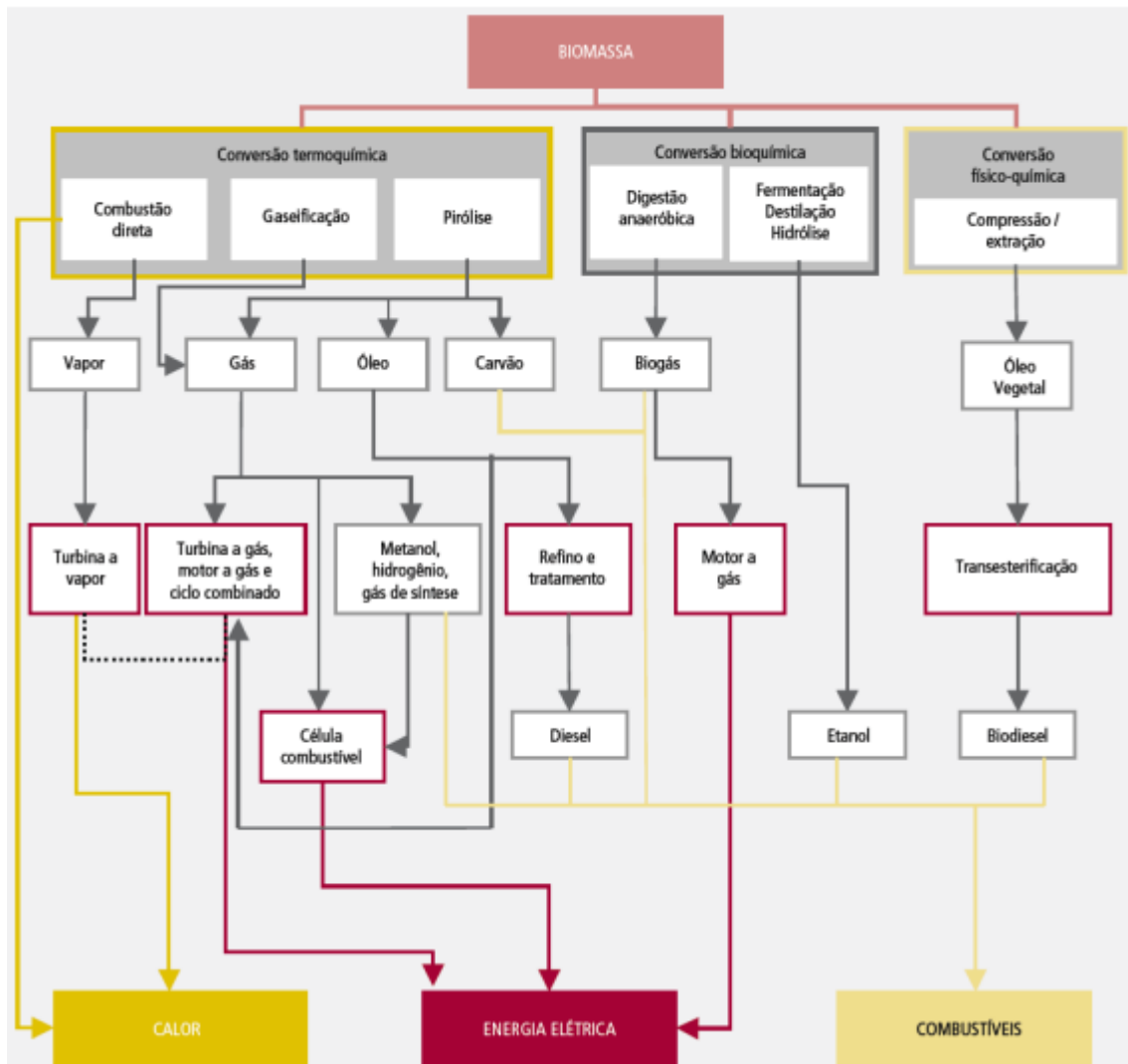


Figura 4. Rotas tecnológicas de conversão energética da biomassa
Fonte: [117]

Conversão de biomassa em eletricidade

Para a produção de energia elétrica a partir de biomassa, geralmente são empregados ciclos térmicos, que convertem energia térmica em potência mecânica, que logo é transformada em eletricidade [118]. Para escala industrial, uma ampla gama de sistemas está disponível para uso

ou em fase avançada de desenvolvimento. Tais sistemas incluem caldeiras, tecnologias de cogeração e, com maior potencial no longo prazo, sistemas de gaseificação [119]. Essa produção em escala industrial, ocorre nas chamadas usinas termelétricas. De uma maneira simplificada, a geração de energia em uma termelétrica ocorre da seguinte maneira:

- A energia química do combustível é transformada em calor, através da queima do combustível;
- O calor produzido é transformado em trabalho mecânico, através de uma máquina térmica;
- O trabalho mecânico produzido pela máquina térmica é transformado em energia elétrica através de um gerador elétrico.

A combustão da biomassa é a técnica mais antiga e madura para a conversão de energia. Para a geração de eletricidade por combustão, as termelétricas utilizam ciclos termodinâmicos para a realização da conversão de energia.

No ciclo a vapor ocorre a combustão da biomassa para que o fluido de trabalho seja aquecido até que se torne vapor. Esse vapor se expande através de uma turbina para a geração de trabalho. As Termelétricas que operam com o princípio do ciclo a vapor, utilizam como principais equipamentos a caldeira, a turbina a vapor, o condensador, a bomba de alimentação, o sistema de resfriamento, o gerador elétrico [120]. Para geração de potência a vapor é utilizado o ciclo termodinâmico conhecido como Rankine, que pode ser viável tanto em para grande escala, que o caso do Ciclo Rankine Convencional (CRC), que utiliza água como o fluido de trabalho, como quanto para pequena escala, denominado Ciclo Rankine Orgânico (ORC), que utiliza um fluido orgânico [121].

No Ciclo com turbina a gás, os combustíveis devem ser gasosos ou líquidos. Normalmente, é usado gás natural, óleo combustível, biogás ou até mesmo carvão gaseificado [122]. Esse ciclo é composto por um compressor de ar, um equipamento de combustão e uma turbina de expansão. O compressor comprime o ar atmosférico até a câmara de combustão, utilizando parte do trabalho mecânico da turbina. O combustível queimado na câmara de combustão, fornece calor, aumentando a temperatura dos gases, que entram na turbina e se expandem, realizando o trabalho mecânico. Então os gases são liberados para a atmosfera [123].

O propósito do ciclo combinado é solucionar as ineficiências termodinâmicas do Ciclo Brayton e Rankine, combinando-os por meio de uma caldeira de recuperação. Essa opção para gerar eletricidade a partir de biomassa com maior eficiência [117].

No Brasil ainda não se comercializam os ciclos ORC e o país não tem fornecedores dos sistemas de Gaseificação e motor de combustão interna, questões que devem ser resolvidas a fim de ser viável a utilização de resíduos de biomassa disponíveis em quantidades que correspondem a potências elétricas menores que 3-6MWe.

2.5 Potencial teórico e tecno-econômico no Brasil

Para o cálculo dos potenciais de energia determinados nesse estudo, seguiu-se a metodologia aplicada por [104]. Souza *et al.* (2021), calcularam os potenciais teóricos e técnico-econômico de energia de biomassa de resíduos agrícolas e florestais para o período de 2018-2050 no Brasil, considerando as tecnologias: CRC, ORC e gaseificação com motor de combustão interna.

Os resultados deste estudo mostram que o potencial de energia teórico mais significativo para o ano de 2018 no Brasil corresponde à cana-de-açúcar, com cerca de 60% do total, seguida da soja, com 17%, milho, com 13% e arroz, com 2% (Figura 5). Os fatores que mais contribuíram para esses resultados foram a produção anual da safra e a fração de resíduo disponível para geração de energia.

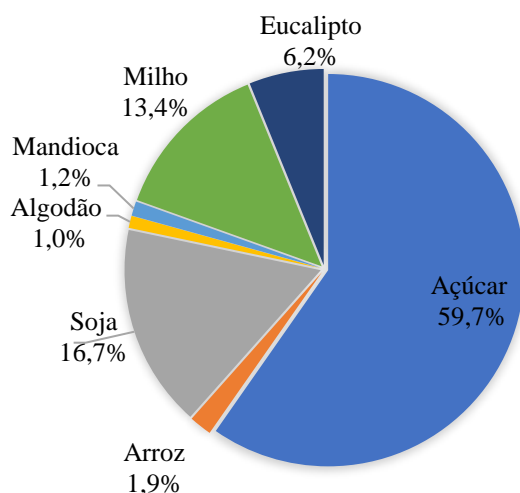


Figura 5. Potencial teórico do potencial de biomassa por culturas no Brasil em 2018
Fonte: [104]

Os resultados do potencial teórico foram avaliados nas cinco regiões brasileiras. A Figura 6 apresenta os potenciais energéticos teóricos por região do Brasil para o ano de 2018. O maior potencial teórico corresponde à região Sudeste, com cerca de 3.263 PJ de energia disponível, com a contribuição mais significativa para a cana-de-açúcar. O potencial da região Centro-Oeste é de 2.097,3 PJ, onde a contribuição mais significativa é proveniente das lavouras de cana-de-açúcar e soja. A região Sul possui potencial teórico de 1.055 PJ, com destaque para o plantio de soja, que contribuiu com 37% do potencial energético teórico total da região. A região Nordeste possui um potencial energético teórico de 588,7 PJ. A região Norte possui o menor potencial energético teórico do país, 179,8 PJ.

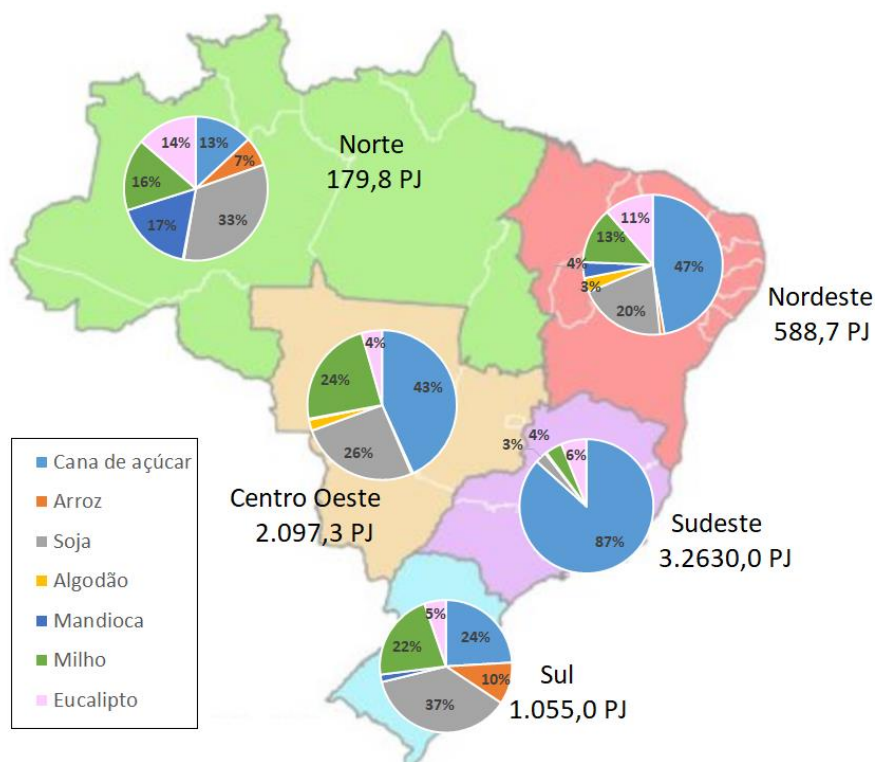


Figura 6. Potencial teórico de energia nas regiões
Fonte: [104]

O potencial teórico futuro da biomassa tem como maiores influências os seguintes fatores: crescimento populacional, disponibilidade de terras para agricultura, exportação de produtos agrícolas, quantidade de disponível de resíduos, produtividade da cultura (que depende do tipo de solo, das condições climáticas e do grau de maturidade da tecnologia aplicada) e o desenvolvimento tecnológico da Região. Os resultados mostraram que o potencial teórico deve crescer 132,5% no período de 2018-2050 (Figura 7). Em relação às regiões específicas, o

crescimento mais marcante ainda seria da Região Sudeste, com aumento de 160,8%, seguida pelas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sul. Já a região Norte teria o menor crescimento, com 80,6%.

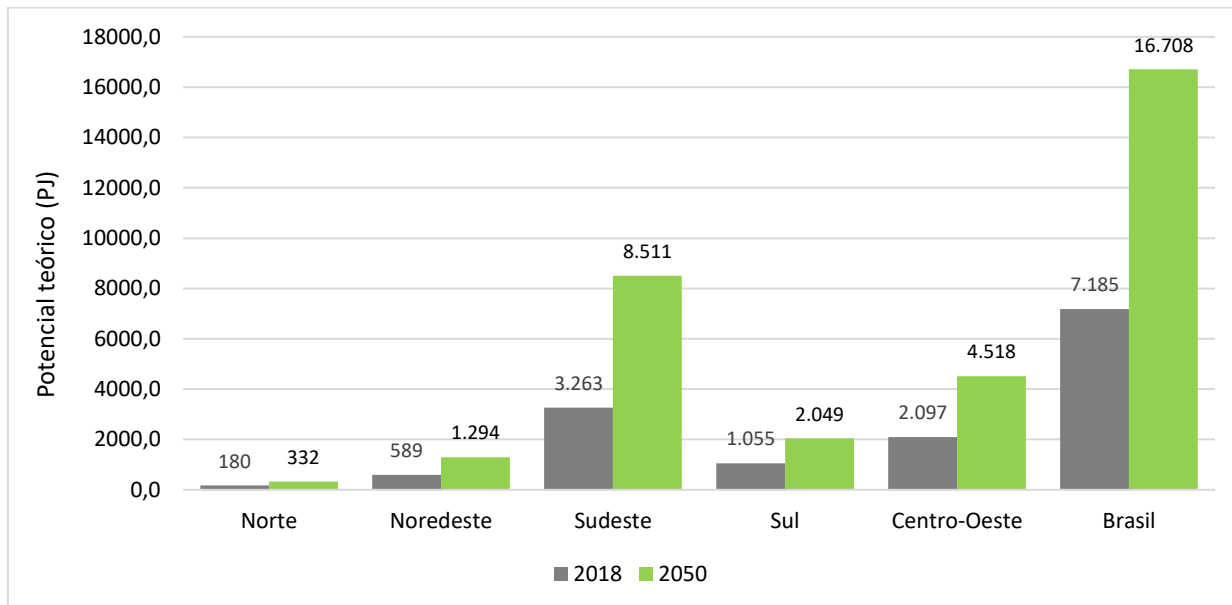


Figura 7. Comparação do potencial teórico de energia de biomassa referente as regiões brasileiras no período 2018-2050
Fonte: [104]

Para o potencial técnico de energia, as tecnologias selecionadas para este estudo são CRC, ORC e gaseificador /motor de combustão interna. Essas tecnologias se destacam para a conversão da biomassa em energia, devido aos níveis de maturidade mais elevados e menores custos fixos e variáveis [124].

A viabilidade da instalação da tecnologia depende da capacidade da usina e da quantidade de biomassa disponível na área. Portanto, a distribuição geográfica apropriada de tecnologias na avaliação do potencial técnico da biomassa é importante. No estudo, as cinco regiões do Brasil são caracterizadas de acordo com uma correlação entre a capacidade das usinas e a disponibilidade de biomassa com relação à concentração de biomassa e a capacidade esperada das usinas (Tabela 4). Essas caracterizações são aplicadas para escolher tecnologias sob medida para cada região.

Tabela 4. Tecnologias de geração recomendadas para diferentes regiões brasileiras, de acordo com critérios relacionados à concentração de biomassa

Região	Tecnologia Recomendada	Justificativa	Faixa de potência
Norte	ORC	Região com baixa concentração de biomassa, poucas estradas disponíveis para transporte, geralmente pequenos empreendimentos	Até 1 MWe
Nordeste	Gaseificação	Região com pouca chuva ao longo do ano. Estradas malconservadas, pequenos agricultores e muitas vezes empreendimentos familiares	1-5 MWe
Sudeste	CRC	Região desenvolvida, boa malha viária, maior concentração de plantio, região com grandes produtores agrícolas	Acima de 5 MWe
Sul	CRC	Região desenvolvida, boa malha viária, maior concentração de plantio, região com grandes produtores agrícolas	Acima de 5 MWe
Centro-oeste	CRC	Região desenvolvida, boa malha viária, maior concentração de plantio, região com grandes produtores agrícolas	Acima de 5 MWe

Fonte: [104]

O potencial energético técnico 2018 de resíduos agrícolas e florestais no Brasil é de 1.795,16 PJ por ano, caso se utilizem todos os resíduos disponíveis. Foi considerado que a usina poderia operar em condições normais por 7.000 horas durante o ano [96], com isso, a energia elétrica correspondente é de 71.236,47 MWe. A região com potencial mais significativo é a Região Sudeste, e a menor, a Região Norte (Tabela 5):

Tabela 5. Potencial técnico para o Brasil em 2018

Região	Tecnologia	Eficiência - 2018	Potencial técnico (PJ)	Potência (MWe)
Norte	ORC	18 % [125]	32.37	1,284.56
Nordeste	Gaseificação	27% [126]	158.95	6,307.41
Sudeste	CRC	25% [127]	815.76	32,371.41
Sul	CRC	25% [127]	263.75	10,466.19
Centro-oeste	CRC	25% [127]	524.33	20,806.91
Brasil	-	-	1,795.16	71,236.47

Fonte: [104]

A Tabela 6 mostra o potencial técnico energético da biomassa para o ano de 2050. O maior aumento de eficiência entre 2018 e 2050 corresponde ao CRC com 40%, e o menor aumento foi à gaseificação, com 19%. Este aumento de eficiência no futuro está relacionado à melhoria dos parâmetros do ciclo e materiais. O potencial energético técnico total do Brasil em 2050 é

de 5.771,49 PJ, e a Região Sudeste seria a maior produtora de energia. Isso se deve principalmente ao aumento da produção de cana-de-açúcar na região. O CRC ainda seria a tecnologia predominante, que produziria cerca de 118.215,14 MWe, ou seja, 51% da potência instalada das usinas que utilizam resíduos [104].

Tabela 6. Potencial técnico de energia no Brasil em 2050

Região	Tecnologia	Eficiência – 2050	Potencial técnico (PJ)	Potência (MWe)
Norte	ORC	24% [125]	79.76	3,165.07
Nordeste	Gasification	32% [128]	414.23	16,437.92
Sudeste	CRC	35% [129]	2,979.02	118,215.14
Sul	CRC	35% [129]	717.16	28,458.77
Centro-oeste	CRC	35% [129]	1,581.31	62,750.42
Brasil	-	-	5,771.49	229,027.31

Fonte: [104]

E por fim, foi calculado o potencial técnico-econômico dos resíduos de biomassa no Brasil. Para tal avaliação, deve-se considerar que os resíduos viáveis para a geração de energia, estão estritamente ligados com questões de logística de transporte. O estudo de [33] avaliou o potencial técnico-econômico do Brasil, identificando as áreas mais adequadas geograficamente para o desenvolvimento de usinas de bioenergia por meio da aplicação de Sistema de Informações Geográficas (SIG). O critério mais importante para identificar a adequação das áreas das usinas de bioenergia foi a concentração de resíduos de biomassa por área. Para estimar o potencial técnico-econômico, os autores [33] consideraram que apenas resíduos de biomassa espalhados em um raio de 50 km são economicamente viáveis para serem usados em usinas centralizadas. A partir dessas considerações, autores [104], estimou um indicador único, chamado de raio econômico, que pode ser considerado como a fração do potencial teórico que pode ser implantado, e para o estudo [104], esse valor é de 27,66%.

O potencial técnico-econômico 2018 para a agricultura e resíduos florestais é de 496,54 PJ. Considerando que a usina poderia operar em condições normais por 7.000 horas durante o ano [130], a energia elétrica é de 19.704,01 MWe. O consumo brasileiro de eletricidade em 2018 foi de 535 TWh [23]. Se todos os resíduos fossem destinados à geração de energia, seriam produzidos 137,54 TWh, 25,71% do total da produção de eletricidade no país [104]. Os resultados do potencial técnico-econômico são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7. Potencial técnico-econômico no Brasil em 2018

	Tecnologia	Técnico-econômico PJ	Potência (MWe)
Norte	ORC	8,95	355,31
Nordeste	Gaseificação	43,96	1.744,63
Sudeste	CRC	225,64	8.953,93
Sul	CRC	72,95	2.894,95
Centro-oeste	CRC	145,03	5.755,19
Brasil		496,54	19.704,01

Fonte: [104]

O potencial técnico-econômico para 2050 é de 1.596,40 PJ, enquanto a região Sudeste teria o maior potencial técnico-econômico com 1.596,40 PJ (Tabela 8). O potencial técnico-econômico é muito inferior ao potencial técnico porque as áreas agrícolas e florestais estão amplamente distribuídas no Brasil, mas o potencial técnico-econômico está concentrado em poucas áreas. De acordo com [98], a expectativa do governo brasileiro é de que a demanda de energia para 2050 seja de 1.508 TWh. Se todos os resíduos forem destinados à geração de energia, eles produzirão 442,20 TWh, 29,32% da produção total de eletricidade.

Tabela 8 Potencial técnico-econômico no Brasil em 2050

	Tecnologia	Potencial técnico-econômico PJ	Power (MWe)
Norte	ORC	22,06	875,46
Nordeste	Gaseificação	114,59	4.546,73
Sudeste	CRC	823,99	32.698,31
Sul	CRC	198,37	7.871,70
Centro-oeste	CRC	437,39	17.356,76
Brasil		1.596,40	63.348,95

Fonte: [104]

2.6 Energia eólica

Uma usina eólica é um conjunto de turbinas eólicas dispostas adequadamente em uma mesma área. Uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de vento da ordem de 2,5 - 3,0m/s; abaixo desses valores, o conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. Ventos muito fortes têm ocorrência rara e negligenciável em termos de aproveitamento e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina [131].

Foi elaborado o Atlas do Potencial Eólico no Brasil (Junio et al., 2017), atualizado em 2013, com a principais com as principais características relacionadas com a fonte eólica. Para a geração dos mapas desse estudo, foi utilizado o modelo Brams. Esse é um modelo para previsão numérica de tempo e clima, desenvolvido pelo INPE a partir de um modelo desenvolvido na Universidade Estadual do Colorado, o Rams (*Regional Atmospheric Modeling System*), que é uma ferramenta flexível e de código aberto para modelagem e previsão de fenômenos atmosféricos. O modelo matemático, possui um conjunto de parametrizações físicas apropriadas para simular processos iterativos entre a atmosfera e superfície, envolvendo turbulência, convecção, radiação e microfísica de nuvens. Apesar de todos os avanços e desenvolvimentos recentes dos modelos numéricos de previsão de tempo e clima, os resultados atuais ainda possuem um razoável grau de imprecisão e incertezas [132]. A Figura 8 apresenta o mapa Velocidade média anual do vento no Brasil para a altura de 50m. A maior parte do Brasil, apresenta velocidade acima de 5m/s. A região litorânea e parte do Nordeste e Sul, apresentam velocidade média em torno de 7m/s. As Regiões menos propícias pra a implantação dos parques eólicos são a Região Amazônica e Centro-Oeste, onde os ventos são mais fracos e ocasionais.



Figura 8. Velocidade média anual do vento no Brasil.
Fonte: [132]

Os dados apresentados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [132], apontam que o potencial eólico do país é de 143.000 MW. Portanto, o Brasil possui um expressivo potencial eólico, assim como a possibilidade de expansão nos próximos anos. A capacidade instalada do Brasil já teve uma expansão considerável, como pode se observar na Figura 9, a capacidade instalada que era de 22MW em 2005, passou para aproximadamente 20.000MW no ano de 2021.



Figura 9. Evolução da capacidade instalada o Brasil entre os anos de 2005 – 2021

Fonte: [132]

Existem vários argumentos que tornam a tecnologia eólica uma das mais promissoras fontes de energia para a matriz energética brasileira. Além desse potencial eólico ser não ser exaustivamente explorado no país, uma vantagem do país, é que muitas vezes esse potencial está localizado em áreas de baixa densidade demográfica, o que é vantajoso, pois algumas desvantagens das fontes eólicas são a poluição sonora causada pelas pás das turbinas (com o avanço da tecnologia esse ruído deverá ser reduzido, como nas turbinas sem pás), poluição visual (parques eólicos alteram as paisagens) [133]. Portanto, para essas regiões distantes dos centros urbanos, onde não há desenvolvimento econômico, é uma oportunidade para promover a geração de renda e a melhoria da qualidade de vida, assim como empregos para a região. A energia eólica, além de contribuir com a geração de energia mais limpa, colabora com o desenvolvimento regional gerando empregos desde a construção das turbinas e demais

componentes para a instalação da usina, além das atividades de manutenção regular após o início da produção [134].

Uma das grandes vantagens, a princípio observada na região Nordeste, é complementariedade entre a energia eólica e hidráulica. Em períodos de seca, os ventos são mais favoráveis, especificamente durante o período do segundo semestre de cada ano. Isso se deve ao fato de a velocidade do vento geralmente ser maior em períodos que coincidem com baixas precipitações, o que possibilita operar as usinas eólicas de forma complementar às hidrelétricas, contribuindo para preservar a água dos reservatórios nos períodos de estiagem. O período em que ocorre a menor vazão dos rios é aquele no qual existem as maiores incidências de vento, [135]. A possibilidade de combinação das usinas hídricas e eólicas cria um sistema com maior confiabilidade, uma vez que a inserção de grandes volumes de energia eólica em sistemas predominantemente hidrelétricos, pode resultar no acúmulo de energia nos reservatórios, aumentando assim, o fator de capacidade das usinas hidrelétricas e dispensando a ativação de termelétricas [134]. Pode-se então, aumentar a segurança no fornecimento de energia, ao atenuar os impactos de períodos de seca [136].

Essa complementariedade pode ser observada na Figura 10. Deve-se ressaltar que a mesma complementariedade entre as fontes hídrica e eólica apresentada no Nordeste, se repete no sistema energético Sul-Sudeste [137].

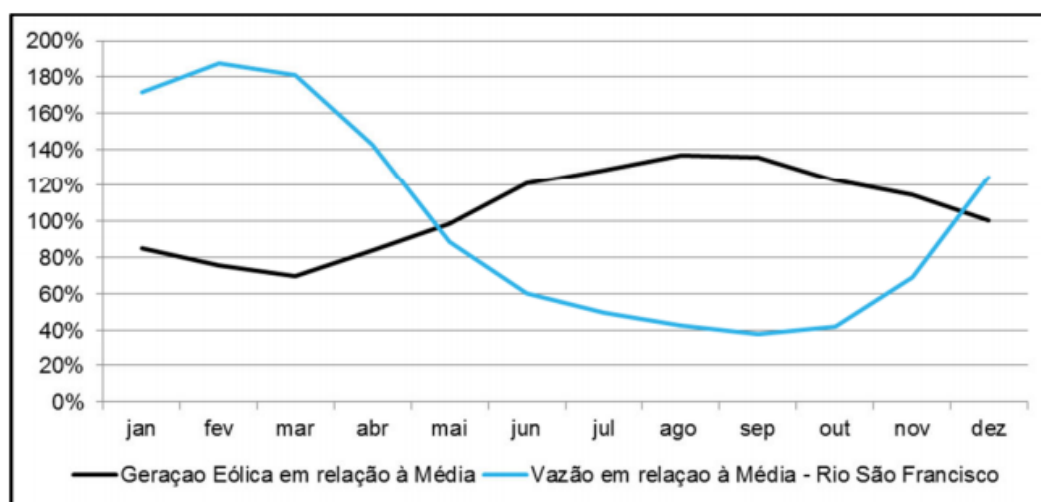


Figura 10. Complementariedade hidro-eólica
Fonte: [137]

De acordo com o estudo de [138], o Brasil possui diversas barreiras para o aumento da geração eólica, que foram sintetizadas a seguir:

- Infraestrutura de transmissão deficiente - o governo precisa reforçar e expandir o sistema de transmissão atual para que novas fazendas sejam construídas e conectadas à rede;
- Empréstimos financeiros pouco atraentes - altos custos iniciais são intrínsecos à implementação de parques eólicos. Para lidar com esses custos, os desenvolvedores precisam de financiamento competitivo fornecido por bancos públicos de desenvolvimento;
- Ambiente macroeconômico instável - o governo deve trabalhar para estabelecer a estabilidade econômica. A estabilidade fomenta o desenvolvimento nacional que levará a um maior consumo de eletricidade, o que por sua vez exigirá mais implantações de parques eólicos.

Para lidar com essas barreiras, as partes interessadas precisam trabalhar juntos, com uma estratégia conjunta de pressão política. A ABEEólica foi criada para que o setor da energia eólica fosse representado. Assim, o governo também tem que fazer a sua parte e remover as principais barreiras existente para a expansão da energia eólica, para que assim o país possa aumentar a sua capacidade instalada e se beneficiar de todas as vantagens dessa fonte de energia.

Muitos países estão passando por um abrupto crescimento da geração de eletricidade de fontes eólicas. Devido a esse rápido crescimento, concessionárias com o potencial eólico significativo iniciaram os estudos dos impactos técnicos e econômicos da incorporação de usinas eólicas nos sistemas elétricos. Esses estudos estão fornecendo uma riqueza de informações sobre os impactos esperados das usinas eólicas no planejamento das operações do sistema de energia e percepções valiosas sobre as possíveis estratégias para lidar com eles [139].

No entanto, a construção de um parque eólico exige não apenas investimentos, mas também enfrenta questões regulatórias e barreiras ambientais. Além disso, para parques eólicos distantes, a energia eólica produzida pode não ser totalmente viável de ser utilizada, devido “congestionamentos” existentes na rede de transmissão. Para superar essas barreiras, estratégias de alocação ótima de capacidade devem ser estudadas. Porém, devido a variações no perfil de

produção de energia e outras características existentes no local, bem como a possibilidade de se ter um perfil de velocidade de vento incompatível com a variação da carga ou da demanda, é necessária uma análise abrangente para se encontrar locais ideais de instalação de parques eólicos. Essa análise deve considerar o perfil de carga, as fontes de energia existentes, a infraestrutura de linhas, perfil de transmissão, perfil de velocidade do vento e de todas as regiões potenciais em estudo [140].

Alguns estudos avaliam a maximização da fonte eólica, de acordo com a segurança da capacidade da rede de transmissão disponível. O estudo de [141] apresenta um método de fluxo de carga, através de programação computacional linear, a fim de otimizar a capacidade eólica injetada na rede. Ele utiliza uma série temporal para determinar a interconexão entre o vento, a geração de energia e a carga real disponível na rede. A partir daí, são definidas as restrições de segurança da rede. Então, é realizada uma programação linear a fim de determinar a ótima capacidade prevista para o parque que vai ser instalado.

É necessário compreender e quantificar os impactos das usinas eólicas nos sistemas de energia. O projeto e a operação da usina eólica e as regras de mercado sob as quais o sistema está operando influenciam a situação. Uma série de etapas podem ser tomadas para melhorar a capacidade de integrar quantidades crescentes de capacidade eólica em sistemas de energia. Segundo [142], isso inclui o seguinte:

- Melhorias nos projetos de turbinas eólicas: bons modelos são um pré-requisito para identificar e resolver problemas.
- Melhorias nas características operacionais da usina eólica: por exemplo, a capacidade de fornecer controle de tensão em um ponto fraco do sistema ou a capacidade de fornecer uma resposta inercial em um sistema de estabilidade restrita pode ser crítica para a operação confiável do sistema.
- Melhorias na flexibilidade de operação do equilíbrio do sistema: conforme a capacidade eólica adicional é adicionada, maior regulação, acompanhamento de carga e capacidade de partida rápida serão exigidos dos geradores restantes. O *mix* de geração ideal irá variar com a quantidade de vento no sistema.
- Avaliar cuidadosamente os impactos operacionais da integração do vento: a magnitude e frequência de ocorrência de mudanças na carga líquida no sistema nos intervalos de

tempo de interesse (por exemplo, segundos, minutos e horas), antes e depois da adição da geração eólica, deve ser bem compreendido para determinar os requisitos adicionais sobre o equilíbrio do *mix* de geração.

- Previsão futura da geração eólica do (s) dia (s) por oferecer oportunidade significativa para reduzir o custo e o risco associado com a incerteza.

O desenvolvimento do setor eólico e a elevação do grau de maturidade dessa fonte no país traz expectativa para a continuidade do crescimento da participação dessa fonte na matriz nos próximos anos. Atualmente, essa fonte é mais competitiva no país. Desde 2004 a contratação de energia elétrica no ambiente regulado do Sistema Elétrico Brasileiro ocorre por meio de leilões e os primeiros em que a fonte eólica participou aconteceram em 2007. Desde então, ocorreram 28 leilões com participação desta fonte. Ao longo dos anos, foi possível perceber diversas mudanças tecnológicas, com impacto no desempenho e nos custos dos empreendimentos. A queda dos custos de investimento e aumento do fator de capacidade das usinas – a Figura 11 a seguir apresenta, além do volume de contratações de projetos eólicos nos leilões de energia (em MWmed), a evolução dos preços médios contratados por ano, no Brasil. Nos leilões de 2017 e 2018, os preços médios de contratação de R\$ 99/MWh e R\$ 89/MWh, o que representa cerca de US\$ 31/MWh e US\$ 25/MWh, considerando as taxas de câmbio de cada ano. Em que pese as diferenças contratuais de cada país, pode-se considerar que tais valores se encontrem entre os menores do mundo.

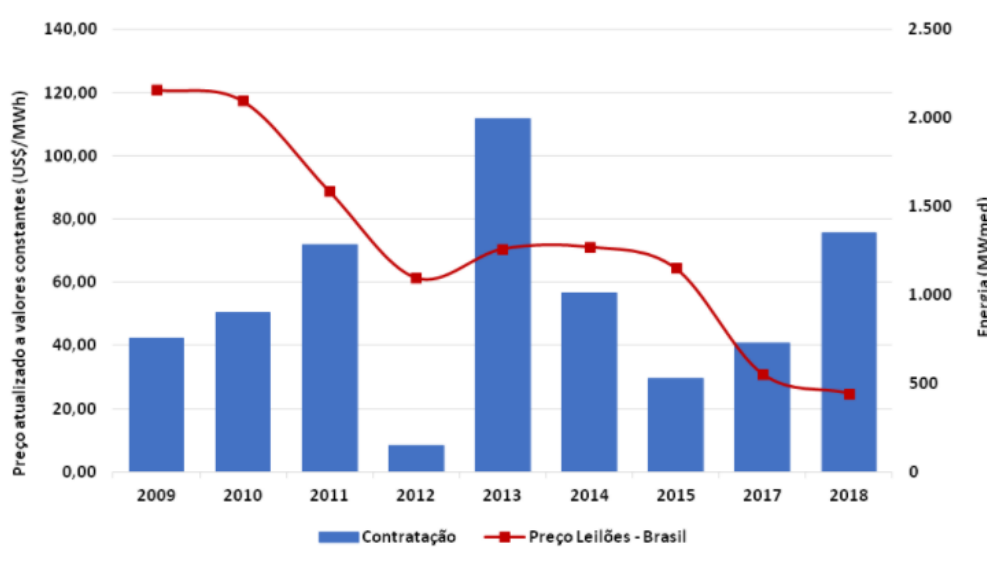


Figura 11. Evolução dos preços da eólica nos leilões de energia

Fonte: [143]

Os principais fatores que determinaram essa diminuição foram a evolução tecnológica e desenvolvimento dos materiais, que permitam que a altura da torre, que era de 70 metros em média, passasse para 120 metros em 2018, aumentando a potência instalada das usinas. As potências médias das turbinas também aumentaram, porém de acordo com as características específicas dos projetos. Essas evoluções tecnológicas, possibilitaram o aumento do fator de capacidade das usinas, o que tornou o Brasil um dos países com maior fator de capacidade do mundo. Com base nos orçamentos dos projetos habilitados tecnicamente pela EPE, os custos médios de investimento, em US\$/kW, tiveram uma redução de aproximadamente 30% nos últimos 10 anos. Nos primeiros leilões com a participação da fonte eólica, nos anos de 2007 e 2008, os custos médios se apresentavam em torno de US\$ 3.800/kW, enquanto nos últimos leilões, dos anos de 2017 e 2018, foram observados custos médios entre US\$ 1.700/kW e US\$ 1.600/kW, como pode-se verificar no gráfico da Figura 11. Essa queda significativa nos custos médios de investimento, principalmente entre os anos de 2009 e 2014, e a estabilização desses mesmos custos desde o ano de 2015, podem ser vistos como consequências do amadurecimento dos projetos eólicos e do setor como um todo com o passar dos anos, com os custos sendo mais bem atrativos para os agentes comercializadores.

2.7 Energia fotovoltaica

A energia FV tem-se destacado pelas numerosas vantagens que apresenta e pelo crescimento expressivo que tem alcançado na última década, em todo o mundo [144]. A capacidade instalada acumulada total no final de 2019 globalmente foi de pelo menos 627 GW, enquanto que em 2012, a capacidade instalada foi de 100GW [145]. O Brasil apresenta um elevado potencial de geração solar, por estar localizado na sua maior parte na região intertropical [146]. A utilização da energia solar traz benefícios a longo prazo para o país, viabilizando o desenvolvimento de regiões remotas, onde o custo da eletrificação pela rede convencional é alto com relação ao retorno financeiro do investimento, regulando a oferta de energia em períodos de estiagem, diminuindo a dependência do mercado de petróleo e reduzindo as emissões de gases poluentes na atmosfera [147].

Mesmo com todos os benefícios da energia FV, atualmente a capacidade instalada ainda é pouco representativa, devido à algumas barreiras como: alto custo inicial de instalação,

disponibilidade de infraestrutura em prédios, falta de capacitação de profissionais nas áreas de compatibilização de projetos, instalação e manutenção, entre outros [148].

O uso de energia fotovoltaica no Brasil, até recentemente, abrangia principalmente sistemas isolados de pequena escala, em áreas sem conexão com o SIN. Em abril de 2012, a ANEEL introduziu um mecanismo de medição líquida de energia, que se aplica a pequenas centrais abastecidas por energias renováveis, viabilizando assim um maior crescimento dessas fontes no país [149].

Segundo o mapeamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a fonte solar fotovoltaica, teve um crescimento expressivo nos últimos anos. Em 2016, com uma potência instalada de 93MW, o Brasil expandiu para 4.529MW em 2020. A geração distribuída para 2020, já representa 45% do total de geração FV no país (Figura 12).

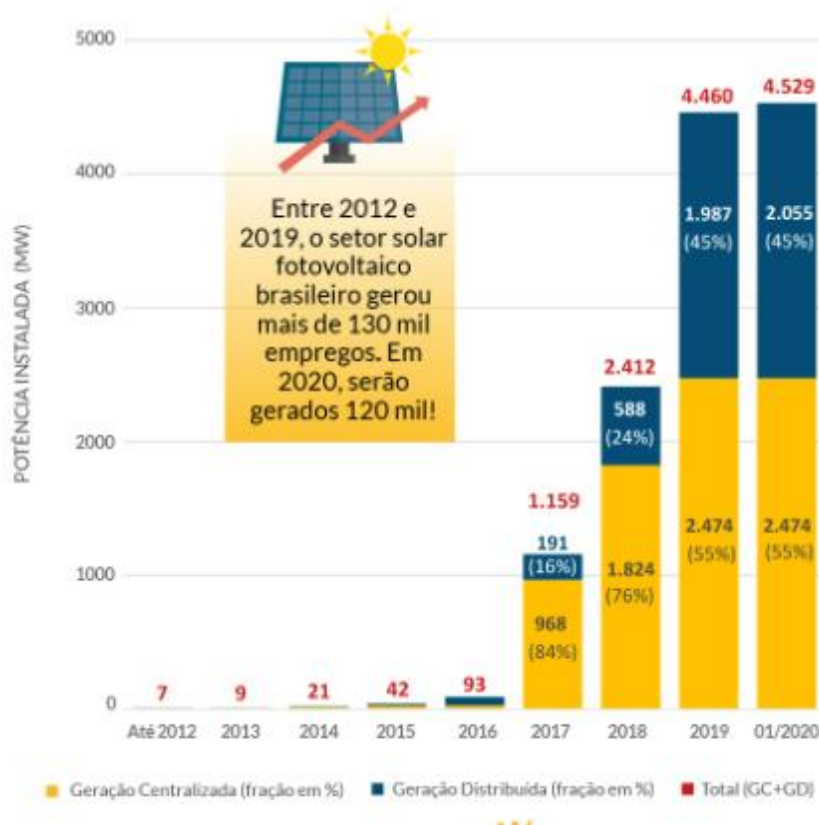


Figura 12. Evolução da Fonte Solar fotovoltaica no Brasil
Fonte: [150]

Apesar das importações de módulos fotovoltaicos nos últimos anos, o potencial brasileiro para o incremento da geração solar fotovoltaica, aliado à política de conteúdo nacional dos produtos

financiados pelo BNDES e BNB, tem atraído o interesse de grupos estrangeiros em se instalar no Brasil. No País, já estão em operação, dentre outros, a Canadian Solar®, a BYD Energy®, Kyoceara®. Além desses, outros fabricantes se mostram interessados em produzir módulos solares no Brasil, a exemplo do que aconteceu com a fonte eólica. Para o futuro, as perspectivas são ainda mais promissoras para a fonte solar no Brasil [151].

O preço da energia solar fotovoltaica diminuiu substancialmente nos sete leilões promovidos pelo Governo Federal com projetos contemplados dessa fonte. A expressiva diminuição no valor do MWh oriundo da fonte solar deveu-se, sobretudo, à queda no preço do módulo nos últimos anos, principal item de custo dos sistemas fotovoltaicos [151]. Entre 2012 e 2019, o preço médio do módulo fotovoltaico importado caiu 72%, como pode ser observado na Figura 13.

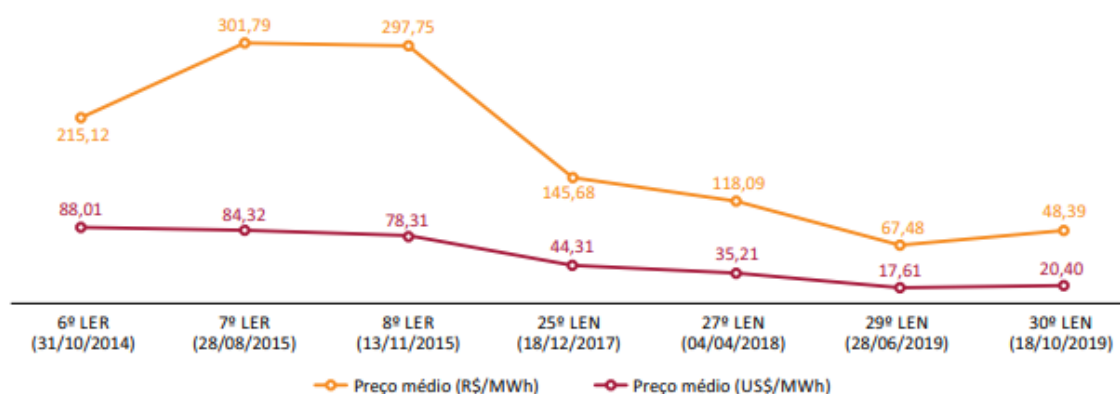


Figura 13. Preço médio da energia solar fotovoltaica comercializada nos leilões de energia
Fonte: [151].

A tendência de queda no preço dos módulos solares, aliada à recente implantação no Brasil, de fábricas de componentes de sistemas fotovoltaicos, juntamente com diminuição dos preços nos leilões de energia, certamente contribuirão para o aumento da competitividade da fonte solar no País.

Para se analisar o potencial de energia solar de um determinado local, deve-se levar em consideração vários fatores, dentre os quais, destaca-se as condições atmosféricas, tais como: nebulosidade e umidade relativa do ar (ANNEL, 2003). Deve-se também levar em consideração a latitude do local e as estações do ano devido aos movimentos de rotação da Terra e sua trajetória ao redor do Sol [152]. Alguns dos fatores técnicos e ambientais que devem ser levados em consideração, pois interferem na eficiência e na geração de eletricidade são: sombreamento

das placas, poeira (pode levar na redução de até 15% na geração de energia), obstrução das placas por folha, ou outro tipo de objeto, inclinação incorreta dos painéis, altas temperaturas (o aumento de temperatura da célula fotovoltaica provoca a diminuição de eficiência) e vento (quanto maior o vento, mais calor é removido da superfície da placa) [153].

Diante dessas peculiaridades mencionadas, há alguns anos atrás, o emprego em grande escala dos recursos de energia solar no Brasil e no mundo encontrou principalmente duas barreiras: a ausência de informação sobre os reais potenciais energéticos disponíveis no local, o que inibiu novos investidores e incentivos nessa área, e a barreira tecnológica, ligada à inconstância natural de disponibilidade desses recursos, uma vez que são controlados a curto prazo, pela meteorologia e a longo prazo, pelo clima [154].

Atualmente, mesmo com o potencial solar já reconhecido no território brasileiro, dados confiáveis sobre as previsões futuras de irradiação ainda são escassos no País. Lima et al. [155] investigaram a disponibilidade e a variabilidade da irradiação solar no Brasil, e enfrentaram dificuldades em função da baixa densidade de estações solarimétricas no território brasileiro. O conhecimento da distribuição espacial do recurso solar deve ser alcançado com uso de modelos numéricos, modelos de transferência radiativa ou modelos de previsão de tempo e clima [156].

As perspectivas e oportunidades de aproveitamento do potencial econômico relacionado com a exploração comercial dos recursos energéticos da radiação solar dependem basicamente de dois fatores: 1) do desenvolvimento de tecnologia competitiva de conversão e armazenamento dessa energia; e 2) de informações seguras e da política energética do país. De um modo geral, as informações de caráter científico necessárias são para o conhecimento do potencial solar são [29]:

- Levantamento em alta resolução espacial do potencial energético solar;
- Séries temporais de longa duração de dados de campo com resoluções temporais e espaciais adequadas à realização de estudos de incertezas e tendências;
- Conhecimento sobre a variabilidade da geração de energia solar, associada à fatores naturais e antropogênicos.

A fim de promover a inclusão das energias solar e eólica nos países em desenvolvimento, em 2001 foi criado o projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). Esse projeto

tem como objetivo fundamental remover as barreiras de conhecimento geradas pela falta de informação [157]. O Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE) por meio da Divisão de Clima e Meio Ambiente (DMA) é responsável pela coordenação das atividades do projeto para o Brasil e para a América Latina. As metas principais estabelecidas para o desenvolvimento do projeto foram [157]:

- Desenvolvimento de uma base de dados consistente, confiável e acessível a diversos setores da sociedade (governamentais e não governamentais, investidores e empresas privadas do setor energético, instituições de pesquisa e universidades) com o intuito de disseminar informação embasada no conhecimento científico sobre a extensão e localização de regiões com maior potencial de aproveitamento dessas fontes renováveis de energia;
- Integração da base de dados dos recursos energéticos renováveis com outras bases de informações tais como infraestrutura disponível, dados socioeconômicos, parâmetros climáticos e ambientais, a fim de reduzir as incertezas associadas com o planejamento e investimento no uso de fontes de energia solar e eólica.

Diversos modelos computacionais foram adotados no âmbito do projeto SWERA para obtenção dos mapas de irradiação solar para as três regiões atendidas pelo projeto. O BRASIL-SR é um modelo físico utilizado para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície. O modelo gerou resultados de 17 anos de irradiância solar nas suas várias componentes - global, difusa, direta e no plano inclinado. A compilação e a análise destes resultados originaram a nova versão do Atlas Solarimétrico do Brasil. Os dados do modelo estão sendo amplamente utilizados tanto por setores governamentais como pela iniciativa privada, e também em vários trabalhos de pesquisa e formação de recursos humanos em nível de mestrado e doutorado no país [28].

O modelo BRASIL- SR foi desenvolvido com base no modelo GKSS e adaptado para a climatologia e condições atmosféricas sazonais típicas observadas no Brasil. O BRASIL-SR utiliza dados de cobertura de nuvens obtidos a partir de imagens digitais do satélite geostacionário posicionado sobre a América do Sul. Além das informações de cobertura de nuvens, a execução do modelo requer o uso de base de dados de topografia, albedo de superfície, dados climatológicos de temperatura, umidade relativa e visibilidade atmosférica para todo o

território brasileiro. Os resultados produzidos pelo modelo foram validados por meio de comparação estatística com base em dados medidos na rede nacional de estações meteorológicas automáticas operada pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais.

Nos meses de verão, principalmente de dezembro a março, a geração é máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste do Brasil e coincide com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS para essas regiões. A demanda crescente de energia elétrica, representada pelo uso crescente de aparelhos de ar-condicionado, vem alterando o perfil de consumo e demanda no Brasil. Ano a ano os valores máximos de demanda são registrados nos meses de verão e no horário entre 12 e 15 horas, com excelente coincidência com a disponibilidade de radiação solar para a geração fotovoltaica. O mapa do potencial mostrado na Figura 14 revela uma ótima coincidência entre a concentração de municípios e população brasileira e a distribuição da disponibilidade de irradiação anual. Neste contexto e por sua natureza distribuída, a geração solar fotovoltaica tem também um grande potencial de contribuição para a redução dos picos de demanda dos sistemas do SIN. Nos próximos anos, com o aumento da penetração da geração solar fotovoltaica por todo o Brasil, a geração de eletricidade próxima ao ponto de consumo deverá ser reconhecida pelo sistema elétrico como um dos principais atributos desta tecnologia de geração.

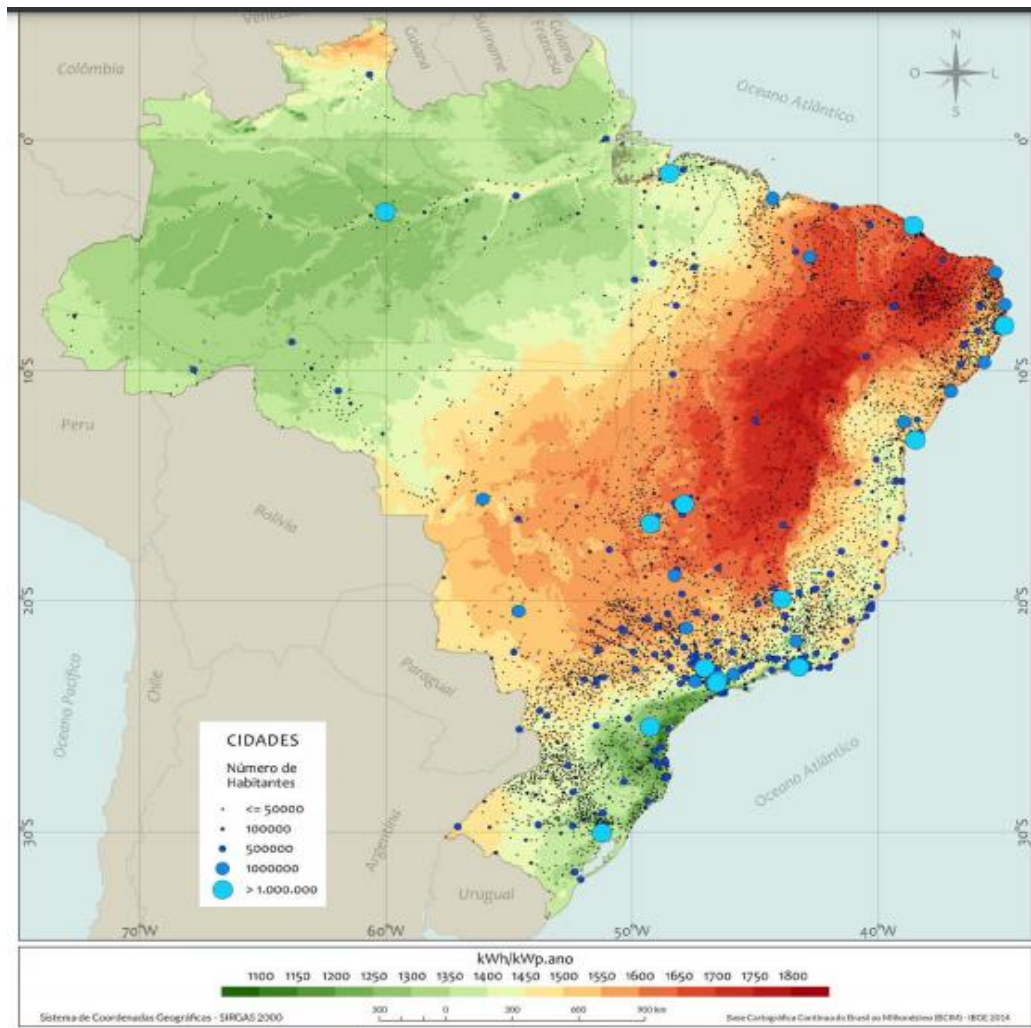


Figura 14. Mapa do potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para o Brasil
 Fonte: [28]

O conjunto de elementos necessários para converter diretamente a energia solar em energia elétrica é denominado de sistema fotovoltaico. De acordo com Bortoloto et al. (2017), há dois tipos de operações relacionados à geração distribuída do sistema fotovoltaico:

- Sistema *off-grid*: são sistemas isolados e autônomos de geração de energia solar que utilizam baterias conectadas, que servem como dispositivos de armazenamento de energia. Esse sistema é composto por módulos solares, cabos, estrutura de suporte como: inversores e controladores de carga e baterias. No sistema *off-grid* não há ligação direta com a rede concessionária ou cooperativas energéticas. Dessa forma, ao faltar energia, o abastecimento passa a ser feito pelas reservas que ficam armazenadas no banco de baterias. Neste sistema, o controlador de carga evita o excesso de carga

energética nas baterias, o banco de baterias armazena a energia excedente e o inversor converte a corrente contínua em corrente alternada.

- Sistema *on-grid*, conectado à rede elétrica. Neste sistema, o inversor além de exercer a função de converter a corrente contínua em corrente alternada, tem a função também de sincronizar o sistema com a rede pública.

Para a fabricação de células fotovoltaicas o material mais utilizado é o silício. De acordo com a estrutura de ligação de seus átomos, as células FV podem ser do tipo cristalino (monocristalino ou policristalino) ou do tipo amorfo [158]. Para este estudo, a célula utilizada é a de silício policristalino.

O que caracteriza a eficiência de um módulo é a quantidade de irradiação solar que atinge a superfície do painel e que pode ser convertida em eletricidade. A eficiência é determinada por dois fatores principais: a eficiência da célula baseada na configuração e tipo de silício; e a eficiência total do painel, baseada no *layout*, configuração e tamanho [159]. Tais fatores estão sob a ótica de tecnologia dos módulos e células, pois a real eficiência de um sistema é determinada pelas características dos equipamentos e das condições locais, tais como: temperatura, orientação, irradiação, estação do ano, entre outros [160].

Simioni & Schaeffer [161] apresentam um modelo para desenvolver uma análise geográfica da eficiência operacional da energia real com as condições meteorológicas locais e parâmetros de tecnologia comercial para seis tecnologias solares fotovoltaicas distintas. O estudo discutiu como as condições meteorológicas locais, como temperatura ambiente, padrões de vento e irradiância solar, têm diferentes graus de impacto, dependendo de cada local, estação e arranjos de montagem. Além disso, este estudo mostrou que os mapas reais mensais podem apresentar resultados mais precisos para o planejamento, incentivos políticos e estudos operacionais para sistemas de energia de grande escala, com base em uma matriz de energia renovável de diferentes fontes de energia. Mesmo sabendo que existem diferentes variações das eficiências elétricas reais ao longo das regiões do território, o impacto da temperatura real de operação na geração solar fotovoltaica pode ser significativo, chegando a 14,2% da energia real em alguns locais do país. A

Tabela 9 apresenta os níveis de irradiação global que atingem a superfície dos diferentes estados do Brasil:

Tabela 9. Irradiação média dos Estado Brasileiros

Estados	Wh/m ² /dia
DF	838
PI	835
CE	824
PB	824
RN	819
GO	815
PE	808
BA	805
MS	805
MG	804
TO	801
SP	794
MA	793
MT	786
AL	778
SE	777
PR	772
RR	768
PA	766
RO	764
RJ	759
AP	752
AC	751
ES	745
AM	742
RS	735
Médio	784,4

Fonte: [161]

A Tabela 10 apresenta os valores médios de eficiência dos módulos policristalinos para todos os meses do ano no Brasil:

Tabela 10. Eficiência média dos módulos fotovoltaicos mensais no Brasil

Meses	$\eta\%$
Janeiro	14,84
Fevereiro	14,9
Março	14,77
Abril	14,75
Maiο	14,85
Junho	14,98
Julho	15,05
Agosto	14,83
Setembro	14,68
Outubro	14,66
Novembro	14,7
Dezembro	14,83
Média	14,82

Fonte: [161]

Embora haja a previsão da diminuição dos custos relacionados ao sistema FV, assim como maior possibilidade de inserção da energia FV na rede, alguns outros fatores também devem ser analisados. Existe um limite para a geração FV que pode ser instalado no sistema elétrico devido aos seus impactos, como sobretensões [162]. Esses limites são influenciados pelo perfil da tensão original dos sistemas. O limiar de penetração também depende da localização dos geradores fotovoltaicos em relação ao alimentador [163].

Lima [164] apresenta os problemas técnico-operacionais nos alimentadores da rede. A partir de seus resultados, o autor conclui que estudos de penetração da fonte solar fotovoltaica precisam ser considerados no planejamento energético. Alguns fatores devem ser avaliados, como: regulação da tensão, controle de energia, qualidade de energia, despacho e operação, além de aumentar o nível de monitoração e utilizar um controle mais sofisticado, promovendo assim, mais informações de qualidade [164].

O estudo de [165] apresentou simulações no software Matlab®/Simulink®, verificando que a geração distribuída FV monofásica é uma unidade bastante perturbadora no sistema elétrico em questão de desequilíbrio de tensão, ultrapassando os limites permissíveis proposta pela regulamentação do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

Segundo McGranaghan et al. [166], a penetração máxima da geração distribuída por ser definido segundo três categorias distintas:

- Fator de penetração como um percentual da potência instalada ou potencial de uma subestação;
- Fator de penetração como percentual da demanda máxima (de uma subestação ou de unidades consumidoras);
- Fator de penetração como um percentual da energia gerada pela geração centralizada.

Portanto, são diversas as abordagens relacionadas com a penetração da energia FV; porém, o fator primordial é a transformação que essa fonte proporciona nos sistemas energéticos. Por isso a concessionária deve garantir que o perfil de tensão do sistema de distribuição permaneça dentro dos limites previstos por normas técnicas. Apesar dos benefícios promovidos pela utilização da Energia FV, a inserção massiva desses sistemas acarreta impactos diretos na operação das redes de distribuição, alterando parâmetros relacionados ao perfil de tensão, estabilidade do sistema, tornando-se um grande desafio para as distribuidoras de energia elétrica [167].

2.8 Políticas públicas de incentivo à energia renovável

O Brasil tem buscado, mesmo que de forma modesta, incentivar o uso das energias renováveis. Embora os incentivos na área sejam recentes, a ANEEL prevê um crescimento significativo para os próximos anos [168]. Entre os mecanismos de apoio público pode se distinguir as políticas de apoio e assistência em nível do projeto. Esses incentivos preveem mecanismos de suporte público (tarifas diferenciadas, isenções fiscais, deduções de impostos, sistemas de cota e leilão de energia) ou assistência em nível de projeto (pode ser financiamento ou empréstimos para os custos de investimento inicial de um projeto, para planejamento de negócios, treinamento de pessoal, estabelecimento de normas técnicas e engenharia, entre outros) [169]. A seguir são apresentadas algumas políticas implementadas no Brasil [170]:

- Proinfa: foi criado em 2002 e tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição;

- Venda direta a Consumidores: permissão para que geradores de energia através de fontes renováveis, com potência injetada inferior a 50.000 kW possam comercializar a energia elétrica, sem interferência das distribuidoras;
- Sistema de Compensação para Mini e Microgeração Distribuídas: os consumidores poderão compensar a energia elétrica disponibilizada na rede pública, ou seja, somente pagarão a diferença entre o injetado na rede e o consumido;
- Programa Luz para Todos: procede a instalação de painéis solares em unidades consumidoras que não tem acesso à energia elétrica, por meio de um sistema fotovoltaico isolado;
- Isenção de Imposto de Renda dos rendimentos de pessoa física relacionados à emissão de títulos, relacionados à captação de recursos com vistas a implantar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo. Empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar encontram-se mencionados entre os projetos;
- Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI): O projeto foi aprovado pelo Ministério de Minas e Energia, e define a suspensão da Contribuição para o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) para o desenvolvimento de infraestrutura do país. Com isso poderá ser utilizado no caso de venda ou de importação de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos novos, de materiais de construção e de serviços utilizados e destinados a obras de infraestrutura, entre as quais as usinas geradoras de energia solar, destinadas ao ativo imobilizado.
- Condições Diferenciadas de Financiamentos (BNDES): energia solar, geração a partir da biomassa, hidrelétricas e outras fontes renováveis podem obter o financiamento com baixa taxa de juros e um prazo de amortização de até 20 anos.
- Fundo Clima: Possui vinculação com Ministério de Minas e Energia, oferece recursos, inclusive não reembolsáveis, para financiar estudos, projetos e empreendimentos que busquem à redução dos impactos referentes a GWP e a adaptação a seus efeitos, o que contempla projetos referentes a energia solar;

- Atualmente algumas instituições bancárias oferecem linhas de financiamento especiais para Pessoa Física e Jurídica que desejem iniciar seus projetos em autoprodução de energia no país. Muitos desses programas estão voltados ao financiamento de bens de tecnologia renovável, como a compra de painéis solares e aerogeradores de pequeno porte, que são equipamentos de alto custo. No entanto, grande parte das linhas de financiamento está voltada para Pessoa Jurídica, sendo poucos os Programas que contemplam a Pessoa Física.

A Lei nº 10.848/2004 determinou que a contratação de energia elétrica para cobertura do consumo no ambiente regulado deve ser feita por meio de leilões públicos específicos. Os leilões de energia de Ambiente de Contratação Regulada, são aqueles que a comercialização de energia é realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e constituem-se um dos principais mecanismos de comercialização no Brasil [171] e em todos eles as energias renováveis podem ser contratadas:

- Leilões de fontes alternativas (A-5 - A-1): é um ambiente específico para empreendimentos de fontes renováveis. Normalmente, enquadram-se como fontes alternativas os projetos de biomassa, centrais eólicas e pequenas centrais hidrelétricas. Os projetos hidroelétricos de maior porte não são enquadrados nesta categoria devido ao impacto ambiental.
- Leilões de energia nova (A-5 - A-3): São os leilões de novos empreendimentos que serão construídos. Nestes certames a competição é plural, com projetos de diversos tamanhos e de propriedade privada, estatal ou mista.
- Leilões de Reserva (A-5 e A-1): A contratação da energia de reserva foi criada para elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para esta finalidade – seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.
- Leilões de Projetos Estruturantes: Os projetos estruturantes são empreendimentos indicados como prioritários, os quais trazem mudanças estruturais ao SIN e agregam volumes expressivos de capacidade e potência. Nesta categoria foram licitados os empreendimentos hidráulicos Santo Antônio (dezembro/2007), Jirau (maio/2008) e Belo Monte (abril/2010).

Apesar do crescimento das energias renováveis na matriz elétrica, há ainda importantes desafios a serem considerados. Mendonça et al. [169] realizaram uma síntese das principais barreiras para o uso efetivo das energias renováveis. Primeiramente, foram mencionadas as barreiras econômicas, como por exemplo os custos iniciais elevados que trazem pouco incentivo para que o governo federal invista em tais tecnologias, e desencorajam a população a pedir por mais opções renováveis. Nas barreiras técnicas e tecnológicas, foram citadas a falta de mão de obra especializada e a falta de empresas focadas nas energias renováveis, que fazem com que aumentem os custos de implementação, levando a maioria dos países a recorrer à importação de diversas peças, reduzindo assim, a mão de obra especializada no país. Em relação às barreiras políticas, o maior problema é a estagnação de governo federal perante as energias renováveis, provocando assim, a insuficiência dos projetos e pesquisas e até mesmo implementação de novos empreendimentos no país. Já nas barreiras sociais, a desinformação das pessoas causa menor disponibilidade de mão de obra para o trabalho e a busca por energias renováveis, o que acaba ampliando todas as outras barreiras. De uma forma geral, todas as barreiras se relacionam e impactam umas às outras.

2.9 Análise do ciclo de vida

Tópicos de sustentabilidade constituem grandes desafios para as sociedades e incluem aspectos tais como aquecimento global, mudanças climáticas, poluição do ar, estresse hídrico, esgotamento de recursos e outros [172]. Com o aumento das preocupações em relação às limitações desses recursos, principalmente energéticos e matérias-primas, surgiu o interesse e a necessidade de encontrar meios de “contabilizar o uso desses recursos” [173], e uma das metodologias utilizadas com essa finalidade é ACV.

A ACV é uma ferramenta utilizada para avaliar aspectos ambientais e energéticos associado a bens e processos durante o ciclo de vida, geralmente realizada do berço ao túmulo (proveniente da expressão inglês “*from cradle to grave*”). O ciclo inicia-se quando são extraídos os recursos da natureza, sejam materiais ou energéticos, para a manufatura de um determinado produto e conclui após o cumprimento de sua função, retornando ao meio ambiente. A Figura 15 apresenta os estágios típicos do ciclo de vida de um produto [174].

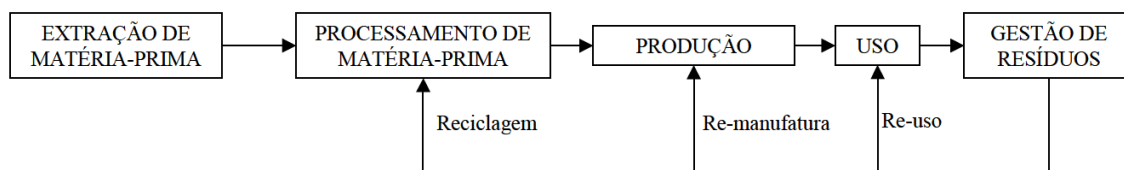


Figura 15. Etapas do Ciclo de Vida

Fonte: [174].

A ACV destina-se a uma grande variedade de propósitos, como por exemplo, identificar oportunidades de melhorias no setor industrial (aumento da eficiência de processos, redução de custos e publicidade relacionada aos aspectos ambientais de seus produtos); possibilita que consumidores realizem escolhas mais informadas, além de permitir que o setor governamental seja subsidiado com resultados de estudos ACV para elaborar e fomentar políticas públicas que respeitem o meio ambiente e incentivem práticas sustentáveis [175].

A metodologia é definida nos padrões da International Organization for Standardization (ISO) (ISO 14040-14044) e continua em desenvolvimento, visto que novos produtos e novas situações criam novas necessidades metodológicas [176]. Os estudos de ACV podem ser categorizados em duas abordagens diferentes: atribucional e consequencial [177]. Essas abordagens diferem em seu objetivo, escopo, limite do sistema, metodologia, dados e uso pretendido [178].

O tipo de modelagem escolhida depende do objetivo e do escopo do projeto. A modelagem consequencial é aplicada para determinar as consequências de mudanças devido à saída dos coprodutos no mercado, fora das fronteiras da ACV, em comparação com uma situação de referência [179]. A metodologia da Análise do Ciclo de Vida Atribucional (ACVA) considera os fluxos físicos imediatos (ou seja, recursos, materiais, energia e emissões) envolvidos ao longo do ciclo de vida de um produto [177]. Normalmente, a ACVA descreve o estado presente ou passado de um sistema, enquanto a finalidade da Análise do Ciclo de Vida Consequencial (ACVC) é prever os possíveis estados futuros de um sistema em diferentes cenários [12]. A Tabela 11 mostra uma visão geral das principais diferenças entre ACVA e ACVC.

Tabela 11. Diferenças entre a ACVA e ACVC

	ACVA	ACVC
Aplicação	Foco na descrição dos fluxos físicos e ambientais de um bem ou serviço	Aplicado para informar consumidores e formuladores de políticas sobre as mudanças das emissões de um produto ou decisão política
Fronteiras do sistema	Processo estático	Influenciado por mudanças
Efeito de Mercado	Não considera os efeitos do mercado	Considera os efeitos do mercado
Método de alocação	Utiliza a alocação	Utiliza expansão do sistema
Incertezas	Baixa	Alta

Fonte: [180]

No entanto, a maior distinção entre ACVA e ACVC está no processo da escolha dos dados [181]. Dentro da ACVA, são utilizados dados médios, que representam os encargos ambientais médios para a produção de uma unidade de bem ou serviço no sistema e, na maioria dos casos, as incertezas não podem ser quantificadas [182]. No caso da ACVC, em que o propósito é avaliar as atividades que contribuem para as consequências ambientais de uma mudança, dados marginais são incluídos no cálculo [183]. Os dados marginais são representados pelo produto, recurso ou tecnologia, que são mais sensíveis às mudanças de um sistema [184]. A tecnologia afetada por tais mudanças marginais é chamada de tecnologia marginal [185].

A ACVC tem se mostrado uma ferramenta útil para avaliar os cenários e políticas energéticas de adequação ambiental. Alguns estudos de sistemas de energia realizaram estudos de ACVC para diferentes cenários, uma vez que esta abordagem busca incluir as consequências ambientais de uma mudança [186].

Uma vez que o setor elétrico é altamente influenciado pelas políticas fomentadas pelo governo, metas ambientais e sociais podem influenciar desenvolvimentos futuros em eletricidade, redução de emissões de processos de produção de energia, aumento da participação na produção de energia renovável, questões de segurança e autossuficiência elétrica nacional [187]. Outra questão importante é a seleção do mix de eletricidade, uma vez que é complexa e envolve

restrições econômicas, operacionais, sociais e políticas. Diante dessa complexidade, é importante escolher a metodologia ideal para o estudo, uma vez que as escolhas da modelagem metodológica também afetam em grande medida os resultados [188].

Diante dessas particularidades, a aplicação da metodologia ACVC é importante, principalmente ao se considerar possíveis cenários futuros para a matriz elétrica. Os estudos geralmente especificam a cobertura temporal, pois isso determina qual abordagem pode ser considerada na metodologia. Mudanças de longo prazo nas combinações de eletricidade dependem de considerações políticas, ambientais e econômicas que são substancialmente incertas e específicas do país e mudam ao longo do [189].

2.9.1 Metodologia da análise do ciclo de vida

De acordo com as normas ISO14044 e 1404 [190], [191], a metodologia do ACV possui quatro fases inter-relacionadas que devem ser incluídas em um estudo: definição de objetivo e escopo, análise de inventários, avaliação de impactos e interpretação (Figura 16):

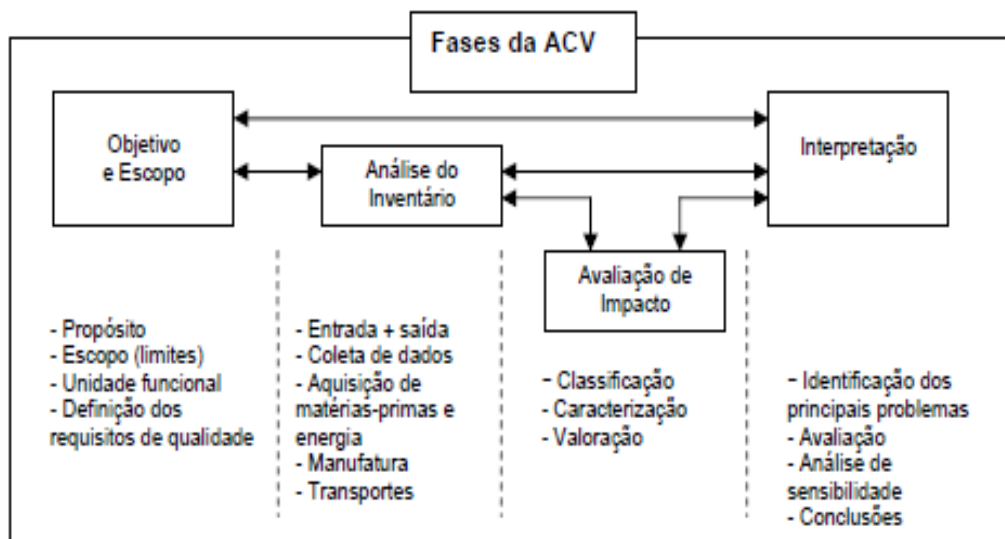


Figura 16. Fases de uma ACV e descrição de tarefas envolvidas em cada uma
Fonte: [192].

2.9.1.1 Definição do objetivo e escopo

O objetivo e o escopo são as primeiras fases para a realização de uma ACV. Estas etapas devem ser coerentes com a aplicação pretendida e claramente definidas [193]. De acordo com a

ISO14040 (2006) [191], o objetivo deve declarar de maneira inequívoca a aplicação pretendida e o público-alvo. O escopo do trabalho deve identificar e definir o objeto de análise e limitá-lo para incluir o que é significativo. As seguintes etapas podem ser inclusas no objetivo e escopo do trabalho:

- Definição sistema de produto a ser estudado;
- A função do sistema ou dos sistemas, no caso de estudos comparativos;
- A unidade funcional;
- Os limites da fronteira de sistema do produto;
- Procedimentos de alocação;
- Metodologias de avaliação de impacto do ciclo de vida;
- Requerimentos da qualidade dos dados;
- Suposições/hipóteses e restrições/limitações do estudo.

2.9.1.2 Análise do inventário

A etapa da Análise do Inventário do ciclo de vida, segundo a ISO14040 (2006) [191], envolve a coleta dos dados e os procedimentos utilizados para quantificar as entradas (materiais e energéticas) e as saídas (na forma emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos) ao longo do ciclo de vida do produto. Alguns processos específicos também ocorrem nessa etapa, como o refinamento dos limites do sistema (revisão de todo sistema relacionado ao produto, análise dos limites e os critérios de corte); e alocação (distribuição proporcional da responsabilidade sobre os fluxos de consumo de recursos e geração de rejeitos de um processo em seu ciclo de vida entre os produtos e coprodutos).

2.9.1.3 Avaliação do impacto do ciclo de vida

A avaliação de impactos do ciclo de vida (AICV) tem como propósito determinar os potenciais de impactos ambientais das informações levantadas e quantificadas no inventário, além de fornecer subsídios para a etapa de interpretação. A AICV avalia o sistema de produto sob uma perspectiva ambiental, com o uso de categorias de impacto e de indicadores de categoria associados aos resultados do inventário do ciclo de vida. Nessa etapa, ocorre a seleção e definição das categorias do impacto, que devem levar em consideração as preocupações ambientais identificadas no objetivo e no escopo do estudo [191].

2.9.1.4 Interpretação dos resultados

A etapa final de um estudo de ACV é a fase de Interpretação, em que os resultados obtidos nas etapas da análise do inventário e avaliação de impacto são associados, de forma consistente [194]. O objetivo dessa etapa é combinar, resumir e discutir os resultados do estudo, com a finalidade de obter fundamentos para conclusões e recomendações que satisfaçam os objetivos iniciais [191].

2.9.2 Análise do ciclo de vida para geração de eletricidade

Tecnologias alimentadas por fontes de energia renováveis, como o vento e o sol, aumentaram a sua participação na matriz elétrica devido ao potencial de reduzir as emissões de GEE, além de não dependerem de combustíveis fósseis durante etapa de produção de energia. No entanto, devido às emissões de GEE produzidas durante a fabricação, transporte, construção, manutenção e descomissionamento de equipamentos, as tecnologias eólicas e solar não estão isentas de emissões de GEE [195]. Por esse motivo, quando se realiza a ACV de um sistema energético/matriz com diferentes fontes de energia, principalmente quando se comparam tecnologias convencionais com fontes renováveis, é adequado realizar a análise do todo o ciclo de vida de cada tecnologia. Dessa forma, os resultados são mais transparentes e efetivos, facilitando a resolução dos tomadores de decisão sobre os impactos ambientais atribuíveis às tecnologias de energia [196].

Essa autonomia da escolha dos limites adotados em cada estudo, origina uma variabilidade nas estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida, mesmo entre estudos realizados para mesma tecnologia. Outros fatores que interferem nessa diferença podem ser: especificidades do modelo, configuração e condições operacionais do sistema estudado, decisões metodológicas e premissas tomadas pelos responsáveis pela condução do estudo, variabilidade nas fontes de dados e abordagem da ACV [197].

Para permitir a comparação de estudos em uma estrutura comum, uma pesquisa que se possa comparar os sistemas convencionais de geração de eletricidade com sistemas renováveis, três fases generalizadas do ciclo de vida precisam ser inclusas, como mostra a Figura 17:

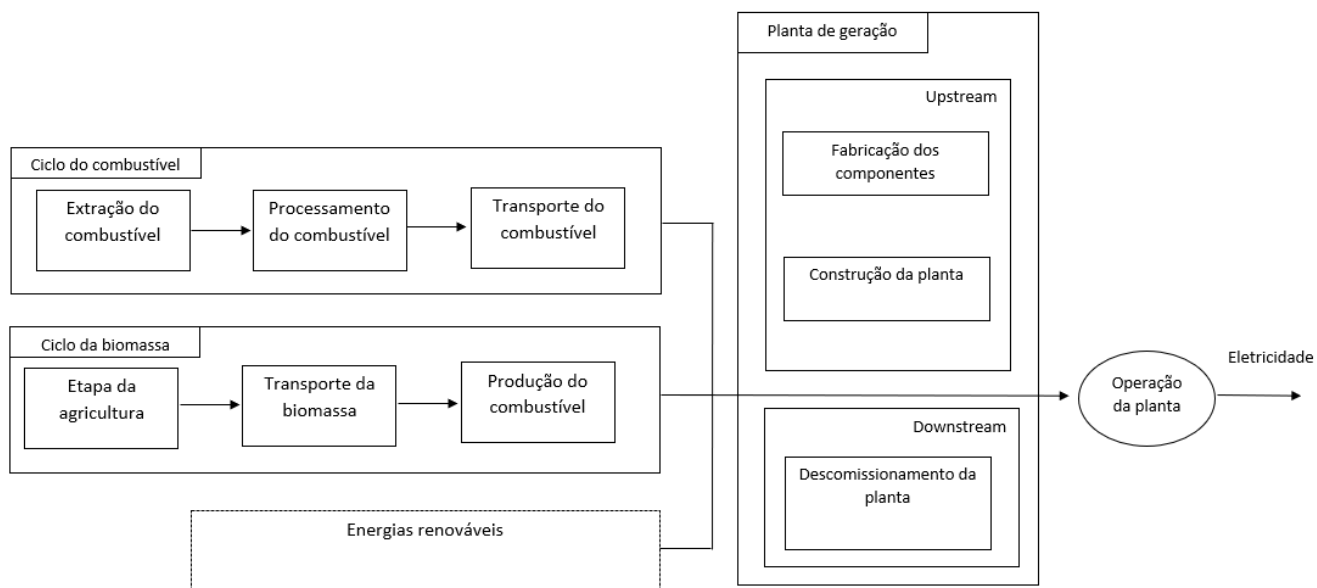


Figura 17. Diagrama de fluxo do processo que ilustra os estágios do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade

Fonte: [198]

No caso da geração de bioeletricidade por meio da utilização de resíduos, as fronteiras adotadas geralmente para a geração de eletricidade compreendem os processos de coleta, transporte e pré-tratamento mecânico de resíduos e todo o processo para a operação da usina para gerar bioeletricidade [33]. A coleta de resíduos agrícolas desloca os impactos dos resíduos deixados no campo (decomposição da matéria orgânica), para aos impactos devido à utilização de diesel para o transporte do resíduo até a planta. As emissões a montante incluem emissões resultantes da extração de matérias-primas, fabricação de materiais, fabricação de componentes, transporte dos componentes para o local da construção e finalmente, a construção da planta. Já as emissões contínuas durante a fase operacional da planta, inclui emissões de atividades de manutenção, como substituição de peças desgastadas e óleos lubrificantes, e transporte de materiais para a planta durante a manutenção. Nas emissões a jusante, estão inclusas as emissões resultantes do descomissionamento da planta, desmontagem dos equipamentos assim como, o transporte para o local de resíduos e destinação final e / ou reciclagem dos materiais. A transmissão e a distribuição de eletricidade ocasionalmente são incluídas no escopo das ACVs, seja pela contabilização da construção da infraestrutura ou pela perda de eletricidade gerada na entrega ao consumidor, ou ambas.

A ACVC é uma ferramenta apropriado para avaliar o impacto do ciclo de vida completo da mudança de composição na rede de geração de eletricidade, ou até mesmo, capaz de avaliar apenas a penetração adicional e o uso de diferentes matérias-primas (por exemplo, o crescimento de biomassa) no sistema elétrico futuro [199]. Assim, esta ferramenta mostrou fornecer um quadro de interpretação peculiar, especialmente em termos de informar os formuladores de políticas e tomadores de decisão sobre os efeitos indiretos de uma estratégia específica na mudança ou acréscimo de fontes de energia em sistemas elétricos [13].

A ACVC tem sido amplamente aplicada em diferentes tecnologias e sistemas de geração de eletricidade. Tecnologias de fontes renováveis de energia são casos específicos em que há um extenso uso da metodologia ACVC. Dada a gama de políticas atuais que incentivam a expansão de tecnologias renováveis globalmente, avaliar as implicações globais combinadas dos esforços de expansão de bioenergia regional é fundamental para compreender até que ponto a energia renovável pode contribuir para vários objetivos políticos (incluindo mitigação de emissões de GEE) [14].

Capítulo 3

Metodologia

A metodologia aplicada neste trabalho foi utilizada a fim investigar as prováveis implicações ambientais e econômicas da penetração máxima de fontes renováveis na matriz elétrica em longo prazo no Brasil. A abordagem técnica relacionou-se com a caracterização dos cenários em estudos, com base em dados governamentais e estudos sobre a penetração máxima das energias renováveis. O objetivo desta etapa foi criar cenários com dados reais, estimando a penetração máxima das energias renováveis em 2030-2050. A partir do desenvolvimento dos cenários, foi realizado o CLCA e quantificados os impactos ambientais dos cenários propostos, e então aplicado o LCOE. Conforme a Figura 18 a metodologia deste estudo, envolve as seguintes etapas:

Etapa 1: Elaboração dos cenários em estudo: esta etapa foi a etapa mais longa do estudo, e engloba a análise técnica sobre as fontes renováveis, para que assim, fosse possível estimar a penetração máxima dessas fontes. O primeiro cenário, referência para o estudo é o plano de expansão de eletricidade da EPE/MME. A partir dos resultados obtidos no cenário de expansão de eletricidade do governo, foram criados os cenários de expansão da bioenergia, das fontes eólica e FV.

Etapa 2: Análise do ciclo de vida: a fim de identificar os principais impactos ambientais relacionados à eletricidade, foi utilizada a metodologia da análise do ciclo de vida consequential, normatizada pela ISO. Primeiramente, foi identificado o objetivo e o escopo do trabalho. A partir das fronteiras definidas no escopo, foi possível quantificar as entradas e saídas

dos produtos, e então, foi realizado a elaboração dos inventários dos cenários. A partir das informações coletadas, os impactos de aquecimento global e pontuação única foram avaliados.

Etapa 3: realização do cálculo do custo nivelado de eletricidade: foi realizado uma avaliação econômica utilizando o custo nivelado de eletricidade. Essa ferramenta é amplamente utilizada para avaliações de cenários de eletricidade; principalmente, em cenários em que há diferentes fontes de energia e tecnologias em diferentes níveis de maturidade. Para essa etapa, foram utilizados dados como custo inicial, custo de operação e manutenção, taxa de juros, entre outros.

Etapa 4: foram realizadas comparações entre os cenários, a fim de emitir conclusões e recomendações a partir dos indicadores apresentados no estudo.

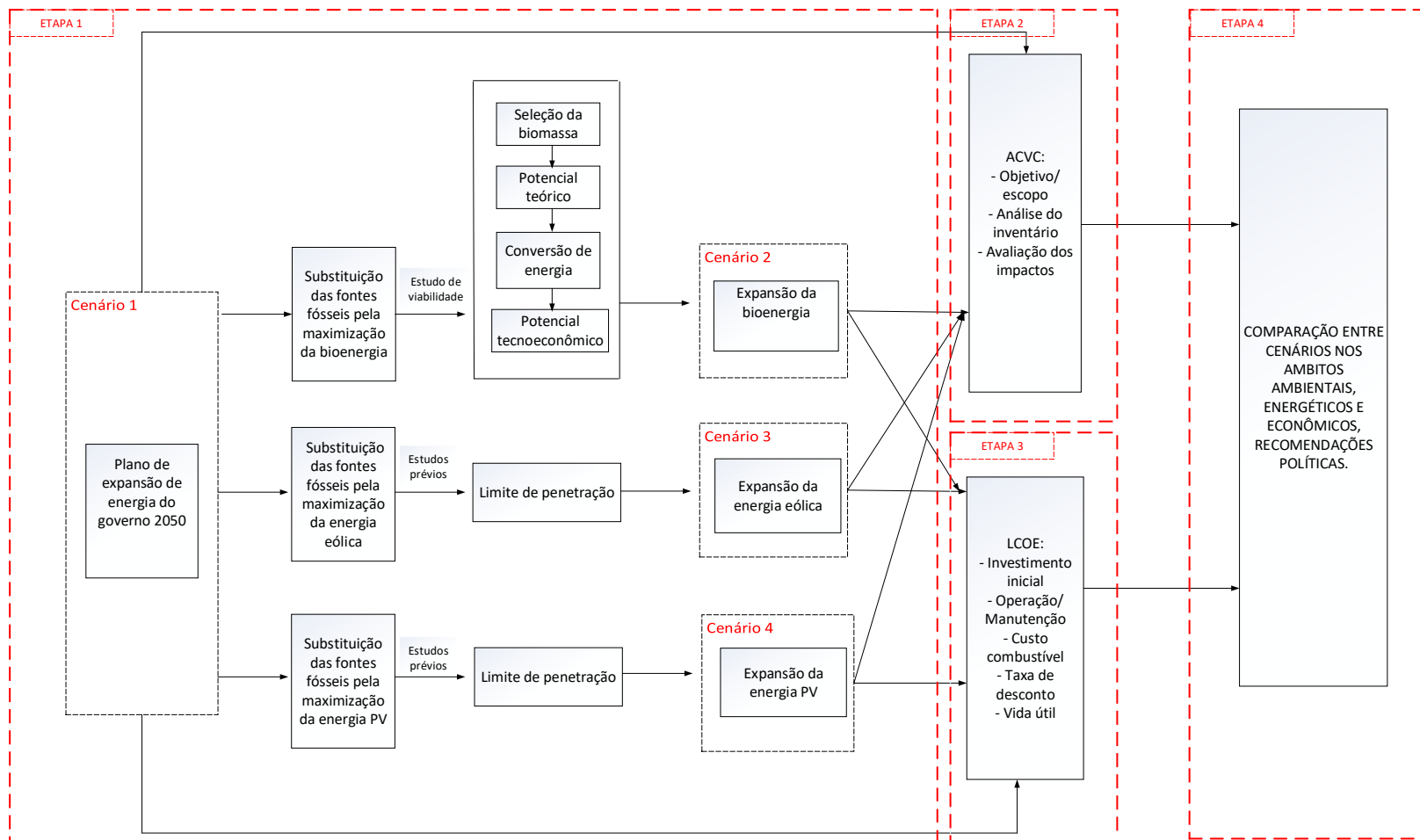


Figura 18. Síntese da metodologia aplicado no estudo

3.1 Etapa1: elaboração dos cenários em estudo

No contexto da geração de eletricidade, diferentes tipos de fontes de energia podem ser utilizados para suprir o aumento da demanda de eletricidade a longo prazo, a fim de garantir o atendimento da demanda necessária e a confiabilidade do sistema. No entanto, a inserção dessas fontes de energia deve atender a diversos critérios e podem estar relacionadas, por exemplo, à redução de emissões de GEE, melhoria de eficiência, inovação de processos e produtos com maior conteúdo energético, expansão de fontes renováveis, entre outros. Diante da grande diversidade de fontes de energia, a política energética é um instrumento necessário para promover maior penetração de fontes renováveis, bem como, a inserção de tecnologias mais eficientes e com menores fatores de emissão de GEE.

No entanto, o crescimento acelerado da geração de energia a partir de fontes renováveis não deve ser suficiente para suprir o crescimento da demanda total do país, exigindo um aumento da oferta global de petróleo. Para encontrar o possível valor máximo de penetração das fontes renováveis, os cenários foram baseados em fatores técnicos limitantes, como confiabilidade do sistema elétrico e disponibilidade de matéria-prima (no caso da bioenergia). Por mais que o alto custo das fontes renováveis seja um fator limitante, o aumento da penetração dessas fontes, no futuro, acarretará em maior competitividade e conseqüentemente na redução de seus custos.

Diante das considerações mencionadas, as tecnologias marginais adotadas para o estudo, foram as fontes renováveis (bioenergia, eólica e fotovoltaica). Assim, com base nessas tecnologias, foram elaborados os cenários de expansão das fontes renováveis. Para definir os cenários futuros de eletricidade, é fundamental emitir previsões baseadas em suposições realistas. A premissa básica adotada em todos os cenários é a mesma quantidade de eletricidade nos anos em estudo. O que difere os cenários é a participação de cada fonte de energia. A Tabela 12, apresenta a geração de eletricidade total por ano, expressa em TWh:

Tabela 12. Geração de eletricidade total para os anos em estudo

TWh	2019	2030	2035	2040	2045	2050
TOTAL	626,33	1.003,58	1.107,06	1.228,55	1.361,00	1.508,10

Fonte: [85]

O cenário referência é o plano de expansão de energia do EPE/MME. A partir deste, três outros cenários foram criados, que priorizam a maximização das fontes renováveis. Primeiramente, foi quantificada a matriz elétrica atual, a fim de obter uma matriz real e consistente para o estudo. Essa matriz é do ano de 2019 [85] e foi adicionada em todos os demais cenários.

A partir do plano de expansão do EPE/MME, considerou-se que a geração de eletricidade é a mesma quantidade para todos os cenários de expansão das renováveis. Para esses cenários de expansão das renováveis, as fontes fósseis permaneceriam constantes em todos os anos de previsão (a mesma quantidade do ano de 2019). No entanto, as fontes fósseis só aumentariam, caso a maximização da renovável em questão não fosse suficiente para suprir o aumento da demanda de energia. Então, para os cenários de maximização das renováveis, foram considerados:

- Não crescimento das fontes fósseis no futuro (geração de eletricidade de fonte fóssil teria a mesma geração do ano de 2019).
- Maximização das renováveis, em que cada cenário tem uma maximização diferente: cenário de maximização da bioenergia, da eólica e da FV, substituindo então, o aumento das fontes fósseis prevista pelo EPE/MME.
- Utilização das mesmas fontes estabelecidas pelo EPE/MME para os cenários de expansão das renováveis; porém, a expansão da fonte em questão teria uma quantidade a mais (quantidade prevista pelo EPE/MME + parcela referente à maximização, calculada nesse estudo, a fim de substituir a fonte fóssil).
- As fontes de energia terão a mesma participação do cenário de referência (plano do EPE/MME), exceto para as fontes fósseis (que tem crescimento constante, uma vez que serão substituídas pela maximização das fontes renováveis)
- Expansão das fontes renováveis para cada cenário, considerando os parâmetros técnicos e econômicos. A partir da expansão dessas fontes renováveis, espera-se suprir todo o crescimento das fontes fósseis esperada pelo EPE/MME.

As seções a seguir descrevem todas as etapas realizadas para a definição dos cenários da geração de eletricidade futura no Brasil.

3.1.1 Matriz elétrica atual

A matriz elétrica atual foi definida de acordo com os dados disponibilizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil [99]. A incorporação desse dado no estudo foi importante ao trabalho, uma vez que é o único dado efetivo, que faz parte da série histórica do país. Os demais dados utilizados são projeções futuras. A matriz elétrica é diversificada e cerca de 80% do total é proveniente de fontes renováveis. A Figura 19 abaixo apresenta as principais fontes de energia para a matriz elétrica 2019 no Brasil:

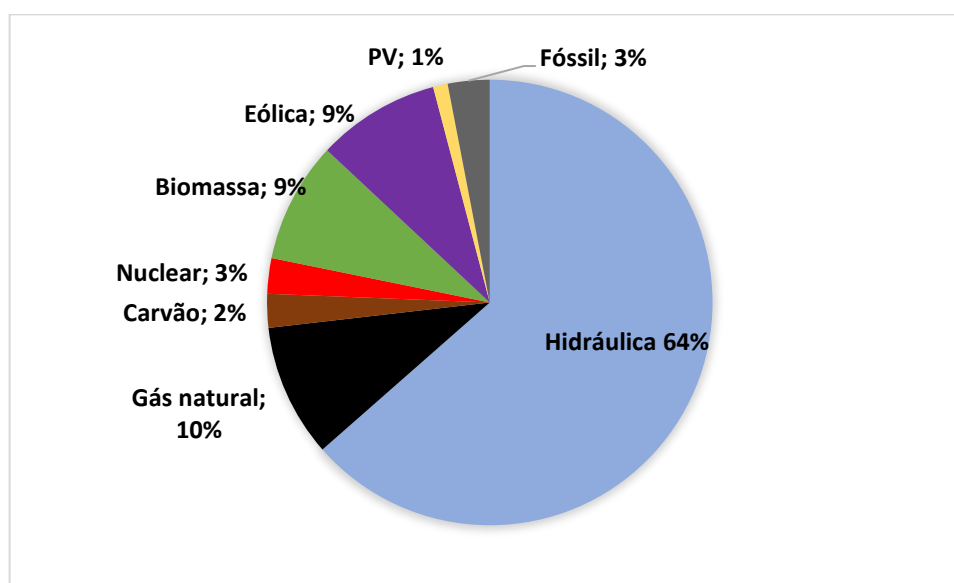


Figura 19. Matriz de eletricidade atual no Brasil
Fonte: [99]

3.1.2 Cenário do plano de expansão de energia do governo para 2030-2050

O principal objetivo do plano do EPE/MME de energia é indicar as possibilidades de expansão desse setor, segundo critérios técnicos econômicos e sociais do país nos próximos anos. Os dados descritos nesta seção são informações de estudos prospectivos do PDE 2029 [85], que fazem projeções da geração de energia elétrica de diferentes fontes para os anos de 2019, 2024 e 2029. A partir desses dados, por meio de regressão linear, os dados do mix da matriz elétrica foram estimados para os próximos anos considerados no estudo (2030, 2035, 2040, 2045, 2050).

O futuro plano de expansão de energia do EPE/MME segue a premissa de que a população brasileira continuará crescendo, porém com menores taxas, a expectativa é de uma taxa média de crescimento de 0,6% ao ano. Em relação à economia, o país deverá se recuperar gradativamente da situação atual. No médio e curto prazo, a expectativa é de mais investimentos

no país, principalmente em infraestrutura, o que impulsionará a economia. A expectativa é que o consumo total de energia elétrica cresça cerca de 15% a mais que a economia no período, influenciado pelo aumento da autoprodução e pelo maior consumo da rede elétrica nacional.

O plano de expansão energética do EPE/MME prioriza a expansão máxima da fonte hidráulica. Porém, a maior parte do potencial hidráulico do país está em áreas de preservação ambiental; portanto, há um número considerável de desafios, principalmente de ordem ambiental, para a expansão da fonte hidráulica no Brasil. As fontes eólicas têm grande capacidade de crescimento da matriz de energia elétrica no Brasil, visto que têm sido competitivas em relação ao preço da energia, bem como vantagens ambientais em relação às demais tecnologias. Deste modo, o EPE/MME recomenda fortemente o crescimento da energia eólica de forma contínua e intensa nos próximos anos. A tecnologia solar fotovoltaica teve uma diminuição dos custos ao longo dos últimos anos, permitindo uma maior participação na matriz de energia elétrica. Porém, devido à segurança energética e aos preços ainda mais elevados do que outras tecnologias, essa fonte ainda não atingiu um maior crescimento no país. A bioeletricidade, especialmente derivada do bagaço da cana-de-açúcar, continua apresentando um potencial competitivo para uso na produção de eletricidade da rede. No Brasil, a fonte termonuclear apresenta certa resistência à expansão, devido principalmente à aceitabilidade social decorrente de acidentes em usinas nucleares ocorridos em outros países. Atualmente, o Brasil possui duas usinas nucleares em operação e uma em construção, com início de operação comercial previsto para janeiro de 2026. O uso do carvão mineral nacional é resistente à sua expansão devido às elevadas emissões de GEE. A tendência é reduzir drasticamente o uso do carvão, até a extinção de seu uso. O gás natural é uma das principais fontes listadas para substituir o uso do carvão. A expectativa de aumento da utilização do gás natural no Brasil foi realizada em função de estudos prospectivos relacionados à economia, restrições operacionais, expansão da malha de gasodutos, bem como a competitividade do uso do gás natural com outros setores. Ressalta-se que as tecnologias para geração de energia não podem crescer ou diminuir drasticamente em um curto espaço de tempo, por isso é necessário analisar cada caso ao longo dos anos de forma abrangente. A Figura 20 mostra o plano de expansão de energia do EPE/MME entre os anos 2019-2050, a partir da extrapolação realizada nesse estudo:

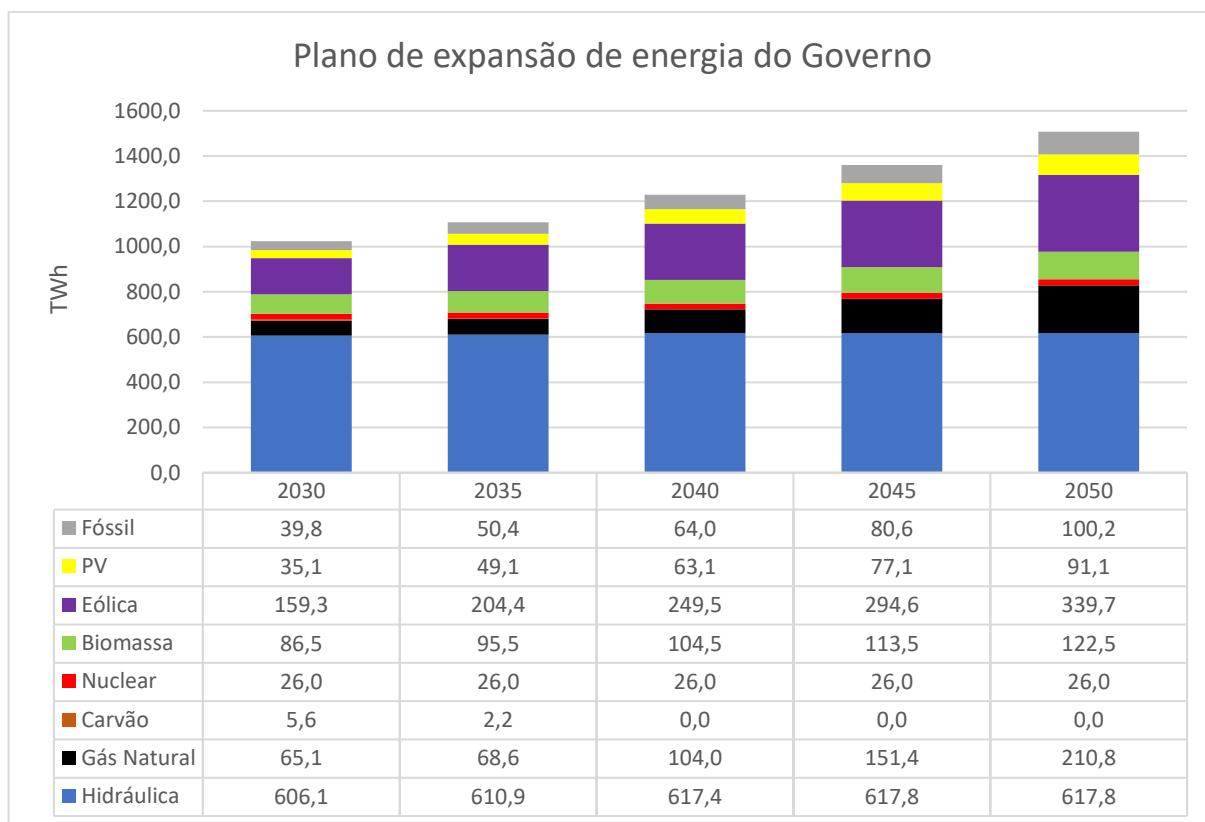


Figura 20. Plano de energia (2019-2050) extrapolado nesse estudo a partir de dados do EPE/MME

A Tabela 13 apresenta a participação em porcentagem de cada fonte para o cenário do plano de expansão de energia do EPE/MME:

Tabela 13. Participação das fontes por ano

Fonte	2019	2030	2035	2040	2045	2050
Hidráulica	63,5%	59,2%	55,2%	50,26%	45,4%	40,9%
Gás Natural	9,6%	6,4%	6,20%	8,5%	11,1%	13,9%
Carvão	2,4%	0,5%	0,20%	0,00%	0,0%	0,0%
Nuclear	2,6%	2,5%	2,35%	2,1%	1,9%	1,7%
Biomassa	8,8%	8,4%	8,62%	8,5%	8,3%	8,1%
Eólica	8,9%	15,5%	18,47%	20,3%	21,6%	22,5%
FV	1,1%	3,43%	4,44%	5,1%	5,7%	6,0%
Fóssil	3,3%	3,9%	4,55%	5,2%	5,9%	6,6%
TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

3.1.3 Cenário de penetração máxima da bioenergia

O uso de biomassa para geração de energia elétrica está em crescimento no Brasil, principalmente nos sistemas de cogeração de usinas de açúcar e álcool e nos setores industrial e de serviços. Segundo a ANEEL [99], existem atualmente 564 termelétricas que utilizam biomassa, com uma capacidade instalada de mais de 14 GW. A biomassa da cana-de-açúcar, essencialmente bagaço, é o principal combustível de 405 termelétricas, com potência aproximada de 11 GW. O uso da biomassa para geração de energia é uma estratégia viável ambiental, tecnológico e economicamente, uma vez que o Brasil possui condições favoráveis para a produção de biomassa e bioenergia, como: vasta extensão territorial, parte do território brasileiro localizada na região tropical e chuvosa, abundância de plantas, animais e resíduos urbanos, e de diferentes tipos de plantas e oleaginosas, além da vasta experiência no uso de fontes renováveis, como a produção de etanol e a respectiva cogeração [98]. Diante dessas condições, a bioenergia é vista como uma das alternativas mais promissoras para um futuro energético sustentável no Brasil. O potencial nacional de aumento da produção de biomassa é bastante significativo e o país pode aumentar a participação da bioenergia no mercado interno de forma sustentável.

Abordar o papel da geração a partir de biomassa na expansão da geração de eletricidade no Brasil está principalmente relacionado à sua disponibilidade e às tecnologias competitivas de geração termelétrica. A metodologia aplicada por [104] foi considerada neste estudo. Souza et al. [104] quantificaram o potencial teórico e técnico-econômico da biomassa, a fim de determinar o potencial máximo de geração de eletricidade a partir de resíduos agrícolas e florestais no Brasil para o período de 2018-2050.

3.1.3.1 Potencial teórico

O primeiro passo foi selecionar as principais biomassas utilizadas atualmente e, com base no trabalho [104], o diagrama de Pareto foi usado para selecionar os resíduos de biomassa mais adequados para a produção de energia. Este diagrama é uma ferramenta auxiliar de apoio à decisão coerente sobre os diferentes tipos de escolhas. O diagrama de Pareto é um gráfico de barras que ordena a frequência das ocorrências, da mais alta para a mais baixa, priorizando questões essenciais. A linha superior representa a porcentagem acumulada de ocorrências [200]. Neste estudo, o diagrama de Pareto foi utilizado para verificar quais resíduos apresentam o

potencial teórico mais significativo. O gráfico de barras representa o potencial teórico de cada cultura. A linha superior representa o percentual acumulado dos potenciais teóricos, começando pelo maior potencial (no caso da cana-de-açúcar). Foram escolhidas as quatro principais culturas, que possuem os mais representativos potenciais de energia teórica. Juntos, eles representam 94% de todo o potencial teórico disponível a partir dos resíduos em estudo (esse valor pode ser observado na linha do percentual acumulado). De acordo com a Figura 21, as culturas mais propícias no Brasil para geração de energia são cana-de-açúcar, soja, milho e arroz.

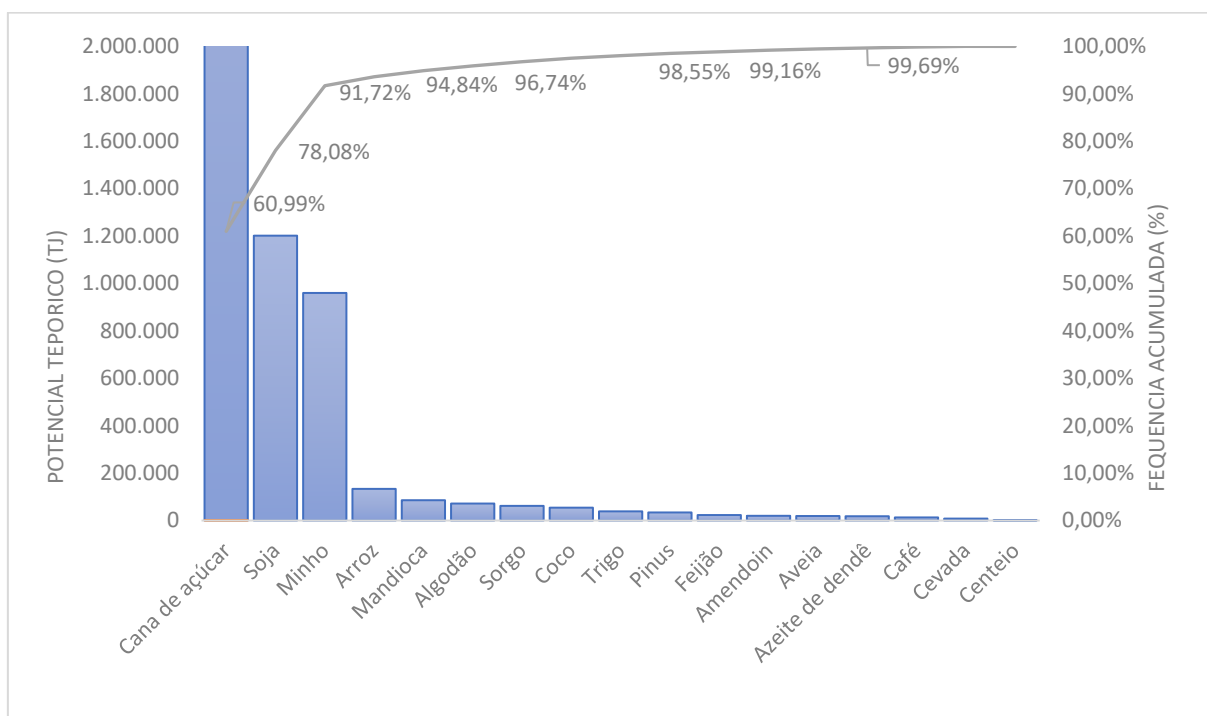


Figura 21. Diagrama de Pareto para selecionar os resíduos de agricultura

Para estimar a produção da agricultura no futuro, dados de Santana et al. [201], foi utilizado. O desenvolvimento desse cenário segue a premissa que a economia global vai crescer nos próximos anos e a população mundial deverá aumentar, mas em níveis menores de crescimento. Em 2010-2030, a população brasileira deverá crescer a um ritmo menor, chegando a 216 milhões neste período [202]. As atuais condições climáticas médias devem permanecer consistentes. Considerando os aspectos contextuais supracitados, foram estabelecidas as perspectivas da produção agrícola brasileira para o período 2010-2030. Sobre o milho, estima-se que o nível de produtividade nas perspectivas de produção e área colhida aumente a taxas médias de crescimento anual entre 1,1% e 1,7% ao ano. Durante o período considerado, as

exportações de milho deverão quase dobrar. As exportações de soja devem aumentar cerca de 70%. As exportações de açúcar devem se expandir a uma taxa média de crescimento anual de 1,7%, atingindo 33,5 milhões de toneladas ao final do período. O consumo nacional de arroz também deve crescer em 2010-2030. No entanto, o aumento da produção de arroz deve ser menor do que outros produtos. Do estudo de Santana et al. [201], foram criadas equações lineares de 2010 a 2030 e a partir da função encontrada para cada safra, a produção anual para 2035,2040,2045 e 2050 foram estimadas por meio de regressão linear. A Tabela 14 apresenta a produção anual em (10⁶t) das culturas em questão:

Tabela 14. Produção anual dos cultivos

Cultura (10⁶t)	2019	2020	2030	2035	2040	2045	2050
Milho	64,84	65,91	76,55	81,88	87,20	92,52	97,84
Soja	82,68	84,33	100,88	109,15	117,42	125,69	133,96
Cana-de-açúcar	865,38	882,31	1.051,57	1.136,20	1.220,83	1.305,46	1.390,09
Arroz	14,90	15,16	17,73	19,02	20,31	21,60	22,89

Fonte: [201]

A partir da quantidade total de biomassa disponível, foi possível calcular o potencial teórico de energia da biomassa. Esse potencial é função da produtividade anual da cultura, resíduo disponível e da relação resíduo/produto. Deve-se considerar a coleta apenas de resíduos permissíveis de acordo com a preservação de carbono orgânico e nutrientes no solo (fator de disponibilidade) [203]. O potencial teórico de biomassa é calculado pela seguinte Equação 1:

$$E_{\text{Teórico}} = \sum_1^n P * FD * PCI * RRP \quad \text{Equação 1}$$

Onde P é a quantidade de produtos agrícolas produzidos por ano em toneladas; FD é o fator de disponibilidade que indica a fração de resíduo disponível para ser coletada para uso energético em termos percentuais; PCI é o poder calorífico inferior dos resíduos de biomassa em MJ/kg; RRP é a razão resíduo-produto. A Tabela 15 apresenta as variáveis utilizadas neste estudo:

Tabela 15. Dados para o potencial teórico da biomassa

Cultura	Resíduo	PCI (MJ/Kg)	RRP	FD
Milho	Palha	17,7	1,68	0,40
Soja	Palha	14,6	2,30	0,30
Cana-de-açúcar	Palha	18,6	0,22	0,59
Cana-de-açúcar	Bagaço	19,8	0,22	1,00
Arroz	Casca	16,0	1,55	0,40
Arroz	Palha	16,0	0,18	0,40

Fonte: [33]

A Tabela 16 apresenta o potencial teórico da biomassa:

Tabela 16. Potencial teórico da biomassa

(10PJ)	2019	2020	2030	2035	2040	2045	2050
Milho	771,27	783,93	910,55	973,86	1.037,17	1.100,48	1.163,79
Soja	832,92	849,58	1.016,23	1.099,55	1.182,88	1.266,20	1.349,53
Açúcar	5.863,01	5.977,69	7.124,45	7.697,84	8.271,22	8.844,60	9.417,99
Arroz	164,94	167,80	196,34	210,61	224,89	239,16	253,43

3.1.3.2 Potencial técnico-econômico

A próxima etapa foi determinar o potencial técnico-econômico da biomassa disponível. Para esta etapa, foi selecionada a tecnologia de conversão de energia, com base em critérios técnicos. As tecnologias de conversão de biomassa para produção de eletricidade são especificadas de acordo com características técnicas, como faixas de capacidade, tipos de reatores de conversão primária e sua eficiência, tipos de pré-tratamentos necessários para cada tecnologia, custo de eletricidade nivelado e nível de maturidade da tecnologia [124]. A Tabela 17 resume as características técnicas e técnico-econômicas de diferentes tecnologias de conversão de energia:

Tabela 17. Potência, eficiência, faixas de custo de eletricidade nivelada, TRL e nível de maturidade

Tecnologia	Faixa de potência (MWe) [204]	Eficiência (%) [204]	Custo de investimento (USD/kWe)	Níveis de Prontidão de Tecnologia (TRL) [124]	Nível de maturidade [124]
CRC	3-100	5-36	3093 [205]	8	Alto
ORC	0.01-3.0	15-25	2737 [206]	7	Alto
Motor a vapor	0.3-1.2	5-11	2706 [207]	7	Médio
Parafuso helicoidal	0.07-0.6	15	3850 [208]	6	Médio
Turbina a vapor radial	0.01-0.03	30	4182 [209]	6	Médio
Turbina a gás de acionamento externo - EFGT	0.02-0.08	15-16	3112 [210]	6	Médio
Motor Stirling	0.006-0.03	6-20	1689 [205]	6	Médio
Gaseificador / motor de combustão interna	0.04-3.0	12-32	1538 [205]	6*	Médio
Gaseificador / Microturbina	0.03-0.2	15	3039 [205]	6	Médio
BIGCC	1-3	30-45	3900 [211]	6	Médio

*Em países desenvolvidos, o TRL é 7.

Os Níveis de Prontidão de Tecnologia (TRL) são caracterizados como uma métrica de avaliação geralmente aplicada por meio de questionários, para avaliar a maturidade de uma determinada tecnologia [124]. Segundo o estudo de [124], as tecnologias que apresentam um nível de maturidade alto são o CRC e o ORC. No entanto, a única tecnologia com o grau máximo de desenvolvimento, segundo o TRL é o CRC.

Outra questão considerada para a escolha da tecnologia para a conversão de energia nesse estudo, foi a faixa de potência operada por cada tecnologia. De acordo com a Tabela 17, as maiores faixas de potência são operadas pelo CRC. Esta assertiva dá-se por ser a tecnologia predominante hoje no Brasil, com alto nível de maturidade, menor necessidade de capital e custos de operação e manutenção significativamente menores em comparação com outras tecnologias, o CRC e foi adotado para esse estudo. Além disso, no Brasil, as empresas do agronegócio, principalmente as indústrias de açúcar e etanol que produzem eletricidade a partir de resíduos, atualmente aplicam em larga escala esse tipo de planta [118].

Após a seleção das tecnologias de conversão de biomassa, o potencial técnico é quantificado no período de 2018-2050 pela Equação 2. O potencial técnico de cada ano é a fração do

potencial teórico afetado pelas seleções tecnológicas no período considerado e, consequentemente, a eficiência de conversão de energia de tecnologia. A eficiência para a situação atual adotada corresponde a 25% [127]. A eficiência é maior no futuro e está relacionada à melhoria dos parâmetros do ciclo e materiais, e isso valor de eficiência corresponde a 35% [129].

$$E_{\text{Técnico}} = \sum_1^n E_{\text{Teórico}} * \eta \quad \text{Equação 2}$$

Onde $E_{\text{Técnico}}$ é o potencial técnico dos produtos agrícolas e florestais produzidos por ano (2018-2050) em toneladas; η é a eficiência de conversão de energia da tecnologia em termos percentuais.

O transporte da biomassa para a usina de geração de energia é uma etapa fundamental para a operação de uma usina, pois representa uma parte significativa do custo total [212]. No Brasil, a biomassa é economicamente viável apenas em raios inferiores a 50 km [33]. O potencial técnico-econômico da biomassa considerando o raio econômico pode ser considerado aproximadamente assumindo-se a fração do potencial técnico que pode ser implantado e cujo valor atende a critérios de rentabilidade econômica [127]. O potencial técnico-econômico é calculado pela seguinte Equação 3:

$$E_{\text{Técnico-econômico}} = \sum_1^n E_{\text{Técnico}} * R \quad \text{Equação 3}$$

Onde $E_{\text{Técnico-econômico}}$ é o potencial técnico-econômico de produtos agrícolas e florestais produzidos por ano em J; R é o raio econômico em termos percentuais.

Portanto, a limitação imposta à biomassa recuperável para conversão de energia pelo raio econômico e infraestrutura logística disponível considerada para este estudo é de 27,66% [104]. A fim de apresentar um resultado compreensível com o cenário de maximização da biomassa, A Tabela 18 apresenta o resultado técnico-econômico, expresso em TWh:

Tabela 18. Potencial técnico-econômico da biomassa

(TWh)	2019	2020	2030	2035	2040	2045	2050
Milho	20,7	21,1	24,5	26,2	27,9	29,6	31,3
Soja	22,4	22,8	27,3	29,6	31,8	34,1	36,3
Açúcar	157,7	160,7	191,6	207,0	222,4	237,8	253,3
Arroz	4,4	4,5	5,3	5,7	6,0	6,4	6,8
Total	210,12	214,12	254,08	274,07	294,05	314,03	334,01

3.1.3.3 Penetração máxima da biomassa na matriz elétrica brasileira

Com base nessa metodologia, estimou-se a penetração máxima possível de resíduos de biomassa na matriz elétrica brasileira, que corresponde ao potencial técnico-econômico. Para 2030, a contribuição da fonte de bioenergia foi de 254,08TWh, que corresponde a 8,45% da matriz total, 2035 a contribuição foi de 274,07TWh, que corresponde 8,62%, em 2040 a participação da biomassa foi de 294,05, que corresponde 8,50%, no ano de 2045 a inserção de biomassa foi de 314,03TWh, que corresponde a 8,34% e por fim em 2050, em que a participação foi 8,12% do total da matriz elétrica.

Nessas condições, o cenário de expansão da bioenergia substituiu o aumento do incremento das fontes fósseis do cenário do EPE/MME, pela maximização da produção de energia a partir da biomassa.

A Figura 22 apresenta o cenário com a expansão da bioenergia. A maximização da biomassa poderia suprir o aumento das fontes fósseis até o ano de 2045. Em 2050, seria necessário um aumento no uso de energia fóssil.

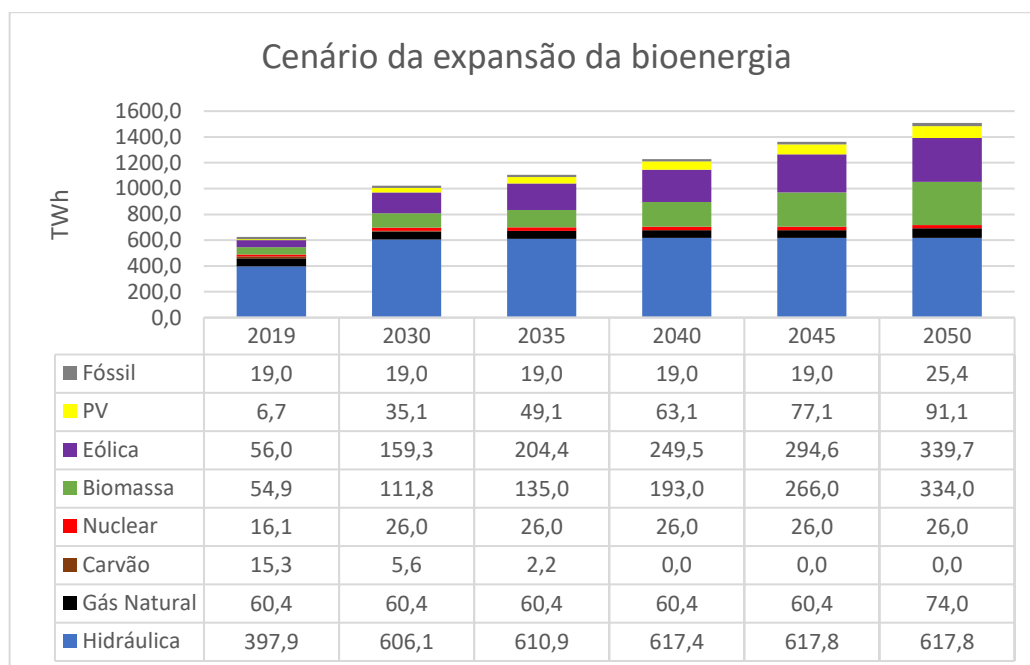


Figura 22. Cenário da penetração máxima da fonte de bioenergia na matriz de energia elétrica no período de 2019-2050

A partir da participação de cada fonte na geração (Figura 22) de eletricidade para os anos em estudo, foi elaborada a Tabela 19 que apresenta a porcentagem da participação de cada fonte no cenário de expansão da bioenergia.

Tabela 19. Participação por fonte para a matriz elétrica brasileira para o cenário de expansão da bioenergia:

	2019	2030	2035	2040	2045	2050
Hidráulica	63,5%	60,4%	55,2%	50,3%	45,4%	41,0%
Gás Natural	9,7%	6,0%	5,5%	4,9%	4,4%	4,9%
Carvão	2,4%	0,6%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	2,6%	2,6%	2,3%	2,1%	1,9%	1,7%
Biomassa	8,8%	11,1%	12,2%	15,7%	19,5%	22,1%
Eólica	8,9%	15,9%	18,5%	20,3%	21,6%	22,5%
FV	1,1%	3,5%	4,4%	5,1%	5,7%	6,0%
Fóssil	3,0%	1,9%	1,7%	1,5%	1,4%	1,7%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

3.1.4 Cenário de penetração máxima das fontes intermitentes

As fontes convencionais utilizadas para geração de energia, como hidrelétrica, diesel, gás natural ou mesmo energia renovável a partir de biomassa, são fontes capazes de armazenar uma determinada quantidade da fonte de energia primária no local e, em seguida, gerar eletricidade para atender às necessidades de demanda quando necessário. Esse tipo de geração é conhecido como geração despachável. A energia eólica e a energia solar fotovoltaica não possuem armazenamento de energia natural no local; portanto, sua produção é geralmente referida como não despachável [69]. A produção de sistemas solares fotovoltaicos varia com a estação, a hora do dia e a presença de nuvens e chuva. Os sistemas eólicos também enfrentam constantes adversidades em função de variações de tempo e clima [70]. Atendendo a estas características relacionadas com a energia solar fotovoltaica e eólica, os operadores das redes de transporte e de distribuição enfrentam as adversidades provocadas pelo aumento significativo do nível de penetração destas fontes.

A intermitência e a imprevisibilidade associadas à energia eólica e solar estão oferecendo desafios aos sistemas de energia de operação normal. Portanto, o ponto proeminente desses problemas pode ser mitigado pela combinação ideal de bateria e dispositivos de armazenamento

elétrico que levem a maior potência e densidade de energia e com resposta mais rápida à flutuação de energia [213]. No entanto, os custos de investimento associados ao armazenamento de energia são altos e as tecnologias de armazenamento em escala da rede ainda estão em amadurecimento, há uma necessidade de avaliar o quantum de armazenamento de energia que pode ser integrado à rede para mitigar a intermitência do fornecimento [214].

Portanto, as características das fontes eólicas e FV citadas previamente, confeccionam padrões únicos para as diferentes localidades do planeta. Além do que a utilização de diferentes modelos, ou diferentes parâmetros, como por exemplo, a utilização ou não de sistemas de armazenamento, características como penetração de fontes de energia despachável, qualidade do sistema de transmissão, entre outras características, fazem com que os valores assumidos como ideais da penetração das fontes intermitentes sejam tão diferentes entre os estudos. A Tabela 20 apresenta alguns estudos que propõe diferentes índices de penetração de fontes renováveis:

Tabela 20. Penetração de fontes renováveis em diferentes localidades

Autor	Renováveis total	Eólica	Solar	País
Jayade et al. (2020) [77]	40%			Estados Unidos
Zsibor et al.(2019) [78]	40-45%			Europa
Chen et al. (2018) [58]	55%			China
Tambunan et al. (2018) [80]		16%	10%	Java-Bali
García-Gusano, et al. (2018) [76]	90%			Espanha
Krakowski et al., 2016 [62]	40%			França Nordeste do
Jong et al. (2016) [83]	65%			Brasil Nordeste do
Miranda et al. (2017) [84]		29,7%		Brasil
Jacobson et al., 2015 [215]		30%		Estados Unidos
Hart et al. (2011) [216]		19,3%	20,1%	Estados Unidos
Aboumahboub, et al. (2010) [217]		73%	21%	Europa
Weitemeyer, et al. (2015) [218]		60%	40%	Alemanha
Seck, et al. (2017) [219]		40%	17%	França

A construção das fontes intermitentes foi realizada com base em Luz & Moura [81]. A metodologia é implementada para o caso brasileiro e apresenta-se um cenário capaz de garantir três anos consecutivos de seca extrema em 2050, sem a necessidade de novos reservatórios. A principal contribuição deste estudo é um quadro metodológico que garanta a otimização da integração da bateria, complementaridade entre fontes e regiões. Os autores usaram dados de

irradiação solar e velocidade do vento de 27 estações automáticas de tempo e água. Este estudo apresenta um modelo de planejamento multiobjetivo da expansão da geração de energia para garantir cenário 100% renovável, maximizando a complementaridade e minimizando os custos totais de expansão. Os problemas multiobjetivos envolvem múltiplos pontos de vista a serem avaliados, que por sua vez são conflitantes (não existe, em geral, uma solução que otimize todos os propósitos simultaneamente). Cada solução pode ser selecionada com base em preferências econômicas, técnicas, ambientais e políticas. Uma das soluções deste trabalho, garante a participação de, no mínimo, 5% para cada tecnologia, até 2050.

As principais equações utilizadas pelos autores [81], projeto da expansão de longo prazo dos sistemas de geração de energia, consideram tempo, LCOE (USD/MWh), capacidade (MW) das unidades de geração de energia do tipo e região, capacidade útil de armazenamento de baterias (MWh), horas anuais de carga total (h / ano) das usinas de energia do tipo e região, dias de uso por ano das baterias (equivalente a um ciclo completo de carga / descarga da bateria e vida útil das baterias), energia evitada (MWh) pela fotovoltaica implementada na época, além do potencial da complementaridade da energia hidráulica. Diante desses parâmetros, a Tabela 21 apresenta as variações dos parâmetros utilizadas no problema multiobjetivo proposto pelo estudo de Luz & Moura [81]:

Tabela 21. Principais parâmetros utilizados na análise

Fonte	Fator de capacidade (%)	LCOE(USD/MWh)
Solar	22%-13%	40,5-16,0
Eólica	100%-18%	31,2 - 24,8
Hidráulica	98%-11%	27,4

Fonte: [81]

Deve-se notar, que a variação entre os fatores de capacidade das fontes é muito ampla, e isso se deve ao fato, das análises desses fatores terem sido em diferentes espaços temporais, uma vez que para a fonte eólica a variação da intensidade do vento varia em um curto espaço de tempo, e as fontes solar e hidráulica possuem grandes variações, dependendo também das estações e dias do ano.

No passado, a baixa viabilidade econômica juntamente com a falta de dados confiáveis eram obstáculos que impediam os parques eólicos de grande escala no Brasil. Mais recentemente, vários projetos de parques eólicos de grande escala foram realizados por empresas privadas.

Esses projetos agora são viáveis economicamente, devido ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis e a fabricação local de turbinas eólicas [220]. A quantidade total de eletricidade gerada pelo vento está intimamente relacionada à velocidade do ar. A penetração da energia eólica depende da velocidade do vento, que varia dia a dia, hora-hora, e ainda menor duração de tempo (minutos e segundos) [221].

Estima-se que o Brasil tenha um potencial de 143 GW e que seja possível produzir cerca de 272,2 TWh / ano (a uma altura média da turbina eólica em 50 m). O potencial para cada uma das regiões é estimado como: Nordeste (75 MW), Sul (41,1 MW), Sudeste (29,7 MW), Norte (12,8 MW) e Centro-Oeste (3,1 MW) [131]. Os ventos mais fortes e constantes sopram nas regiões Nordeste e Sudeste do país com uma velocidade média anual da ordem de 8 m / s [131]. Nota-se que o potencial de energia eólica do Brasil é muito amplo, no entanto, existem questões tecnológicas e econômicas reduzem o potencial de energia, e que foram abordadas no estudo de uma maneira geral, e estão apresentadas na Figura 23:

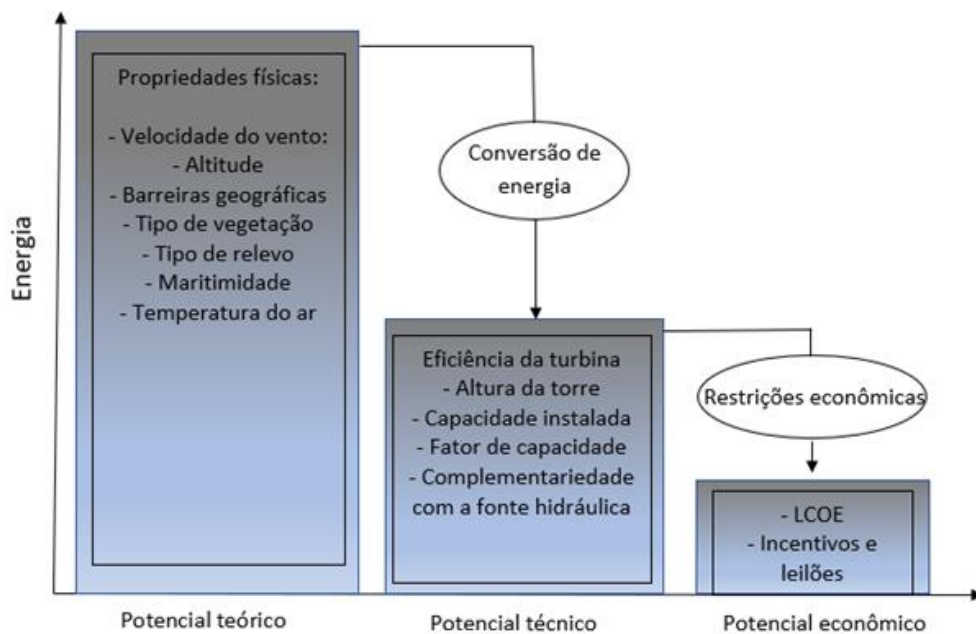


Figura 23. Potencial de energia da fonte eólica

O potencial teórico do Brasil de energia eólica do Brasil é muito grande, principalmente devido à localização geográfica do país e dos fatores físicos. Porém, o que reduz esse potencial são as barreiras técnicas enfrentada por essa tecnologia, que pode ser quantificado por meio do potencial técnico de energia. E por fim, as restrições econômicas, impostas principalmente pela

falta de políticas de incentivo. Essas particularidades atribuem as condições específicas para o Brasil, e interferem diretamente no índice de penetração dessa fonte no país. Por esses motivos, cada localidade, possui um potencial de penetração diferentes umas das outras. Para o nosso trabalho, o potencial econômico é a penetração máxima da fonte eólica, que será expresso em TWh.

Diante do cenário brasileiro de dificuldade de expansão das fontes hidráulicas, os empresários vêm utilizando a energia eólica como opção de expansão dessa fonte na matriz elétrica. No início de 2019 havia 6.993 aerogeradores em operação no Brasil. Ao todo eram 2.489 aerogeradores com potência nominal de até 2,0 MW e 3.601 aerogeradores com potência nominal de 2,0 a 2,5 MW, o que mostra a predominância dessa faixa de potência no Brasil. O número de turbinas maiores (até 3,0 MW) foi de 903 [99].

Essa crescente participação da energia eólica no mercado brasileiro tem aumentado os estudos de regimes de vento, além de aumentar o investimento em modelos que simulam a energia gerada por parques eólicos, reduzindo os fatores de risco para os investidores. Além disso, o há algumas políticas de incentivo para a expansão da energia eólica. Dessa forma, o mercado de energia fica mais atrativo para projetos eólicos, uma vez que esta fonte tem mitigado os riscos de geração, pois o gerador eólico é capaz de apoiar toda a sua garantia física, maximizando a receita. A maior dificuldade é que, se a produção de energia for menor do que o planejado, não existem dispositivos legais para atender ao produtor [137].

A complementaridade entre recursos eólicos e hidráulicos no país é interessante, pois o uso de fontes renováveis alternativas, como a eólica, pode estabilizar as flutuações sazonais no fornecimento de energia, sendo uma forma interessante de minimizar o risco de escassez durante períodos críticos de seca [222]. No Brasil, o período de menor disponibilidade de água (agosto a dezembro) é complementar ao período de máxima disponibilidade de vento. Esta diversidade sazonal é a mais interessante para beneficiar a associação do vento e da hidráulica. A consequência esperada dessa diversidade é que, ao aumentar a participação dos parques eólicos na matriz elétrica, melhor se aproveita a capacidade de armazenamento dos reservatórios [223].

Outro ponto positivo sobre a expansão da energia eólica é o aumento do nível de maturidade da tecnologia, o que favorece inclusive a redução de custos [224]. Diante desse fato, o

superdimensionamento das usinas eólicas está sendo financeiramente possível. Essa prática reduz os intervalos de produção, uma vez que há maior capacidade para a produção de energia durante os períodos de baixa disponibilidade de vento. O superdimensionamento também reduz os requisitos de armazenamento [225].

A Figura 24 apresenta o cenário de expansão eólica. A partir da demanda de energia por ano, que se encontra na Tabela 12, e por meio de critérios técnicos e econômicos, desenvolvidos pelo estudo de [81] que determinaram, que a expansão da fonte eólica poderá ser até 43% da geração total de eletricidade, por ano. Para esse dimensionamento foi considerando o balanço mensal entre geração e demanda, além do balanço horário para dias de verão e inverno. A fonte eólica seria a única capaz de garantir que o uso de fontes fósseis não aumentasse ao longo dos anos em estudo.

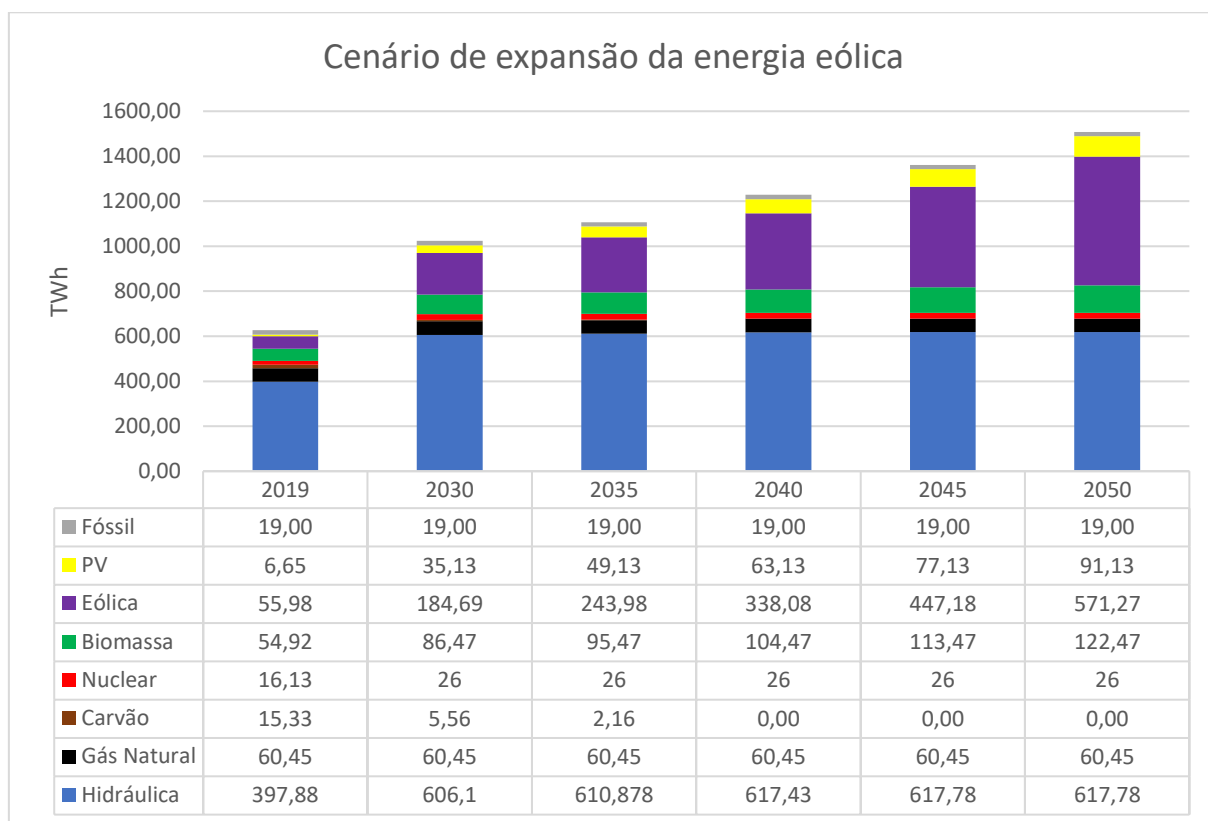


Figura 24. Penetrações máximas da matriz de eletricidade da fonte eólica no período de 2019-2050

A partir da participação de cada fonte na geração (Figura 24) de eletricidade para os anos em estudo, foi elaborada a Tabela 22, que apresenta a porcentagem da participação de cada fonte no cenário de expansão da fonte eólica.

Tabela 22. Participação das fontes no cenário de expansão da fonte eólica

	2019	2030	2035	2040	2045	2050
Hidráulica	63,5%	60,4%	55,2%	50,3%	45,4%	41,0%
Gás Natural	9,7%	6,0%	5,5%	4,9%	4,4%	4,0%
Carvão	2,4%	0,6%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	2,6%	2,6%	2,3%	2,1%	1,9%	1,7%
Biomassa	8,8%	8,6%	8,6%	8,5%	8,3%	8,1%
Eólica	8,9%	18,4%	22,0%	27,5%	32,9%	37,9%
PV	1,1%	3,5%	4,4%	5,1%	5,7%	6,0%
Fóssil	3,0%	1,9%	1,7%	1,5%	1,4%	1,3%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

O Brasil possui um excelente nível de radiação solar principalmente na região Nordeste com valores típicos de 200 a 250 W/m² de potência contínua o que equivale a radiação solar de 1752 a 2190 kWh/m² ano [226]. Embora o Brasil tenha altos níveis de radiação solar, a falta de maiores incentivos e os elevados custos dos sistemas fotovoltaicos têm sido uma barreira para o desenvolvimento do mercado fotovoltaico no Brasil. O uso de sistemas solares fotovoltaicos no Brasil ainda depende de subsídios para viabilizar economicamente esta tecnologia. A redução de custos deve ser alcançada nos próximos anos com a tecnologia disponível hoje, mas será dependendo do volume de produção [227]. Em decorrência dessa situação, o Brasil está no início do desenvolvimento e implantação da tecnologia FV para a diversificação de sua matriz elétrica [228].

Vários autores propuseram diferentes modelos para calcular a produção de eletricidade do módulo em termos de potência e energia, e cujos resultados dependem de diferentes parâmetros meteorológicos [229]. Alguns métodos usam parâmetros como curvas de corrente e tensão de geração fotovoltaica, ou dados diretamente da energia elétrica gerada e outros que empregam dados elétricos e climáticos em modelos de regressão linear ou treinando redes neurais artificiais. Os métodos de avaliação de desempenho do FV geralmente são complexos, pois dependem não apenas das características intrínsecas dos geradores, mas também da intermitência e das peculiaridades climáticas de cada região [230]. Tecnologia de módulo fotovoltaico, condições climáticas (radiação incidente, temperaturas), inclinação, inversor e sistemas de controle, sistema rastreador solar e fiação são fatores que influenciam o desempenho de um sistema fotovoltaico [231].

Nota-se que o potencial de energia da energia solar do Brasil é muito amplo, no entanto, existem questões, tecnológicas que reduzem o potencial, e que foram abordadas no estudo de uma maneira geral, e estão apresentadas na Figura 25. O potencial teórico do Brasil de energia FV do Brasil é notável, principalmente devido à localização geográfica do país e aos fatores climáticos. Porém, o que reduz esse potencial são as barreiras técnicas enfrentadas por essa tecnologia, e essa redução pode ser quantificada por meio do potencial técnico de energia. As restrições econômicas também são barreiras enfrentadas para a penetração máxima dessa fonte na matriz elétrica, principalmente devido ao alto preço do custo inicial, assim como, para o uso de sistemas de armazenamento (o que reduziria os efeitos intermitência dessa fonte), além de maiores incentivos do governo para a expansão dessa fonte. Essas particularidades atribuem as condições específicas para o Brasil, que interferem diretamente no índice de penetração dessa fonte no país. Por esses motivos, cada localidade possui potenciais de penetração diferentes umas das outras. Para o presente trabalho, o potencial econômico é a penetração máxima da fonte FV no cenário, que será dado em TWh.

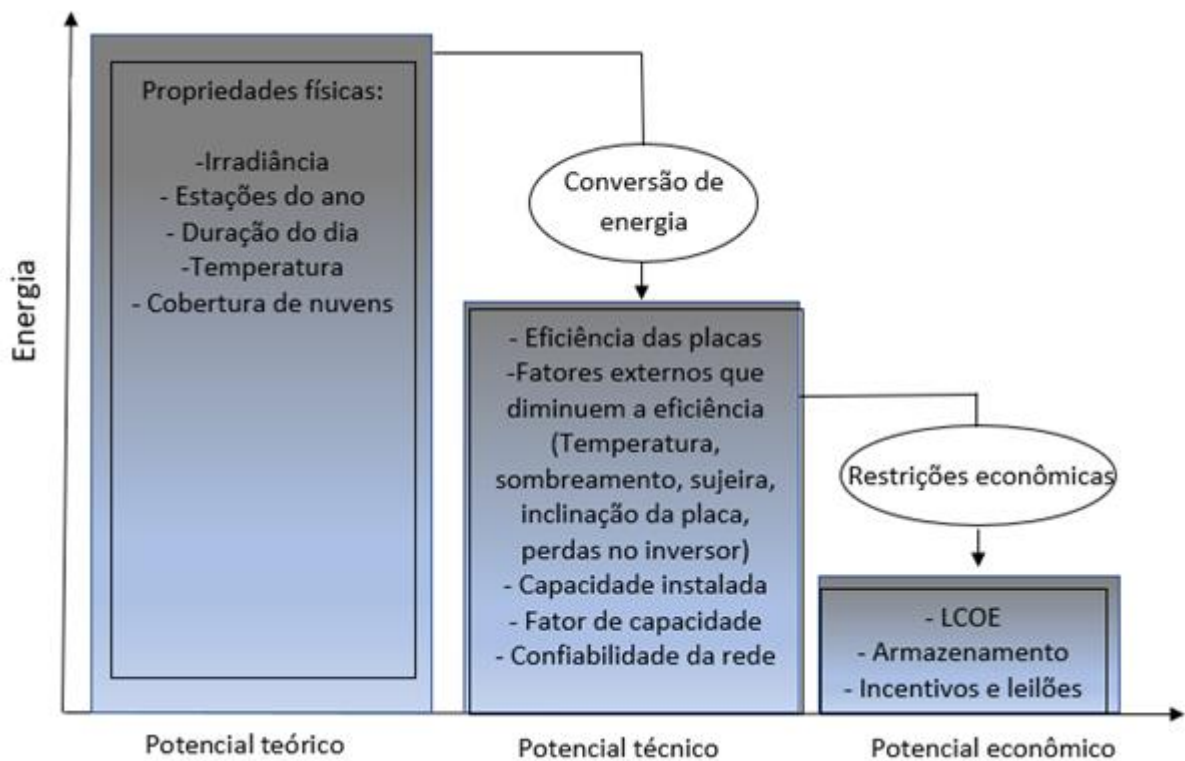


Figura 25. Potencial de energia da fonte FV

A partir da demanda de energia por ano, que se encontra na Tabela 12, e por meio de critérios técnicos e econômicos, desenvolvidos pelo estudo de [81], foi determinado que a expansão da

fonte FV poderá ser até 10% da geração total de eletricidade, por ano. A energia fotovoltaica requer mais flexibilidade do que outras fontes na avaliação horária e outra barreira importante é o custo de integração da energia fotovoltaica. Por esses motivos, a participação da fonte FV não é tão significativa quanto a eólica. Conforme pode ser visto na Figura 26, a participação de 10% na produção de eletricidade a partir de fontes renováveis só conseguiu suprir integralmente o aumento da demanda das fontes fósseis de energia, até o ano de 2035. A partir de 2040, seria necessário aumentar o uso de fontes fósseis. Para aumentar a capacidade fotovoltaica instalada, seria necessária a instalação de baterias, o que acarretaria aumento de custos.

De fato, alguns autores afirmam que o crescimento da participação da energia fotovoltaica na matriz elétrica é um processo complexo, uma vez que a adoção efetiva da inovação envolve diversos fatores [232]. Nascimento et al. [233] identificaram as principais barreiras para consolidá-la na matriz energética brasileira, e estão relacionadas à má qualidade dos sistemas fotovoltaicos, ao alto custo do investimento inicial, à dependência de financiamento para aquisição de painéis solares, cultura de consumo, falta do conhecimento sobre a tecnologia fotovoltaica, dos ineficientes serviços pós-venda, da dependência da importação de painéis solares.

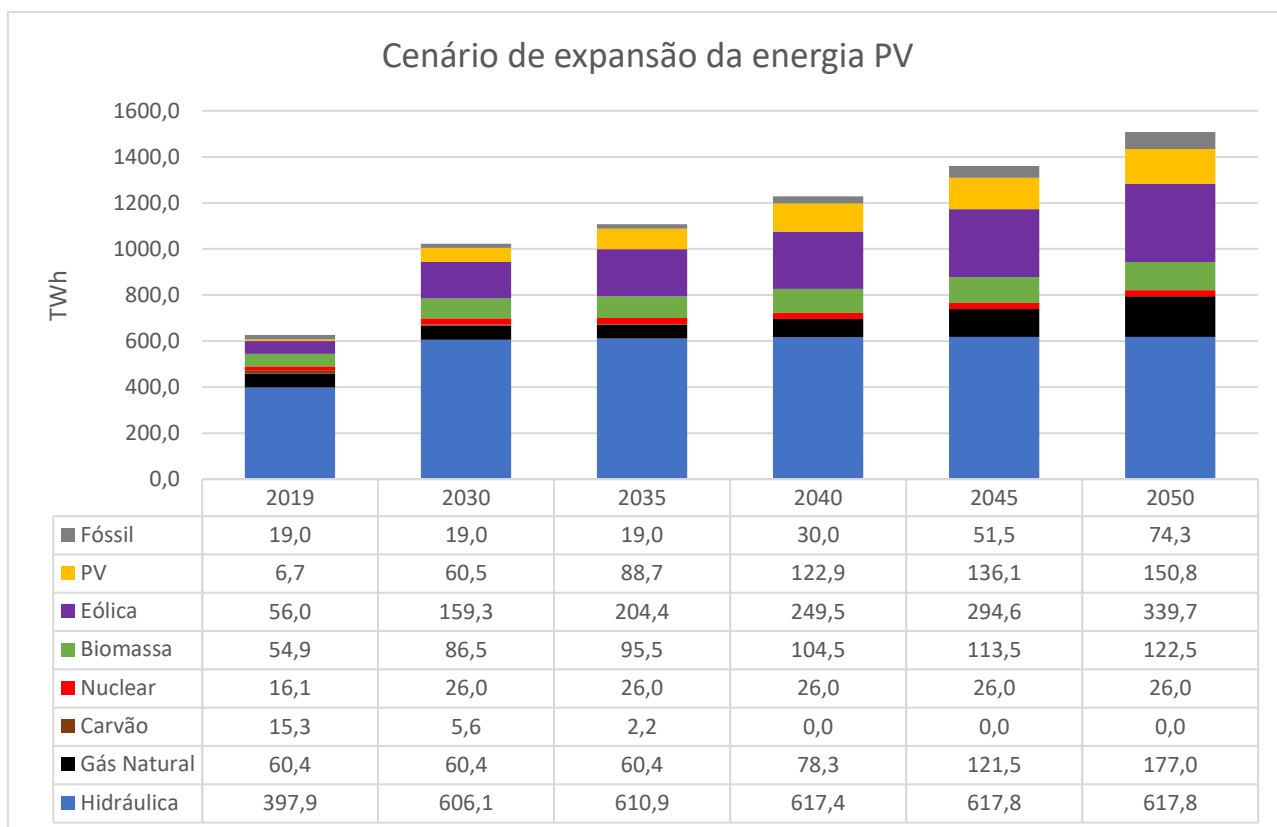


Figura 26. Penetração máxima da fonte fotovoltaica na matriz elétrica no período de 2019-2050

A partir da participação de cada fonte na geração (Figura 26) de eletricidade para os anos em estudo, foi elaborada a Tabela 23, que apresenta a porcentagem da participação de cada fonte no cenário de expansão da fonte FV.

Tabela 23. Participação por fonte no cenário de expansão da FV

	2019	2030	2035	2040	2045	2050
Hidráulica	63,5%	60,4%	55,2%	50,3%	45,4%	41,0%
Gás Natural	9,7%	6,0%	5,5%	6,4%	8,9%	11,7%
Carvão	2,4%	0,6%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	2,6%	2,6%	2,3%	2,1%	1,9%	1,7%
Biomassa	8,8%	8,6%	8,6%	8,5%	8,3%	8,1%
Eólica	8,9%	15,9%	18,5%	20,3%	21,6%	22,5%
FV	1,1%	6,0%	8,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Fóssil	3,0%	1,9%	1,7%	2,4%	3,8%	4,9%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

3.2 Etapa 2: Análise do ciclo de vida

O estudo foi conduzido seguindo a estrutura padrão de estudos de ACV definida nas normas ISO 14040/14044 [190], [191].

3.2.1 Definição de objetivo e escopo

O objetivo deste estudo é avaliar as mudanças de longo prazo no desempenho ambiental e econômica da matriz elétrica no Brasil, tomando como referência o plano de expansão de energia do Governo, maximizando a penetração de fontes renováveis. A maximização das fontes renováveis será elaborada de acordo com especificações técnicas e econômica, para atender à crescente demanda por energia elétrica no futuro.

A unidade funcional para este estudo é a produção de 1 kWh de eletricidade. Para avaliar as consequências ambientais da futura matriz elétrica no Brasil, a abordagem adotada foi do berço ao portão. Os processos *upstream* (construção e fabricação) e o ciclo do combustível (produção / extração) são incluídos como parte do sistema avaliado. Em termos de consumo de energia, os dados incluem processos *upstream* (extração de recursos e matérias-primas, processamento de combustível e transporte) e operação da planta. Ressalta-se que a produção de infraestrutura e transporte só foi considerada quando representou mais de 5% do total dos impactos. O escopo não inclui a transmissão, o uso de eletricidade e o descomissionamento da planta

3.2.2 Inventário do ciclo de vida

A confiabilidade de um estudo de ACV está diretamente ligada à disponibilidade e confiabilidade dos dados de inventário do ciclo de vida. A escolha e implementação do método mais adequado para sua elaboração é fundamental, pois influencia diretamente na qualidade dos resultados [234]. A etapa de Análise do Inventário do Ciclo de Vida, de acordo com [191], envolve a coleta de dados e os procedimentos utilizados para quantificar as entradas (material e energia) e as saídas (na forma de emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos) ao longo do ciclo de vida do produto.

Em processos ou sistemas com vários produtos ou saídas, as cargas ambientais de etapas comuns anteriores devem ser particionadas e distribuídas entre eles. Para resolver esse problema, duas abordagens principais são empregadas: alocação e expansão do sistema. A alocação é a distribuição proporcional da responsabilidade sobre os fluxos de consumo de

recursos e geração de rejeitos de um processo em seu ciclo de vida entre produtos e coprodutos, sobre um fator de alocação [235]. A ACVA geralmente usa alocação, e esse procedimento pode ser realizado por meio de um fator econômico, conteúdo de energia ou massa, enquanto a ACVC evita alocação, por meio da expansão do sistema. A expansão do sistema envolve a identificação dos produtos que são substituídos pelos coprodutos do produto estudado; a seguir, deve-se quantificar as emissões associadas aos produtos substituídos; e deduzindo os resultados do total para o processo multifuncional. O coproduto do sistema analisado e o produto a ser substituído devem ter a mesma função, para que possam ser comparados [236].

Para este estudo, os principais dados utilizados para as fontes renováveis são provenientes da literatura e nesses casos a expansão do sistema foi priorizada e, quando isso não foi possível, foi realizada a alocação. Os dados das fontes fósseis foram obtidos do Banco de Dados Ecoinvent, todos específicos para o Brasil e a alocação foi utilizada para esses sistemas. A Tabela 24 a seguir apresenta os principais dados para cada fonte de energia. Os inventários completos de cada tecnologia, estão disponíveis nos anexos do trabalho.

Tabela 24. Inventários de fontes de energia

Fonte	Autor	Etapas incluídas	Alocação /expansão do sistema	Produto evitado
Fóssil	[237]	Infraestrutura, ciclo de vida do combustível, emissões da combustão.	Alocação	
FV	[238]	Produção da planta, transporte, Operação/ manutenção	Alocação	
Eólica	[239]	Produção da planta, transporte, Operação/ manutenção	-	
Etanol	[240]	Etapa agrícola, transporte, produção de energia.	Expansão do sistema/ Alocação	Gasolina, fertilizantes
Milho	[241]	Etapa agrícola, transporte, produção de energia.	Expansão do sistema / Alocação	Gasolina, fertilizante, ração animal
Arroz	[242]	Etapa agrícola, transporte, produção de energia.	Expansão do sistema / Alocação	Cimento Portland
Soja	[243]	Etapa agrícola, transporte, produção de energia.	Alocação	
Nuclear	[237]	Ciclo de vida do combustível, dos produtos químicos, diesel e transporte. Os resíduos radioativos e não radioativos são considerados.	Alocação	
Carvão	[237]	Ciclo de vida do combustível, etapa de conversão de energia e remoção de partículas.	Alocação	
Gás natural	[237]	Ciclo de vida do combustível, infraestrutura, operação da planta e uso das substâncias necessárias para a operação	Alocação	
Hidráulica	[244]	Construção da planta e operação	Alocação	

3.2.3 Avaliação do impacto do ciclo de vida

A seleção das categorias de impacto deve ser consistente com o objetivo do estudo e as aplicações pretendidas dos resultados, deve abranger as principais questões ambientais relacionadas ao sistema [245]. A metodologia escolhida para o trabalho foi o IMPACT 2002+. As razões para esta escolha são que ele combina uma estrutura com indicadores de ponto médio e ponto final; além disso, tem uma análise de normalização. O conceito de normalização consiste em analisar a respectiva participação de cada impacto no dano total da categoria

considerada. Facilita a interpretação dos resultados comparando as diferentes categorias no mesmo gráfico com as mesmas unidades.

Devido à relevância para os sistemas de energia, os resultados deste trabalho serão limitados às categorias de Mudanças Climáticas e em Pontuação Única (Normalização). Os fatores de normalização para as quatro categorias de danos utilizadas neste estudo são mostrados na Tabela 25:

Tabela 25 Fatores de normalização para as quatro categorias de danos

Categoria de dano	Fator de normalização
Saúde humana	1.41E+2
Qualidade do ecossistema	7.30E-5
GWP	1.01E-4
Recurso	6.58E-6

3.3 Etapa 3: Custo nivelado de energia

Para comparar o custo entre diferentes tipos de tecnologias de geração, o custo nivelado de energia (LCOE) é aceito como a métrica para análise econômica de sistemas de geração de [246]. O LCOE é frequentemente usado como uma métrica para classificar a competitividade das tecnologias de geração de energia, além de ser amplamente adotado como padrão para comparar diferentes tecnologias [247]. O LCOE é usado por pesquisadores, investidores, gerentes de projeto e formuladores de políticas [248]. Para o caso específico dos tomadores de decisão, os valores do LCOE poderiam auxiliar as políticas de energias renováveis, uma vez que o cálculo do LCOE pode oferecer uma referência em relação à tecnologia convencional, para que os formuladores de políticas definam futuras políticas de incentivos [249].

Essa métrica é uma ferramenta importante para estudos brasileiros, uma vez que a concessão de subsídios para tecnologias de geração de energia elétrica está em fase de desenvolvimento/aprimoramento no país, principalmente a partir de fontes renováveis. Essa política é utilizada com a finalidade de criar incentivos a tecnologias com elevada pegada de carbono. Filho et al. [124], com base nesse indicador, fizeram uma avaliação do grau de maturidade das tecnologias de geração de eletricidade a partir de biomassa. Foi apresentada a correlação entre o LCOE e a viabilidade de diferentes tecnologias de geração de energia

elétrica. O estudo dos autores [143] concluiu que as tecnologias com maiores níveis de maturidade apresentam menor LCOE, em torno de 0,14 USD / kWh.

O cálculo do LCO é realizado pela Equação 4, que representa o custo do ciclo de vida dividido pela produção de energia ao longo da vida.

$$LCOE = \frac{\text{Soma dos custos ao longo da vida útil}}{\text{Soma da produção de eletricidade ao longo da vida útil}} = \frac{\sum_1^t \frac{O\&M_t + C_c + F_T}{(1+r)^t}}{\sum_1^t \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Equação 4}$$

São considerados os custos de operação e manutenção (O&M) para cada tecnologia, custo de capital (C_c), Custos com Combustível no ano (F_T), energia elétrica gerada no ano (E_t). O (r) representa a taxa de desconto e (t) é a expectativa de vida útil do sistema.

Portanto, o C_c e O&M variam de acordo com a tecnologia escolhida e as condições operacionais de cada planta. O C_c pode incluir custos com equipamentos da planta, custo do terreno, engenharia, serviços, construção e impostos [250]. Os custos de O&M são compostos por custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos não variam com a quantidade de energia produzida e incluem mão de obra e encargos operacionais mensais, despesas gerais e administrativas e manutenção preventiva programada. Os custos variáveis são diretamente proporcionais à quantidade de energia produzida e incluem consumo de água e lubrificantes, tratamento de água, entre outros. Os custos com combustível, neste caso, referem-se às despesas com a compra do combustível utilizado para a conversão de energia [26]. A Tabela 26 a seguir mostra o C_c , O&M e F_T para as tecnologias de conversão de energia usadas no estudo.

Tabela 26. Dados de investimento inicial, operação e manutenção para fontes de energia

Parâmetros	Biomassa	Hidráulica	GN	Carvão	Nuclear	FV	Fóssil	Eólica
C_c (USD/MWh)	34,78	42,96	11,17	24,55	82,8	39,50	23,59	27,61
O&M (USD/MWh)	18,75	3,16	11,21	8,60	9,71	6,52	16,71	5,98
F_T (USD/MWh)	16,0		18,83	31,76	13,92		10,92	

Fonte: [30].

Ao comparar as tecnologias de geração de uma matriz elétrica, deve-se analisar a vida útil, fator de capacidade, custos de capital, custos de combustível e eficiências. Os fatores de capacidade

de cada tecnologia dependerão de fatores específicos do país, incluindo o custo relativo do combustível e a penetração de energia renovável variável [251]. Tabela 27 a seguir apresenta o fator de capacidade e vida útil das plantas:

Tabela 27. Parâmetros técnicos das usinas atuais e futuras

Parâmetros	Fator de capacidade 2019	Fator de capacidade 2050	Vida útil
Biomassa	80	85	25
Hidráulica	57	65	30
GN	60	85	25
Carvão	54	-	25
Nuclear	88	98	60
FV	18	30	25
Fóssil	60	80	25
Eólica	51	61	25

Fonte: [26].

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

4.1 Análise do ciclo de vida

Os impactos ambientais foram calculados com o auxílio do software Simapro®, para 4 diferentes cenários do sistema de energia elétrica no Brasil entre 2019-2050: plano de energia do governo, expansão do sistema de biomassa, expansão do sistema eólico e cenários de expansão do sistema fotovoltaico. O estudo obteve um amplo leque de resultados, em nível da substituição dos combustíveis fósseis considerando a penetração máxima das fontes renováveis.

4.1.1 Potencial de aquecimento global

4.1.1.1 GWP por fonte de energia

Nesta seção, os resultados do GWP para cada fonte de energia foram avaliados, além de terem sido comparados com os resultados de estudos precedentes. Quando se analisa tecnologias renováveis e não renováveis, sabe-se que as emissões de GEE e outros poluentes atmosféricos surgem em diferentes estágios do ciclo de vida, não só na etapa de geração de energia. Os resultados dependem, entre outros fatores, do método de avaliação adotado, limites incluídos no estudo, critérios de corte utilizados, regiões geográficas consideradas, intervalo de tempo, distância e tipos de transporte adotados, tecnologia de conversão de energia, eficiência e potência da planta, *mix* nacional da produção de energia elétrica. A Figura 27 apresenta comparações entre diferentes fontes para o impacto de GWP. O gráfico de barras representa o resultado desse estudo, e as variações são os resultados de estudos precedentes:

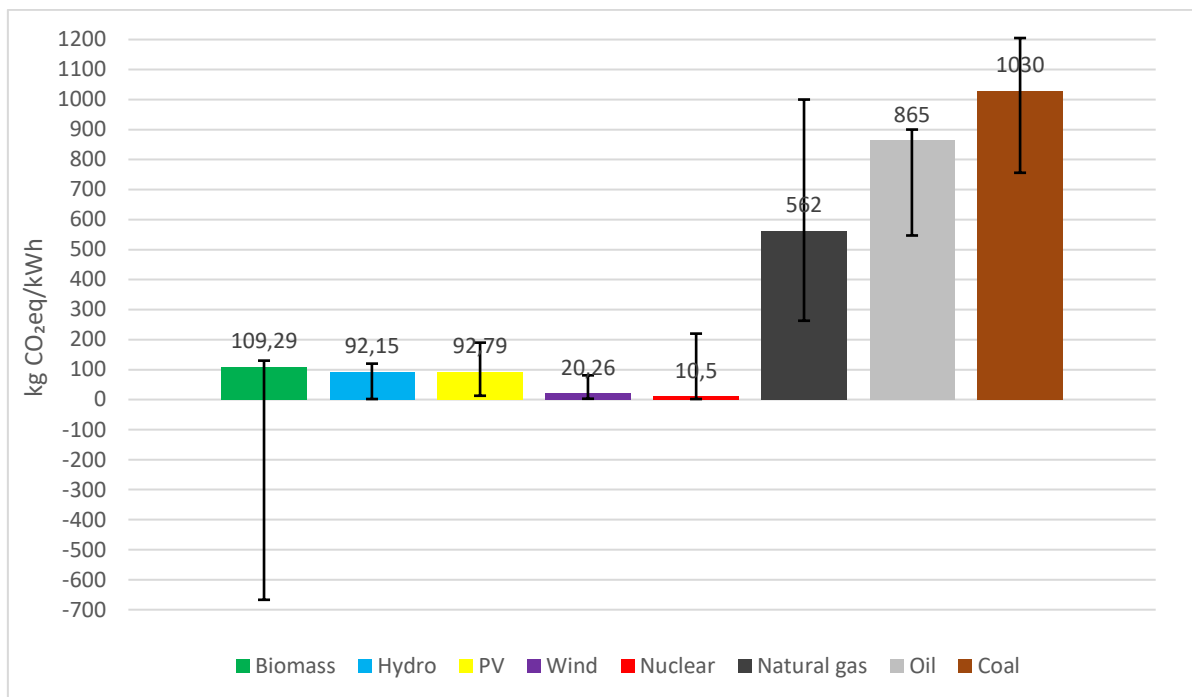


Figura 27. Comparações entre este estudo e os resultados da literatura

Os resultados para GWP para geração de eletricidade a partir do *mix* de biomassa adotado neste estudo é de 109,29 gCO₂-eq/kWh. A eletricidade proveniente dos resíduos do milho contribuiu com 38,2%, dos resíduos da soja 9,3%, da cana-de-açúcar 65,5% e dos resíduos de arroz com -1,5%. Os resíduos do milho e da cana-de-açúcar também são responsáveis pela produção dos seguintes coprodutos: etanol, energia elétrica, cinza e vinhaça. O uso do etanol substitui o uso da gasolina, promovendo maiores benefícios ambiental, principalmente no que diz respeito ao GWP. Cinzas e vinhaça são utilizados como fertilizante, substituindo o uso de fertilizantes inorgânicos. Para o impacto de GWP, a substituição de fertilizantes não é expressiva. A produção de energia elétrica a partir de resíduos de arroz gera um importante coproduto, que é a cinza proveniente da queima da casca de arroz, que atualmente é utilizada em misturas de cimento na construção civil, em substituição a parte do cimento Portland tradicional. Essa substituição gera um grande benefício para o GWP. A produção de eletricidade a partir resíduos de soja, entretanto, gera coprodutos que estão relacionados à indústria de alimentos e rações, sendo a eletricidade o único coproduto energético.

A fase de conversão energética da biomassa possui emissões de CO₂ biogênica, por essa razão, os impactos para o GWP nesta fase são reduzidos. Assim, para GWP, a fase agrícola apresenta os maiores impactos, que correspondem a mais de 70% dos impactos, e isso se devido à

mecanização desta etapa e ao transporte da biomassa até a planta. De acordo com estudos prévios, o menor GWP foi o estudo de [252] com o valor de $-667 \text{ gCO}_2\text{-eq / kWh}$ e o maior impacto foi para [253], com $130 \text{ gCO}_2\text{-eq / kWh}$. As diferenças específicas para o GWP podem ser atribuídas às diferentes fronteiras incluídas nos estudos, na potência e eficiência das plantas, distâncias entre o campo e a planta, produtividade, entre outros.

O resultado do GWP para a fonte hidráulica foi de $92,2 \text{ gCO}_2\text{-eq/kWh}$. A fase de maior impacto é a fase de operação da planta, devido às emissões de matéria orgânica submersa nos reservatórios. Essas emissões correspondem a aproximadamente 98% do impacto. O transporte não teve um papel importante para o GWP. Para o funcionamento das máquinas na etapa da construção da planta, o consumo de energia na obra foi significativo. No entanto, no impacto final representou apenas 0,32% do impacto total do GWP. A utilização do cobre reciclado nesta etapa, teve impacto negativo para o GWP, uma vez que o uso de novos materiais está evitando. De acordo com estudos anteriores, o menor valor encontrado para o GWP foi de $2 \text{ gCO}_2\text{-eq/kWh}$, para o estudo do [254], e o maior impacto foi para [255] com $120 \text{ gCO}_2\text{-e/kWh}$. As diferenças específicas para o GWP podem ser atribuídas principalmente ao tipo de usina hidrelétrica considerada no estudo: reservatório, fio d'água ou armazenamento bombeado.

O impacto total para eletricidade proveniente da FV é $92,79 \text{ gCO}_2\text{-eq/kWh}$. O maior impacto ocorre na produção de célula fotovoltaica, com destaque para a etapa do processo modificado da Siemens®. O material resultante dessa etapa é denominado "silício grau solar", sendo esta etapa responsável por aproximadamente 49% do impacto total. Este é um processo que utiliza uma grande quantidade de eletricidade e calor, sendo este o motivo do maior impacto para GWP. Outra etapa significativa é a fundição de silício. O Carboneto de Silício, que é um material utilizado na composição da mistura de silício, é o produto que mais impacta essa etapa com aproximadamente 21% do impacto total. Na fase de montagem da célula solar, o impacto corresponde a 18,2% do total e os processos com maior carga ambiental é a metalização da pasta, pois utiliza elementos como prata e alumínio, que são altamente impactantes. Na fase de geração de energia, há emissão mínima durante o processo de manutenção e reposição de peças. Normalmente, os estudos são realizados para áreas de alta irradiação. No entanto, a irradiação também é um parâmetro crítico. De acordo com estudos anteriores na literatura, a faixa de GWP para fonte de PV foi entre $13 \text{ gCO}_2\text{-eq/kWh}$ [254] e $190 \text{ gCO}_2\text{-eq/kWh}$ [255].

O impacto total da eletricidade proveniente da fonte eólica é de 20,3 gCO₂-eq/kWh. As principais emissões de CO₂ do ciclo de vida do parque eólico ocorrem durante o processo de produção dos materiais. Os principais impactos para o GWP foram atribuídos à torre de concreto 20,6%, torre de aço 18,2% e fundação 12,6%. Os impactos do transporte são de aproximadamente 10%, este valor se deve às grandes massas e altas densidades transportadas, principalmente no caso do aço. Sobre os materiais, o aço e o cimento apresentam as maiores emissões em termos de CO₂eq, devido à sua grande quantidade e aos seus processos de produção intensivos em emissões. As emissões de cobre e alumínio são menores, pois as massas necessárias desses materiais são comparativamente pequenas. As contribuições das fases de construção e operação são insignificantes em termos de emissões de CO₂. De acordo com estudos anteriores, o menor resultado para o GWP foi de 3 gCO₂-eq/kWh [256] e o maior impacto foi de 8 gCO₂-eq/kWh [199]. As diferenças para os encargos ambientais geralmente dependem do fator de capacidade das plantas, energia requerida e distância do transporte das peças. Para ser mais específico, o fator de capacidade depende das condições do vento, ou seja, da localização da usina e das características da turbina eólica.

Para eletricidade a partir de gás natural, o GWP é de 562 gCO₂-eq/kWh. A etapa de maior impacto para essa categoria é a geração de energia, que corresponde a aproximadamente 90% do impacto total. A produção (exploração, produção do campo e purificação) e transporte são responsáveis pelos outros 10% do impacto. Nessas etapas ocorre o consumo de gás natural como combustível para as operações. Além disso, ocorrem emissões fugitivas nessas etapas, que contribuem para o aumento do GWP. O CO₂-eq/kWh devido à infraestrutura da usina a gás é insignificante na cadeia. De acordo com estudos anteriores na literatura, o menor impacto para o GWP foi de 263 gCO₂-eq/kWh [257] e o maior impacto foi de 1.000 gCO₂-eq / kWh [253]. As diferenças entre os resultados podem ser relacionadas com eficiência das tecnologias consideradas, além do PCI do gás.

O impacto total da geração de eletricidade para o carvão é de 1.030 gCO₂-eq/kWh. Menos de 10% das emissões para o GWP são provenientes da mineração e processamento de carvão. Para esta etapa, as emissões de GEE são oriundas do consumo de energia elétrica em atividades como o uso de máquinas na mina. No Brasil, o transporte do carvão geralmente é feito por caminhões, cujas emissões de GEE são decorrentes do uso de combustível (diesel). No entanto, as emissões do transporte de carvão e só contribui significativamente no caso de altas

participações de carvão importado. De acordo com estudos anteriores na literatura, a faixa de resultados para o GWP foi de 756 gCO₂-eq/kWh [254] e 1.205 gCO₂-eq/kWh [258]. As diferenças nos resultados são causadas principalmente pelos diferentes requisitos de energia para a operação das plantas. No entanto, as contribuições dependem principalmente do PCI do carvão e da eficiência da planta.

Os resultados mostram que o GWP para eletricidade a partir do óleo combustível é de 865 gCO₂-eq/kWh. As emissões da etapa de produção de energia elétrica são de aproximadamente 89% do impacto total. As emissões indiretas, transporte, produção de petróleo, combustíveis utilizados nos processos e tratamento de resíduos são responsáveis pelos outros 11% do impacto total. Os estudos anteriores mostram que o GWP podem variar entre 547 gCO₂-eq/kWh [254] a 900 gCO₂-eq/kWh [258]. A variação entre os resultados pode ser devido a diferentes potências, eficiências, adoção de diferentes fases do ciclo de vida, bem como ao uso de dados com diferentes estágios de desenvolvimento tecnológico.

4.1.1.2 GWP por cenário

Plano de expansão energética do governo

Para o plano de expansão do EPE/MME, os resultados para o GWP não possuem grandes variações ao longo dos anos, uma vez que o Brasil já possui um alto índice de uso de fontes renováveis. O principal desafio para o Brasil é não aumentar significativamente o uso de fontes fósseis, uma vez que a demanda por energia aumentará nos próximos anos e a expansão das fontes hidráulicas, que detém a maior participação na matriz elétrica, é limitada. Deve-se observar que os dados de 2019 não são projeções, mas sim dados reais da matriz de energia elétrica.

Para o cenário do plano de expansão de energia do EPE/MME, os anos 2030 e 2035 tendem a reduzir as emissões de GEE, principalmente devido à diminuição do uso de carvão e um aumento substancial das fontes eólica e solar. O uso restrito do carvão está ligado às estratégias políticas para extinguir o carvão da matriz de energia elétrica até 2035. No entanto, após 2035, as reduções nos impactos ambientais associadas a uma menor dependência do carvão foram compensadas por um aumento na produção de gás natural. Embora seja desejável reduzir a dependência de combustíveis fósseis, ainda existem barreiras tecnológicas, econômicas e sociais a serem superadas. O maior impacto para o GWP é para o ano de 2050, com um total

de 195 gCO₂-eq/kWh, sendo o gás natural o maior contribuinte, representando 40% desse potencial. O menor impacto é para o ano de 2035, com um total de 145 gCO₂ eq/kWh, e a maior contribuição vem de fontes hidráulicas, com cerca de 35% do impacto total. Por mais que a energia hidráulica seja renovável, com emissões de GEE mais baixas durante a geração de energia, o maior impacto dessa fonte de energia advém das emissões de carbono de materiais orgânicos submersos em reservatórios de água. Em relação às fontes de energia utilizadas no Brasil, o carvão mineral é o de maior GWP; porém, por sua pequena participação na matriz de energia elétrica, seu impacto não é o mais significativo para o resultado final. A Figura 28 apresenta os resultados do GWP para o plano de do EPE/MME.

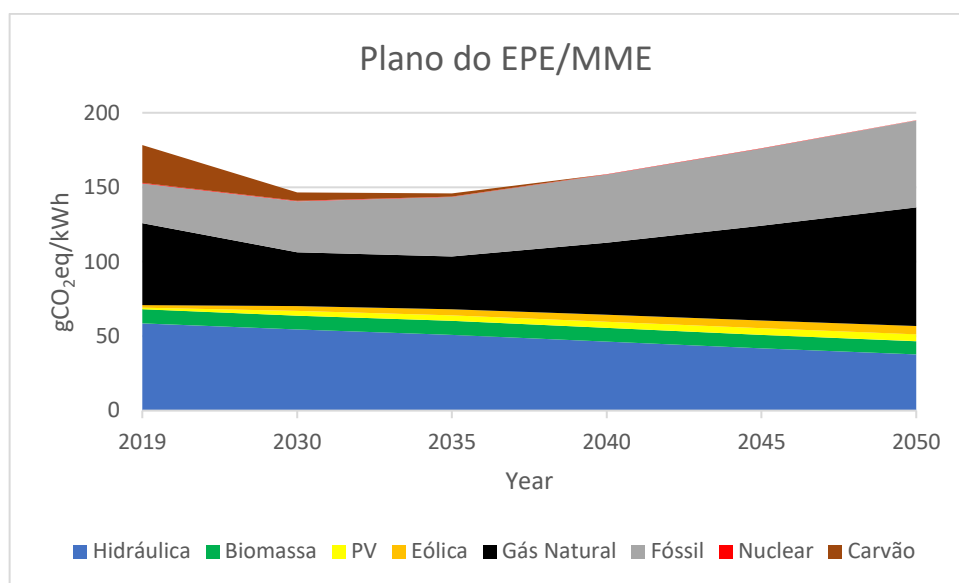


Figura 28. GWP para o plano de EPE/MME

Cenário de expansão de biomassa

A combinação do aumento da demanda de eletricidade, com a maior presença da participação das fontes renováveis na rede, principalmente biomassa, tem conseguido de fato reduzir os impactos relativos à emissão de GEE na geração de eletricidade. No entanto, deve-se destacar que os resultados desse cenário são altamente dependentes da produção de açúcar e etanol, uma vez que os resíduos dessa indústria são responsáveis por mais de 75% da biomassa utilizada na geração de eletricidade.

Com a maximização do uso da biomassa a partir de 2030, nos anos subsequentes há uma diminuição do impacto do GWP. Com exceção do ano de 2050, quando a produção máxima de biomassa não seria suficiente para suprir o aumento da demanda energética daquele ano, exigindo um aumento do uso do gás natural. Portanto, o ano de 2050 tem o maior uso de biomassa em relação à todos os outros anos, mas um GWP maior que o ano de 2045, devido principalmente à ampliação do uso do gás natural.

O melhor desempenho para o GWP foi para o ano de 2045, a matriz de energia elétrica tem 110,7 gCO₂-eq/kWh. A fonte hidráulica é responsável pela maior parcela do impacto do GWP neste ano, representando 42% do impacto total. Em relação ao mesmo ano do plano EPE/MME, esse cenário teve uma melhora de 37%, ou seja, as emissões do ciclo de vida diminuíram 65,6 gCO₂-eq/kWh. No pior desempenho, em 2030 a matriz de energia elétrica teve um impacto de 131,2 gCO₂-eq / kWh. Apesar de 2030 ter tido o pior desempenho para o GWP, esse resultado ainda é 10% melhor se comparado ao resultado do mesmo ano, com o plano do EPE/MME. A Figura 29 mostra os resultados do GWP para o cenário de expansão da biomassa.

O resultado do GWP para o cenário de biomassa é um importante indicador de melhorias no meio ambiente em relação ao cenário base. A biomassa é vista como uma alternativa de baixo carbono que pode fornecer geração de energia despachável, que pode equilibrar sistemas de energia com altas participações de sistemas renováveis. Essa solução promove a diversificação na matriz de geração e maior segurança energética. No entanto, outras questões são importantes e devem ser consideradas, como a disponibilidade de terras para o plantio, as implicações da mudança do uso da terra e os impactos relacionados ao uso de fertilizantes na população e nos animais [259].

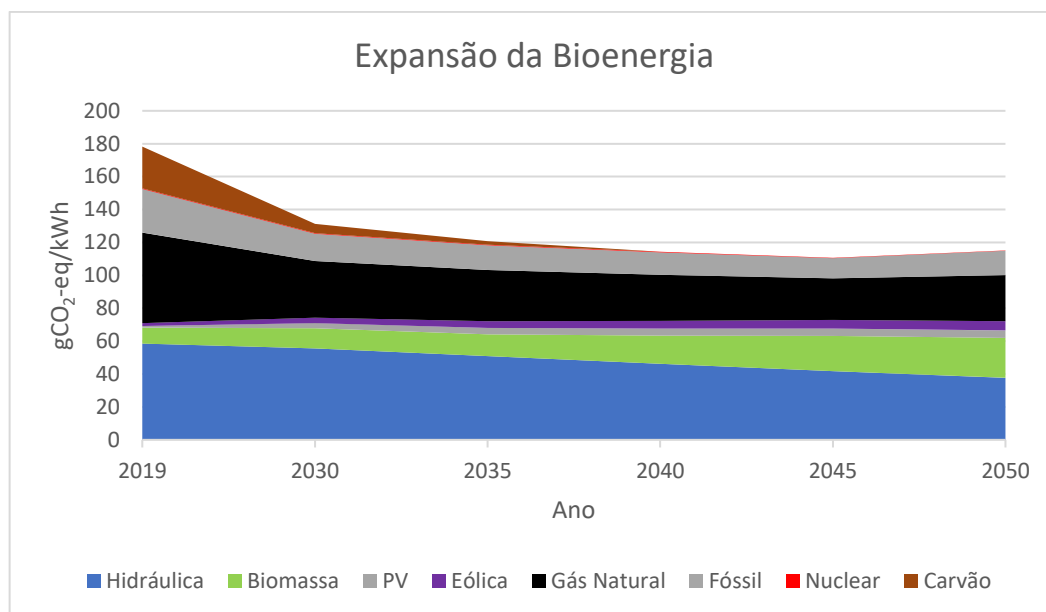


Figura 29. GWP para cenário de expansão de biomassa

Cenário de expansão da fonte eólica

O aprimoramento técnico das fontes eólicas é esperado para os próximos anos, possibilitando o aumento do fator de capacidade desta fonte. Isso aumenta a confiabilidade do sistema energético, permitindo um aumento considerável na participação dessas fontes na matriz de energia elétrica. Para este estudo, a fonte eólica é o único cenário que pode suprir todo o aumento da demanda de energia elétrica nos próximos anos. Nesse cenário, permitiria no máximo 43% da fonte eólica pode participar da matriz elétrica total. Portanto, este cenário é menos dependente da geração de gás natural em 2050 em comparação com outros cenários.

O melhor desempenho para o GWP foi para o ano de 2050, a matriz elétrica possui 94,0 gCO₂-eq/kWh, sendo a fonte hidráulica responsável pelo maior impacto, com 40% do total. Em relação ao mesmo ano do plano de governo, esse cenário teve uma melhora de 52%, ou seja, as emissões do ciclo de vida diminuiriam 101,0 gCO₂-eq/kWh. O pior desempenho é em 2030, com 129,0 gCO₂-eq/kWh. Este foi o pior resultado, visto que a penetração da fonte eólica foi menor que nos outros anos, havendo, portanto, uma maior participação das fontes fósseis. A tendência do GWP foi diminuindo ao longo dos anos, visto que o aumento da energia eólica foi gradativo e crescente entre os anos de 2030 à 2050. Apesar de 2030 ser o pior desempenho para este cenário, este resultado ainda é 12% melhor que o resultado para no mesmo ano, em

comparação com o cenário de referência. A Figura 30 mostra os resultados do GWP para o cenário de expansão eólica.

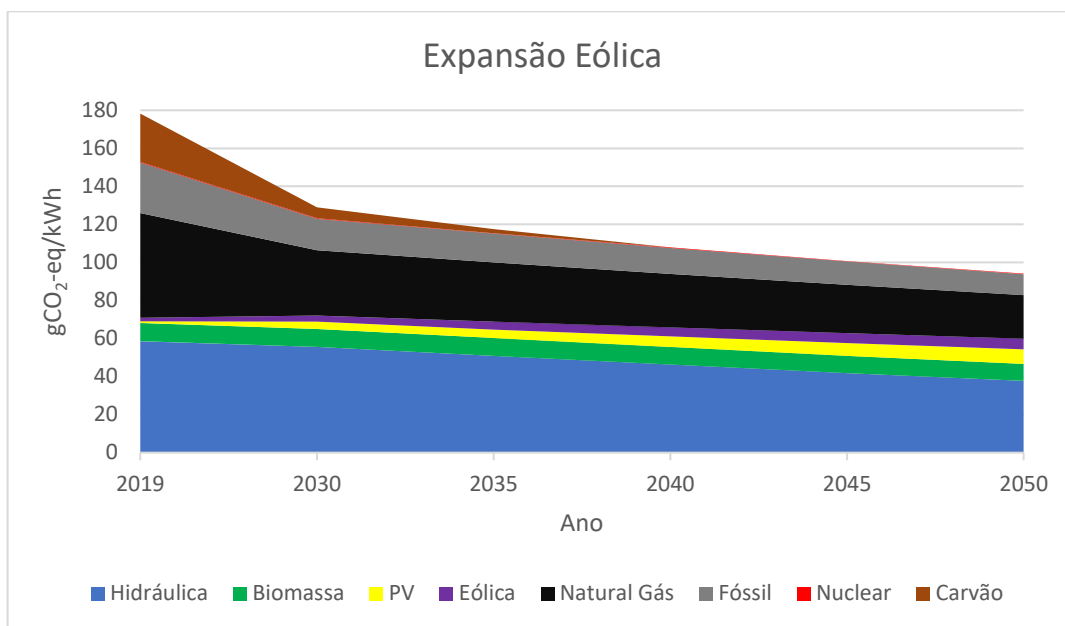


Figura 30. GWP para o cenário de expansão eólica

Cenário de expansão fotovoltaica

A fonte FV é uma grande aliada para reduzir as emissões de GEE, já que as emissões durante a fase de conversão de energia são nulas. No entanto, devido à característica intermitente dessa fonte, um aumento expressivo desta fonte pode ameaçar a confiabilidade do sistema elétrico. Para aumentar em grandes proporções a capacidade instalada fotovoltaica, seria necessária a instalação de baterias, o que acarretaria no aumento dos custos. Nesse cenário, ficou determinado que no máximo 10% dessa fonte seria permitido na matriz de energia elétrica total.

O melhor desempenho para o GWP foi para o ano de 2035 com o resultado de 120,0 gCO₂-eq/kWh, sendo a fonte hidráulica responsável pelo maior impacto, com 42% do total. Em relação ao mesmo ano do plano de expansão de energia do EPE/MME, esse cenário teve uma melhora de 18%, ou seja, as emissões no ciclo de vida diminuiram 25,8 gCO₂-eq/kWh. A partir do ano de 2035, maximizar o uso da energia fotovoltaica não será suficiente para suprir o aumento da demanda de energia daquele ano. A partir desse ano será necessário o aumento do uso do gás natural, o que promoverá um aumento do GWP para os próximos anos. O pior desempenho será para a matriz elétrica em 2050, com 170,9 gCO₂-eq/kWh. Apesar de 2050 ter

o pior desempenho para o GWP, esse resultado ainda é 12% melhor que o resultado do mesmo ano, se comparado ao cenário de referência. A Figura 31 mostra os resultados do GWP para o cenário de expansão fotovoltaica.

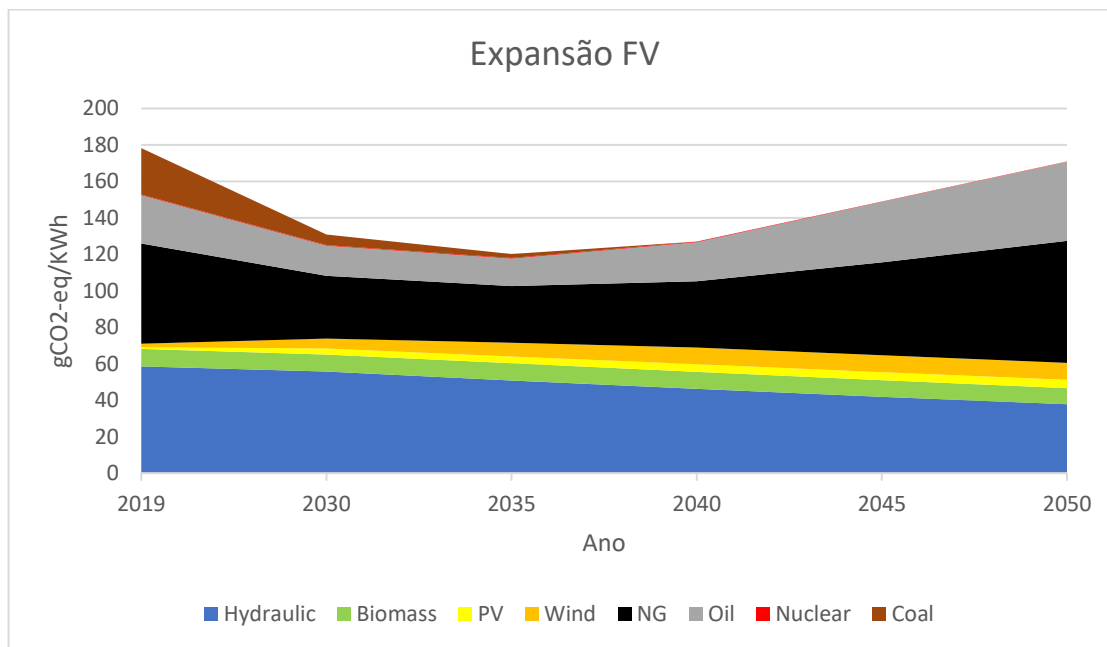


Figura 31. GWP para o cenário de expansão fotovoltaica

4.1.2 Pontuação Única

De acordo com [260], a combinação de indicadores de ponto final, ponto médio e pontuação única pode auxiliar na melhor interpretação dos resultados. Também pode ajudar na transparência, caso a contribuição das diferentes categorias de ponto médio e ponto final, que resultem de pontuação única forem mostrados.

4.1.2.1 Pontuação única por fonte

A Figura 32 mostra a distribuição dos impactos ambientais normalizados em um gráfico de radar para fontes de eletricidade: cada eixo corresponde a um indicador (saúde humana, qualidade do ecossistema, GWP e recursos), enquanto as linhas de diferentes cores, são os cenários. Para facilitar a comparação, foi realizada uma etapa de normalização atribuindo o valor 100% ao valor máximo de cada categoria. Quanto mais próximo o valor estiver do centro, menos prejudicial ao meio ambiente. A pontuação única é calculada por meio da soma dos

indicadores. A menor pontuação individual é para biomassa, com um valor de -1,1uPt, seguida por vento com 8,2 uPt, hidráulica 9,88 uPt e FV 37,12 uPt. A maior pontuação individual é para carvão, com um total de 287,56uPt, o petróleo é a segunda maior pontuação, com 270,58uPt, seguido pelo GN com 160,0 e nuclear, com 92,85.

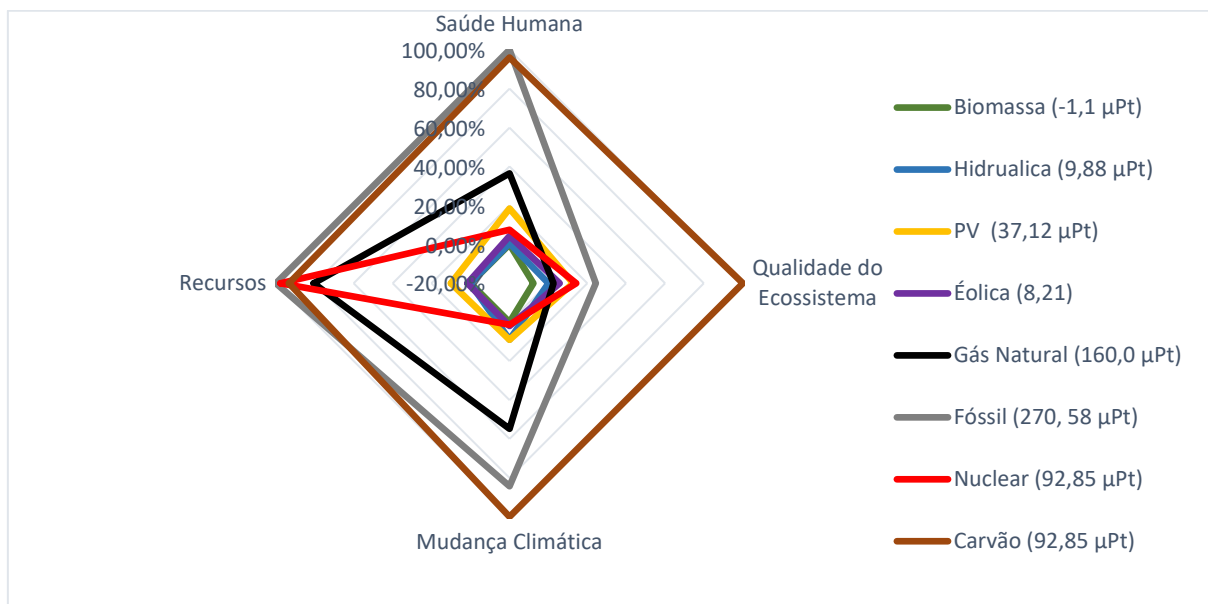


Figura 32. Gráfico de radar mostrando os resultados em termos de ponto único (por porcentagem)

O objetivo da normalização é facilitar a interpretação dos resultados comparando, uma vez que diferentes categorias estão representadas no mesmo gráfico, com as mesmas unidades [261]. A Figura 33 mostra as contribuições de cada categoria para a pontuação única, em que é possível analisar qual foi o indicador que mais contribuiu para a pontuação única.

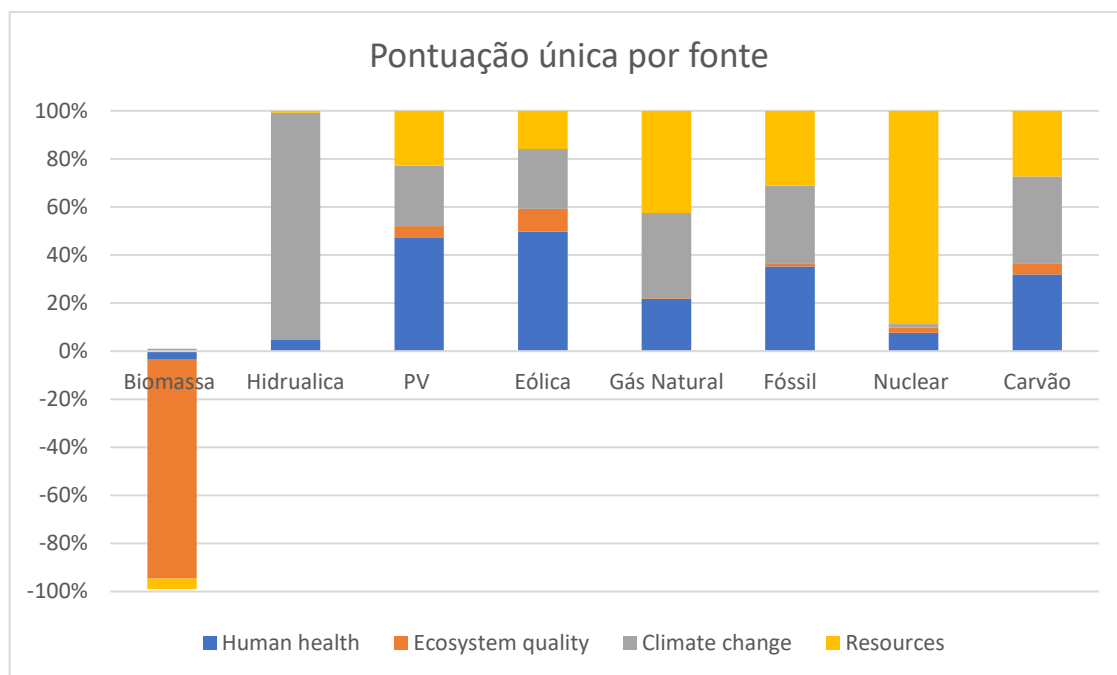


Figura 33. Pontuação única e as contribuições de cada categoria de impacto para as fontes individuais

A biomassa tem a menor pontuação única, principalmente devido aos impactos negativos dos produtos evitados (no caso do milho e da cana-de-açúcar em que existe o etanol combustível como coproduto e pode substituir a gasolina, e no caso do arroz, em que há resíduos de cinzas pode substituir parte do cimento *Portland*). Os maiores impactos da biomassa estão relacionados aos insumos usados na agricultura, como fertilizantes, glifosatos e pesticidas. Como pode ser visto na Figura 33, os seguintes indicadores têm um impacto negativo: qualidade do ecossistema em -93%, recursos em -4,5. A saúde humana é responsável por -4% da pontuação única. O único impacto positivo foram as alterações climáticas, que se deve à utilização de máquinas agrícolas e ao transporte de biomassa do campo para a fábrica, e este impacto corresponde a 1,5% do total.

A eletricidade proveniente de fontes hidráulicas foi separada em duas etapas distintas do ciclo de vida: construção da planta e geração de energia, e essas etapas apresentam diferentes impactos nas categorias selecionadas. A saúde humana é responsável por cerca de 5% da pontuação única, sendo o maior impacto relacionado à construção de hidrelétricas, e a atividade que mais contribuiu para esse impacto foi o uso de energia para atividades nos canteiros de obras, principalmente devido ao particulado e emissões de óxido de nitrogênio e monóxido de carbono. A qualidade do ecossistema foi responsável por menos de 1% do impacto na

pontuação única, e estes impactos estão relacionada à fase de construção, devido às emissões de GEE do uso de energia no campo. A categoria recursos foi responsável por menos de 1% e a fase de construção devido ao uso de gás natural para geração de energia, além do uso de ferro e cobre nas estruturas da planta. De longe, o maior impacto para a pontuação única está relacionado com o GWP, para a fase de produção de energia, com cerca de 94% do impacto para a pontuação única, e relacionado com a emissão de GEE liberados pela matéria orgânica submersa nos reservatórios.

A maior contribuição para a pontuação única para a fonte FV foi para a categoria Saúde humana, responsável por 47% da pontuação única, enquanto a qualidade do ecossistema foi responsável por 5%, e em ambas as categorias o maior contribuinte foi o estágio da produção do silício de grau cristalino (Processo Siemens® modificado), devido principalmente à alta demanda por eletricidade para os processos desta etapa. A categoria recursos foi responsável por 23% da pontuação única, e esses resultados se deve ao uso do silício para a produção do painel fotovoltaico.

O maior contribuinte para a pontuação única da fonte eólica foi a categoria Saúde humana, responsável por 50%. Os maiores impactos para essa categoria foram devido à produção da torre de aço, especificamente a produção de ferrita, alumínio e cobre. A produção da nacelle também foi significativa pelos impactos à saúde humana, principalmente devido à produção de aço, cobre e componentes eletrônicos. A qualidade do ecossistema foi responsável por 10% do resultado da pontuação única, e a etapa de maior contribuição para esta categoria foi a produção de nacelle, com destaque para os componentes eletrônicos e a produção de cobre. Para os recursos, todas as etapas de produção do parque eólico tiveram impactos significativos, visto que em todas as etapas ocorre um grande consumo de materiais. A nacelle foi responsável por 26,9% dos impactos, principalmente para a produção de componentes eletrônicos, a fase de produção da torre de aço contribuiu com 27,6%, devido à produção de ferrita e alumínio, e a produção da torre de concreto foi responsável por 20,4%, devido ao uso de concreto, aço e alumínio.

A eletricidade de origem nuclear não possui emissões significativas na etapa de produção de energia, mas o uso do urânio causa grandes danos ao meio ambiente. O maior contribuinte para a pontuação única foi o esgotamento dos recursos, responsáveis por 89% dos impactos, com a extração de urânio sendo o maior contribuinte. A saúde humana foi responsável por 7,5% da

pontuação única, e os maiores impactos ficaram por conta dos rejeitos da moagem de urânio, rejeitos não radioativos do tratamento de urânio e do uso de diesel nos processos de extração/produção de urânio. A qualidade do ecossistema foi responsável por 2% da pontuação única, com maiores contribuições dos rejeitos não radioativos no tratamento do urânio, torta amarela (óxido de urânio impuro obtido durante o processamento do minério de urânio) e do jateamento (processamento do urânio).

No caso da eletricidade de origem fóssil, os maiores impactos estão relacionados à fase de produção de energia e à fase de extração de recursos. Para o gás natural, a saúde humana é responsável por 22% da pontuação única, enquanto a qualidade do ecossistema é responsável por menos de 1% do impacto, sendo que ambas as categorias tiveram os maiores impactos na etapa de extração/produção de gás natural. A categoria de recursos foi responsável por 42% da pontuação única, e o estágio de extração de gás natural foi o que mais contribuiu. O GWP foi responsável por 35% da pontuação única.

A pontuação única para eletricidade proveniente do óleo combustível teve a maior contribuição para a categoria de saúde humana, com 35% dos impactos, a qualidade do ecossistema é responsável por apenas 1,5% dos impactos e ambas as categorias têm produção de eletricidade, transporte de petróleo e gás natural residual como os maiores contribuintes. A categoria de recursos foi responsável por 31% da pontuação única, principalmente devido à extração de óleo combustível.

A eletricidade produzida a partir do carvão é prejudicial ao meio ambiente, principalmente na fase de geração de eletricidade. A saúde humana é responsável por 32% da pontuação única, com os maiores impactos na etapa de geração de energia elétrica. A qualidade do ecossistema é responsável por apenas 5% dos impactos, sendo a exploração do carvão o maior contribuinte. O recurso foi responsável por 27% da pontuação única, sendo a etapa de mais impactante, a extração do carvão.

4.1.2.2 Pontuação única por cenário

Plano de expansão de energia do governo

O melhor resultado para a pontuação única é para o ano de 2035, com o resultado de -61,1µPt. No período de 2019-2035, ocorrerão as maiores expansões de fontes renováveis: a fonte

hidráulica aumentará 53,5%, a fonte de biomassa 73,8% e as expansões mais significativas serão para a eólica com 265% e para FV com um 639%. Além disso, o carvão diminuiu até sua completa extinção em 2040. O aumento previsto para o gás natural será de 13% e para as demais fontes fósseis de 160%. Nesse período, o aumento da demanda de energia em relação a 2019 será de 77%. O pior resultado para pontuação única será em 2050 com -39,5 μ Pt. Enquanto o período 2019-2035 foi marcado pelo aumento da demanda por fontes de energias renováveis, o período entre 2035 e 2050 é marcado pelo maior aumento das fontes fósseis, uma vez que as fontes renováveis não seriam capazes de suprir todo esse aumento da demanda energética. Para este horizonte de tempo, de 2035-2050, o gás natural aumentou 207%, das demais fontes fósseis 99%, enquanto a expansão da hidráulica foi o mínimo possível, com aumento de 1%, biomassa 28%, vento 66 % e PV 85%. A Figura 34 apresenta o cronograma de pontuação única 2019-2050 para o cenário do EPE/MME.

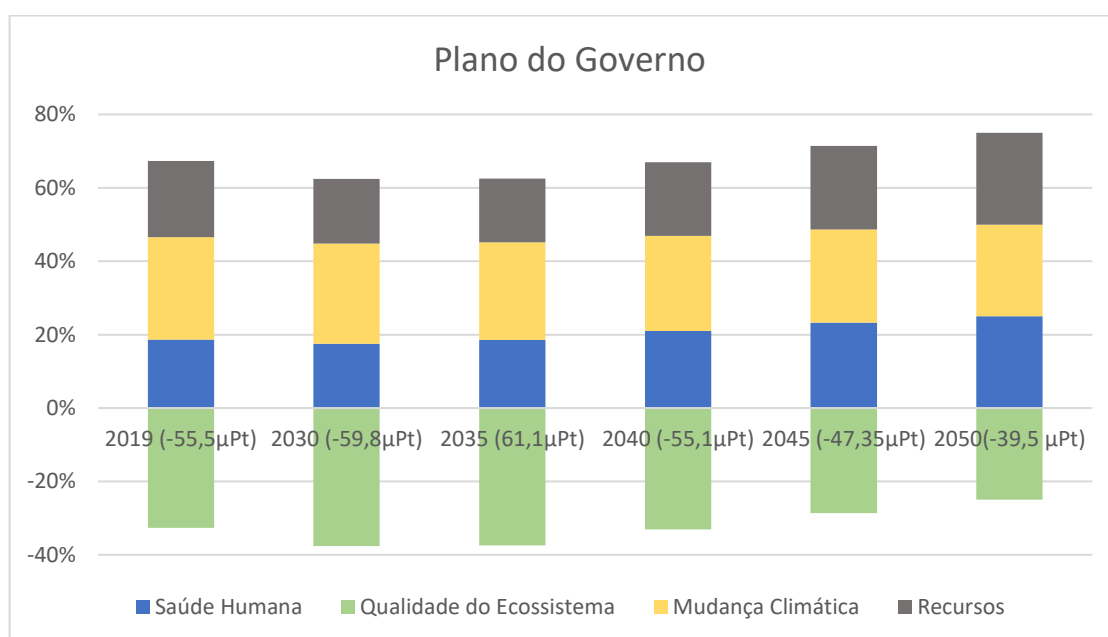


Figura 34. Pontuação única para o cenário de expansão de energia do governo 2019-2050

Cenário da expansão de biomassa

O cenário da biomassa em relação à pontuação única, tem um desempenho melhor do que todos os outros cenários, com melhorias significativas principalmente para as categorias de saúde humana, qualidade do ecossistema e recursos, devido aos produtos evitados. O melhor resultado para a pontuação única foi o ano de 2050 com a pontuação de -224,46 μ Pt, devido a maior

inserção de eletricidade proveniente da biomassa. Na comparação com o mesmo ano no cenário governamental, a melhora é de 460%, já que 2050 é o ano de pior desempenho para o cenário do EPE/MME. O pior desempenho para a pontuação única no cenário de expansão da biomassa foi para o ano de 2030, com resultado de $-95,32\mu\text{Pt}$, e esse resultado é porque este ano foi o de menor penetração de biomassa. Na comparação com o mesmo ano no cenário EPE/MME, a melhora foi de 60%. Os anos 2045 e 2050 têm um aumento na categoria de recursos, se comparados a 2030, e isso se deve ao aumento do uso de gás natural e outras fontes fósseis, uma vez que a biomassa não seria capaz de suprir todo o aumento da demanda energética. Em geral, a maximização da biomassa na matriz elétrica apresenta vantagens em todas as categorias analisadas, o que implica uma melhoria ambiental em todos os anos posteriores à matriz 2019. A Figura 35 mostra o comportamento para a pontuação única para o cenário de expansão de biomassa no período de 2019-2050:

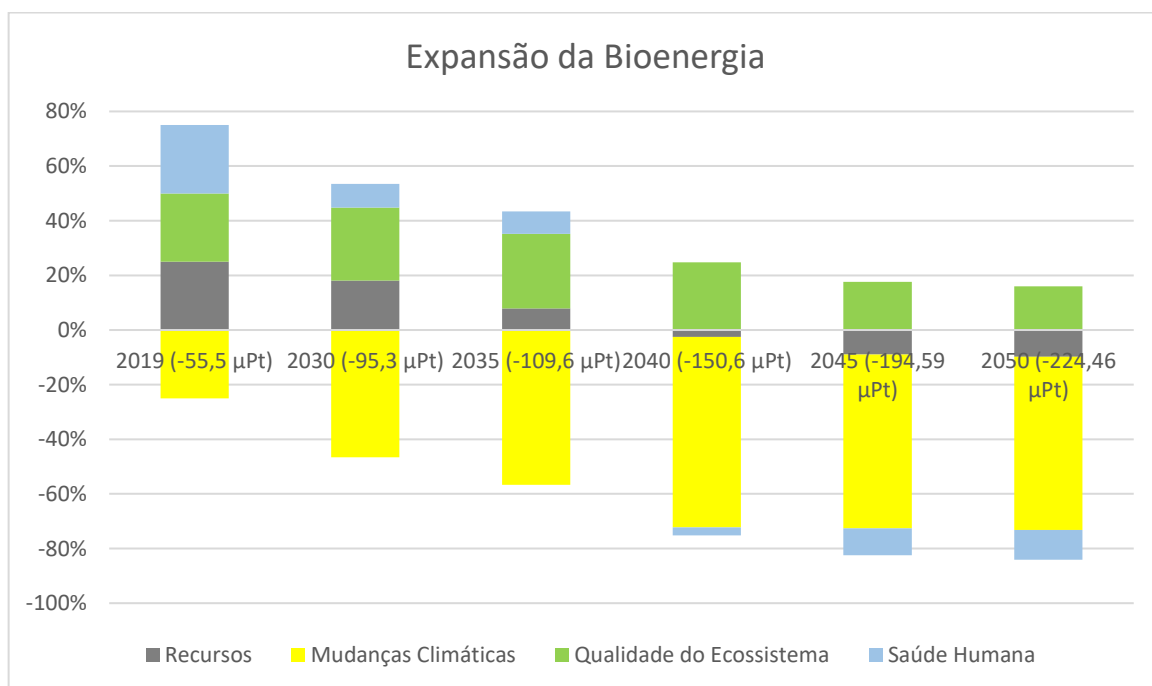


Figura 35. Pontuação única o cenário de expansão de biomassa 2019-2050

Cenário de expansão da fonte eólica

Esse é o único cenário em que a expansão da fonte renovável é capaz de suprir todo o aumento da demanda até 2050, sem a adição de fontes fósseis. A melhor pontuação foi para o ano de 2040, com $-70,4 \mu\text{Pt}$. Embora a fonte eólica tenha conseguido suprir todo o aumento da demanda nos anos em estudo, para a pontuação única, esta fonte tem mais impactos do que as

fontes de biomassa (que é negativa) e hidráulica (tem impacto extremamente baixo). Se comparada ao mesmo ano para o cenário do governo, a expansão eólica proporciona uma melhora de 18% para a pontuação única. O pior desempenho foi para o ano de 2030, com -67,28μPt, e esse resultado se deve ao fato desse ano ser a matriz com maior quantidade de fontes fósseis. Se comparada ao mesmo ano para o cenário do governo, a expansão eólica proporciona uma melhora de 22% para a pontuação única. A Figura 36 mostra o comportamento para a pontuação única para o cenário de expansão da fonte eólica no período de 2019-2050:

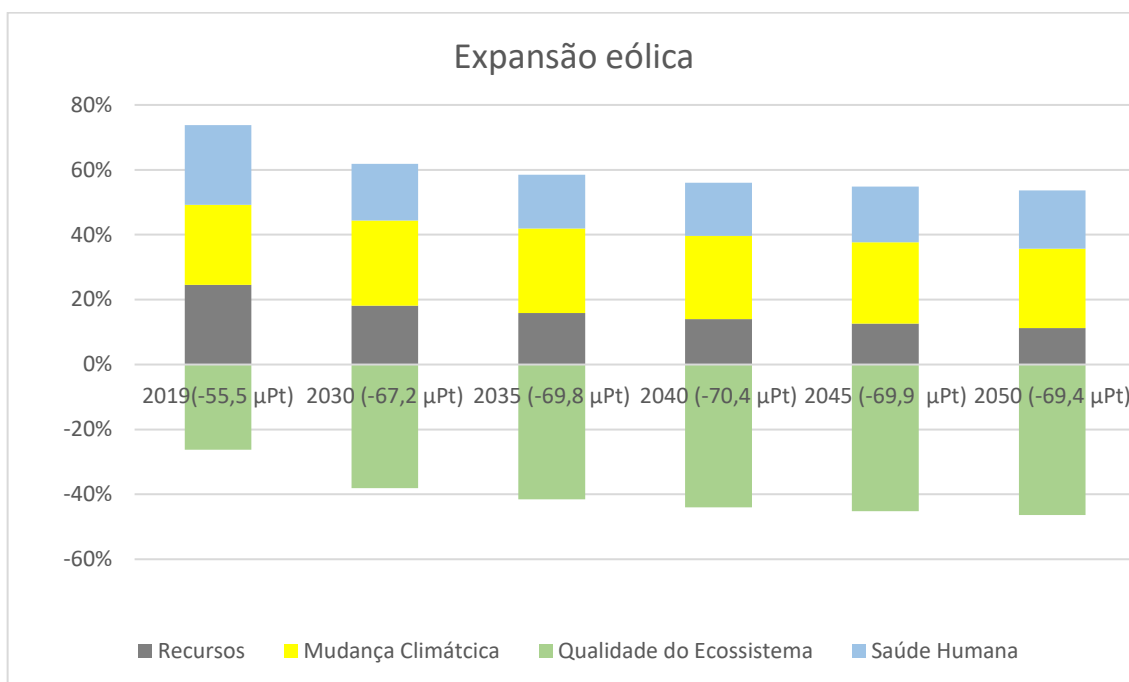


Figura 36. Pontuação única para o cenário de expansão da fonte eólica 2019-2050

Cenário de expansão da fonte FV

O melhor resultado para a pontuação única foi no ano de 2035, com -68,78μPt. Este foi o ano com maior aumento da penetração de fontes de energias renováveis. A partir de 2035, seria necessário aumentar outras fontes fósseis, o que resultou em um ligeiro aumento na pontuação única nos anos seguintes. Em comparação ao mesmo ano com o cenário do EPE/MME, 2035 apresenta um resultado 13% melhor. O pior resultado foi para o ano de 2050, com -46,45μPt. Mesmo com um aumento substancial das fontes renováveis para o ano de 2050, o aumento da participação do gás natural em 193% e das demais fontes fósseis em 291%, promoveu um

aumento nos resultados em todas os indicadores utilizados para a composição da pontuação única. Na comparação com o mesmo ano no cenário do governo, a melhora seria de 18%. A Figura 37 mostra o comportamento para a pontuação única para o cenário de expansão FV no período de 2019-2050:

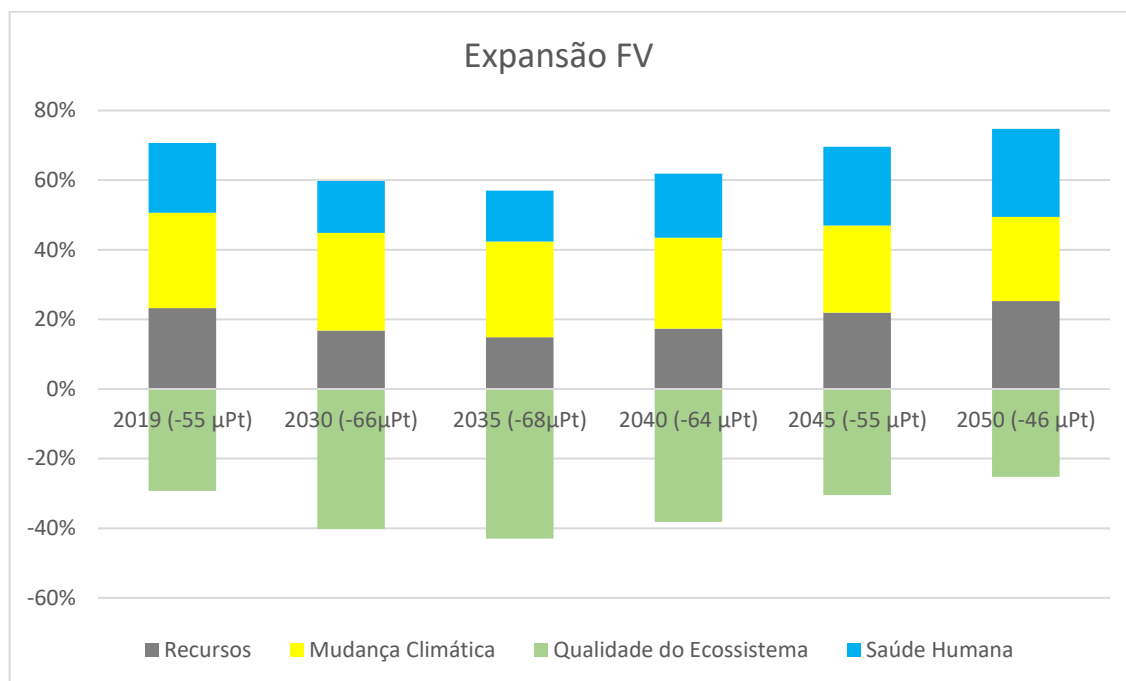


Figura 37. Pontuação única para o cenário de expansão FV período de 2019-2050

4.1.3 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade avalia a influência de um parâmetro (a variável independente) no valor de desempenho de outro parâmetro (a variável dependente) [262]. Em estudos de ACV, as variáveis independentes podem ser os dados de entrada, limites do sistema, regras de alocação ou escolhas de processo. Normalmente, as variáveis dependentes são valores de parâmetros de saída [263]. Considerando os dados apresentados neste estudo, concluiu-se que a eletricidade produzida por fontes renováveis pode ser requerida quando eletricidade adicional for solicitada na rede, ou seja, elas podem ser consideradas tecnologias marginais. Devido à relevância estabelecida para essas fontes neste estudo, essas fontes de energia foram exploradas na análise de sensibilidade. As variáveis independentes consideradas neste estudo são as tecnologias marginais e as variáveis dependentes são as categorias de impacto. A análise de

sensibilidade para o cenário de expansão da biomassa considera o intervalo de penetração máxima da energia proveniente da biomassa na rede que foi de 334 TWh (para o ano de 2050) e a mínima, que foi de 54,9 TWh (para o ano de 2019). Para a análise da fonte eólica, a penetração máxima foi de 571,27 TWh (para o ano de 2050) e a mínima foi de 55,98 (para o ano de 2019). Para a fonte fotovoltaica, a penetração máxima foi de 150,8 TWh (para o ano de 2050) e a mínima foi de 6,7 TWh (para o ano de 2019). Então, a partir dessa variação de geração de eletricidade, foi analisada a variação da GWP e da pontuação única. A análise de sensibilidade foi calculada para a penetração mínima, 20%, 40%, 60%, 80% e para a penetração máxima das tecnologias marginais, em seus respectivos cenários de maximização.

A análise de sensibilidade foi realizada de acordo com a penetração de energia mínima e máxima (TWh) das tecnologias marginais em seus respectivos cenários (ou seja, o objetivo é analisar a variação desses impactos ambientais no caso da penetração mínima e no caso penetração máxima dessas fontes de energia, e suas variações). A penetração mínima de todas as tecnologias marginais foi para o ano de 2019 e a penetração máxima foi para o ano de 2050. Estas são as referências: penetração mínima (variação 0%) e penetração máxima (corresponde ao valor de 100%), então a partir desses valores, foram estabelecidas as variações de 20%, 40%, 60%, 80% foi.

Tabela 28. Gama de energia para tecnologias marginais

Unidade		2019 (0%)	20%	40%	60%	80%	2050 (100%)
Bioenergia	TWh	54,9	110,7	166,5	222,4	278,9	334
Eólica	TWh	55,9	159	262,1	365,2	468,2	571,2
FV	TWh	6,7	35,5	64,3	93,2	122	150,8

A Tabela 29 apresenta a análise de sensibilidade para o GWP. Para a análise de bioenergia (no cenário de expansão de bioenergia), a menor penetração foi para o ano de 2019, com 54,9TWh e o GWP para esta penetração foi de $6,00E09$ CO₂-eq e a maior penetração de eletricidade proveniente de biomassa na rede foi para o ano 2050 com 334TWh com $3.65.10^{10}$ CO₂-eq. A variação para os resultados do GWP para o mínimo e o máximo de penetração de biomassa, foi de 508% de CO₂-eq. Para FV (no cenário de expansão FV), a menor penetração foi de 6,7 TWh e a GWP para esta penetração foi de $6,22.10^{08}$ CO₂-eq, a maior penetração foi de 150,8 TWh, o que corresponde a um GWP de $1,40.10^{10}$ CO₂-eq. A variação no GWP para essas faixas de penetração de PV foi de 2100% de CO₂-eq. E, finalmente, para a fonte eólica, a penetração mais

baixa (no cenário de expansão eólica) foi de 55,98 TWh e o respectivo GWP foi de $1,13 \cdot 10^9$ CO₂-eq e a penetração mais elevada de 571,27 TWh, o que corresponde a um GWP de $1,16 \cdot 10^{10}$ CO₂-eq. A variação para o impacto de GWP para estas faixas de penetração de energia eólica foi de 920% de CO₂-eq.

A análise de sensibilidade reflete os resultados encontrados nos resultados do estudo. O maior impacto para o GWP por unidade de energia (kWh) foi para biomassa ($3,65 \cdot 10^{10}$ CO₂-eq). Porém, a maior variação do GWP foi para FV (2100%), já que em 2019, a fonte FV corresponde a uma pequena parcela da geração de energia e, em números percentuais, esta fonte teve o maior aumento de penetração de energia até 2050. Em geral, o menor resultado para GWP por energia (kwh) foi para a energia eólica, seguido pela FV. No entanto, como a participação da energia eólica na matriz é muito maior do que FV, o resultado do GWP para fonte eólica foi maior do que FV. A Tabela 29 apresenta a análise de sensibilidade do GWP para cada tecnologia e a variação total para o período:

Tabela 29. Variação do GWP por tecnologia

CO ₂ eq	2019 (0%)	20%	40%	60%	80%	2050 (100%)	Δ (%)
Biomassa	$6,0 \times 10^9$	$1,21 \times 10^{10}$	$1,82 \times 10^{10}$	$2,43 \times 10^{10}$	$3,04 \times 10^{10}$	$3,65 \times 10^{10}$	508%
Eólica	$1,13 \times 10^9$	$3,22 \times 10^9$	$5,31 \times 10^9$	$7,4 \times 10^9$	$9,49 \times 10^9$	$1,16 \times 10^9$	920%
FV	$6,22 \times 10^8$	$3,29 \times 10^9$	$5,97 \times 10^9$	$8,65 \times 10^9$	$1,13 \times 10^{10}$	$1,40 \times 10^{10}$	2100%

A Tabela 30 apresenta a análise de sensibilidade para a pontuação única. Para análise de biomassa, a penetração mais baixa teve uma pontuação única de -60,64M MPt e para a penetração mais alta -368,895 μPt. Para a penetração de PV, o menor índice teve uma pontuação única de 0,25 μPt e para o maior 5,60 μPt. E, finalmente, para a eólica, a menor penetração teve uma pontuação única de 0,46 μPt e para a maior 4,69 μPt. Embora o FV tenha uma participação muito menor do que a eólica, o resultado da pontuação única do FV cresceu ao longo dos anos, principalmente devido ao impacto na saúde humana e nos recursos, que são muito mais impactantes do que da fonte de energia eólica. Já a biomassa teve grande parte dos impactos negativos, principalmente devido à melhoria do ecossistema, devido ao uso evitado da gasolina. A maior variação da pontuação único foi para FV, que no período em estudo variou em 2.429% e a menor variação foi para biomassa, em 708%. A Tabela 30 apresenta a análise de sensibilidade para pontuação única para cada tecnologia e a variação total para o período:

Tabela 30. Variação de pontuação única por tecnologia

μ Pt	2019 (0%)	20%	40%	60%	80%	2050 (100%)	Δ (%)
Biomassa	-60,63	-122,26	-183,89	-245,63	-307,26	-368,89	708%
Wind	0,45	1,3	2,15	2,99	3,84	4,69	1142%
FV	0,24	1,31	2,38	3,46	4,52	5,59	2429%

A análise de sensibilidade apresentada neste estudo indica os resultados para fontes de energia individuais (tecnologia marginal); no entanto, outra possibilidade seria a realização de uma análise de sensibilidade completa para todos os cenários. Nossa escolha por realizar a análise de sensibilidade de tecnologias marginais está em linha com a proposta do estudo, que teve como foco a análise da maximização das fontes renováveis na matriz de energia elétrica brasileira. Outra limitação é que a gama de cenários testados não é exaustiva e há muitas outras penetrações plausíveis que poderiam ser modeladas.

4.2 LCOE

4.2.1 LCOE por fonte

Com base nas especificações de desempenho e do modelo financeiro apresentados na seção anterior (Tabela 26 e Tabela 27) e da Equação 4, os LCOE para cada fonte de energia por ano são apresentados na Tabela 31. A fonte hidráulica possui o LCOE mais baixo para todos os anos, seguido ela fonte eólica, solar e gás natural. Os maiores LCOE para os anos em estudo são para o nuclear e, em seguida, para o carvão. No entanto, a partir de 2030, o preço da energia da biomassa ultrapassa o preço do gás natural e fóssil. Essa diferença foi decorrente do maior aumento percentual no fator de capacidade das fontes fósseis em relação à biomassa, o que fez com que as fontes fósseis tivessem uma queda maior do LCOE ao longo dos anos.

Tabela 31. LCOE por fonte de energia

Fonte	LCOE (USD/kWh)					
	2019	2030	2035	2040	2045	2050
Biomassa	0,100	0,0986	0,0974	0,0962	0,095	0,0940
Hidráulica	0,0328	0,0319	0,0310	0,0302	0,0295	0,0287
GN	0,0669	0,0617	0,0573	0,0535	0,0501	0,0472
Carvão	0,1108	0,1108	0,1108			
Nuclear	0,1147	0,1122	0,1097	0,1074	0,1052	0,1030
FV	0,0620	0,0549	0,0492	0,0445	0,0406	0,0374
Fóssil	0,1026	0,0962	0,0905	0,0855	0,0810	0,0769
Eólica	0,0428	0,0412	0,0397	0,0383	0,0370	0,0358

A diminuição do LCOE da energia eólica foi devido à redução dos custos associados aos projetos eólicos e ao aumento da altura das torres, da área de varrimento das pás e da potência nominal dos aerogeradores. Essas melhorias aumentaram o desempenho do sistema eólico, permitindo um aumento no fator de capacidade.

Para a tecnologia FV, fatores de maior capacidade ao longo dos anos foram impulsionados pela mudança na implantação para regiões com maior irradiação, o aumento do uso de dispositivos de rastreamento no segmento de grande escala em grandes mercados e a redução nas perdas do sistema e aumento no grau de maturidade do FV. Todas essas condições contribuíram para a diminuição do LCOE.

A energia hidrelétrica é madura, confiável e também fornece uma fonte de eletricidade de baixo custo. Principalmente a planta com armazenamento em reservatório oferece mais flexibilidade e melhor desempenho do LCOE.

A geração de eletricidade com gás natural continua sendo uma opção popular no mundo por causa de seu custo de capital relativamente baixo, curto tempo de construção e flexibilidade operacional. A melhoria das condições de operação das usinas brasileiras é um dos fatores que beneficiaria a diminuição do LCOE ao longo dos anos para esta tecnologia.

Para a expansão da fonte de bioenergia no setor elétrico, foram utilizadas tecnologias de combustão e resíduos da agricultura e da floresta, para minimizar custos. A principal consideração para o aumento do custo para bioenergia é o alto custo de coleta e transporte da biomassa do campo até a planta, que geralmente, dominam os custos de produção de energia dessa fonte.

A diversidade de tecnologias (condições de uso e eficiências) associada à geração térmica a carvão e, sobretudo, a heterogeneidade do tipo de carvão e da legislação ambiental, podem aumentar os custos dessa tecnologia. O fator de capacidade desta tecnologia foi mantido constante uma vez que o plano do EPE/MME tem a meta de extinção desta tecnologia até o ano de 2035.

Novas tecnologias de reatores nucleares estão sendo desenvolvidas e os reatores apresentam melhorias no sistema de fluxo de calor, visando a aumentar as horas de operação e aumentar a vida útil, aumentando assim, o fator de capacidade da usina.

4.2.2 LCOE por cenário

A Figura 38 a seguir mostra a variação do LCOE por cenário. Os resultados são compostos pelo percentual de participação de cada fonte nos cenários em questão e o LCOE para cada fonte, conforme Equação 5, para encontrar o resultado do LCOE USD/kWh por cenário.

$$LCOE = \sum_{2019}^{2050} \%E_s * LCOE_s$$

Equação 5

O cenário de expansão eólica teve a maior redução do LCOE em relação ao cenário atual, e isso se deve ao fato de que, primeiramente, esta é uma tecnologia de baixo valor para o LCOE. Além disso, a fonte eólica foi a única capaz de substituir integralmente o aumento das fontes de combustíveis fósseis e gás natural da energia eólica, ou seja, foi o cenário com maior participação de renováveis. O fator de capacidade dessa fonte de energia vai de 51% para o ano de 2019 a 61% para o ano de 2050 e isso também impacta.

A expansão da biomassa foi a única que apresentou comportamento crescente, e isso se deve ao fato de o LCOE da biomassa ser maior que o do gás natural. Assim, na substituição da biomassa pelo gás natural a partir de 2035 o LCOE começa a aumentar. Outro fato em questão é que o fator de capacidade das usinas de biomassa já é elevado, e o aumento percentual é menor que o de outras fontes, passando de 80% para 85%, resultando em uma menor diminuição do LCOE ao longo dos anos.

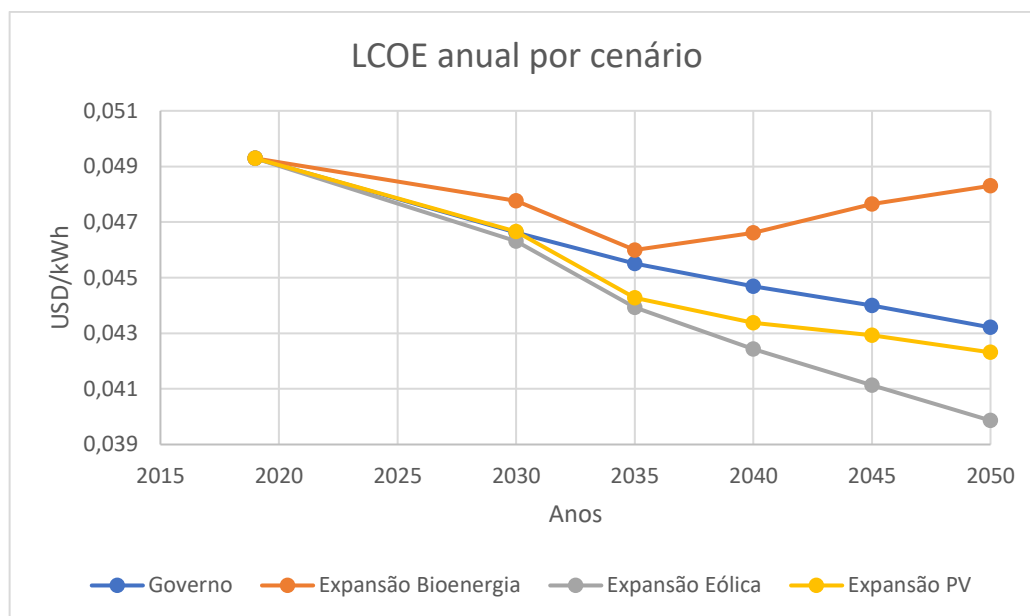


Figura 38. LCOE por cenário

A partir dessa análise, foi criado um indicador único, que é um valor médio de LCOE por cenário, para todo período em estudo, que estão apresentados na Tabela 32. A partir da análise, conclui-se que em termos de LCOE, o cenário da expansão eólica possui o melhor desempenho, enquanto o cenário da biomassa possui o pior desempenho.

Tabela 32. LCOE médio por cenário

Cenário	Unidade	Valor
EPE/MME	USD/kWh	0,0455
Expansão Bioenergia	USD/kWh	0,0476
Expansão Eólica	USD/kWh	0,0438
Expansão PV	USD/kWh	0,0448

4.3 Indicadores finais

A Figura 39 apresenta a comparação total do GWP anual por cenário. Para todos os anos em estudo, as maiores emissões de CO₂eq foram para o cenário do plano de expansão do EPE/MME, e as menores emissões para o cenário de maximização da fonte eólica. Para o ano de 2030, as emissões anuais entre os cenários são semelhantes, o cenário do plano do governo com 38,28.10¹² kgCO₂eq e o cenário com a expansão da energia eólica com 37,71E 12kgCO₂eq. As maiores diferenças do GWP entre os cenários foram para o ano de 2050, sendo o GWP do

plano de expansão de energia do governo $49,38 \cdot 10^{12}$ kgCO₂eq e o cenário da expansão de energia eólica com $29,91 \cdot 10^{12}$ kgCO₂eq.

A fim de encontrar um indicador único para as emissões por kWh para cada cenário, foi calculado uma média ponderada para todos os anos, em que o resultado final foi a emissão de kgCO₂eq/kWh médio. O menor GWP médio de todo o período foi para o cenário de expansão da eólica com 0,121 kgCO₂eq/kWh médio, seguido pelo cenário de expansão da biomassa com 0,128, da FV com 0,146 e por fim, o cenário do governo com 0,167 kgCO₂eq/kWh médio, que podem ser observados na linha de tendência da Figura 39 :

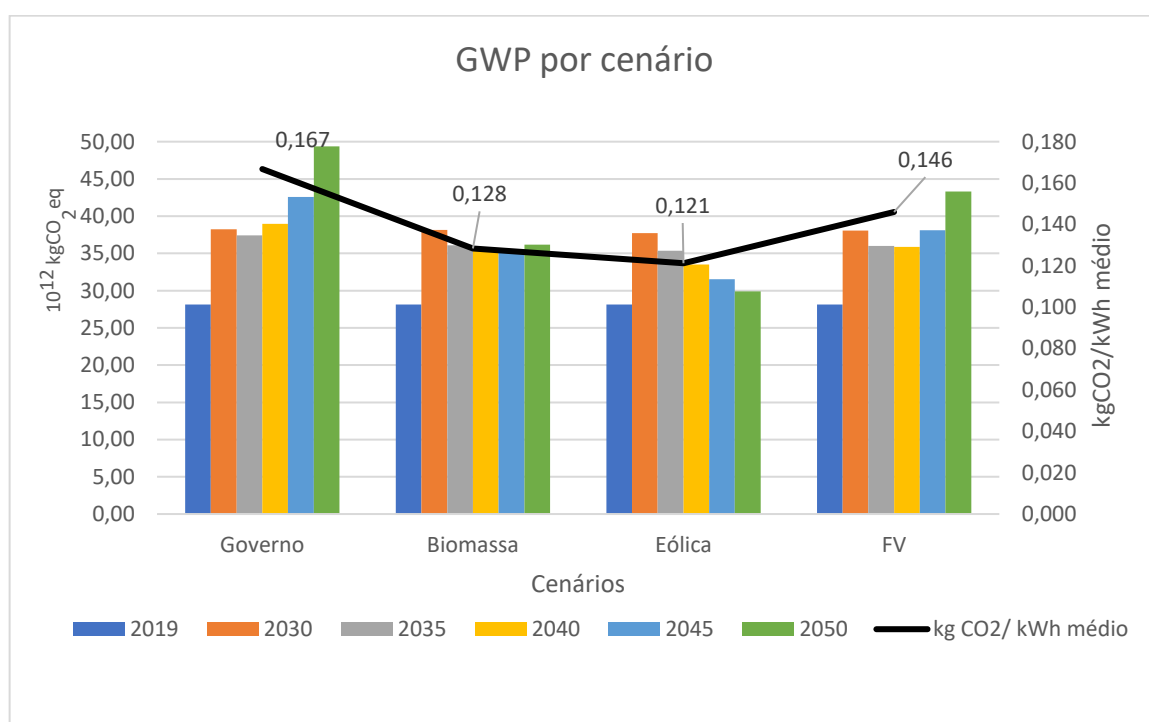


Figura 39. Emissões totais de kgCO₂eq anual por cenário

A partir do GWP anual, foram calculadas as emissões de CO₂eq acumuladas nos anos avaliados, para cada cenário. Esses resultados estão apresentados na Figura 40. A maior emissão de CO₂eq em todo o período para o cenário do EPE/MME, com uma emissão total de $237,76 \cdot 10^{12}$ kgCO₂eq e as menores emissões para o cenário da expansão da energia eólica, com $196,14 \cdot 10^{12}$ kgCO₂eq. Comparando as emissões evitadas de CO₂eq dos cenários com a maximização das renováveis com o cenário do plano do governo, o cenário da expansão da biomassa reduziria $25,70 \cdot 10^{12}$ kg as emissões de CO₂eq, o cenário da expansão da fonte eólica reduziria em $38,62 \cdot 10^{12}$ kgCO₂eq e o cenário da expansão da eólica em $15,24 \cdot 10^{12}$ kgCO₂eq.

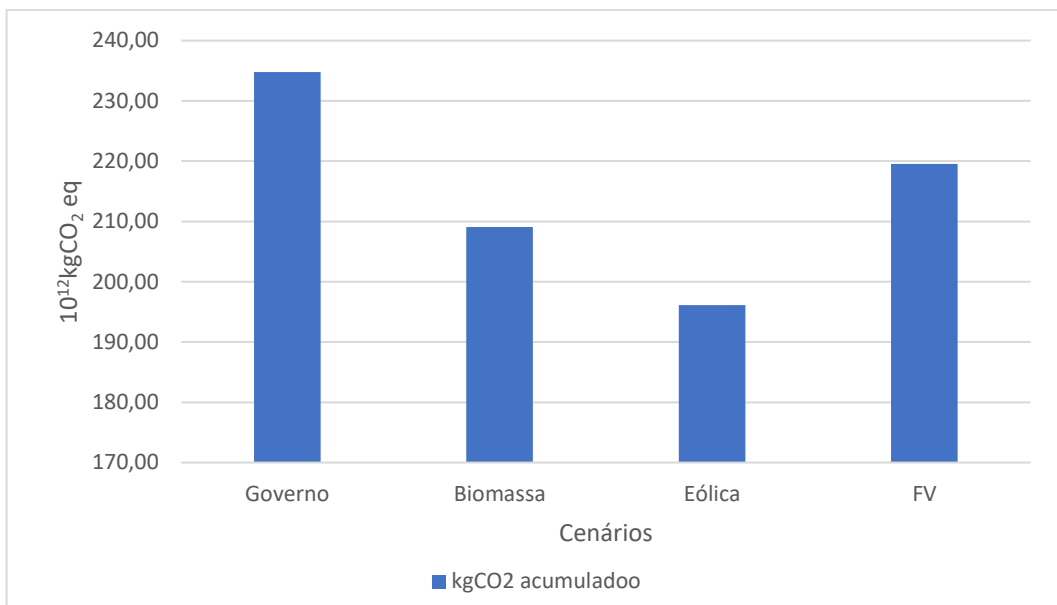


Figura 40. Indicadores finais dos cenários em estudo

E finalmente, a Figura 41 apresenta o resultado global da pontuação única para os cenários em estudo e as médias dessa categoria de impacto para todo o período. O cenário com um melhor desempenho para a pontuação única é o cenário da biomassa, sendo o ano de 2050 com o melhor resultado. O pior desempenho para essa categoria de impacto é o cenário do EPE/MME, sendo o ano de 2050 com o pior resultado. Na Figura 41, a linha de tendência apresenta o resultado médio de todo o período em estudo da pontuação única. O cenário da expansão da biomassa com o melhor desempenho, tem a pontuação única em $-138,4\mu\text{Pt}$, seguida pela expansão da eólica com $-67,1\mu\text{Pt}$, expansão do PV $-59,5\mu\text{Pt}$ e por fim, o cenário do governo, com $-53,0\mu\text{Pt}$.

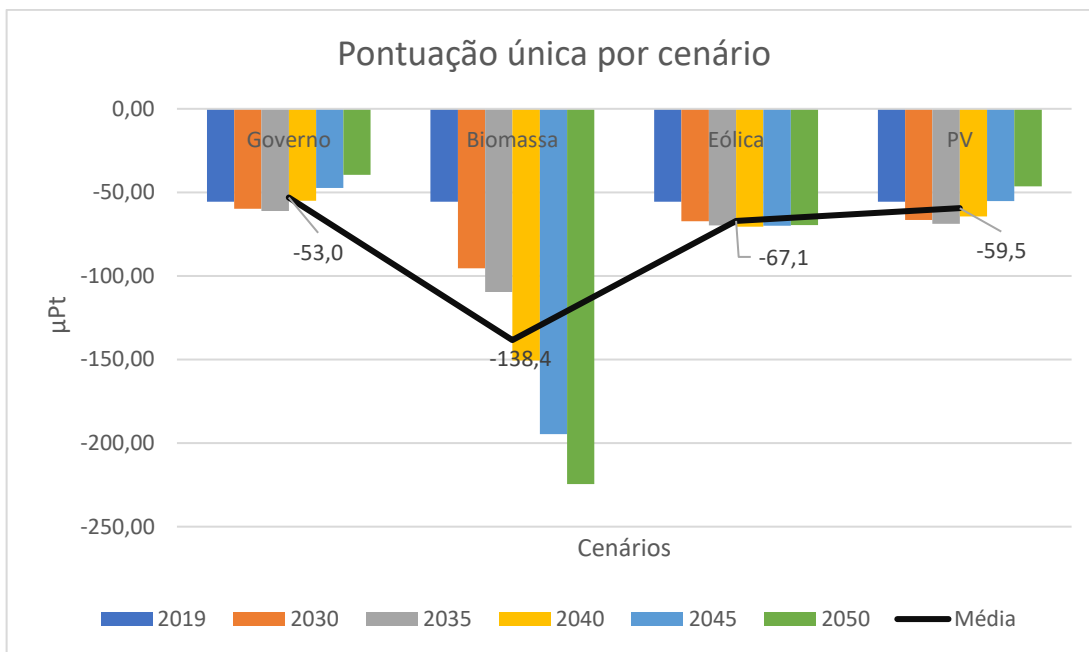


Figura 41. Pontuação única por cenário anula e média do período em estudo

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO

Este estudo abordou a identificação dos impactos ambientais das tecnologias de produção de eletricidade do *mix* do Brasil de 2019 a 2050 com base na ACVC. De acordo com a metodologia, as tecnologias marginais suprirão a nova demanda do sistema elétrico. No entanto, nem sempre essa tecnologia será capaz de atender à todas as novas demandas, que provavelmente envolverão um aumento no uso de fontes fósseis. No que se refere à evolução do *mix* de energia elétrica, observou-se que a única fonte capaz de atender à todas as novas demandas seria a fonte eólica. A biomassa seria capaz de suprir toda a nova demanda em 2045, enquanto a FV em 2035.

Em relação ao GWP, o cenário com melhor desempenho seria o cenário de expansão da fonte eólica, que na melhor das hipóteses reduziria até 52% no ano de 2050, em relação ao mesmo ano do cenário de governo. As menores reduções seriam para FV, uma vez que esta fonte não supriria nenhum aumento de demanda. Mesmo assim, no ano de 2040, que seria o pior cenário, ainda seria 12% melhor do que o plano proposto pelo governo.

Em relação ao escore único, o cenário da biomassa tem um bom desempenho em geral, principalmente devido à melhoria do GWP, devido aos produtos evitados e às emissões biogênicas. O cenário fotovoltaico se destaca pelos impactos negativos em relação à qualidade do ecossistema; porém, os recursos têm um impacto maior, devido ao uso de matéria-prima para a produção de célula fotovoltaica. O cenário eólico tem um bom desempenho para a qualidade do ecossistema e para o GWP.

Com base no LCOE, a fonte hidráulica é o melhor resultado para o Brasil e a pior possibilidade é a nuclear. Porém, quanto aos cenários, o cenário de expansão eólica teve a maior redução do LCOE em relação ao cenário atual.

De acordo com os indicadores avaliados nesse estudo, pode-se concluir que o melhor cenário de maneira geral, é o cenário de expansão da fonte eólica, que apresenta os melhores desempenhos para o GWP e LOCE em todo o período em estudo. O pior desempenho foi para o cenário do plano de expansão do EPE/MME, que apresenta piores resultados tanto para o GWP e para a pontuação única. A Tabela 33 apresenta uma síntese de todos os indicadores avaliados e os desempenhos dos cenários.

Tabela 33. Resumo com os principais indicadores do estudo

Cenário	GWP médio (kgCO2/kWh)	Pontuação única médio (μPt)	LCOE médio (USD/kWh)
Governo	0,167	-53,0	0,0456
Biomassa	0,128	-138,4	0,0476
Eólica	0,121	-67,1	0,0438
FV	0,146	-59,5	0,0448

Pode-se concluir que a matriz elétrica do Brasil possui grande participação de fontes renováveis. A hidrelétrica tem a maior participação; porém, devido às emissões de metano e CO₂ de grandes reservatórios, o GWP para esta fonte não é insignificante. A penetração das fontes renováveis abordadas no estudo, por menor que seja, ainda será vantajoso em termos ambientais, para o Brasil. Deve-se considerar que todas as fontes possuem vantagens e desvantagens, e esses aspectos devem ser analisados em particular, uma vez que cada localidade possui características e exigências próprias. A Tabela 34 apresenta um resumo com as principais particularidades de cada fonte assim como conclusões baseadas nesse estudo:

Tabela 34. Particularidades de cada fonte

Eólica	FV	Bioenergia
Vantagens		
<ul style="list-style-type: none"> - Baixa emissão de CO₂eq durante o ciclo de vida - Menor custo durante a vida útil - A intermitência não é horária - Complementariedade com a energia hidráulica - Potencial está localizado em áreas de baixa densidade demográfica 	<ul style="list-style-type: none"> - Brasil apresenta condições de operação da FV durante todo o ano - Compensa o uso de ar-condicionado nos dias mais quentes 	<ul style="list-style-type: none"> - Não é intermitente - Captura de CO₂ - Promove o desenvolvimento econômico na região
Desvantagens		
<ul style="list-style-type: none"> - Intermitente - Questões regulatórias e algumas barreiras ambientais 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto preço do custo inicial - Intermitente - O uso de baterias que seria uma solução para a intermitência, possui alto custo - Instabilidade na rede de transmissão, devido a penetração massiva de sistemas FV - Alto impacto durante a produção das placas de silício - Falta de capacitação de profissionais na área 	<ul style="list-style-type: none"> - Totalmente dependente da produção de açúcar e etanol - Altos custos com transporte - Resíduos não centralizados, havendo necessidade de uma cadeia logística bem planejada

A partir dos resultados apresentados, conclui-se que a matriz de energia elétrica brasileira ainda pode aumentar a participação das fontes renováveis. No entanto, uma das condições necessárias seria o aumento da participação dessas fontes em leilões. Os leilões de expansão constituíram um mecanismo efetivo para a introdução das novas renováveis, mas o ritmo de contratação é condicionado pela situação de suprimento de eletricidade, implicando picos e vales de contratação. Apesar do avanço da energia eólica e fotovoltaica no país, o incremento da capacidade instalada para as novas renováveis no Brasil dependerá do tratamento de alguns desafios:

- Adequação e implementação das políticas voltadas para o contexto energético, ambiental e industrial.
- Desenvolvimento de instrumentos de análise de custo-benefício transparente das políticas de conteúdo local, na promoção e no financiamento de fontes renováveis.

- Adequação dos mecanismos de incentivo para a geração descentralizada.
- Readequação do desenho de mercado de energia elétrica para compatibilizar a formação de preço com as características de intermitência das fontes renováveis de energia.

BIBLIOGRAFIA

- [1] S. Herreras Martínez *et al.*, “Possible energy futures for Brazil and Latin America in conservative and stringent mitigation pathways up to 2050,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 98, pp. 186–210, 2015, doi: 10.1016/j.techfore.2015.05.006.
- [2] I. Vázquez-Rowe, J. L. Reyna, S. García-Torres, and R. Kahhat, “Is climate change-centrism an optimal policy making strategy to set national electricity mixes?,” *Appl. Energy*, vol. 159, pp. 108–116, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.08.121.
- [3] R. Turconi, D. Tonini, C. F. B. Nielsen, C. G. Simonsen, and T. Astrup, “Environmental impacts of future low-carbon electricity systems: Detailed life cycle assessment of a Danish case study,” *Appl. Energy*, vol. 132, no. x, pp. 66–73, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.078.
- [4] A. S. Herbert, C. Azzaro-Pantel, and D. Le Boulch, “A typology for world electricity mix: Application for inventories in Consequential LCA (CLCA),” *Sustain. Prod. Consum.*, vol. 8, no. March, pp. 93–107, 2016, doi: 10.1016/j.spc.2016.09.002.
- [5] H. C. Gils, S. Simon, and R. Soria, “00% Renewable Energy Supply for Brazil-The Role of Sector Coupling and Regional Development,” 2017, doi: 10.3390/en10111859.
- [6] O. M. Babatunde, J. L. Munda, and Y. Hamam, “A comprehensive state-of-the-art survey on power generation expansion planning with intermittent renewable energy source and energy storage,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 43, no. 12, pp. 6078–6107, Oct. 2019, doi: 10.1002/er.4388.
- [7] J. P. Barton and D. G. Infield, “Intermittent Renewable Energy,” *IEEE Trans. ENERGY Convers.*, vol. 19, no. 2, pp. 441–448, 2004.
- [8] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil), “Plano nacional de energia 2050,” 2020.
- [9] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil), “Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019,” *Rio Janeiro EPE*, p. 264, 2020.
- [10] C. Jones, P. Gilbert, M. Raugei, S. Mander, and E. Leccisi, “An approach to prospective

- consequential life cycle assessment and net energy analysis of distributed electricity generation,” *Energy Policy*, vol. 100, pp. 350–358, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.08.030.
- [11] T. Ekvall, “Limitations of Consequential LCA,” in *InLCA/LCM2002 E-Conference, May 20-25 2002*, 2002, p. 17, [Online]. Available: <http://www.lcacenter.org/lca-lcm/pdf/Consequential-LCA.pdf>.
- [12] D. Rajagopal, “A Step Towards a General Framework for Consequential Life Cycle Assessment,” *Methods, tools Softw.*, vol. 21, no. 2, 2016, doi: 10.1111/jiec.12433.
- [13] S. T. Sanchez *et al.*, “Accounting for indirect land-use change in the life cycle assessment of biofuel supply chains,” no. March, pp. 1105–1119, 2012.
- [14] S. Jin, J. S. Baker, B. L. Sohngen, and M. Shell, “Cumulative global forest carbon implications of regional bioenergy expansion policies,” *Resour. Energy Econ.*, vol. 53, pp. 198–219, 2018, doi: 10.1016/j.reseneeco.2018.04.003.
- [15] G. P. Hammond and Á. O’ Grady, “The life cycle greenhouse gas implications of a UK gas supply transformation on a future low carbon electricity sector,” *Energy*, vol. 118, pp. 937–949, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2016.10.123.
- [16] M. A. Cusenza, F. Guarino, S. Longo, M. Mistretta, and M. Cellura, “Environmental assessment of 2030 electricity generation scenarios in Sicily: An integrated approach,” *Renew. Energy*, vol. 160, no. September 2015, pp. 1148–1159, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.090.
- [17] D. García-Gusano, D. Garraín, and J. Dufour, “Prospective life cycle assessment of the Spanish electricity production,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. November 2016, pp. 21–34, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.10.045.
- [18] V. Olkkonen and S. Syri, “Spatial and temporal variations of marginal electricity generation: The case of the Finnish, Nordic, and European energy systems up to 2030,” *J. Clean. Prod.*, vol. 126, pp. 515–525, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.03.112.
- [19] P. Wolfram, T. Wiedmann, and M. Diesendorf, “Carbon footprint scenarios for

- renewable electricity in Australia,” *J. Clean. Prod.*, vol. 124, pp. 236–245, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.02.080.
- [20] J. Portugal-pereira, C. K. Alexandre, R. Soria, F. P. Lucena, A. Szklo, and R. Schaeffer, “Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling : The life cycle side of the story,” *Energy*, vol. 115, pp. 1424–1435, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.062.
- [21] M. V. Barros, C. M. Piekarski, and A. C. De Francisco, “Carbon Footprint of Electricity Generation in Brazil: An Analysis of the 2016-2026 Period,” *Energies*, vol. 11, 2018, doi: 10.3390/en11061412.
- [22] M. J. Santos, P. Ferreira, M. Araújo, J. Portugal-pereira, A. F. P. Lucena, and R. Schaeffer, “Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multi- criteria assessment,” *J. Clean. Prod.*, vol. 167, pp. 938–950, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.03.145.
- [23] EPE, “Balanço energético nacional 2019,” Rio de Janeiro, 2019.
- [24] Empresa de Pesquisa Energética, “Relatório Síntese Balanço Energético Nacional 2021,” Rio de Janeiro, 2021.
- [25] T. Barral, E. Rego, and R. Carvalho, “Por que queremos novos critérios de suprimento,” *Canal de Energia*. <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53105435/por-que-queremos-novos-criterios-de-suprimento> (accessed Apr. 08, 2019).
- [26] EPE, “Demanda de energia 2050,” Rio de Janeiro, 2016.
- [27] G. Comodi, L. Cioccolanti, and M. Renzi, “Modelling the Italian household sector at the municipal scale : Micro-CHP , renewables and energy efficiency,” *Energy*, vol. 68, pp. 92–103, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.02.055.
- [28] E. B. P. Martins *et al.*, “Atlas Brasileiro de Energia Solar,” São José dos Campos - Brasil, 2017.
- [29] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. L. de Abreu, and R. Rütther, “Atlas Brasileiro de Energia

- Solar,” São José dos Campos - Brasil, 2006.
- [30] IEA, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Paris, 2019.
- [31] V. C. Gironès, E. Peduzz, F. Vuille, and F. Maréchal, “On the assessment of the cO₂ Mitigation Potential of Woody Biomass,” *Front. Energy Res.*, vol. 5, no. January, pp. 1–18, 2018, doi: 10.3389/fenrg.2017.00037.
- [32] S. Ladanai and J. Vinterbäck, “Global Potential of Sustainable Biomass for Energy Svetlana Ladanai,” Uppsala, 2009.
- [33] J. P. Pereira, R. Soria, R. Rathmann, R. Schaeffer, and A. Szklo, “Agricultural and agro-industrial residues-to-energy: Techno- economic and environmental assessment in Brazil,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 81, no. April, 2015, doi: 10.1016/j.biombioe.2015.08.010.
- [34] CONAB, “Acompanhamento da safra brasileira de cana 2018/2019,” 2018. [Online]. Available: <http://www.conab.gov.br>.
- [35] Brazilian tree industry, “Report 2017,” 2017. [Online]. Available: http://iba.org/images/shared/Biblioteca/IBA_RelatorioAnual2017.pdf.
- [36] P. Eickemeier *et al.*, *Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. New York: Cambridge University Press, 2014.
- [37] H. Lund, B. V. Mathiesen, and P. Christensen, “Energy system analysis of marginal electricity supply in consequential LCA,” *Int J Life Cycle Assess*, vol. 15, pp. 260–271, 2010, doi: 10.1007/s11367-010-0164-7.
- [38] P. Berrill, A. Arvesen, Y. Scholz, H. C. Gils, and E. G. Hertwich, “Environmental impacts of high penetration renewable energy scenarios for Europe,” *Environ. Res. Lett.*, 2016.
- [39] M. Raugei and E. Leccisi, “A comprehensive assessment of the energy performance of the full range of electricity generation technologies deployed in the United Kingdom,”

- Energy Policy*, vol. 90, pp. 46–59, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.12.011.
- [40] L. Worrall, L. Roberts, and S. Whitley, “Enabling a just transition to a low-carbon economy in the energy sector Progress and lessons in Emerging Markets,” 2018.
- [41] United Nations, “Framework Convention and Climate Change,” 2016. <https://unfccc.int/resource/bigpicture/resources/images/UNF-hb-main-logo1.png> (accessed Sep. 09, 2020).
- [42] D. Ahuja and M. Tatsutani, “Sustainable energy for developing countries,” *Surv. Perspect. Integr. Environ. Soc.*, vol. 2, 2009.
- [43] L. Vazquez, J. Luukkanen, H. Kaisti, M. Käkönen, and Y. Majanne, “Decomposition analysis of Cuban energy production and use : Analysis of energy transformation for sustainability,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 638–645, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.156.
- [44] A. V. Delgado, “SUGAR CANE ALTERNATIVES FOR ELECTRICITY GENERATION AT THE CUBAN SUGAR FACTORIES,” 2005.
- [45] A. Sagastume Gutiérrez, J. J. Cabello Eras, D. Huisingh, C. Vandecasteele, and L. Hens, “The current potential of low-carbon economy and biomass-based electricity in Cuba. The case of sugarcane, energy cane and marabu (*Dichrostachys cinerea*) as biomass sources,” *J. Clean. Prod.*, vol. 172, pp. 2108–2122, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.11.209.
- [46] M. Käkönen, H. Kaisti, and J. Lukkanen, *Energy Revolution in Cuba: Pioneering for the Future?*, no. January 2014. Turku: FINLAND FUTURES RESEARCH CENTRE FFRC eBOOK 4/2014, 2014.
- [47] S. Velázquez, “PERSPECTIVAS ENERGÉTICAS EN CUBA,” *ieee.es*, pp. 674–685, 2016.
- [48] W. Alonso-Pippo, C. A. Luengo, J. Koehlinger, P. Garzone, and G. Cornacchia, “Sugarcane energy use: The Cuban case,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 6, pp. 2163–2181, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.02.025.

- [49] O. S. Abdul-hamid and C. Bayer, "OPEC ANNUAL STATISTICAL BULLETIN," Vienna, 2016.
- [50] Tokyo Electric Power Services Co, "Electric Power Sector in the Islamic Republic of Iran," Tokyo, 2017.
- [51] IEA, "Global Energy & CO2 Status Report. The latest trends in energy and emissions in 2018."
- [52] Iran Ministry of Energy (MOE), "Power and energy planning bureau. 25-year plan for optimal energy supply system in the country," Tehran, 2001.
- [53] V. Aryanpur, M. S. Atabaki, M. Marzband, P. Siano, and K. Ghayoumi, "An overview of energy planning in Iran and transition pathways towards sustainable electricity supply sector," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 112, no. October 2018, pp. 58–74, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.05.047.
- [54] T. Sharma and P. Balachandra, "Will the integration of renewable energy enable sustainable transition of Indian electricity system?," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 21, no. June, pp. 137–148, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.06.002.
- [55] Government of India, "Annual Report 2016-2017," 1967.
- [56] The World Bank, "CO2 emissions (metric tons per capita)," 2015. <https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC> (accessed Jan. 06, 2020).
- [57] E. Sternfeld, "Modernisation Fueled by Coal: The Challenges Facing China's Energy Sector and Global Climate Protection," *Ind. Ecol.*, vol. 16, pp. 552–563, 2013.
- [58] C. Wang, A. Engels, and Z. Wang, "Overview of research on China's transition to low-carbon development: The role of cities, technologies, industries and the energy system," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. February 2017, pp. 1350–1364, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.099.
- [59] S. Pilpola and P. D. Lund, "Effect of major policy disruptions in energy system transition: Case Finland," *Energy Policy*, vol. 116, no. February, pp. 323–336, 2018,

doi: 10.1016/j.enpol.2018.02.028.

- [60] Swiss Federal Office of Energy, “Federal Council Decides to Gradually Phase Out Nuclear Energy as Part of its New Energy Strategy,” Bern, 2011.
- [61] K. Volkart, N. Weidmann, C. Bauer, and S. Hirschberg, “Multi-criteria decision analysis of energy system transformation pathways: A case study for Switzerland,” *Energy Policy*, vol. 106, no. October 2016, pp. 155–168, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.03.026.
- [62] V. Krakowski, E. Assoumou, V. Mazauric, and N. Maïzi, “Feasible path toward 40 – 100 % renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis,” *Appl. Energy*, vol. 171, pp. 501–522, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.03.094.
- [63] Ministère de l’écologie du développement durable et de l’énergie Energy transition for Green growth, “User guide for the act and its attendant actions,” 2015. %3Cwww.developpement-durable.gouv.fr/Energy-transition-for-Green-growth (accessed Jan. 21, 2020).
- [64] J. Hein, “National Perspective for Decarbonisation Pathways - The German Example?,” *HeinOnline*, 2018.
- [65] I. S. . Fraunhofer, “Net Installed Electricity Generation Capacity in Germany, 2018,” 2018. https://www.energy-charts.de/power_inst.htm (accessed Jan. 07, 2020).
- [66] F. W. Geels *et al.*, “The enactment of socio-technical transition pathways: A reformulated typology and a comparative multi-level analysis of the German and UK low-carbon electricity transitions (1990-2014),” *Res. Policy*, vol. 45, no. 4, pp. 896–913, 2016, doi: 10.1016/j.respol.2016.01.015.
- [67] J. English *et al.*, “Flexibility requirements and electricity system planning: Assessing inter-regional coordination with large penetrations of variable renewable supplies,” *Renew. Energy*, vol. 145, pp. 2770–2782, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.07.097.
- [68] A. Giallanza, M. Porretto, G. L. Puma, and G. Marannano, “A sizing approach for stand-

- alone hybrid photovoltaic-wind-battery systems: A Sicilian case study,” *J. Clean. Prod.*, vol. 199, pp. 817–830, 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.07.223.
- [69] B. Kroposki, “Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, no. 6, pp. 831–837, 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0339-3.
- [70] B. K. Sovacool, “The intermittency of wind , solar , and renewable electricity generators : Technical barrier or rhetorical excuse ?,” *Util. Policy*, vol. 17, no. 3–4, pp. 288–296, 2009, doi: 10.1016/j.jup.2008.07.001.
- [71] H. Xian, D. J. Edwards, M. R. Hosseini, and G. P. Costin, “A review on renewable energy transition in Australia : An updated depiction,” *J. Clean. Prod.*, vol. 242, p. 118475, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118475.
- [72] A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, and T. M. I. Mahlia, “Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods,” *J. Clean. Prod.*, vol. 253, p. 119831, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.119831.
- [73] J. Cochran *et al.*, “Flexibility in 21st Century Power Systems,” 2014. doi: 10.2172/1130630.
- [74] H. Jagabondhu, M. Padmanaban, V. Ashish, M. I. P. H. Petra, and M. Sathyajith, “Determining intermittent renewable energy penetration limits in a grid,” 2020.
- [75] F. Umbach, “The intersection of climate protection policies and energy security,” *Transatl. Energy Secur.*, pp. 374–387, 2012.
- [76] D. García-Gusano, I. R. Istrate, and D. Iribarren, “Life-cycle consequences of internalising socio-environmental externalities of power generation,” *Sci. Total Environ.*, vol. 612, pp. 386–391, 2018, doi: 10.1016/j.scitotenv.2017.08.231.
- [77] G. Jayadev, B. D. Leibowicz, and E. Kutanoglu, “U.S. electricity infrastructure of the future : Generation and transmission pathways through 2050,” *Appl. Energy*, vol. 260, no. September 2019, p. 114267, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114267.

- [78] H. Zsibor *et al.*, “Intermittent Renewable Energy Sources : The Role of Energy Storage in the European Power System of 2040,” *Electronics*, vol. 8, 2019.
- [79] X. Chen *et al.*, “Power System Capacity Expansion Under Higher Penetration of Renewables Considering Flexibility Constraints and Low Carbon Policies,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6240–6253, 2018.
- [80] H. B. Tambunan and A. J. P. System, “Maximum Allowable Intermittent Renewable Energy Source Penetration in Java-Bali Power System,” 2018.
- [81] T. Luz and P. Moura, “100 % Renewable energy planning with complementarity and flexibility based on a multi-objective assessment,” *Appl. Energy*, vol. 255, no. August, p. 113819, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113819.
- [82] T. Luz, P. Moura, and A. De Almeida, “Multi-objective power generation expansion planning with high penetration of renewables,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. November 2016, pp. 2637–2643, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.069.
- [83] P. de Jong, A. Kiperstok, A. S. Sanchez, R. Dargaville, and E. A. Torres, “Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil,” *Energy*, vol. 100, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.12.026.
- [84] R. Miranda, R. Soria, R. Schaeffer, A. Szklo, and L. Saporta, “Contributions to the analysis of ‘ Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil ’ [Energy 100 (2016) 401 e 415],” *Energy*, vol. 118, pp. 1198–1209, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2016.10.138.
- [85] EPE, “Plano decenal de expansão de energia 2029,” Brasília, 2019.
- [86] EPE, “Plano Decenal de Energia 2024,” 2015.
- [87] D. C. Leite, M. Regis, L. Verde, W. M. Griffin, M. Ivonne, and G. Scandiffio, “Can Brazil replace 5 % of the 2025 gasoline world demand with ethanol ?,” *Energy*, vol. 34, pp. 655–661, 2009, doi: 10.1016/j.energy.2008.11.001.
- [88] C. Holman, R. Harrison, and X. Querol, “Review of the efficiency of low emission zones

- to improve urban air quality in European cities,” *Atmos. Environ.*, vol. 111, pp. 161–169, 2015, doi: 10.1016/j.atmosenv.2015.04.009.
- [89] IRENA, “Renewables 2017 Global Status Report,” Paris: REN21 Secretariat, 2017.
- [90] J. D. Bastidas-Rodriguez, E. Franco, G. Petrone, C. A. Ramos-Paja, and G. Spagnuolo, “Maximum power point tracking architectures for photovoltaic systems in mismatching conditions: a review,” *IET Power Electron.*, no. 6, pp. 1396 – 1413, 2014.
- [91] ABEEOLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica, “Boletim Anual de Geração Eólica 2017,” São Paulo, 2017. [Online]. Available: <https://www.businesslive.co.za/bd/national/health/2017-10-11-revoking-life-esidimeni-contract-cost-hundreds-of-jobs/>.
- [92] GWEC, “Global Wind Report - Annual Market Update 2014,” 2014.
- [93] REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, “NDC Contribuição Nacionalmente Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima,” 2016. [Online]. Available: http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80108/BRASIL_iNDC_portugues_FINAL.pdf.
- [94] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL,” 2018. www.ons.org.br. (accessed Sep. 26, 2018).
- [95] P. McKendry, “Energy production from biomass (part 1): Overview of biomass,” *Bioresour. Technol.*, vol. 83, no. 1, pp. 37–46, 2002, doi: 10.1016/S0960-8524(01)00118-3.
- [96] S. K. Sansaniwal, K. Pal, M. A. Rosen, and S. K. Tyagi, “Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. December 2016, pp. 363–384, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.038.
- [97] L. R. C. CASTILLA, “Bioeletricidade como fonte de energia no Brasil,” 2016.
- [98] Brasil, “Plano nacional de energia 2030,” 2007.

- [99] Aneel, “Sistema de Informações da Geração da Aneel Siga,” 2020. <http://www2.aneel.gov.br/> (accessed Aug. 30, 2020).
- [100] M. S. S. D. M. COSTA *et al.*, “COMPOSTAGEM DE RESÍDUOS DA INDÚSTRIA DE DESFIBRILAÇÃO DE ALGODÃO MÔNICA,” *Saneam. E Control. Ambient.*, pp. 540–548, 2005.
- [101] A. T. Matos, “Tratamento de Resíduos Agroindustriais,” 2005.
- [102] D. Thrän, T. Seidenberger, J. Zeddies, and R. Offermann, “Global biomass potentials — Resources , drivers and scenario results,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 3, pp. 200–205, 2010, doi: 10.1016/j.esd.2010.07.004.
- [103] L. A. Kaltschmitt, M., Themelis, N.J., Bronicki, L.Y. Söder, L., Vega, “Renewable energy from biomass,” in *Renewable Energy Systems*, New York: Springer, 2013.
- [104] L. la P. de Souza *et al.*, “Theoretical and technical assessment of agroforestry residue potential for electricity generation in Brazil towards 2050,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 2574–2587, 2021, doi: 10.1016/j.egy.2021.04.026.
- [105] B. Batidzirai, E. M. W. Smeets, and A. P. C. Faaij, “Harmonising bioenergy resource potentials — Methodological lessons from review of state of the art bioenergy potential assessments,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 9, pp. 6598–6630, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.09.002.
- [106] S. Rost, D. Gerten, H. Hoff, W. Lucht, M. Falkenmark, and J. Rockström, “Global potential to increase crop production through water management in rainfed agriculture,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 4, 2009, doi: 10.1088/1748-9326/4/4/044002.
- [107] Agência Nacional de Águas, “Conjuntura dos recursos hídricos no Brasil 2017 : relatório pleno,” Brasília, 2017.
- [108] W. V Reid, S. Laird, A. Sittenfeld, and D. Janzen, *Biodiversity Prospecting : Using Genetic Resources for Sustainable Development*, no. May. World Resources Institute, 1993.

- [109] EMBRAPA, *Sistema Brasileiro de Classificação de Solos*, 2º edição. Brasília: Embrapa - 2006, 2006.
- [110] H. Lotze-campen *et al.*, “Scenarios of global bioenergy production : The trade-offs between agricultural expansion , intensification and trade,” *Ecol. Modell.*, vol. 221, no. 18, pp. 2188–2196, 2010, doi: 10.1016/j.ecolmodel.2009.10.002.
- [111] M. A. . ARAÚJO, *Unidades de Conservação no Brasil: da República à Gestão de Classe Mundial*. Belo Horizonte: SEGRAC - Editora e Gráfica, 2007.
- [112] A. L. F. Lemos, M. H. F. Vital, and A. Cabral, “As florestas e o painel de mudanças climáticas da ONU.”
- [113] Ministério do Meio Ambiente, “A Convenção sobre Diversidade Biológica - CDB,” Rio de Janeiro, 1994.
- [114] R. Medeiros, “ÁREAS PROTEGIDAS NO BRASIL,” *Ambient. Soc.*, 2006.
- [115] I. F. de A. Cavalcanti, N. J. Ferreira, M. A. F. da S. Dias, and M. G. A. J. da Silva, *Tempo e Clima no Brasil*. São Paulo: Oficina dos Textos, 2009.
- [116] E. NIMER, *CLIMATOLOGIA DO BRASIL*, 2º Edição. Rio de Janeiro: IBGE, Departamento de Recuraoe Naturais e Estudos Ambientais, 1989.
- [117] J. M. R. Martinez and E. E. S. Lora, *Bioenergía: Fuentes, conversión y sustentabilidad - Google Livros*. Red Iberoamericana de Aprovechamiento de Residuos Orgánicos en Producción de Energía, 2014.
- [118] L. A. H. Nogueira and E. E. S. Lora, *Dendroenergia : fundamentos e aplicações*. Interciência, 2002.
- [119] A. C. F. Vidal and A. B. da Hora, “Perspectivas do setor de biomassa de madeira para a geração de energia,” *Pap. e Celul. - BNDS setorial*, vol. 33, no. 261–314, 2011.
- [120] E. E. S. LORA and M. A. . NASCIMENTO, *Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação*, 2º Edição. Interciência, 2004.

- [121] I. OBERNBERGER, “DECENTRALIZED BIOMASS COMBUSTION: STATE OF THE ART AND FUTURE DEVELOPMENT,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 14, no. 1, pp. 33–56, 1998.
- [122] Y. A. ÇENGEL and M. A. BOLES, *Termodinâmica*, 5^o Edição. São Paulo: McGraw Hill, 2006.
- [123] M. Goodarzi, “Comparative energy analysis on a new regenerative Brayton cycle,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp. 25–31, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.04.079.
- [124] F. B. D. Filho, Y. C. Santiago, E. E. S. Lora, and J. C. E. Palacio, *Evaluation of the maturity level of biomass electricity generation technologies using TRL criteria through an international survey*. 2020.
- [125] A. Landelle, N. Tauveron, P. Haberschill, R. Revellin, and S. Colasson, “Organic Rankine cycle design and performance comparison based on experimental database,” *Appl. Energy*, vol. 204, pp. 1172–1187, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.04.012.
- [126] GUASOR GRUPO, “Generación distribuida mediante gasificación de biomasa.” [www.fundacionenergia.es/pdfs/0911 BIOMASA/Txema Avelino.pdf](http://www.fundacionenergia.es/pdfs/0911_BIOMASA/Txema_Avelino.pdf) (accessed Jul. 08, 2020).
- [127] M. A. M. López, “Implementacion de un sistema de gestion energetica en plantas de generacion de energia electrica con biomassa como combustible,” Federico Santa Maria Technical Univeristy, 2017.
- [128] AIR TECHNIC, “Biomass Gasification – Power Plants,” *AIR TECHNIC*, 2020. <http://www.airtechnic.cz/biomass-gasification-power-plants/> (accessed Sep. 20, 2020).
- [129] J. Lahoda, O. Arndt, and W. Hanstein, “Biomass looking for efficient utilization – The reheat concept,” Siemens Power Generation (PG), Brno, 2006.
- [130] I. Obernberger, “Trends and opportunities of Micro-CHP technologies based on biomass combustion,” in *18 th European Biomass Conference*, 2010, pp. 1–9.

- [131] O. A. C. DO AMARANTE, M. BROWER, Z. JOHN, and A. L. DE SÁ, “Atlas do Potencial Eólico do Brasil,” Brasília, 2001.
- [132] A. V. P. Junio, R. M. Dutra, and W. G. de Almeida, “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013,” Rio de Janeiro, 2017.
- [133] L. I. C. Pinto, F. R. Martins, and E. B. Pereira, “O mercado brasileiro da energia eólica , impactos sociais e ambientais,” *Ambient. e Água*, vol. 12, 2017, doi: 10.4136/1980-993X.
- [134] M. Simas and S. Pacca, “Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável,” *Estud. Avançados*, vol. 27, no. 77, pp. 97–116, 2013.
- [135] D. J. BITTENCOURT, R. M. AMARANTE, O. C. SCHULTZ, “Estabilização sazonal da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico,” 1999.
- [136] M. Denault and D. Dupuis, “Complementarity of hydro and wind power: Improving the risk profile of energy inflows,” *Energy Policy*, vol. 37, pp. 5376–5384, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.064.
- [137] L. T. Witzler, “Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional,” Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.
- [138] J. R. F. Diógenes, J. C. Rodrigues, M. C. F. Diógenes, and J. Claro, “Overcoming barriers to onshore wind farm implementation in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 138, no. January, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111165.
- [139] B. Parsons, M. M. Consultant, J. C. Smith, and K. Wolf, “Grid Impacts of Wind Power Variability : Recent Assessments from a Variety of Utilities in the United States,” 2006.
- [140] O. F. Ávila *et al.*, “Methodology for Evaluating the Maximum Penetration of Wind Energy in Interconnected Systems Considering the Active Power Interchange,” *IEEE Xplore*, 2021.

- [141] J. Daniel, O. Malley, D. J. Burke, S. Member, and M. J. O. Malley, “Optimal Firm Wind Capacity Allocation to Power Systems With Security Constraints,” *IEEE*, 2009.
- [142] J. C. Smith, S. Member, M. R. Milligan, E. A. Demeo, and B. Parsons, “Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art,” *EEE Trans. POWER Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 900–908, 2007.
- [143] Editora Brasil Energia, “Eólicas e Leilões de Energia: Uma história de 12 anos,” 2019. <https://cenarioeolica.editorabrasilenergia.com.br/> (accessed Jun. 26, 2021).
- [144] V. C. de S. Gonçalves, “O caminho para a viabilidade económica e ambiental da energia fotovoltaica,” Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2014.
- [145] International Energy Agency (IEA), “Snapshot of Global PV Markets - 2020,” 2020.
- [146] S. COLLE and E. B. PEREIRA, “A energia que vem do Sol,” *Ciência Hoje Rio Janeiro*, vol. 22, pp. 24–35, 1997.
- [147] C. Tiba, “Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres,” Recife, 2000. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes>.
- [148] D. Rodrigues and C. F. da C. Faria, *Introdução ao Sistema de Aquecimento Solar*. Ekos Brasil, 2010.
- [149] C. Holdermann, J. Kissel, and J. Beigel, “Distributed photovoltaic generation in Brazil : An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors,” *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612–617, 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2013.11.064.
- [150] ABSOLAR, “Evolução da fonte Solar Fotovoltaica no Brasil,” 2021. <https://www.absolar.org.br/> (accessed Jun. 21, 2021).
- [151] F. D. Bezerra, “Energia solar fotovoltaica,” *Cad. Setorial do Escritório Técnico Estud. Econômicos do Nord.*, vol. 57, pp. 1–18, 2018.
- [152] R. S. Brand, “Acesso ao Sol e à Luz Natural: Avaliação do impacto de novas edificações no desempenho térmico, luminoso e energético do seu entorno,” Universidade de São

Paulo, São Paulo, 2004.

- [153] K. Kurokawa and O. Ikki, “THE JAPANESE EXPERIENCES WITH NATIONAL PV SYSTEM PROGRAMMES,” *Sol. Energy*, vol. 70, no. 6, pp. 457–466, 2001.
- [154] INPE, “INPE coordena atividades do Projeto SWERA no Brasil,” 2005. http://www.inpe.br/urc/noticias/noticia.php?Cod_Noticia=324 (accessed Jun. 23, 2021).
- [155] F. J. L. Lima, F. R. Martins, E. B. Pereira, E. Lorenz, and D. Heinemann, “Forecast for surface solar irradiance at the Brazilian Northeastern region using NWP model and artificial neural networks,” *Renew. Energy*, vol. 87, pp. 807–818, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.11.005.
- [156] F. J. L. de Lima *et al.*, “Intercomparação de modelos numéricos para estimativa da irradiação solar em parte do nordeste brasileiro,” *Rev. Bras. Energ. Sol.*, vol. 9, pp. 79–88, 2018.
- [157] F. R. Martins, E. B. Pereira, S. L. Abreu, and S. Colle, “Mapas de Irradiação Solar para o Brasil - Resultados do Projeto SWERA,” in *Anais XII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto*, 2005, pp. 3137–3145.
- [158] A. C. F. Wanderley, “Perspectivas de Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Geração de Energia Elétrica no Rio Grande do Norte,” Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2013.
- [159] J. T. Pinho and M. A. Galdino, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,” 2014.
- [160] O. O. Ogbomo, E. H. Amalu, N. N. Ekere, and P. O. Olagbegi, “A review of photovoltaic module technologies for increased performance in tropical climate,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. September 2016, pp. 1225–1238, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.109.
- [161] T. Simioni and R. Schaeffer, “Georeferenced operating-efficiency solar potential maps with local weather conditions – An application to Brazil,” *Sol. Energy*, vol. 184, no. October 2018, pp. 345–355, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.04.006.

- [162] L. A. C. Tonkoski, ReinaldoLopes, “Voltage Regulation in Radial Distribution Feeders with High Penetration of Photovoltaic,” in *IEEE Energy 2030*, 2008, no. Lv.
- [163] B. R. Baroni and W. Uturbey, “MÁXIMA PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA E REGULAÇÃO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE,” 2018.
- [164] C. Lima, “Geração Distribuída: Contexto Nacional e Internacional da Normatização,” 2014.
- [165] A. C. De Souza, “Análise dos Impactos da Geração Distribuída por Fonte Solar Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica,” UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA, 2016.
- [166] M. Mcgranaghan, T. Ortmeyer, D. Crudele, T. Key, J. Smith, and P. Barker, “Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations,” 2008.
- [167] M. C. Vargas, “Análise dos Impactos das Falhas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica,” Universidade Federal do Espírito Santo, 2018.
- [168] A. A. C. Silva *et al.*, “Análise das atuais políticas de incentivo à mini e microgeração distribuída e da certificação de aerogeradores de pequeno porte no Brasil,” *Brazilian J. Dev.*, pp. 52217–52235, 2020, doi: 10.34117/bjdv6n7-755.
- [169] A. K. de S. Mendonça, T. G. Braga, G. D. A. C. Barni, L. D. B. Zamparetti, and A. C. Bornia, “Estado Da Arte Das Pesquisas Sobre Barreiras À Difusão De Energias Renováveis: Uma Revisão Da Literatura,” *Rev. Gestão Sustentabilidade Ambient.*, vol. 9, no. 01, p. 156, 2020, doi: 10.19177/rgsa.v9e0i2020156-183.
- [170] R. M. da Silva, “Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios,” Brasília, 2015.
- [171] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), “Comercialização,” 2018. <https://www.ccee.org.br/> (accessed Jun. 20, 2021).
- [172] J. Markard, “The next phase of the energy transition and its implications for research and

- policy,” *Nat. Energy*, vol. 3, pp. 628–633, 2018.
- [173] M. A. Curran and E. P. Analy-, “Editorial : The Status of LCA in the USA,” *Int J LCA*, vol. 4, no. 3, pp. 123–124, 1999.
- [174] E. S. Rubin and C. I. Davidson, *Introduction to engineering and the environment*, 1^o Edição. Boston: : McGraw-Hill, 2001.
- [175] G. de P. Galdiano, “INVENTÁRIO DO CICLO DE VIDA DO PAPEL OFFSET,” Universidade de São Paulo, 2006.
- [176] T. Dandres *et al.*, “Consequences of Future Data Center Deployment in Canada on Electricity Generation and Environmental Impacts: A 2015–2030 Prospective Study,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 21, no. 5, pp. 1312–1322, 2017, doi: 10.1111/jiec.12515.
- [177] B. Weidema, “Market information in life cycle assessment,” 2003.
- [178] S. Suh and Y. Yang, “On the uncanny capabilities of consequential LCA,” *Int J Life Cycle Assess*, vol. 19, pp. 1179–1184, 2014, doi: 10.1007/s11367-014-0739-9.
- [179] M. J. Goedkoop, M. Oele, J. Leijting, T. Ponsioen, and E. Meijer, “Introduction to LCA with SimaPro,” 2016.
- [180] M. Brander, R. Tipper, C. Hutchison, and G. Davis, “Consequential and Attributional Approaches to LCA : a Guide to Policy Makers with Specific Reference to Greenhouse Gas LCA of Biofuels,” *Ecometrica Press. Press*, 2009.
- [181] A. Tillman, “Significance of decision-making for LCA methodology,” *Environ. Impact Assess. Rev.*, vol. 20, pp. 113–123, 2000.
- [182] M. A. Thomassen and R. Dalgaard, “Attributional and consequential LCA of milk production,” *Int J Life Cycle Assess*, vol. 13, pp. 339–349, 2008, doi: 10.1007/s11367-008-0007-y.
- [183] G. Finnveden *et al.*, “Recent developments in Life Cycle Assessment,” *J. Environ. Manage.*, vol. 91, no. 1, pp. 1–21, 2009, doi: 10.1016/j.jenvman.2009.06.018.

- [184] J. M. Earles and A. Halog, “Consequential life cycle assessment: A review,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 16, no. 5, pp. 445–453, 2011, doi: 10.1007/s11367-011-0275-9.
- [185] T. Ekvall and B. P. Weidema, “System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 9, no. 3, pp. 161–171, 2004, doi: 10.1007/BF02994190.
- [186] R. Heijungs, G. Huppes, and J. Guinée, “A scientific framework for LCA,” *Deliv. D15 CALCAS Proj. (<http://www.calcasproject.net> or <http://www.estis.net/sites/calcas/>)*, vol. 18, no. 4, pp. 375–385, 2009, doi: 10.1016/j.jclepro.2009.10.020.
- [187] M. Buyle, J. Anthonissen, W. Van den Bergh, J. Braet, and A. Audenaert, “Analysis of the Belgian electricity mix used in environmental life cycle assessment studies: how reliable is the ecoinvent 3.1 mix?,” *Energy Effic.*, vol. 12, no. 5, pp. 1105–1121, 2019, doi: 10.1007/s12053-018-9724-7.
- [188] E. Masanet *et al.*, “Life-cycle assessment of electric power systems,” *Annu. Rev. Environ. Resour.*, vol. 38, pp. 107–136, 2013, doi: 10.1146/annurev-environ-010710-100408.
- [189] A. Zamagni, J. Guinée, R. Heijungs, P. Masoni, and A. Raggi, “Lights and shadows in consequential LCA,” *Int J Life Cycle Assess*, pp. 904–918, 2012, doi: 10.1007/s11367-012-0423-x.
- [190] “Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines (ISO 14044:2006),” Geneva, Switzerland, 2006.
- [191] “Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework (ISO 14040:2006),” Geneva, Switzerland, 2006.
- [192] J. R. B. CHEHEBE, *Análise do ciclo de vida de produtos: ferramenta gerencial da ISO 14000*. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1998.
- [193] A. R. Ometto, “AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DO ÁLCOOL ETÍLICO HIDRATADO COMBUSTÍVEL PELOS MÉTODOS EDIP, EXERGIA E EMERGIA,” Universidade de São Paulo, 2005.

- [194] D. Rodrigues, J. Luiz, and F. Zanellato, “Life cycle assessment (LCA) applied to the manufacturing of common and ecological concrete : A review,” *Constr. Build. Mater.*, vol. 124, pp. 656–666, 2016, doi: 10.1016/j.conbuildmat.2016.07.125.
- [195] M. T. Tolmasquim, “Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica,” Rio de Janeiro, 2016.
- [196] V. K. M. Cheng and G. P. Hammond, “Life-cycle energy densities and land-take requirements of various power generators : A UK perspective,” *J. Energy Inst.*, vol. 90, no. 2, pp. 201–213, 2017, doi: 10.1016/j.joei.2016.02.003.
- [197] S. L. Dolan and G. A. Heath, “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Utility-Scale Wind Power Systematic Review and Harmonization,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 16, pp. 136–154, 2012, doi: 10.1111/j.1530-9290.2012.00464.x.
- [198] J. R. Meldrum, J. E. Macknick, G. A. Heath, and S. L. Nettles-Anderson, “Life Cycle Water Use for Electricity Generation : Implications of the Distribution of Collected Estimates,” in *ASME 2013 Power Conference*, 2013, no. July, doi: 10.1115/POWER2013-98229.
- [199] E. Masanet *et al.*, “Life-Cycle Assessment of Electric Power Systems,” *Annu. Rev. Environ. Resour.*, pp. 7–36, 2013, doi: 10.1146/annurev-environ-010710-100408.
- [200] M. C. C. Werkema, “Ferramentas estatísticas básicas para o gerenciamento de processos,” Federal University of Minas Gerais, 1995.
- [201] C. A. M. Santana *et al.*, “Foresight project on global food and farming futures regional case study : R5 productive capacity of brazilian agriculture : a long-term perspective,” *Foresight*, pp. 1–129, 2009.
- [202] I. B. de G. a e E.- IBGE, *Projeção da população do Brasil por sexo e idade para o período 1980-2050 – Revisão 2008*. 2008.
- [203] S. S. Andrews, “Crop residue removal for biomass energy production : effects on soils and recommendations,” 2006.

- [204] E. S. Lora, Y. C. Santiago, Q. Román, Q. Bertel, and O. J. Venturini, “Metodología para la selección de tecnologías de generación de electricidad basadas en la conversión termoquímica de biomasa en pequeña , mediana y escala industrial Methodology for the selection of technologies for electricity generation based on biomass,” in *25th International Congress of Mechanical Engineering*, 2019, pp. 1–10.
- [205] G. U. Megwai and T. Richards, “A techno-economic analysis of biomass power systems using Aspen Plus,” *Int. J. Power Renew. Energy Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 25–36, 2016.
- [206] S. Lecompte, H. Huisseune, M. Van Den Broek, S. De Schampheleire, and M. De Paepe, “Part load based thermo-economic optimization of the Organic Rankine Cycle (ORC) applied to a combined heat and power (CHP) system Organic Rankine cycle,” *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 871–881, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.06.043.
- [207] A. Skorek-osikowska, J. Kotowicz, and A. Sobolewski, “The influence of the size of the CHP (combined heat and power) system integrated with a biomass fueled gas generator and piston engine on the thermodynamic and economic effectiveness of electricity and heat generation,” *Energy*, vol. 67, pp. 328–340, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.01.015.
- [208] A. M. Pantaleo *et al.*, “Thermoeconomic optimisation of small-scale organic Rankine cycle systems based on screw vs. piston expander maps in waste heat recovery applications,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 200, no. August, p. 112053, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112053.
- [209] A. Grönman, J. Nerg, E. Sikanen, T. Sillanpää, and N. Nevaranta, “Design and verification of a hermetic high-speed turbogenerator concept for biomass and waste heat recovery applications,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 225, no. September, p. 113427, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113427.
- [210] S. M. Camporeale, A. M. Pantaleo, P. D. Ciliberti, and B. Fortunato, “Cycle configuration analysis and techno-economic sensitivity of biomass externally fired gas turbine with bottoming ORC Internal Rate of Return,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, pp. 1239–1250, 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.069.

- [211] IRENA, “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series,” 2012.
- [212] C. E. Noon and M. J. Daly, “GIS-BASED biomass resource assessment with BRAVO,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 10, pp. 101–109, 1996, doi: 0961-9534/9.
- [213] A. Mamen and S. Uthane, “A Survey of Hybrid Energy Storage Systems Applied for Intermittent Renewable Energy Systems,” in *ECTI-CON 2017: 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, 2017, pp. 15–18.
- [214] V. Kalkhambka, R. Kumar, and R. Bhakar, “Optimal Sizing of PV-Battery for Loss Reduction and Intermittency Mitigation,” in *IEEE International Conference on Recent Advances and Innovations in Engineering*, 2014.
- [215] M. Z. Jacobson *et al.*, “100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 8, no. 7, pp. 2093–2117, 2015, doi: 10.1039/c5ee01283j.
- [216] E. K. Hart and M. Z. Jacobson, “A Monte Carlo approach to generator portfolio planning and carbon emissions assessments of systems with large penetrations of variable renewables,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2278–2286, 2011, doi: 10.1016/j.renene.2011.01.015.
- [217] T. Aboumahboub, K. Schaber, P. Tzscheuschler, and T. Hamacher, “Optimization of the Utilization of Renewable Energy Sources in the Electricity Sector,” *Recent Adv. ENERGY Environ.*, 2010.
- [218] S. Weitemeyer, D. Kleinhans, T. Vogt, and C. Agert, “Integration of Renewable Energy Sources in future power systems : The role of storage,” *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 14–20, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.09.028.
- [219] V. Krakowski, A. Pina, P. Ferrão, J. Fournier, B. Lacarrière, and O. Le Corre, “Reliability-constrained scenarios with increasing shares of renewables for the French power sector in 2050,” *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 3041–3048, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.442.

- [220] P. De Jong, A. Kiperstok, and E. A. Torres, “Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 725–739, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.064.
- [221] M. Jabir, H. A. Illias, S. Raza, and H. Mokhlis, “Intermittent Smoothing Approaches for Wind Power Output : A Review,” 2017, doi: 10.3390/en10101572.
- [222] A. F. P. de Lucena, A. S. Szklo, R. Schaeffer, and R. M. Dutra, “The vulnerability of wind power to climate change in Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 904–912, 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.10.022.
- [223] J. M. Steinberger, “INTEGRAÇÃO EM LARGA ESCALA DE GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS,” Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- [224] C. F. Heuberger, E. S. Rubin, I. Sta, N. Shah, and N. Mac, “Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning,” *Appl. Energy*, vol. 204, no. August, pp. 831–845, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.075.
- [225] S. Krohn, P.-E. Morthorst, and S. Awerbuch, “The Economics of Wind Energy,” 2009.
- [226] R. C. Marques, S. C. W. Krauter, and L. C. de Lima, “Energia solar fotovoltaica e perspectivas de autonomia energética para o nordeste brasileiro,” *Rev. Tecnol. Fortaleza*, vol. 30, pp. 153–162, 2009.
- [227] J. L. Silveira, C. E. Tuna, and W. de Q. Lamas, “The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 133–141, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.054.
- [228] P. D. Rigo, J. Cezar, M. Siluk, D. P. Lacerda, and C. B. Rosa, “Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil ?,” *J. Clean. Prod.*, vol. 240, p. 118243, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118243.
- [229] C. Cañete, J. Carretero, and M. Sidrach-de-cardona, “Energy performance of different photovoltaic module technologies under outdoor conditions,” *Energy*, vol. 65, pp. 295–302, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.12.013.

- [230] D. A. Dias, D. Alves, C. Branco, and M. Cardoso, “Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 114, pp. 367–375, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.07.033.
- [231] M. Díez-Mediavilla, C. Alonso-Tristán, M. C. Rodríguez-Amigo, T. García-Calderón, and M. I. Dieste-Velasco, “Performance analysis of PV plants : Optimization for improving profitability,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 54, no. 1, pp. 17–23, 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2011.09.013.
- [232] C. Albuquerque and C. Brannstrom, “Stakeholder subjectivities regarding barriers and drivers to the introduction of utility-scale solar photovoltaic power in Brazil,” *Energy Policy*, vol. 111, pp. 346–352, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.09.048.
- [233] L. Rafael, M. Braga, R. A. Campos, R. Rüther, and H. Fl, “Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 1070–1082, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.160.
- [234] G. M. Cuenca-moyano, S. Zanni, A. Bonoli, and I. Valverde-palacios, “Development of the life cycle inventory of masonry mortar made of natural and recycled aggregates,” *J. Clean. Prod.*, vol. 140, pp. 1272–1286, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.10.029.
- [235] M. Brander, R. Tipper, C. Hutchison, and G. Davis, “Consequential and Attributional Approaches to LCA: a Guide to Policy Makers with Specific Reference to Greenhouse Gas LCA of Biofuels,” *Ecometrica Press*, no. April, 2008, doi: 10.1093/sp/jxi023.
- [236] J. H. Schmidt and B. P. Weidema, “Shift in the Marginal Supply of Vegetable Oil,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 13, no. 3, pp. 235–239, 2008.
- [237] F. E. M, H. T., and J. N, “Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz,” in *Sachbilanzen von Energiesystemen*, Ed. Dones., Dübendorf: Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2007.
- [238] N. Jungbluth, M. Stucki, K. Flury, R. Frischknecht, and S. Büsler, “Life Cycle Inventories of Photovoltaics,” Uster, 2012.

- [239] K. B. Oebels and S. Pacca, “Life cycle assessment of an onshore wind farm located at the northeastern coast of Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 53, pp. 60–70, 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.10.026.
- [240] O. Cavalett, M. F. Chagas, J. E. A. Seabra, and A. Bonomi, “Comparative LCA of ethanol versus gasoline in Brazil using different LCIA methods,” *Int J Life Cycle Assess*, vol. 18, pp. 647–658, 2013, doi: 10.1007/s11367-012-0465-0.
- [241] L. Zhao, X. Ou, and S. Chang, “Life-cycle greenhouse gas emission and energy use of bioethanol produced from corn stover in China: Current perspectives and future prospectives,” *Energy*, vol. 115, pp. 303–313, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.046.
- [242] F. A. Nunes, M. Serafin, V. G. Maciel, S. H. Flôres, and M. A. Z. Ayub, “Life cycle greenhouse gas emissions from rice production systems in Brazil: A comparison between minimal tillage and organic farming Fl a ^ nio Z a,” *J. Clean. Prod.*, vol. 139, pp. 799–809, 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.08.106.
- [243] G. Castanheira, R. Grisoli, S. Coelho, G. Anderi, and F. Freire, “Life-cycle assessment of soybean-based biodiesel in Europe : comparing grain , oil and biodiesel import from Brazil,” *J. Clean. Prod.*, vol. 102, pp. 188–201, 2015, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.04.036.
- [244] D. M. Ribeiro and G. Anderi, “Life-cycle inventory for hydroelectric generation : a Brazilian case study,” *J. Clean. Prod.*, vol. 18, pp. 44–54, 2010, doi: 10.1016/j.jclepro.2009.09.006.
- [245] M. Wolf, S. Sala, M. Brandao, R. Pant, and J. Sanfelix, “ILCD Handbook - How to work with the guidance documents of the International Reference Life Cycle Data System,” Milan, 2011.
- [246] T. T. D. Tran and A. D. Smith, “Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies,” *Appl. Energy*, vol. 216, no. February, pp. 157–171, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.024.
- [247] Lazard, “Levelized cost of energy analysis,” 2016.

<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-analysis-100/> (accessed May 24, 2021).

- [248] W. Shen, X. Chen, J. Qiu, J. A. Hayward, S. Sayeef, and P. Osman, “A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. March, p. 110301, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110301.
- [249] Z. Zhao, Y. Chen, and J. Douglas, “Levelized cost of energy modeling for concentrated solar power projects: A China study,” *Energy*, vol. 120, pp. 117–127, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2016.12.122.
- [250] A. A. Mana, A. Allouhi, K. Ouazzani, and A. Jamil, “Feasibility of agriculture biomass power generation in Morocco: Techno-economic analysis,” *J. Clean. Prod.*, p. 126293, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126293.
- [251] International Energy Agency (IEA), “Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition,” Paris, 2020.
- [252] P. L. Spath and M. K. Mann, “Biomass Power and Conventional Fossil Systems with and without CO₂ Sequestration - Comparing the Energy Balance, Greenhouse Gas Emissions and Economics,” *Contract*, vol. 30, no. January, p. 38, 2004, [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/32575.pdf>.
- [253] R. Turconi, A. Boldrin, and T. Astrup, “Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: Overview, comparability and limitations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 28, pp. 555–565, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.013.
- [254] World Nuclear Association, “Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources,” London, 2011.
- [255] I. E. Agency, “Benign energy?: the environmental implications of renewables,” Paris, 1998.
- [256] B. M. Rule, Z. J. Worth, and C. A. Boyle, “Comparison of Life Cycle Carbon Dioxide Emissions and Embodied Energy in Four Renewable Electricity Generation Technologies in New Zealand,” *Environ. Sci. Technology*, vol. 43, pp. 6406–6413,

2009.

- [257] M. Delucchi, “A Lifecycle Emissions Analysis: Urban Air Pollutants and Greenhouse-Gases from Petroleum, Natural Gas, LPG, and Other Fuels for Highway Vehicles, Forklifts, and Household Heating in the U.S,” 2001.
- [258] J. S. Timothy, M. Joe, and L. James, “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions: Natural Gas and Power Production,” Washington, 2017.
- [259] T. A. da C. Dias, E. E. S. Lora, D. M. Y. Maya, and O. A. del Olmo, “Global potential assessment of available land for bioenergy projects in 2050 within food security limits,” *Land use policy*, vol. 105, no. March, 2021, doi: 10.1016/j.landusepol.2021.105346.
- [260] T. Kägi *et al.*, “Session ‘ Midpoint , endpoint or single score for decision-making ? ’— SETAC Europe 25th Annual Meeting , May 5th, 2015,” *Int J Life Cycle Assess*, vol. 21, pp. 129–132, 2016, doi: 10.1007/s11367-015-0998-0.
- [261] S. Humbert, A. De Shcryver, X. Bengoa, M. Margni, and O. Jolliet, “IMPACT 2002 + : User Guide,” 202AD.
- [262] J. R. May and D. J. Brennan, “Application of data quality assessment methods to an LCA of electricity generation,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 8, no. 4, pp. 215–225, 2003, doi: 10.1007/BF02978474.
- [263] M. Cellura, S. Longo, and M. Mistretta, “Sensitivity analysis to quantify uncertainty in Life Cycle Assessment: The case study of an Italian tile,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4697–4705, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.082.
- [264] A. C. Lloyd and T. A. Cackette, “Diesel Engines : Environmental Impact and Control,” *J. Air Waste Manag. Assoc. ISSN*, vol. 2247, no. 2001, 2011, doi: 10.1080/10473289.2001.10464315.
- [265] F. J. BORGES, “Inventário do ciclo de vida do PVC produzido no Brasil,” Universidade de São Paulo, 2004.
- [266] L. Coltro, L. Fernando, M. Marton, A. C. Pilecco, and L. Felini, “Environmental pro fi

le of rice production in Southern Brazil : A comparison between irrigated and subsurface drip irrigated cropping systems,” *J. Clean. Prod.*, vol. 153, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.09.207.

- [267] Y. Zhang *et al.*, “Emission inventory of carbonaceous pollutants from biomass burning in the Pearl River Delta Region , China,” *Atmos. Environ.*, vol. 76, no. x, pp. 189–199, 2013, doi: 10.1016/j.atmosenv.2012.05.055.

ANEXOS

ANEXO A. Inventário utilizado para a fonte hidráulica no Brasil

Tabela 35. Inventário consolidado da Usina de Itaipu (UF = 1 kWh).

	Unidade/(UF)	Total	Construção	Operação
Recursos materiais				
Água	kg	8,90E-03	7,16E-03	1,74E-03
Ar	kg	1,24E-08	7,86E-09	4,55E-09
Areia	kg	4,12E-04	4,12E-04	
Argila	kg	8,34E-05	8,34E-05	4,15E-10
Basalto	kg	5,47E-03	5,47E-03	
Bauxita	kg	4,00E-08	3,56E-08	4,36E-09
Calcita	kg	4,86E-04	4,70E-04	1,62E-05
Dolomite	kg	9,69E-07	6,14E-07	3,55E-07
Fluorite	kg	6,63E-07	4,20E-07	2,43E-07
Gipsita	kg	8,33E-06	8,33E-06	
Madeira	kg	1,44E-04	9,13E-05	5,25E-05
Cobre (minério)	kg	2,01E-06	5,47E-07	1,46E-06
Ferro (minério)	kg	1,66E-04	1,05E-04	6,10E-05
Manganês (minério)	kg	1,27E-06	8,04E-07	4,65E-07
Quartzito	kg	2,54E-06	1,61E-06	9,31E-07
Cloreto de sódio	kg	1,90E-08	1,69E-08	2,07E-09
Iron scrap	kg	6,53E-05	4,14E-05	2,39E-05
Cobre (sucata)	kg	2,93E-07	7,99E-08	2,13E-07
Solo	kg	3,05E-03	3,05E-03	
Consumo de energia				
Carvão	MJ	1,65E+02	1,04E+03	6,15E-04
Energia (inespecífico)	MJ	4,33E-05	3,86E-05	4,73E-06
Uranio	MJ	9,50E-07	8,46E-07	1,04E-07
Hidroeletricidade	MJ	1,46E-03	1,36E-03	9,61E-05
Gás natural	MJ	2,86E-04	2,40E-04	4,55E-05
Petróleo	MJ	5,48E+01	4,79E+01	6,94E-04
Emissão para o ar				
1,3 Butadieno	kg	1,40E-10	1,28E-10	1,17E-11
Aldeído	kg	3,40E-08	3,40E-08	
Amônia	kg	2,16E-10	1,36E-10	8,06E-11
Benzeno	kg	1,64E-08	1,60E-08	4,17E-10
Benzopireno	kg	2,42E-12	1,52E-12	9,00E-13
CaO	kg	1,21E-06	7,69E-07	4,45E-07
CH4	kg	1,32E-04	4,50E-07	1,32E-04
Pb	kg	1,65E-14	1,04E-14	6,10E-15
CO	kg	1,12E-04	7,12E-05	4,08E-05
CO2	kg	1,56E-03	4,45E-04	1,12E-03

VOC	kg	3,74E-07	2,75E-07	9,87E-08
Eteno	kg	3,70E-08	2,34E-08	1,36E-08
F2	kg	7,65E-11	4,80E-11	2,85E-11
FeO	kg	8,18E-07	5,18E-07	3,00E-07
Fluoreteno	kg	2,42E-11	1,52E-11	9,00E-12
Fluoreto	kg	1,72E-09	1,10E-09	6,19E-10
H2	kg	1,83E-07	1,16E-07	6,70E-08
H2S	kg	1,10E-08	6,98E-09	4,07E-09
HCl	kg	4,97E-11	4,42E-11	5,42E-12
Hidrocarbonetos	kg	4,21E-07	3,74E-07	4,72E-08
Inespec.	Kg	1,03E-08	6,47E-09	3,84E-09
Material particulado	kg	2,49E-05	1,96E-05	5,32E-06
Hg	kg	8,27E-18	5,22E-18	3,05E-18
Metal pesado	kg	9,50E-11	8,46E-11	1,04E-11
Metil mercaptano	kg	1,35E-12	1,20E-12	1,47E-13
N2O	kg	5,89E-10	5,77E-10	1,21E-11
NOx	kg	2,98E-06	2,71E-06	2,70E-07
Petróleo	kg	1,79E-08	1,60E-08	1,95E-09
SOx	kg	3,76E-06	2,10E-06	1,66E-06
Tolueno	kg	1,05E-10	6,57E-11	3,90E-11
Xileno	kg	1,13E-10	7,07E-11	4,20E-11

Emissão para a água

Ácido acético	kg	5,80E-06	3,68E-06	2,13E-06
Acetaldeído	kg	8,09E-08	5,12E-08	2,96E-08
Acetona	kg	1,50E-07	9,52E-08	5,51E-08
Ácido (H+)	kg	2,85E-09	2,54E-09	3,11E-10
Alcatrão	kg	1,39E-05	8,79E-06	5,08E-06
Amoníaco	kg	5,19E-11	3,29E-11	1,90E-11
Chumbo	kg	4,03E-12	2,53E-12	1,50E-12
Cianeto	kg	3,18E-10	2,02E-10	1,17E-10
Cl-	kg	3,75E-09	3,34E-09	4,09E-10
Cu	kg	1,21E-12	7,58E-13	4,50E-13
Cromo3+	kg	1,47E-12	9,32E-13	5,39E-13
COD	kg	2,46E-10	2,19E-10	2,68E-11
Fenol	kg	5,37E-10	3,41E-10	1,95E-10
Fe	kg	5,38E-09	3,41E-09	1,97E-09
Fluoreto	kg	2,23E-09	1,41E-09	8,16E-10
H2	kg	1,54E-10	1,37E-10	1,68E-11
Hexano	kg	5,36E-11	3,40E-11	1,97E-11
Hidrocarboneto	kg	2,10E-09	1,82E-09	2,82E-10
Inorgânico geral	kg	6,36E-06	1,73E-06	4,63E-06
Íons metálicos	kg	5,00E-10	4,45E-10	5,45E-11
Manganês	kg	1,15E-10	7,28E-11	4,21E-11
Hg	kg	2,42E-13	1,52E-13	9,00E-14

Metanol	kg	2,10E-06	1,33E-06	7,71E-07
Acetato de metila	kg	1,85E-07	1,17E-07	6,78E-08
N total	kg	4,03E-11	2,53E-11	1,50E-11
NH3	kg	4,76E-09	3,02E-09	1,75E-09
Nitrato	kg	4,75E-09	3,01E-09	1,74E-09
Óleo	kg	1,34E-08	8,67E-09	4,69E-09
Orgânicos dissolvidos	kg	1,90E-09	1,69E-09	2,07E-10
Hidrocarboneto aromático policíclico	kg	4,03E-13	2,53E-13	1,50E-13
Petróleo	kg	2,22E-09	1,98E-09	2,43E-10
Sódio	kg	1,88E-09	1,67E-09	2,05E-10
Sólidos dissolvidos	kg	6,30E-09	3,99E-09	2,31E-09
Sólidos suspensos	kg	1,92E-08	1,21E-08	7,03E-09
Substâncias dissolvidas	kg	9,50E-10	8,46E-10	1,04E-10
Substâncias suspensas	kg	6,65E-09	5,93E-09	7,26E-10
Sulfito	kg	3,56E-10	2,25E-10	1,30E-10
Zn	kg	1,78E-08	1,13E-08	6,53E-09
Emissões sólidas				
Resíduos sólidos	kg	3,10E-04	8,75E-05	2,23E-04
Emissões não materiais				
Perda de calor (ar)	MJ	1,24E-05	9,44E-06	2,91E-06
Perda de calor (água)	MJ	6,35E-05	4,85E-05	1,50E-05
Uso da terra	m ²	1,52E-04	6,64E-07	1,52E-04

Fonte: [244]

ANEXO B. Inventários da fonte fotovoltaica

Tabela 36. Processo de produção de silício grau solar (Siemens modificado)

	Unidade	Quantidade
Silício, grau solar, modificado	kg	9,71E+00
Materiais da tecnosfera		
MG-silício, na planta	kg	1,10E+01
Ácido clorídrico, 30% em H ₂ O,	kg	1,55E+01
hidrogênio, líquido,	kg	4,87E-01
Hidróxido de sódio, 50% in H ₂ O,	kg	3,38E+00
Eletricidade mix Brasil	kWh	1,07E+03
Gás natural	MJ	1,80E+03
Emissões para o ar		
Calor	MJ	3,41E+03
Emissões para a água		
Halogênios adsorvíveis organicamente ligados	kg	1,22E-04
Demanda bioquímica de oxigênio de cinco dias	kg	1,99E-03
Demanda química de oxigênio	kg	1,96E-02
Cloreto	kg	3,50E-01

Cobre	kg	9,91E-07
Nitrogênio	kg	2,02E-03
Fosfato	kg	2,72E-05
Sódio	kg	3,28E-01
Zinco	kg	1,90E-05
Ferro	kg	5,45E-05
Carbono orgânico dissolvido	kg	8,84E-03
Carbono orgânico total	kg	8,84E-03

Fonte: [238]

Tabela 37. Processo de fundição

Produto	Unidade	Quantidade
silício, multi-Si, fundido,	kg	8,52
Recurso		
Água	m3	42,6
Materiais		
Eletricidade	kWh	164,436
Argônio, líquido	kg	2,27484
Hélio, gás	kg	0,00101388
nitrogênio, líquido	kg	0,397884
Telhas de cerâmica	kg	2,91384
Silício, produção mix,	kg	9,7128
Transporte, caminhão	t.km	9,9684
Transporte	t.km	0,558912
silício planta	kg	8,52E-11
Calor, resíduo	MJ	592,14

Fonte: [238]

Tabela 38. Produção de pastilha de Silício

	Unidade	Quantidade
Pastilha de silício multi-Si	m2	9,14E+00
Materiais		
Eletricidade mix do Brasil	kWh	7,31E+01
Gás natural	MJ	3,66E+01
Água	kg	5,48E-02
Água totalmente purificada	kg	5,94E+02
Silício multi-Si, fundido, na planta	kg	8,52E+00
Carboneto de silício, na planta	kg	4,48E+00
Hidróxido de sódio, 50% em H2O, mistura, na planta	kg	1,37E-01
Ácido clorídrico, 30% em H2O, na planta	kg	2,47E-02
Ácido acético, 98% em H2O, na planta	kg	3,56E-01
Trietilenoglicol, na planta	kg	1,01E+00

Éter monometílico de dipropilenoglicol, na planta	kg	2,74E+00
sulfonato de alquilbenzeno, linear, petroquímico, na planta	kg	2,19E+00
Ligante acrílico, 34% in H2O, at plant	kg	1,83E-02
Lã de vidro, na planta	kg	9,14E-02
Papel, sem madeira, revestido, na planta integrada	kg	1,74E+00
poliestireno, alto impacto, na planta	kg	1,83E+00
Filme de embalagem, na planta	kg	9,14E-01
Latão, na planta	kg	6,81E-02
Aço, baixa liga, na planta	kg	1,35E+01
Trefilagem, aço	kg	1,36E+01
Transporte de caminhão	tkm	9,69E+00
Fábrica de fundição	Unidade	3,66E-05
Em Emissão para o solo		
disposal, waste, silicon wafer production, 0% water, to underground deposit	kg	1,55E+00
Emissões para o ar		
Calor, residual	MJ	2,63E+02
Emissões para a água		
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	kg	4,58E-03
Cadmo, íon	kg	5,53E-05
Cromo, íon	kg	2,77E-04
Demanda Química de Oxigênio	kg	2,71E-01
Cobre, ion	kg	5,53E-04
Chumbo	kg	2,77E-04
Mercurio	kg	5,53E-05
Niquel, íon	kg	5,53E-04
Nitrogênio	kg	9,09E-02
Fosfato	kg	4,58E-03
Demanda biológica de oxigênio de 5 dias	kg	2,71E-01
Carbono Orgânico Dissolvido	kg	1,01E-01
Carbono Orgânico Total	kg	1,01E-01

Fonte: [238]

Tabela 39. Produção da célula fotovoltaica

	Unit	Quantidade
Célula fotovoltaica, multi-Si,	m2	8,6
Recursos		
Água	m3	8,612
Materiais		
Eletricidade	kWh	260,34
Gás natural	MJ	41,12
Óleo diesel	MJ	10
Planta de geração de eletricidade	unit	3,45E-06

Pastilha de silício multi-Si	m 2	9,13
metalização da pasta, verso, na planta	kg	0,063
metalização da pasta, verso, na planta	kg	0,042
metalização da pasta, verso, na planta	kg	0,619
amônia, líquido	kg	0,058
ácido fosfórico, grau de fertilizante, 70% em H2O, na planta	kg	0,066
dióxido de titânio, mistura de produção, na planta	kg	0,013
Dióxido de titânio, produção, na planta	kg	1,22E-05
etanol de etileno, na planta	kg	0,0055
isopropanol, na planta	kg	0,68
solventes, orgânicos, não especificados, na planta	kg	0,012
produto de silicone, na fábrica	kg	0,0104
silicato de sódio, pó de pulverização 80%, na planta	kg	0,64
cloreto de cálcio, CaCl2,	kg	0,18
ácido acético, 98% em H2O, na planta	kg	0,024
ácido clorídrico, 30% em H2O, na planta	kg	0,39
fluoreto de hidrogênio, na planta	kg	0,32
ácido nítrico, 50% em H2O, na planta	kg	0,23
hidróxido de sódio, 50% em H2O, na planta	kg	1,35
argônio, líquido, na planta	kg	0,22
oxigênio, líquido, na planta	kg	0,87
nitrogênio, líquido, na planta	kg	15,94
tetrafluoroetileno, na planta	kg	0,027
poliestireno, expansível, na planta	kg	0,0035
transporte, navio de carga transoceânico	tkm	7,62
transporte, caminhão > 16t, média da frota	tkm	4,31
transporte, frete, ferrovia	tkm	13,103
Água, completamente purificada	kg	1181,034
Emissão para a água		
tratamento, produção de células fotovoltaicas, efluente, para tratamento de águas residuais	m3	1,87
Emissão para o solo		
Emissão para o solo descarte, resíduo., inorg, 9.4% de água	kg	2,37
Emissões para o ar		
Calor, resíduo	MJ	939,65
Alumínio	kg	0,0066
Etano, hexafluoro-, HFC-116	kg	0,0010
Cloreto de hidrogênio	kg	0,0022
Fluoreto de hidrogênio	kg	4,18E-05
Chumbo	kg	0,0066
compostos orgânicos voláteis não metano, origem não especificada	kg	1,67
Óxidos de nitrogênio	kg	0,00043

Metano, tetrafluoro-, R-14	kg	0,00213
Partículas, < 2,5 um	kg	0,0229
Silício	kg	0,000627
Para	kg	0,0066
Sódio	kg	0,000418
Latão	kg	0,006664

Fonte: [238]

Tabela 40. Irradiância nos Estados do Brasil

Estados	Wh/m ² /dia
DF	838
PI	835
CE	824
PB	824
RN	819
GO	815
PE	808
BA	805
MS	805
MG	804
TO	801
SP	794
MA	793
MT	786
AL	778
SE	777
PR	772
RR	768
PA	766
RO	764
RJ	759
AP	752
AC	751
ES	745
AM	742
RS	735
SC	719
Média no Brasil	784,4

Fonte: [161]

Tabela 41. Eficiência das placas por mês

Mês	η %
-----	----------

Janeiro	14,84
Fevereiro	14,9
Março	14,77
Abril	14,75
Maiο	14,85
Junho	14,98
Julho	15,05
Agosto	14,83
Setembro	14,68
Outubro	14,66
Novembro	14,7
Dezembro	14,83
Média anual	14,82

Source: [161].

ANEXO C. Inventários da fonte eólica

Tabela 42. Inventário de tecnologia eólica para a unidade funcional de 1 kWh

	Unidade	Quantidade
Rotor		
Aço carbono		0,1432
Alumínio		0,0747
Plástico		0,0068
Cobre		0,0041
Pintura		0,0027
Primer		0,1241
Intermediate		0,0461
Finishing		0,0165
Nacele		
Ferro fundido		0,1976
Aço forjado		0,1427
Aço inoxidável		0,0856
Aço		0,0692
Fibra de vidro		0,0198
Cobre		0,0176
Plástico		0,011
Alumínio		0,0055
Eletrônicos		0,0033
Óleo		0,0033
Torre de aço		
Aço carbono		1,8718
Alumínio		0,0285
Plástico		0,022

Cobre	0,0143
Pintura	0,0084
Primer	0,0027
Intermediate	0,0044
Finishing	0,0013
Torre de concreto	
Concreto	8,4231
Materiais minerais sólidos e inertes	6,9406
Cimento	1,2972
Steel	0,8095
Alumínio	0,0285
Plástico	0,022
Cobre	0,0143
Fundação	
Concrete	9,1374
Materiais minerais sólidos e inertes	7,5292
Cimento	1,4072
Aço	0,2717
Transformador	
Aço elétrico	0,0116
Alumínio	0,0091
Cobre	0,0072
Aço carbono	0,0054
Papel (celulose)	0,0011
Porcelana e pintura	0,0018
Óleo mineral	0,0115

Source: [239]

ANEXO D. Inventários utilizados para a cana-de-açúcar

Tabela 43. Etapa industrial da produção de eletricidade 1kWh unidade funcional

Entradas	
Cal	0,0055 kg
Ácido sulfúrico	1,967 g
Outros produtos químicos	0,0406 g
Equipamentos industriais (aço)	0,00038 kg
Óleo lubrificante	0,00007 kg
Zeólito	0,09011 g
Saídas	
Etanol (anidro)	0,221 kg

Açúcar	0,279	kg
Eletricidade	1,000	kwh
Vinhaça	3,0659	kg
Lama de torta de filtro (base seca)	0,0565	kg
Cinzas	0,0489	kg
Emissões para o ar		
Dióxido de carbono biogênico da caldeira	1,730	kg
Dióxido de carbono biogênico de fermentação	0,227	kg
Etanol de destilação	0,00044	kg

Tabela 44. Etapa da agricultura

Fluxos de material / energia	Unidade	Quantidade
Uso da terra		
Ocupação, arável, não irrigada	6,61E-05	ha/ano
Transformação, de pasto e prado, extensa	1,06E-06	ha/ano
Transformação, de arbustiva e esclerófila	1,32E-08	ha/ano
Transformação, de arável, não irrigado	2,51E-07	ha/ano
Transformação, para arável, não irrigado	1,32E-06	ha/ano
Entradas		
Energia, valor calorífico bruto, em biomassa	0,000327	MJ/ano
Ureia (como nitrogênio)	0,004496	kg/ha/ano
Superfosfato simples (como P2O5)	0,001984	kg/ha/ano
Cloreto de potássio (como K2O)	0,003306	kg/ha/ano
Calcário	0,026448	kg/ha/ano
Gesso	0,013224	kg/ha/ano
Vinhaça	0,006943	m ³ /ha/ano
Torta de filtro e cinzas (base seca)	0,076037	kg/ha/ano
Diesel, operações agrícolas	0,009091	kg/ha/ano
Colheitadeira, produção	0,000259	kg/ha/ano
Trator, produção	0,000163	kg/ha/ano
Maquinaria agrícola, geral, produção	0,000153	kg/ha/ano
Propagação de vinhaça	0,006943	m ³ /ha/ano
Glifosato	1,72E-05	kg/ha/ano
Diuron	6,61E-06	kg/ha/ano
Carbofurano	7,93E-06	kg/ha/ano
Inseticidas	2,64E-06	kg/ha/ano
Herbicidas	1,79E-05	kg/ha/ano
Outros pesticidas	6,61E-06	kg/ha/ano
Transporte, caminhão 7,5-16 ton	0,003967	tkm/ha/ano
Transporte, caminhão 16-32 ton	0,02691	tkm/ha/ano

Transporte, caminhão > 32 ton	0,137925	tkm/ha/ano
Saídas		
Rendimento da cana	0,005495	ton/ha/ano
Emissões para o ar		
Dióxido de carbono da combustão de diesel	0,029304	kg/ha/ano
Monóxido de carbono da combustão de diesel	0,000124	kg/ha/ano
Óxidos de nitrogênio da combustão de diesel	0,000345	kg/ha/ano
Partículas da combustão de diesel	1,59E-05	kg/ha/ano
Dióxido de enxofre da combustão de diesel	4,63E-05	kg/ha/ano
Monóxido de dinitrogênio da combustão de diesel	7,27E-07	kg/ha/ano
Metano da combustão de diesel	1,65E-06	kg/ha/ano
Hidrocarbonetos da combustão de diesel	3,31E-05	kg/ha/ano
Monóxido de dinitrogênio de fertilizante de nitrogênio	9,46E-05	kg/ha/ano
Amônia de fertilizante de nitrogênio	0,00164	kg/ha/ano
Dióxido de carbono da cal	0,012609	kg/ha/ano
Monóxido de dinitrogênio de vinhaça	4,83E-05	kg/ha/ano
Monóxido de dinitrogênio da torta de filtro	1,06E-05	kg/ha/ano
Monóxido de dinitrogênio de lixo não queimado	9,46E-05	kg/ha/ano
Monóxido de dinitrogênio de raízes de cana-de-açúcar	5,75E-05	kg/ha/ano
Dióxido de carbono, mudança no uso da terra	-0,00393	kg/ha/ano
Emissões para a água		
Nitrato para águas subterrâneas	0,000998	kg/ha/ano
Glifosato para águas superficiais	0,000258	g/ha/ano
Carbofurano para águas superficiais	0,000119	g/ha/ano
Diuron para águas superficiais	9,92E-05	g/ha/ano
Fipronil para águas superficiais	3,97E-05	g/ha/ano
Imazapic para águas superficiais	0,000139	g/ha/ano
Trinexapac-etil para águas superficiais	9,92E-05	g/ha/ano
Hexazinona para águas superficiais	2,64E-05	g/ha/ano
Tebuthiuron para as águas superficiais	9,92E-05	g/ha/ano
Emissões para o solo		
Glifosato	1,65E-05	kg/ha/ano
Carbofurano	7,93E-06	kg/ha/ano
Diuron	6,61E-06	kg/ha/ano
Emissões para a água		
Fipronil	2,64E-06	kg/ha/ano
Imazapic	9,26E-06	kg/ha/ano
Trinexapac-etil	6,61E-06	kg/ha/ano
Hexazinona	1,85E-06	kg/ha/ano
Tebuthiuron	6,61E-06	kg/ha/ano

Fonte: [240]

Tabela 45. Emissão dos veículos pesados para 25km

Emissão	Quantidade	Unidade
CO ₂	23.375,0	g
NOx	192,3	g
CO	44,0	g
Particulados finos	4,6	g
Carbono orgânico	0,9	g
Nitrato	0,0	g
Silício	0,0	g
Carbono	1,4	g
Amônia	0,0	g
Sulfato	0,0	g
Alcanos	395,0	mg
Olefinas	432,5	mg
Aromático	352,5	mg
Formaldeído	557,5	mg
Acetaldeído	1.045,0	mg
Propanal	350,0	mg
Acetona	550,0	mg
Hidrocarbonetos aromáticos policíclicos	45,0	mg
Ácidos aromáticos	50,0	mg
Ácidos alcalinos	10,0	mg
Carbono	1.400,0	mg

Fonte: [264]

Tabela 46. Produção de 15 l de diesel

Entradas	Quantidade	Unidade
Petróleo	1,35E+01	kg
Gás natural	5,74E-01	kg
Água	9,60E-02	kg
Bauxita	4,15E-03	kg
Energia não especificada	3,35E+01	MJ
Uso do solo	2,12E+02	mm ²
Emissões para o ar		
CO ₂	2,52E+00	kg
CO	3,60E-03	kg
CH ₄	4,94E-04	kg
NH ₃	4,47E-07	kg
Metais	2,64E-06	kg
N ₂ O	1,07E-06	kg

NO _x	3,98E-02	kg
SO _x	6,94E-04	kg
Metil mercaptano	1,53E-07	kg
H ₂ S	3,20E-05	kg
Composto orgânico volátil - não metano	1,24E-02	kg
Material particulado	6,33E-05	kg
Óleo	3,49E-03	kg
Composto orgânico volátil	4,59E-05	kg
Fuligem	2,48E-05	kg
Material particulado em suspensão	2,67E-03	kg
SO ₂	1,62E-02	kg
Aldeído	8,96E-07	kg
C _x H _y alifáticos insaturados	6,68E-03	kg
H ₂	8,79E-05	kg
HCl	1,01E-04	kg
Emissões para a água		
Demanda de oxigênio bioquímico	1,35E-07	kg
Demanda de oxigênio químico	2,99E-05	kg
Hidrocarbonetos	5,30E-06	kg
Íons de metal	5,19E-05	kg
Óleos e graxas	9,44E-05	kg
Sólidos dissolvidos totais	2,84E-04	kg
Sólidos suspensos totais	1,35E-07	kg
Na ⁺	2,13E-04	kg
Cl ⁻	3,20E-04	kg
Óleo	3,96E-04	kg
H ₂	3,22E-04	kg
Fenol	1,01E-05	kg
Resíduos para o solo		
Resíduos oleosos	3,66E-03	kg
Resíduos minerais	1,15E-02	kg
Resíduos sólidos não inertes	3,49E-05	kg
Escória	1,02E-04	kg

Fonte: [265]

Tabela 47. Expansão do sistema para a cana de açúcar – 1 ha

	Quantidade	Unidade
Eletricidade	182	kwh
Etanol	40,4	kg
Cinzas	8,9	kg
Vinhaça	558	kg
Torta de filtro	10,3	kg

Açúcar	50,9	kg
--------	------	----

Tabela 48. Expansão do sistema para 182 kWh de eletricidade gerada

	Quantidade	Unidade
Etanol	48,1	l
Gasolina evitada	36,08	l

ANEXO E. Inventários utilizados para o arroz

Tabela 49. Inventário do Arroz

Saída	Unidade	Quantidade	Fator de alocação (%)
	kg/há	7500	0,9307
Casca	kg/há	7500	0,0491
Palha	kg/há	2250	0,0200
Entradas da natureza			
Água, BR	m3	0,01	
Ocupação, arável, orgânica	m2	0	
Ocupação, arável	m2	18,52	
Insumos da esfera tecnológica			
Semente de arroz	kg	0,18	
Composto	kg	0	
Glifosato	g	0,01	
Ureia, como N	kg	0,56	
Nitrato de amônio, como N	kg	0,15	
Superfosfato triplo, como P2O5	kg	0,19	
Cloreto de potássio, como K2O	kg	0,43	
Fungicidas	g	0,0005	
Inseticidas	g	0,000148	
Diesel - Plantação	kg	0,12	
Diesel - Colheita	kg	0,06	
Sementes de transporte, caminhão 16-32 toneladas	tkm	0,09	
Composto de transporte, caminhão 7,5-16 toneladas	tkm	0	
Herbicidas de transporte, caminhão 7,5-16 toneladas	tkm	0,37	
Fertilizantes para transporte, caminhão 7,5-16 toneladas	tkm	0,31	
Eletricidade e calor			
Eletricidade, bomba (motor 50CV)	J	245,186	
Eletricidade, bomba (motor 30 CV)	J	147,112	
Saídas - Emissões para o ar			
Metano (CH ₄)	kg	0,26	
Direto - Dióxido de nitrogênio (N ₂ O direto)	kg	0,0258	

Indireto - Dióxido de nitrogênio (lixiviação de N ₂ O)	kg	0,00278
Indireto - Dióxido de nitrogênio (N ₂ O volatilizado)	kg	0,00148
Dióxido de carbono (CO ₂ da fertilização com ureia)	kg	0,000000407
Metano (CH ₄) - compostagem	kg	0
Compostagem de dióxido de nitrogênio (N ₂ O)	kg	0

Fonte: [242]

Tabela 50. Expansão do sistema para o arroz

Produção de energia		
Output	Unidade	Quantidade
Eletricidade	Mwh	1,5
Produto evitado		
Cimento	kg	4.243,60
Entradas		
Casca	kg	2225
Palha	kg	7500
Emissão para o ar		
CO	kg	9,957708
CO ₂	kg	2024,695
NO ₂	kg	1,469049
Nox	kg	0,261331
SO ₂	kg	0,452284
CH ₄	kg	0,111999

Source: [266]

ANEXO F. Inventários utilizados para a soja

Tabela 51. Inventário da soja no Brasil

Saída	Unidade	Quantidade	Alocação (%)
Soja	Kg ha-1	2930	79,70%
Palha	Kg ha-1	6739	20,30%
Entradas			
Fertilizantes			
N-Fertilizante (Na)	Kg ha-1	8	
Fertilizante P (P ₂ O ₅)	Kg ha-1	80	
Fertilizante K (K ₂ O)	kg ha-1	80	
Calcário	Kg ha-1	112	
Pesticidas			
Compostos de piretróide	Kg ha-1	0,003	
Compostos de benzimidazol	Kg ha-1	0,05	
Compostos de [tio] carbamato	kg ha-1	0,03	
Glifosato	Kg ha-1	0,99	

2,4 D	Kg ha-1	1,16
Fipronil	Kg ha-1	0,31
Compostos organofosforados	Kg ha-1	0,4
Compostos N cíclicos	Kg ha-1	0,1
Diesel	L ha-1	47,6
Emissões		
Amônia (NH ₃)	kg	0,39
Dióxido de carbono (CO ₂)	kg	53,4
Óxido nitroso (N ₂ O)	kg	1,05
Dióxido de nitrogênio (NO _x)	kg	0,09
Emissões de água (por ha)		
Nitrato (NO ₃)	kg	86,08
Fosfato (PO ₄)	kg	0,86
Fósforo (P)	kg	0,49
Emissões do solo (por ha)		
Cádmio (Cd)	g	0,14
Chumbo (Pb)	g	1,46
Níquel (Ni)	g	1,07
Cooper (Cu)	g	-26,96
Zinco (Zn)	g	-111
Cromo (Cr)	g	6,93
Estrôncio (Sr)	g	347

Fonte:[243]

Tabela 52. Produção de eletricidade com os resíduos da soja

Saída	Unidade	Quantidade
Eletricidade	kWh	1,4149
Entrada		
Palha	kg	1
Emissões para o ar		
CO	g	76,1
VOC	g	5,87
NO _x	g	2,47
PM _{2,5}	g	3,28
Carbono orgânico	g	1,17
Carbono elementar	g	0,71

Fonte: [267]

ANEXO G. Inventários utilizados para o milho

Tabela 53. Inventário do milho

Saída	Unidade	Quantidade	%
--------------	----------------	-------------------	----------

Milho	t	2,77E+00	0,886
Palha	t	2,88E+00	0,114
Entradas			
Transformação, de cultura permanente	m2	1,83E+01	
Transformação, da floresta	m2	1,76E+03	
Transformação, para arável	m2	1,78E+03	
Ocupação, arável, irrigada	m2·a	1,83E+03	
Recursos de materiais antropogênicos			
Semente de milho orgânica, na fazenda	kg	4,62E+00	
Ureia, como N, no armazém regional	kg	3,46E+01	
Superfosfato triplo, como P ₂ O ₅ , no armazém regional	kg	1,77E+01	
Cloreto de potássio, como K ₂ O, em armazém regional	kg	1,77E+01	
Calcário, moído, solto, na planta	kg	7,39E+01	
Glifosato, em armazém regional	kg	1,08E+00	
Atrazina, em armazém regional	kg	5,90E-01	
Inseticidas, em armazém regional	kg	2,80E-02	
Compostos piretróides, no armazém regional	kg	6,78E-03	
Compostos organofosforados, em armazém regional	kg	5,59E-02	
Compostos N cíclicos, no armazém regional	kg	1,38E-02	
Fungicidas, em armazém regional	kg	3,68E-02	
Diesel, na refinaria	L	1,80E+01	
Eletricidade, diesel, na usina	kWh	2,45E+00	
Vinhaça + cinzas, no transporte	kg	7,66E+03	
Transporte, caminhão 7,5-16t, EURO3	tkm	1,37E+01	
Saídas			
Emissões de ar			
Dióxido de carbono, fóssil	kg	1,11E+02	
Dióxido de carbono, transformação da terra	kg	2,27E+03	
Monóxido de Dinitrogênio	kg	1,15E+00	
Óxidos de nitrogênio	kg	1,01E+00	
Amônia	kg	1,25E+01	
NMVOC, origem não especificada	kg	5,42E-02	
Monóxido de carbono, fóssil	kg	9,74E-02	
Dióxido de enxofre	kg	1,82E-02	
Metano, fóssil	kg	2,33E-03	
Benzeno	kg	1,32E-04	
Cádmio	kg	1,80E-07	
Cromo	kg	9,02E-07	
Cobre	kg	3,07E-05	
Níquel	kg	1,26E-06	
Zinco	kg	1,80E-05	
Benzopireno, metil-	kg	5,42E-07	

Selênio	kg	1,82E-07
Benz [a] antraceno, 12-metil-	kg	1,45E-06
Benzo (a) fluoranteno	kg	9,02E-07
Cresol	kg	3,60E-06
Dibenz (a, h) antraceno	kg	1,80E-07
Fluoranteno	kg	8,11E-06
Fenantreno	kg	4,51E-05
Emissões de água		
Fósforo	kg	6,78E-02
Cádmio	kg	8,94E-08
Cromo	kg	4,59E-07
Emissões para o solo		
Cádmio	kg	8,94E-04
Cromo	kg	4,59E-03
Glifosato	kg	1,08E+00
Atrazina	kg	5,92E-01
Triasulfuron	kg	8,63E-03
Lambda-cialotrina	kg	6,78E-03
Lufenuron	kg	5,31E-03
Propiconazol	kg	5,59E-02
Diflubenzuron	kg	8,85E-03
Epoconazol	kg	1,38E-02
Piraclostrobina (prop)	kg	3,68E-02

Fonte: [241]

Tabela 54. Produção de eletricidade com os resíduos do milho

Saída	Unidade	Quantidade
Eletricidade	kWh	1,45
Evite produtos		
Gasolina	kg	7,50E-01
N como fertilizante	t	3,63E-06
P ₂ O ₅ como fertilizante	t	1,89E-06
K ₂ O como fertilizante	t	2,42E-05
Alimentação animal	kg	5,70E+00
Entradas		
Água	t	1,77E-04
milho na fazenda	t	3,43E-03
Palha de milho	kg	5,21
fermento, para fermentação	kg	3,66E-02
Lascas de madeira, da indústria, madeira dura, queimadas em forno de 300 kW	t	2,04E-03
Transporte, caminhão 16-32t, EURO4	tkm	3,63E-03
transporte de água, no oleoduto	tkm	1,77E-03

Celulase	g	51,1
NaOH	g	138
Amônia	g	76,18
CSL	g	43,08
Glicose	g	278,9
Lima	g	64,1
DAP	g	8,7
Ácido sulfúrico	g	123,8
Emissões de ar		
Água	t	8,39E-03
Etanol	kg	2,11E-03
Dióxido de carbono, biogênico	t	4,14E-03
Monóxido de carbono, biogênico	t	1,10E-04
Óxidos de nitrogênio	kg	2,74E-03
Monóxido de Dinitrogênio	mg	1732,2
Metano, biogênico	mg	1963,0
NMVOC, origem não especificada	kg	1,36E-03
Partículas,	kg	9,01E-03
GEE	g	1204,0
CO ₂	kg	4,5

Fonte: [267]