

Plano Estadual de Energia Goiás 2030

**Governo de Goiás
Secretaria-Geral de Governo**

**Produto 2 - Relatório do Diagnóstico Preliminar
do Contexto Eletroenergético de Goiás**

23 de fevereiro de 2026

FICHA TÉCNICA

Objeto do Contrato	Desenvolvimento do Plano Estadual de Energia de Goiás 2030, por meio de estudos e pesquisas com base técnico-científica e melhores práticas aplicáveis ao planejamento energético de curto prazo, seguindo diretrizes de aproveitamento de recursos energéticos regionais, inovações na oferta e demanda de energia, adequação e melhoria na infraestrutura do sistema eletroenergético no Estado de Goiás, o acesso à energia limpa e moderna, e a proteção do meio ambiente.
Data de Assinatura do Contrato	15 de outubro de 2025
Prazo de Execução	18 meses
Contratante	Secretaria Geral de Governo de Goiás
Contratada	Fundação Getulio Vargas
Gerente Executivo do Projeto	Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella
Coordenador Geral do Projeto	Márcio Lago Couto

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	8
1. INTRODUÇÃO	10
2. PANORAMA DO ESTADO DE GOIÁS	12
3. PLANOS E POLÍTICAS DE ENERGIA ESTADUAIS	16
3.1 SÃO PAULO: PLANO ESTADUAL DE ENERGIA – PPE 2050	18
3.2 MINAS GERAIS: PLANO DE ENERGIA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS DE MINAS GERAIS	20
3.3 BAHIA: POLÍTICA E PROGRAMA DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO ESTADO	22
3.4 PERNAMBUCO: PLANO DE DESCARBONIZAÇÃO DO PERNAMBUCO	23
3.5 MATO GROSSO DO SUL: MS CARBONO NEUTRO	25
3.6 RIO GRANDE DO SUL: PLANO ESTADUAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA JUSTA DO RS	26
3.7 SANTA CATARINA: PLANO DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA JUSTA DE SANTA CATARINA	26
3.8 PLANOS E POLÍTICAS ENERGÉTICAS NO ESTADO DE GOIÁS	28
3.9 LIÇÕES PARA O ESTADO DE GOIÁS	33
4. SETORES ESTRATÉGICOS E EIXOS ESTRUTURANTES PARA O PEEG 2030	37
5. LEVANTAMENTO PRELIMINAR DO CONTEXTO ELETROENERGÉTICO DO ESTADO	40
6. LEVANTAMENTO PRELIMINAR DO SETOR ELÉTRICO	41
6.1 AVALIAÇÕES E PERSPECTIVAS	42
6.2 FORTE PARTICIPAÇÃO RENOVÁVEL NA MATRIZ DE GERAÇÃO ELÉTRICA	45
6.3 POSICIONAMENTO ESTRATÉGICO: O PAPEL DE GOIÁS NO SIN	49
6.4 POTENCIAL PARA SOLUÇÕES HÍBRIDAS, ARMAZENAMENTO E FLEXIBILIDADE	52
6.5 CRESCIMENTO DA DEMANDA ASSOCIADO AO AGRONEGÓCIO, AGROINDÚSTRIA E POLOS INDUSTRIAIS	56
6.6 RÁPIDA EXPANSÃO DE MMGD SOLAR FOTOVOLTAICA COM AUMENTO DE FLUXO REVERSO	58
PROBLEMAS DE INVERSÃO DE FLUXO E RESTRIÇÕES DE CONEXÃO JÁ EXISTENTES	60
RESTRIÇÕES EM ITAJÁ/APORÉ E RIO VERDE	60
6.7 RETOMADA DE INVESTIMENTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	62

6.8	ENCAMINHAMENTOS	65
7.	LEVANTAMENTO PRELIMINAR DO MERCADO DE BIOENERGIA	67
7.1	ETANOL	68
7.1.1.	<i>Oferta de Etanol</i>	68
7.1.2.	<i>Demanda de etanol</i>	73
7.1.3.	<i>Estrutura Produtiva e Logística</i>	75
7.1.4.	<i>Indicadores de descarbonização para o etanol</i>	77
7.2	BIODIESEL	87
7.2.1.	<i>Oferta de biodiesel</i>	87
7.2.2.	<i>Demanda de biodiesel</i>	97
7.2.3.	<i>Estrutura Produtiva e Logística da cadeia de biodiesel</i>	102
7.2.4.	<i>Indicadores de Descarbonização para biodiesel</i>	103
7.3	SAF	109
7.3.1.	<i>Demanda de SAF</i>	112
7.3.2.	<i>Rotas Tecnológicas de SAF</i>	122
7.3.3.	<i>Ambiente Regulatório</i>	127
7.3.4.	<i>Análise preliminar da implementação do SAF em Goiás</i>	130
7.4	ENCAMINHAMENTOS	132
8.	LEVANTAMENTO PRELIMINAR DE BIOGÁS E BIOMETANO	134
8.1	MERCADO INTERNACIONAL DE GASES RENOVÁVEIS	134
8.2	PANORAMA DO MERCADO NACIONAL DE BIOGÁS E BIOMETANO	137
8.2.1.	<i>Mercado de Biogás</i>	138
8.2.2.	<i>Mercado de Biometano</i>	141
8.3	PANORAMA DA REGIÃO CENTRO-OESTE E GOIÁS	145
8.3.2.	<i>Panorama do potencial de biogás em Goiás</i>	148
8.4	ENCAMINHAMENTOS	153
9.	LEVANTAMENTO PRELIMINAR DOS MINERAIS CRÍTICOS E ESTRATÉGICOS	155
9.1	CENÁRIO GLOBAL DE MINERAÇÃO	155
9.1.1.	<i>Avaliação e Perspectivas</i>	156
9.2	O POSICIONAMENTO DO BRASIL	160
9.3	O POTENCIAL DE GOIÁS	165
9.4	ENCAMINHAMENTOS	169
10.	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO PRODUTO 2	171

GLOSSÁRIO	172
------------------------	------------

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	173
---	------------

Índice de Tabelas

<i>Tabela 1: Dados gerais da demografia de Goiás (2019).....</i>	<i>12</i>
<i>Tabela 2: Resumo dos planos e políticas estaduais selecionados.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 3: Cenário de descarbonização de Pernambuco</i>	<i>24</i>
<i>Tabela 4: Políticas e Programas selecionadas para Goiás.....</i>	<i>29</i>
<i>Tabela 5: Resumo das políticas e planos selecionados.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 6. Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) média das rotas produtivas de etanol certificadas no RenovaBio, Brasil e Goiás.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabela 7. Intensidade de carbono (IC), da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto) nos estados da Região Centro-Oeste, com comparação entre o 3º e o 4º trimestre de 2024 e variação percentual no período.</i>	<i>79</i>
<i>Tabela 8. Emissões totais de GEE (Ciclo Otto) por estado em 2024: ranking e participação relativa.</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 9. Ranking dos estados com maiores volumes de emissões de GEE evitadas pela bioenergia na matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), em 2024.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 10: Mandatos de mistura de biodiesel no setor de transporte em economias selecionadas</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 11: Volume e participação das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil em 2025.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabela 12: Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) média das rotas produtivas de etanol certificadas no RenovaBio, Brasil e Goiás.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabela 13: Emissões totais de GEE (Ciclo Diesel) em estado selecionados: Ranking e participação relativa em 2024... </i>	<i>105</i>
<i>Tabela 14: Ranking dos estados com maiores volumes de emissões de GEE evitadas devido à presença da bioenergia na matriz de combustíveis do Ciclo Diesel, em 2024.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabela 15: Participação da aviação doméstica nas emissões brasileiras (2021).</i>	<i>113</i>
<i>Tabela 16: Indicadores de concentração de mercado do QAV no Brasil (2024)*.</i>	<i>115</i>
<i>Tabela 17. Hierarquia de demanda de QAV, 2024.....</i>	<i>118</i>
<i>Tabela 18: Principais destinos do aeroporto de Goiânia (SBGO).</i>	<i>120</i>
<i>Tabela 19: Market share no aeroporto de Goiânia (SBGO).</i>	<i>120</i>
<i>Tabela 20: Intensidade de carbono por rota tecnológica e matéria-prima (gCO₂e/MJ).</i>	<i>123</i>
<i>Tabela 21: Comparação das principais rotas tecnológicas de SAF</i>	<i>126</i>
<i>Tabela 22: Fases de implementação do CORSIA</i>	<i>129</i>
<i>Tabela 23: Comparação internacional de políticas de SAF</i>	<i>130</i>
<i>Tabela 24: Rotas tecnológicas com maior potencial de aplicação no contexto goiano</i>	<i>131</i>
<i>Tabela 25: Projetos de biometano levantados em Goiás.....</i>	<i>147</i>
<i>Tabela 26: Recursos e produção de minerais no Brasil.....</i>	<i>161</i>
<i>Tabela 27: Reservas minerais em produção no Estado de Goiás.....</i>	<i>167</i>
<i>Tabela 28: Potencial mineral em exploração e estratégicos no Estado de Goiás.....</i>	<i>168</i>

<i>Figura 1: Infográfico dos indicadores econômicos de Goiás</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2: Planos e Políticas estaduais selecionadas para energia</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3: Indicadores do eixo normativo de Goiás (2025)</i>	<i>31</i>
<i>Figura 4: Esquemas dos energéticos analisados no estudo</i>	<i>40</i>
<i>Figura 5: Diagrama Esquemático do Sistema de Microgeração Híbrida</i>	<i>43</i>
<i>Figura 6: Comparação de Geração de Energia (GWh) Brasil x Goiás</i>	<i>46</i>

Figura 7: Usinas Geradoras por tipo de geração e por Potência Outorgada.....	47
Figura 8: Rede de Transmissão Ativa e Planejada no Estado de Goiás.....	51
Figura 9: Distribuição de MMGDs no Estado de Goiás	59
Figura 10: Plantas de produção de etanol em Goiás em 2025.	76
Figura 11: Intensidade de carbono (IC), da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto) por estado, no 4º trimestre de 2024.....	80
Figura 12: Distribuição das emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao consumo de combustíveis leves (Ciclo Otto) por estado, no 4º trimestre de 2024.....	82
Figura 13: Emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), série trimestral por estado, entre 2020 e 2024.....	85
Figura 14: Legislação de Biocombustíveis no Mundo.	89
Figura 15: Plantas de Produção de Biodiesel em Goiás em 2025	102
Figura 16: Linha do tempo regulatório para SAF no Brasil.	127
Figura 17: Levantamento dos países com maior produção e número de plantas	135
Figura 18: Cenários de demanda global de biometano	136
Figura 19: Resumo da Cadeia de Biogás e Biometano.....	138
Figura 20: Panorama do mercado de biogás brasileiro por setor em 2024.....	140
Figura 21: Infográfico de equivalência de energia elétrica	140
Figura 22: Capacidade Nacional de Produção de Biometano, por UF (2025).....	142
Figura 23: Capacidade instalada da produção de biogás na Região Centro Oeste 2024	146
Figura 24: Projetos de usinas de biometano em processo de autorização para Goiás	146
Figura 25: Panorama preliminar do mercado de biometano em Goiás.....	152
Figura 26: Principais benefícios do biometano	154

Índice de Gráficos

Gráfico 1: Produção regional de etanol no Brasil (2017–2025)	70
Gráfico 2: Produção de etanol no estado de Goiás (2017–2025).	71
Gráfico 3: Participação das matérias-primas na produção de etanol no estado de Goiás (2017 - 2025).	72
Gráfico 4: Participação energética dos combustíveis leves no Brasil, por trimestre (2020 - 2024).	74
Gráfico 5: Participação energética dos combustíveis leves em Goiás, por trimestre (2020 - 2024).....	75
Gráfico 6: Evolução trimestral da intensidade de carbono da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), para o Brasil e o estado de Goiás, no período de 2020 a 202.....	78
Gráfico 7: Intensidade de carbono (IC), da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto) por estado, no 4º trimestre de 2024*.....	81
Gráfico 8: Emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), série trimestral por estado, entre 2020 e 2024.....	84
Gráfico 9: Top 10 Produtores Mundiais de Biodiesel em 2022	91
Gráfico 10: Produção de Biodiesel na América do Sul em 2022.....	92
Gráfico 11: Oferta Global de Biodiesel, 2014-2023.....	93
Gráfico 12: Evolução da Produção de Biodiesel no Brasil, na Região Centro-Oeste e no Estado de Goiás (2017–2025)..	94
Gráfico 13: Participação Regional na Produção de Biodiesel (2017-2025).....	94
Gráfico 14: Participação das matérias-primas na produção mundial de biodiesel	95
Gráfico 15: Distribuição regional das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil.....	97
Gráfico 16: Evolução do Consumo de Biodiesel no Brasil (2005–2024	98
Gráfico 17: Participação do Biodiesel no Setor de Transportes no Brasil.	99

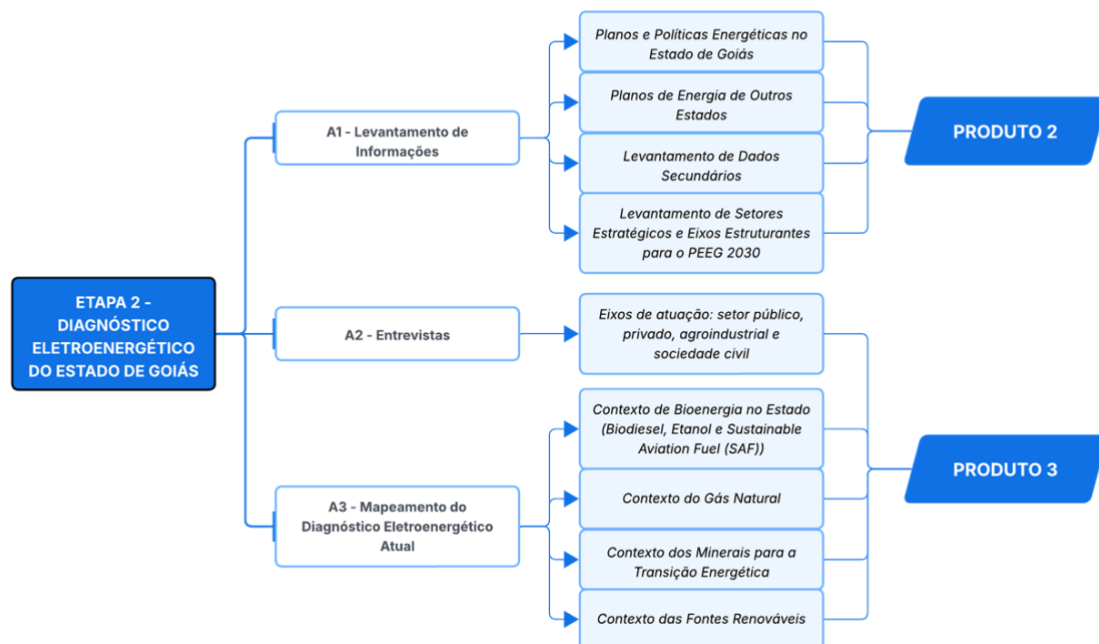
Gráfico 18: Participação Energética do Diesel e do Biodiesel no Ciclo Diesel no Brasil (2020–2024).	100
Gráfico 19: Participação Energética do Diesel e do Biodiesel no Ciclo Diesel no Estado de Goiás (2020–2024).	101
Gráfico 20: Evolução mensal da capacidade produtiva instalada de biodiesel no Brasil, na Região Centro-Oeste e no Estado de Goiás (2019–2025).	103
Gráfico 21: Evolução trimestral da intensidade de carbono no Ciclo Diesel no Brasil, no período de 2020 a 2024.	105
Gráfico 22: Evolução trimestral das emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao consumo de combustíveis do Ciclo Diesel, por estado, no período de 2020 a 2024*.	106
Gráfico 23: Emissões Totais de Gases de Efeito Estufa no Ciclo Diesel no 4º Trimestre de 2024.	107
Gráfico 24: Emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis do Ciclo Diesel, série trimestral por estado, entre 2020 e 2024*.	108
Gráfico 25: Emissões de Gases de Efeito Estufa Evitadas pela Presença da Bioenergia na Matriz do Ciclo Diesel no 4º Trimestre de 2024.	109
Gráfico 26: Evolução histórica e projeções de demanda de QAV no Brasil.	114
Gráfico 27: Evolução dos preços do QAV no Brasil e no Centro-Oeste. Nota: Para o Centro-Oeste, os preços estão disponíveis para anos selecionados (2013, 2015, 2022-2024).	116
Gráfico 28: Distribuição do consumo de QAV na região Centro-Oeste por unidade da federação em 2024.	117
Gráfico 29: Série histórica de consumo combinado de QAV em Goiás + Distrito Federal.	119
Gráfico 30: Emissões de CO2 da aviação em Goiás (2019-2025).	121
Gráfico 31: Intensidade de carbono por rota tecnológica de SAF.	125
Gráfico 32: Projeção da produção de biogás, em PJ/ano.	134
Gráfico 33: Produção nacional de Biogás (2015-2024).	139
Gráfico 34: Produção nacional de biometano (2020-nov/2025).	141
Gráfico 35: Autorizações de Biometano em andamento, por UF e previsão de projeto (mil Nm ³ /d).	143
Gráfico 36: Demanda de minerais para veículos elétricos (Kt)2024-2050.	159
Gráfico 37: Arrecadação de produção mineral em Goiás – 2022.	166

RESUMO EXECUTIVO

O presente documento corresponde a entrega do **Produto 2 – Diagnóstico Preliminar do Contexto Eletroenergético de Goiás**, desenvolvido pelo **Centro de Estudos de Energia da Fundação Getulio Vargas (FGV Energia)** em atendimento ao **Contrato nº 51/2025 (Processo nº 202518037008826)**, assinado em **15 de outubro de 2025**, entre a **Secretaria Geral de Governo de Goiás (SGG)** e a **Fundação Getulio Vargas**.

O relatório apresenta a entrega do **Produto 2 - Diagnóstico Preliminar do Contexto Eletroenergético de Goiás**, elaborado com o objetivo de levantar e reunir as principais informações acerca do estado de Goiás, com foco no setor energético. Foram incluídos o levantamento de planos e políticas estaduais voltados para o desenvolvimento do mercado de energia estadual, além de um levantamento inicial da oferta e demanda de energia no Estado. Nesse escopo, o levantamento de dados sobre o mercado de energia em Goiás foi dividido em quatro segmentos: Setor Elétrico; Biocombustíveis; Biogás e Biometano; Minerais. Um aspecto não tratado neste relatório consiste na análise em profundidade da oferta e demanda energética, gargalos, novos negócios, segmentação regional e infraestrutura de abastecimento, que constituem atividades a ser desenvolvidas no Produto seguinte (Produto 3).

Nesse contexto, destaca-se que o presente documento constitui um diagnóstico preliminar do contexto eletroenergético do estado, a partir das principais informações e dados referentes ao mercado de energia goiano levantados pela FGV Energia no período que compreendeu o desenvolvimento do Produto 2 (1 mês). O produto, portanto, integra, de maneira mais ampla, a **Etapa 2: Diagnóstico Eletroenergético do estado de Goiás**, que apresentará como resultados as principais potencialidades, desafios e oportunidades do mercado de energia goiano, a partir da consolidação dos dados estaduais e consulta à stakeholders que atuam nesse mercado.



O presente documento, portanto, consolida informações e dados preliminares do setor energético goiano que possam contribuir para orientar diretrizes estratégicas do Estado. O relatório evidencia que Goiás reúne um conjunto de vantagens competitivas que podem posicioná-lo de maneira estratégica no mercado energético nacional, dos quais incluem a elevada participação de fontes renováveis na matriz energética estadual e elevada conectividade elétrica, com papel relevante no escoamento e intercâmbio de energia. A base agroindustrial do Estado – com destaque para as cadeias sucroenergética, de grãos e proteína animal – contribuem sobremaneira para a economia regional e, para o incremento da oferta de insumos para bioenergia.

Nesse contexto, Goiás apresenta elevado potencial para expansão de biogás, biometano e combustíveis sustentáveis, como o SAF, associado à disponibilidade de resíduos agroindustriais e infraestrutura com perspectivas de expansão. Adicionalmente, a malha logística multimodal e a infraestrutura elétrica instalada — incluindo redes de transmissão e subestações estrategicamente distribuídas — fortalecem a competitividade estadual ao reduzir custos de integração, facilitar novos projetos energéticos e ampliar a atratividade para investimentos

1. Introdução

O presente Relatório integra o escopo do projeto de desenvolvimento de pesquisa e estudos cujo objetivo macro consiste em elaborar um diagnóstico preliminar sobre o contexto eletroenergético do estado de Goiás. Isto, para subsidiar a construção do Plano Estadual de Energia 2030 (PEEG 2030) do estado, com foco nas vantagens competitivas do setor de energia em Goiás, que contribuem para posicionar o estado como um importante indutor da transição energética a nível nacional.

O Plano Estadual de Energia de Goiás – PEEG 2030 irá constituir um instrumento de planejamento indicativo e estratégico, de natureza orientativa, que não estabelecerá obrigações vinculantes quanto à expansão de ativos de geração, transmissão, distribuição ou infraestrutura de gás e biocombustíveis. Seu papel central será o de coordenar políticas públicas estaduais, sinalizar direções estratégicas ao mercado e priorizar eixos estruturantes para a transição energética em Goiás.

O PEEG irá se articular de forma complementar aos instrumentos federais de planejamento energético, como o Plano Nacional de Energia (PNE), o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o planejamento da transmissão conduzido pela EPE e pelo ONS, respeitando as competências institucionais da União. Nesse sentido, o planejamento estadual busca antecipar tendências, identificar gargalos regionais e orientar ações públicas que maximizem os benefícios econômicos, sociais e ambientais da transição energética no território goiano.

O **Produto 2 - Diagnóstico Preliminar do Contexto Eletroenergético** visa fornecer um panorama abrangente do setor de energia goiano, destacando aspectos legislativos, econômicos e ambientais, além de um breve panorama de oferta-demanda, dividido em quatro segmentos energéticos:

- | | |
|--------------------|---------------------------------------|
| i. Setor Elétrico; | iii. Biogás e Biometano; e |
| ii. Bioenergia; | iv. Minerais Críticos e Estratégicos. |

As análises e projeções apresentadas neste relatório baseiam-se em dados públicos e estudos setoriais consolidados, estando sujeitas a incertezas associadas a premissas macroeconômicas, evolução tecnológica, marcos regulatórios e condições climáticas.

Para cada segmento são realizados levantamentos, a partir de dados públicos e fontes secundárias, sobre o panorama atual de mercado. Em conformidade com as diretrizes estabelecidas no **Produto 1 - Relatório do Plano de Trabalho**, este documento compreende sete macro atividades, a saber:

Nº	ATIVIDADES
1	Levantamento documental sobre Planos e Programas estaduais voltados ao setor energético
2	Levantamento de Dados Secundários do mercado de energia
3	Levantamento de projetos e eixos estruturantes no Estado
4	Breve panorama da bioenergia
5	Breve panorama do mercado de gás
6	Breve panorama das renováveis
7	Breve panorama dos minerais críticos e estratégicos

2. Panorama do estado de Goiás

O estado de Goiás está situado no Centro-Oeste do país, com uma população estimada de 7,0 milhões de habitantes, 246 municípios e uma extensão territorial que corresponde a 4% de todo o território brasileiro (IBGE, 2022). No que tange à sua demografia, o estado de Goiás detém uma elevada taxa de urbanização, dos quais 93,2% de sua população habita regiões urbanas, sendo 2,5 milhões situados na Região Metropolitana, a qual concentra cerca de 40% do Produto Interno Bruto (PIB) de Goiás (IMB, 2024)ⁱ. O Estado também apresenta bons índices de qualidade de vida, com uma expectativa de vida superior aos 74 anos, acima da média nacional, e 9,2% em taxa de desocupação até 2017.

Dados do IMB apontam que até 2019, Goiás estava posicionado como a nona maior economia estadual, com PIB superior a R\$ 200 bilhões ou, cerca de 2,8% do PIB nacional, impulsionados pelos sucessivos níveis de crescimento no setor de serviços, mas também do agronegócio goianoⁱⁱ. O montante contribuiu para posicionar Goiás enquanto uma das dez maiores economias do país, cujo setor agropecuário foi responsável pelo desenvolvimento de atividades importantes no estado, que incluem a crescente produção da agroindústria, que incluem a indústria sucroenergética, como a cana-de-açúcar, carnes, derivados de leite, soja, alimentos e bebidas, além de atividades vinculadas aos remineralizadores; etc. Apesar do crescente destaque conferido ao setor agropecuário, esse ainda detém uma participação menor no PIB goiano, 11,4%, quando comparado ao setor Industrial (21,2%) e de Serviços (67,4%) do fluxo produtivo no Estado, com destaque ao comércio varejista, atacadista, sobretudo de ações imobiliárias (IMB, 2024).

Tabela 1: Dados gerais da demografia de Goiás (2019)

PANORAMA GERAL DE GOIÁS	
Municípios	246
População	7.056.495hab.
Densidade Demográfica	21,18 hab./km ²
Participação da população estadual x Brasil	3,3%
Taxa de Urbanização	93,2%
Taxa de Desocupação	9,2%
Índice de Desenvolvimento Humano Municipal	0,769
PIB	R\$ 208,7 bilhões (2,8% da média nacional)

PIB per capita	R\$ 29.732,40
Principais destinos das exportações	China, Espanha, EUA

Elaboração própria com dados do Instituto Mauro Borges de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos

Na desagregação por setor econômico, Goiás apresenta uma posição importante no setor agropecuário, sendo considerado o 4º maior produtor nacional de grãos, cuja soja goiana é o principal produto agrícola comercializado (R\$ 30.079.916), segundo dados do IBGE (2024)ⁱⁱⁱ. Além da soja, são destaques na produção agrícola, a cana de açúcar e o milho, duas matérias-primas que são igualmente importantes para a segurança alimentar e energética no Estado. Ainda nesse setor, a pecuária constitui uma importante atividade econômica no Estado, cujo rebanho ocupa a 2ª posição no ranking brasileiro, com pouco mais de 23 milhões de cabeças de gado, segundo o IBGE. A avicultura e suinocultura também são proeminentes no estado, concentrados, em sua maioria, na região do Sudoeste Goiano, o que pode representar um potencial futuro em produção de biogás a partir dos substratos e proteínas animais, vide o crescimento do efetivo desses rebanhos desde os anos 2000 (IMB, 2024).

No que tange ao segmento industrial, o estado de Goiás é um dos líderes na produção nacional de *commodities* minerais, além de expressiva produção na indústria de alimentos, fármacos e automóveis, detentor de 1,8% das montadoras de veículos do país. No mercado mineral, Goiás é destaque na produção de amianto, vermiculita, além de crescente expansão de atividades vinculadas aos minerais críticos e estratégicos, como a mina de terras raras em Minaçu.

Embora distante da costa atlântica, Goiás possui uma localização geográfica privilegiada no Centro do país, situado no Planalto Central, o que posiciona o estado enquanto um dos principais “berços das águas” do país, essenciais para a manutenção hídrica, agricultura e energia. Sua posição permite que o estado abrigue nascentes que alimentam três grandes bacias hidrográficas: i. Tocantins-Araguaia; ii. Paraná; iii. São Francisco; que favorecem o escoamento de parte da produção goiana de grãos, cujo Complexo Portuário de São Simão (no sul de Goiás), transporta madeira, carvão, adubo, além da soja e milho, que são produtos essenciais para a balança comercial goiana, que seguem até Pederneiras ou Anhembi-SP em barcaças até o Porto de Santos (SP). Outra instalação que atende os setores agrícola e industrial goiano é o Porto Seco Centro Oeste AS, destinado à armazenagem e à movimentação de mercadorias.

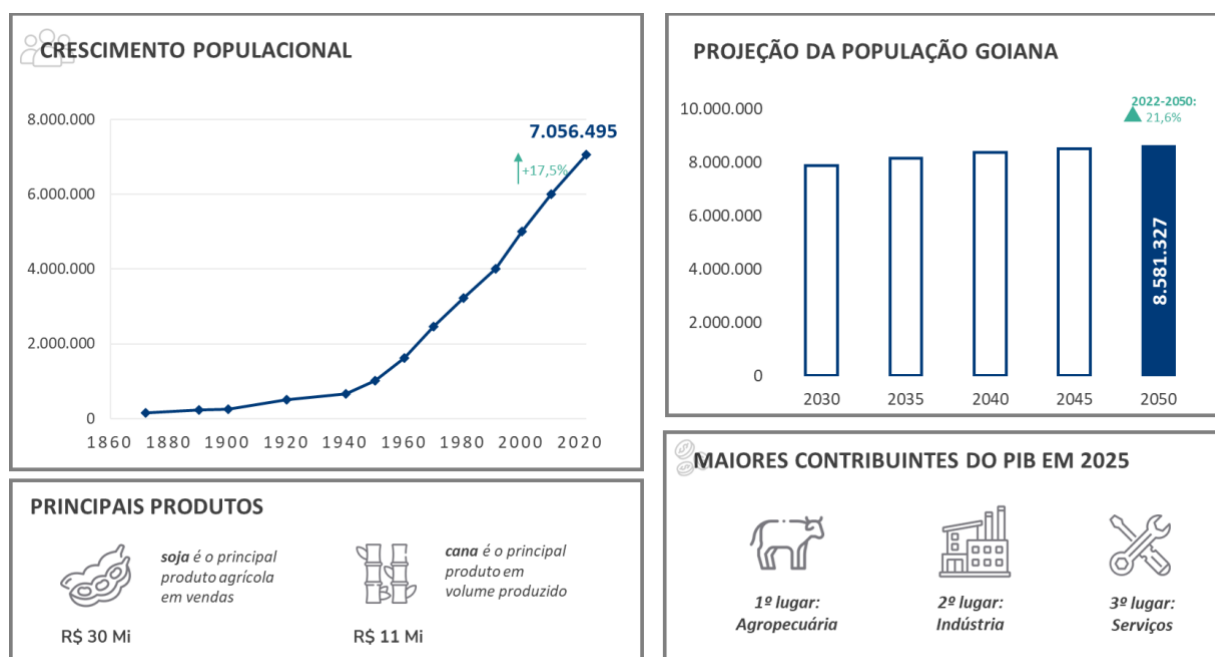
Além do potencial hídrico, Goiás detém importantes projetos ferroviários – como a Ferrovia Norte-Sul, conexões com a Ferrovia Centro Atlântica e a Ferrovia de Integração Centro-Oeste - que contribuem para o escoamento de diversos produtos goianos para diferentes pontos do país, entre os quais incluem os biocombustíveis.

O estado de Goiás dispõe de condições favoráveis dispõe de vantagens competitivas no setor de energia, que contribuem para posicioná-lo como um ator relevante na produção de fontes de menor intensidade de carbono. Entre as condições que fundamentam esse posicionamento destacam-se i. conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN), que amplia a segurança de suprimento e escoamento; ii. Universalização do serviço de energia elétrica; iii. Elevada capacidade de geração solar fotovoltaica; iv. forte base agroindustrial, que viabiliza a produção de biocombustíveis; etc. O estado é o nono em capacidade instalada de energia elétrica do país, com partes da produção provenientes majoritariamente de usinas hidrelétricas, seguido de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, usinas fotovoltaicas e centrais geradoras hidrelétricas (IMB, 2024).

Nesse contexto, esses fatores, combinados à diversificação da matriz energética estadual e à integração entre produção agropecuária e geração de energia, criam condições para o desenvolvimento de combustíveis sustentáveis voltados à descarbonização de setores intensivos em emissões de GEE, como o transporte. A efetividade dessas condições, contudo, depende da continuidade de investimentos em infraestrutura elétrica e logística, da previsibilidade regulatória e da coordenação entre políticas energéticas, industriais e ambientais.

Tendo isso em vista, ao correlacionar com o perfil econômico goiano, os indicadores recentes, como o crescimento populacional, reforçam a necessidade de planejamento energético estruturado no estado sob perspectivas de crescente aumento na demanda por energia. Segundo o Censo Demográfico 2022 do IBGE^{iv}, Goiás apresentou crescimento populacional superior à média nacional na última década – sob um aumento de 17,5% entre 2010 e 2022 - refletindo dinamismo econômico e expansão urbana. No âmbito das Contas Regionais, também divulgadas pelo IBGE, o PIB goiano tem registrado crescimento moderado, com destaque para o desempenho do agronegócio e da indústria de transformação associada à cadeia agroindustrial. A participação expressiva da agropecuária no PIB estadual supera proporcionalmente a média brasileira, evidenciando a capacidade produtiva do estado.

Figura 1: Infográfico dos indicadores econômicos de Goiás



FGV ENERGIA

Fonte: Elaboração própria com dados do Censo do IBGE (2022) e Boletim mensal do comércio exterior do Estado de Goiás do IMB (2025)

Esse perfil econômico — associado à expansão demográfica, à intensificação da agroindústria e ao avanço de segmentos como mineração e bioenergia — tende a ampliar a demanda por energia elétrica, combustíveis e infraestrutura logística em Goiás. Nesse contexto, o planejamento energético goiano assume papel central para antecipar gargalos em infraestrutura, distribuição e oferta de energia, bem como para alinhar a expansão da matriz energética às perspectivas de crescimento demográfico do Estado, garantindo a segurança do suprimento de energia e alocação de investimentos públicos e privados no médio a longo prazo.

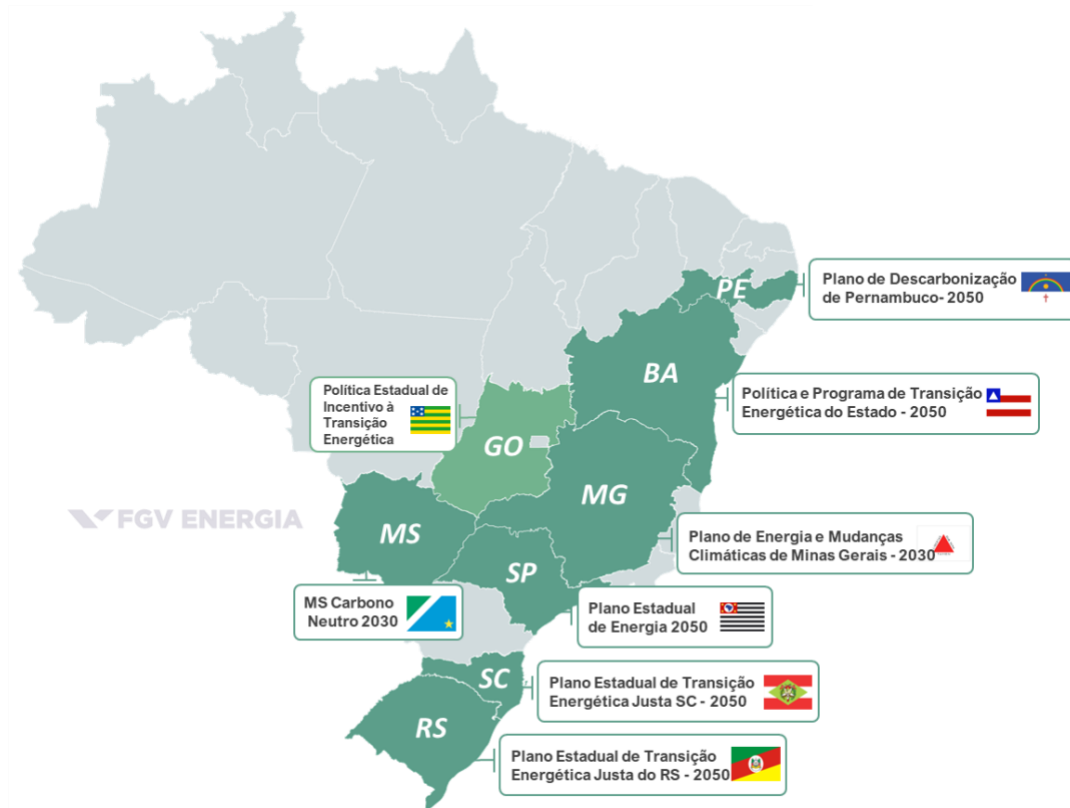
3. Planos e políticas de Energia estaduais

A presente seção pretende apresentar um levantamento de planos de energia e/ou descarbonização elaborados por outros estados brasileiros, sob o objetivo de examinar os principais elementos estruturantes desses planos, além de diretrizes estratégicas que possam subsidiar a construção e implementação do Plano Estadual de Energia de Goiás 2030 (PEEG 2030). Nesse contexto, além do estado de Goiás, foram levantados ao menos **sete estados brasileiros**, - dos quais dois estados pertencem ao **Sudeste** (MG e SP), dois ao **Nordeste** (BA e PE), um do **Centro-Oeste** (MS) e dois do **Sul** (RS e SC) – abrangendo planos e programas voltados ao desenvolvimento do setor de energia dos estados (de maneira abrangente) com metas e diretrizes para diferentes horizontes, seja curto, médio e longo prazo, que possam servir de referência para o contexto de Goiás.

O levantamento dos programas e planos foram realizados a partir de pesquisa qualitativa aos sites dos Governos estaduais, sobretudo secretarias de Desenvolvimento Econômico, além de base de dados público, como o Atlas da Transição Energética do Ministério de Minas e Energia e, estudo realizado pela FGV Energia em conjunto com o Fórum Nacional dos Secretários de Minas e Energia (FNSME), lançado em setembro de 2025^v. A partir da identificação de experiências consolidadas e outras em desenvolvimento para o planejamento energético estadual, a análise dessa seção busca extrair as principais lições e boas práticas que possam subsidiar o desenvolvimento do PEEG 2030 e, realizar aprimoramentos que levem em consideração as especificidades econômicas, territoriais e institucionais do estado de Goiás. É válido mencionar que essa etapa poderá ser revisitada ao longo do desenvolvimento do presente projeto, de modo a realizar ajustes necessários se comparado a outros estados e/ou comparar metodologias.

Em resumo, foram elencados os seguintes planos:

Figura 2: Planos e Políticas estaduais selecionadas para energia



Elaboração própria

Tabela 2: Resumo dos planos e políticas estaduais selecionados

ESTADO	REGIÃO	INSTRUMENTO PRINCIPAL	DATA DE PUBLICAÇÃO	HORIZONTE	PRINCIPAIS TEMAS
São Paulo	SE	Plano Estadual de Energia – PPE 2050	Maio/2024	2050	Transição energética; eficiência; descarbonização; segurança energética; inovação; etc.
Minas Gerais	SE	Plano de Energia e Mudanças Climáticas de Minas Gerais	2015	2030	Expansão das renováveis; eficiência energética; integração energia-clima; redução de GEE; etc.
Bahia	NE	Política e Programa de Transição Energética do Estado	Abril/2025	2050	Eólica; solar; biomassa; hidrogênio; infraestrutura energética; etc.
Pernambuco	NE	Plano de Descarbonização do Pernambuco	Março/2022	2050	Renováveis; eficiência; atração de investimentos; transição energética; competitividade industrial; etc.

Mato Grosso do Sul	CO	MS Carbono Neutro 2050		2030	Neutralidade de carbono; bioenergia; uso sustentável do solo; integração energia-agro; inovação; etc.
Rio Grande do Sul	SUL	Plano Estadual de Transição Energética Justa do RS	Em andamento	2050	Diversificação da matriz; renováveis; segurança energética; eficiência; inclusão social; etc.
Santa Catarina	SUL	Plano Estadual de Transição Energética Justa	Em andamento	2050	Geração de energia renovável; projetos hidrelétricos
Goiás	CO	Política Estadual de Incentivo à Transição Energética	Março/2024	-	Fontes renováveis; eficiência energética; inovação; e redução de emissões.

Elaboração própria

3.1 São Paulo: Plano Estadual de Energia – PPE 2050

O Plano Estadual de Energia 2050 (PPE 2050) do estado de São Paulo é um documento que define a visão do estado de São Paulo para o setor de energia no horizonte 2050, que inclui um conjunto de estratégias faseadas (no médio e longo prazo) para atingir os objetivos de neutralidade em carbono e segurança energética no estado. O Plano paulista é considerado um dos únicos planos do país plenamente voltados ao setor energético, além de ser parte da campanha global “Race to Zero” das Nações Unidas, que estabelece metas mais ambiciosas de redução das emissões até 2030 para atores não estatais. Nesse contexto, a formulação do PPE 2050 é parte de um objetivo mais amplo do estado de São Paulo, não somente em conformidade com a agenda de descarbonização nacional, mas internacional, buscando seguir as melhores práticas internacionais aplicáveis ao contexto paulista.

O documento de 315 páginas é resultado de uma série de estudos, engajamentos com profissionais do mercado de energia e sociedade civil, técnicos e consultores, com o objetivo de delinear as principais diretrizes que São Paulo deve adotar para garantir o abastecimento energético de sua população no longo prazo, com pleno aproveitamento das potencialidades locais e desenvolvimento de soluções disponíveis no estado, que contribuam para atrair investimentos em energia limpas, garantir segurança e previsibilidade aos investidores e mitigar as emissões de GEE do estado. A partir de ações multidisciplinares, o PPE 2050 define como eixos estratégicos o Meio Ambiente, a Infraestrutura, regulação e social, cuja governança fica sob responsabilidade da

Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística (SEMIL-SP) e o Conselho Estadual de Política Energética (CEPE).

Para balizar as ações e diretrizes que poderão ser desenvolvidas Estado de São Paulo no longo prazo, o documento define 17 áreas temáticas¹ que contribuíram para balizar as discussões da 1ª fase do projeto e, que no decorrer dos engajamentos e avanço nos estudos, contribuíram para definição dos 06 eixos estruturantes do PPE 2050 e direcionamento do plano de ações estratégicas, conforme descrito abaixo^{vi}:

- 1. Planejamento:** Ações, de característica de gestão, que permitam construir uma visão de futuro com diretrizes, metas e direcionamentos de áreas específicas e a estratégia ou planos para atingir este futuro, além de monitorar o caminho a ser percorrido e disseminar a informação ao público em geral;
- 2. Tecnologia:** Ações de P&D, capacitação de mão de obra, normatização e programas específicos que viabilizem e acelerem rotas tecnológicas;
- 3. Infraestrutura:** Ações que promovam a otimização e ampliação da infraestrutura básica;
- 4. Socioambiental:** ações de gestão de recursos naturais, resíduos e impactos;
- 5. Mercado:** incentivos fiscais, não fiscais, compras públicas, a cadeia produtiva e novos modelos de negócios observando e, quando necessário, se adaptando aos novos vetores de transformação do setor elétrico (descarbonização, digitalização, descentralização e diversificação); e
- 6. Regulação:** promover um ambiente regulatório favorável para que as tecnologias e novos modelos de negócios planejados possam se viabilizar.

Presente no documento, também é mencionado o Plano Paulista Decenal de Energia (2025-2034), que descreve os principais cenários macroeconômicos – global, nacional e paulista - que moldarão o contexto paulista nos próximos dez anos, cujos resultados foram apresentados em workshop em junho de 2025^{vii}. Nesse cenário, o plano detalha ações que podem ser adotadas com foco na descarbonização do estado, que incluem a expansão da produção de biometano;

¹ 1. Visão de futuro tecnológico; 2. Cenários econômicos; 3. Cenários de oferta e demanda dos energéticos selecionados; 4. Biomassa, Biocombustíveis e Resíduos Sólidos Urbanos; 5. Disponibilidade hídrica; 6. Eólica “Offshore”; 7. Usinas Híbridas; 8. Eletromobilidade; 9. Mecanismos de Mercado; 10. Hidrogênio Verde e novas gerações de combustíveis; 11. Balanço de Emissões; 12. Mudanças Climáticas; 13. Gás natural, petróleo e derivados; 14. Eficiência energética; 15. Resposta da Demanda e Redes Inteligentes; 16. Resposta da Demanda e Recursos energéticos distribuídos; e 17. Energia nuclear – pequenas centrais nucleares.

eletrificação da frota urbana (transporte coletivo) e de cargas; expansão da oferta de renováveis; desenvolvimento das rotas tecnológicas de hidrogênio e SAF; etc.

Em linhas gerais, o PPE 2050 tem uma visão abrangente do panorama energético atual do estado de São Paulo, projeções de cenários para 2050 e quais são as melhores estratégias para se alcançar esses cenários no longo prazo. Válido mencionar que o Plano permite a capacidade de eventuais ajustes em resposta às mudanças geopolíticas, econômicas, políticas e tecnológicas que possam surgir até 2050, demonstrando, portanto, a necessidade de monitoramento das tendências não somente internas, mas dinâmicas externas que afetem o planejamento estadual.

Nesse escopo, reforça ao planejador a importância de manter um Plano que capture, com o máximo de fidedignidade, o comportamento do mercado de energia, com estabelecimento de projetos e programas executáveis, mesmo em cenários de volatilidade dos preços, acirramento de tensões geopolíticas e mudanças de Governo, além de promover a responsabilidade compartilhada entre diferentes atores para cumprimento das metas de transição energética.

3.2 Minas Gerais: Plano de Energia e Mudanças Climáticas de Minas Gerais

Anunciado em fevereiro de 2015, o Plano de Energia e Mudanças Climáticas de Minas Gerais (PEMC) é uma política pública transversal de médio prazo (2030), coordenado pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais – SEMAD, com o objetivo de promover a transição para uma economia de baixo carbono no estado, em consonância com iniciativas e projetos em andamento na região^{viii}. O PEMC foi construído por meio de processo participativo, com diálogos e articulação com secretarias do estado de Minas^{ix}, além de consulta à sociedade civil, de modo a adotar estratégias e definir diretrizes setoriais de mitigação, considerando não somente o segmento de energia, mas outros cinco eixos econômicos, a saber: i. Agricultura; ii. Florestas e outros Usos do Solo (AFOLU); iii. Transportes; iv. Indústria; e v. Resíduos.

Segundo o documento, as diretrizes estão alinhadas à Política Nacional sobre Mudança do Clima, que estabelece critérios para desenvolvimento de planos de mitigação e adaptação setoriais. Desse modo, foi percebido que grande parte dos compromissos à época estavam associados a necessidade de reduzir emissões de GEE provenientes do desmatamento e energia. Este, por sua

vez, poderia mitigar emissões a partir da expansão do uso de renováveis e incremento de soluções voltadas à eficiência energética. Diante disso, o PEMC objetiva estabelecer estratégias setoriais com diretrizes voltadas ao aumento da eficiência energética, redução da intensidade de carbono estadual e geração de empregos verdes.

Em linhas gerais, o diagnóstico do Plano contou com 64 ações voltadas à mitigação e adaptação às mudanças climáticas distribuídos em seis estudos técnicos principais:

- I. Arranjos institucionais e governança;
- II. Estimativas estaduais de gases de efeito estufa;
- III. Estudo de vulnerabilidade regional às mudanças climáticas;
- IV. Balanço energético do estado de Minas Gerais;
- V. Potencial de energias renováveis; e
- VI. Potencial de eficiência energética.

O relatório prevê atualizações e revisões bienais com o objetivo de realizar o acompanhamento sistemático do PEMC e suas seis ações transversais permanentes, totalizando 70 ações governamentais a serem executadas até 2030. As ações setoriais podem sofrer modificações, a critério do Comitê Político do PEMC, criado em 2015 e sob monitoramento do MG Planeja. O acompanhamento das ações prioritárias do Governo do Estado de Minas Gerais é realizado atualmente pelo sistema MG Planeja. A ferramenta online, coordenada pela Secretaria de Estado de Planejamento e Gestão - SEPLAG, visa subsidiar o planejamento e monitorar a implementação das políticas públicas por meio da sistematização e observação da evolução das metas, ações planejadas e atividades realizadas.

O processo participativo por trás da construção do PEMC também foi marcado pelo estabelecimento de oficinas nas 10 regiões de planejamento do Estado de Minas Gerais com um dia de duração. As oficinas regionais foram essenciais para compreensão da percepção de atores locais sobre as políticas públicas do estado e potenciais adequações do PEMC às necessidades e especificidades setoriais das mesorregiões, demonstrando que o desenvolvimento econômico e a descarbonização não ocorrem ao mesmo tempo e em todas as regiões do estado de maneira homogênea.

Por fim, destaca-se o pioneirismo do estado de Minas Gerais ao se consolidar como o 1º estado da América Latina a aderir a ação “Race to Zero” e convergir esforços para reduzir as

emissões de GEE no território^x. Em linha com essa iniciativa, o Observatório Estadual de Energia e Mudanças Climáticas de Minas Gerais, realiza um acompanhamento regular das metas estabelecidas para o alcance de emissões menos intensivas em carbono até 2030.

3.3 Bahia: Política e Programa de Transição Energética do Estado

A Política e Programa de Transição Energética do Estado (Protener) da Bahia, lançada no dia 25/04/2025 e sancionada pela Lei nº 25.437/2024^{xi}, publicada no Diário Oficial do Estado, é uma ação vanguardista em transição energética no estado. O Protener tem por objetivo incentivar a diversificação da matriz energética baiana por meio da expansão da oferta de renováveis promover modelos sustentáveis de desenvolvimento socioeconômico. A Lei ainda prevê o fomento à P&D, inovação e modelos de governança que incluam a participação da sociedade civil.

Assim como os estados de Minas Gerais e São Paulo, a iniciativa baiana prevê uma dimensão holística do setor energético do estado, incluindo todos os tipos de energia, entre eles a mineral. Para tanto, será elaborado um plano de ação em colaboração com diferentes atores para padronizar as exigências da Lei a modelos de desenvolvimento socioeconômico, transformar o estado da Bahia uma referência em energia limpa no horizonte de 2050 e realizar a distribuição equânime dos custos e benefícios da transição para energia renováveis e fósseis de baixa emissão de carbono.

Previstos por Lei^{xii}, entende-se como objetivos do Protener:

- a) Enfrentamento dos efeitos adversos da mudança do clima, através da redução das emissões de gases de efeito estufa;
- b) Incentivos à pesquisa científica, inovação e tecnologias que visem a transição do modelo energético estadual para modais renováveis, sustentáveis e de baixa emissão de carbono;
- c) Fortalecimento da segurança do abastecimento interno e redução da dependência das importações de combustíveis verdes e derivados;
- d) Identificação e alinhamento com os requisitos regulatórios internacionais e instrumentos de apoio governamental;
- e) Diversificação das fontes de produção e abastecimento de energia renovável;
- f) Fortalecimento da atuação conjunta dos entes públicos e privados; e
- g) Utilização de instrumentos econômicos, jurídicos e tributários voltados a promoção de regularização fundiária, para estímulo a transição energética.

22 / 186

A Lei ainda define a vigência do Plano por prazo indeterminado e horizonte de 30 anos, podendo ser atualizado a cada cinco anos com a finalidade de promover, no Estado da Bahia, a transição para uma economia de baixo carbono, ambientalmente sustentável e justa. Fica estabelecido por Lei que o Protener deve ser estruturado em seis Subprogramas:

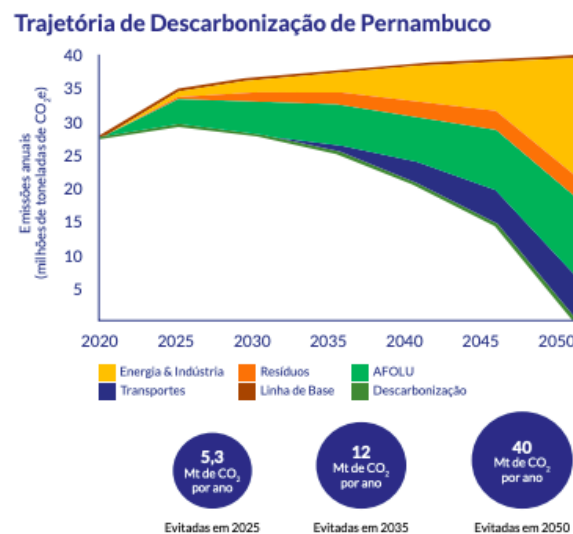
- I. Subprograma de Fomento ao Mercado de Energias Renováveis, Biomassa e Combustíveis Verdes e Derivados;
- II. Subprograma de Energias Renováveis nos Transportes;
- III. Subprograma de Estruturação ao Mercado de Carbono;
- IV. Subprograma de Exploração Mineral Sustentável;
- V. Subprograma de Eficiência Energética; e
- VI. Subprograma de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

3.4 Pernambuco: Plano de Descarbonização do Pernambuco

Lançado em março de 2022, o Plano de Descarbonização para o estado de Pernambuco (PDPE) é uma estratégia voltada para descarbonização da economia pernambucana até 2050, tendo sido executada pelo governo estadual em parceria com a agência alemã GIZ. O estudo por trás da elaboração do PDPE realizou uma etapa de projeções e cenários de energia no longo prazo, seguido de uma etapa de análise multicritério participativa com categorização das soluções setoriais e mitigação, culminando em uma análise de barreiras às soluções tecnológicas setoriais de mitigações e, por fim, do estabelecimento de metas e instrumentos para monitoramento, reporte e verificação do cumprimento das medidas propostas^{xiii}. Nesse preâmbulo, são delineados cenários de emissões de GEE para quatro eixos principais: i. Energia & Indústria; ii. Transportes; iii. Resíduos; e iv. Agricultura, Florestas e Outros Usos da Terra, além de variáveis econômicas do estado.

A partir disso, o Plano demonstra que os resultados do cenário de descarbonização pernambucana indicam uma redução das emissões de GEE de 15% em 2025 e 32% em 2035 em relação às emissões projetadas para esses anos no cenário linha de base. Em 2050, a trajetória do cenário de descarbonização alcançaria a neutralidade climática.

Tabela 3: Cenário de descarbonização de Pernambuco



Fonte: Plano de Descarbonização para o estado de Pernambuco (PDPE), 2022.

Para cada eixo foram definidos subsetores para avaliação, que culminaram em propostas medidas de mitigação e metas de implementação faseadas entre curto prazo (2022-2025), médio prazo (2026-2035) e longo prazo (2036-2050), com a identificação de indicadores para acompanhamento do Comitê Estadual Pernambucano Carbono Neutro (CEPEN) e articulação com outras secretarias estaduais, além do Fórum Pernambucano de Mudança do Clima.

No que tange ao eixo de **“Energia & Indústria”** são elencados quatro subsetores – Geração elétrica, Refino de Petróleo, Biocombustíveis e Setores Industriais – cujas medidas de mitigação contribuirão para alcance das metas de neutralidade em carbono que incluem a: ampliação da geração elétrica; produção industrial de baixo carbono; construção de uma nova matriz de combustíveis (sustentáveis) e o desenvolvimento da captura, transporte, utilização e armazenamento de CO₂.

Por sua vez, no eixo de Transportes, definem: i. mobilidade sustentável; ii. redução da pegada de carbono das atividades portuárias e de navegação; iii. Redução da pegada de carbono no transporte rodoviário de cargas; iv. Transição para biocombustíveis nos transportes pesados. No eixo Resíduos: i. Melhorias na gestão dos resíduos sólidos urbanos e conscientização da população; ii. recuperação e aproveitamento de biogás e biometano. A escolha das soluções tecnológicas mais adequadas e aplicáveis ao estado contou com a análise multicritério, que incluem:

3.5 Mato Grosso do Sul: MS Carbono Neutro

Por ocasião da COP 26 (Glasgow, 2021), o Mato Grosso do Sul anunciou o lançamento de uma série de ações voltadas à descarbonização da sua economia, dos quais incluem o MS Carbono Neutro - PROCLIMA, a Política Estadual de Mudanças Climáticas – PEMC (Lei Estadual nº 4.555, de 15 de julho de 2014) e formalizou sua adesão ao *Race to Zero* da ONU^{xiv}.

No que tange ao MS Carbono Neutro- PROCLIMA, essa é considerada uma iniciativa ambiciosa com o objetivo de alcançar a neutralidade de carbono até 2030. Diferentemente de outras iniciativas estaduais e internacionais, a antecipação do cumprimento dos objetivos de emissões zero líquidas em carbonos em pelo menos 20 anos, demonstram a disposição dos tomadores de decisão em dar celeridade às ações coordenadas e integradas de descarbonização em diferentes setores econômicos, dos quais podem ser citados^{xv}:

- a) **Agronegócio:** ações concentradas no efetivo manejo dos solos; redução dos níveis de fermentação entérica; manejo de dejetos suínos; e controle da queima de resíduos agrícolas;
- b) **Mudança no Uso da Terra e Florestas:** adoção de medidas para restauração de Áreas de Preservação Permanente (APPs) e Reservas Legais; redução dos incêndios em áreas nativas e florestas plantadas; redução do desmatamento legal ou ilegal; e investimento em Floresta Plantada;
- c) **Energia:** redução das emissões geradas pela queima de combustíveis e apoio à produção de energia renovável;
- d) **Tratamento de Resíduos:** ações destinadas à promoção de programas de controle de efluentes líquidos e sólidos; e
- e) **Processos Industriais:** estímulo a programas de eficiência energética e incentivo à utilização de energias renováveis nos processos de produção industriais.

O MS Carbono Neutro também destaca linhas de crédito que contribuem para promover investimentos verdes, sendo citado o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO) para projetos com foco em sustentabilidade e redução de impactos ambientais, tendo apoiado entre 2019-2024 com a garantia de R\$ 360 milhões em crédito a projetos de agricultura de baixo carbono e sistemas de ILPF (Integração Lavoura Pecuária Floresta). Essa solução constitui uma tecnologia de produção agrícola que protege o solo, mananciais hídricos e realiza a captura de carbono a partir da atividade pecuária, que gera no estado a “Carne Carbono Neutro”.

3.6 Rio Grande do Sul: Plano Estadual de Transição Energética Justa do RS

Ao Sul do Brasil, o Governo do Rio Grande do Sul assinou contrato com o consórcio Way Carbon-Centro Brasil no Clima em 28 de outubro de 2024, para o desenvolvimento do Plano de Transição Energética Justa^{xvi}. O projeto compreende 14 produtos distribuídos em três etapas, que integram, de maneira mais ampla as ações do Plano Rio Grande, uma estratégia do Governo estadual para adaptação climática, tendo a transição energética e descarbonização enquanto principais pilares. Diferentemente das demais políticas e planos anunciados anteriormente, a iniciativa gaúcha posiciona as pessoas no centro do debate sobre transição energética desde o título até ao desenvolvimento das diretrizes estaduais.

O Plano Estadual tem por objetivo promover o desenvolvimento socioeconômico sustentável por meio da diversificação econômica, criação de empregos, renda, além de inclusão social que garanta que trabalhadores e comunidades afetadas pela mineração de carvão tenham outras oportunidades de renda e criar modelos econômicos para regiões com grande volume de produção carbonífera. Nesse ensejo, a iniciativa foca, principalmente, na transição energética em regiões carboníferas – Campanha Gaúcha e Baixo Jacuí – que reúnem 19 municípios que são afetados pelas atividades de geração de energia elétrica através da exploração de carbono.

Como acompanhamento do desenvolvimento do projeto, a Secretaria do Meio Ambiente e Infraestrutura (Sema) do Rio Grande do Sul, promoveu nesta terça-feira (20/01/2026) o 3º Workshop do Plano de Transição Energética Justa para as Regiões Carboníferas do Rio Grande do Sul. Por ocasião do encontro foram apresentados o Plano de Desenvolvimento Econômico e avaliação de impacto ambiental das regiões. Para a terceira e última etapa, está previsto o lançamento do plano com a divulgação das diretrizes que o estado pode adotar para conduzir o processo de transição energética de maneira justa e sustentável.

3.7 Santa Catarina: Plano de Transição Energética Justa de Santa Catarina

Ao final do 1º semestre de 2025, o Governo de Santa Catarina, na figura da Secretaria de Meio Ambiente e Economia Verde, assinou contrato com a Fundação Getúlio Vargas (FGV) para elaboração do Plano de Transição Energética Justa, com foco na descarbonização de atividades

econômicas, sobretudo ao sul do estado^{xvii}. O projeto, de 18 meses de duração, compreende quatro etapas e prevê a construção de um Guia Metodológico de Plano Estadual de Transição Energética Justa que possa ser replicado por outros estados do Brasil, formulação de ações voltadas ao descomissionamento da cadeia carbonífera no Estado amparados em uma Transição Justa para toda a população. O projeto também prevê o mapeamento das políticas públicas e instrumentos de financiamento de nível federal relacionados à transição, além de estimar os impactos do descomissionamento da cadeia carbonífera em Santa Catarina, preservando empregos e promovendo o desenvolvimento sustentável. Para pleno atingimento da meta de Transição Justa no Estado esse ocorrerá de maneira gradual e planejada – sendo socialmente responsável e economicamente viável - em todas as regiões catarinenses.

O Plano Catarinense em elaboração irá tecer recomendações estratégicas em consonância com as potencialidades locais, com base e dados e visitas técnicas ao Estado, além de apoiar a descarbonização da região carbonífera do Sul – composta por ao menos 46 municípios catarinenses - para a substituição da geração termelétrica a carvão mineral até 2050.

O Plano de Transição Energética Justa poderá se beneficiar programas em curso no Estado, voltados ao setor energético, como o “Programa Energia Boa” de Santa Catarina (2024-2026)². Instituído pelo Governo do Estado de Santa Catarina, por meio do Decreto Estadual 674/2024, o Programa visa promover a diversificação da matriz energética estadual e desenvolvimento socioeconômico regional a partir do fortalecimento da geração e infraestrutura de energia elétrica renovável e da eficiência energética. Vinculado à Secretaria de Estado de Indústria, Comércio e Serviços, o Programa financiou, a partir de R\$572 Milhões de investimento públicos em infraestrutura (via Celesc)³, a construção e modernização da infraestrutura elétrica, com a implementação de seis novas subestações e 225 km de linhas de transmissão no Planalto Serrano, para facilitar a conexão com Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) ao sistema elétrico.

Além disso, o Programa Catarinense contou com mais de 150 projetos cadastrados de fontes renováveis – eólica, hidrelétrica e solar, culminando na geração de 19 mil empregos, em sua fase inicial, com R\$ 290 milhões em impacto fiscal em impostos esperado ao longo de 36 meses. Na desagregação por região, o Programa visa demonstrar os impactos econômicos diretos dessas atividades para minimizar perdas agrícolas, fortalecer a Indústria e o Turismo, além de atrair novos empreendimentos.

² Prazo de execução estimado entre 2024 e dezembro de 2026.

³ Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC) é uma sociedade de economia mista que atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia desde 1955.

Aliado a isso, o Programa foi instituído por meio do decreto nº 674/24 e conta com um comitê multidisciplinar, responsável pela seleção e supervisão dos projetos, além de garantir a concessão de incentivos fiscais e agilidade em licenças e outorgas. Entre os objetivos do Comitê também incluem a simplificação de processos administrativos, agilizando licenças e tramitação, com colaboração entre secretarias e órgãos. Um dos ganhos sociais e ambientais esperados é a promoção da oferta de energia limpa, com possibilidade de dobrar a capacidade da geração de energia até 1,3 GW.

3.8 Planos e Políticas Energéticas no Estado de Goiás

O contexto energético de Goiás é marcado por um conjunto robusto de políticas públicas estaduais que dialogam diretamente com os objetivos do PEEG 2030, incluindo programas voltados à expansão do acesso à energia no meio rural, à promoção da bioenergia, à eficiência energética, à gestão de resíduos sólidos e à agenda de descarbonização. O PEEG atua como instrumento integrador dessas iniciativas, promovendo coerência estratégica e alinhamento entre diferentes setores da administração pública, além de indicar possíveis melhorias ou novas políticas públicas, com base no *benchmarking* com outros estados.

O Plano Estadual de Energia de Goiás 2030 (PEEG 2030) insere-se no arcabouço do planejamento energético nacional, tendo como referência estruturante o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050), que orienta a expansão e a transformação do setor energético brasileiro no longo prazo. Nesse sentido, o planejamento estadual deve ser compreendido como instrumento complementar e territorializado, capaz de traduzir, no contexto goiano, as diretrizes nacionais relacionadas à segurança energética, à sustentabilidade ambiental, à diversificação da matriz, à expansão da infraestrutura e à integração entre energia, clima e desenvolvimento econômico.

De maneira geral, o estado de Goiás tem atingidos expressivos avanços na sanção de Leis estaduais para energia e clima, além da implementação de políticas e programas que visam integrar o desenvolvimento sustentável com a agropecuária e a energia. Nesse contexto, serão elencados, de maneira breve, as principais iniciativas legais e de Governo assumidas por Goiás que contribuam para a expansão do setor energético goiano de maneira justa, acessível e sustentável. A correlação também pode apoiar no processo de recomendações futuras para diretrizes assumidas no estado, que assim como no Plano de Minas Gerais, seja integrada e articulada com outras secretarias de Governo e alinhadas às metas já postuladas para o estado.

Tabela 4: Políticas e Programas selecionadas para Goiás

NOME	ANO	EIXO	FOCO
Programa Goiás Mais Energia Rural	2025	Energia	Incentivar, no meio rural, a produção e o uso de biocombustíveis e energias renováveis, incluindo etanol, biodiesel, biogás, biometano e bioquerosene.
Plano Estadual de Recursos Minerais (PERM-GO)	2023	Minerais	Atualizar o planejamento mineral do estado, substituindo o plano de 1991, com diagnóstico estruturado do setor, diretrizes para exploração sustentável, agregação de valor e desenvolvimento regional.
Mapa Goiás Ambiental	2022	Meio Ambiente	Plataforma de geoprocessamento ambiental para apoio ao licenciamento, monitoramento territorial, planejamento ambiental e integração de bases de dados geoespaciais.
Estratégia Goiás Carbono Neutro	2023	Meio Ambiente	Orientar ações de mitigação das emissões de GEE, adaptação climática e promoção de uma economia de baixo carbono no estado.
Política Estadual de Biogás e Biometano	2020	Gás e Bioenergia	Instituir diretrizes e instrumentos para o desenvolvimento da cadeia produtiva do biogás e do biometano, com foco no aproveitamento de resíduos e redução de impactos ambientais.
Programa Bovinocultura Sustentável	2021	Gás e Bioenergia	Promover práticas sustentáveis na pecuária, com redução de emissões, melhoria da produtividade e estímulo ao aproveitamento energético de resíduos agropecuários, incluindo biogás.
Programa "Goiás Resiliente"	2024	Meio Ambiente e Clima	Fortalecer a resiliência climática por meio de ações de adaptação, gestão de riscos climáticos e integração entre políticas ambientais, energéticas e territoriais.
Programa "Lixão Humanizado"	2023	Meio Ambiente e Bioenergia	Apoiar o encerramento de lixões, a inclusão social de catadores e a implantação de soluções ambientalmente adequadas para resíduos sólidos, com potencial de aproveitamento energético.

Programa de Eficiência Energética	2024	Energia Elétrica	Reduzir gastos com energia elétrica por meio do uso eficiente do insumo, modernização de equipamentos e manutenção do padrão de qualidade dos serviços.
Mapeamento Estadual da demanda de energia	2023	Energia	Realizar levantamento das demandas de energia elétrica ainda não atendidas ou com restrições, subsidiando o planejamento da expansão da infraestrutura energética.
Lei Nº 22.666, de 06 de maio de 2024	2024	Combustíveis	Incentivar o uso de biocombustíveis, preferencialmente os de produção local, e a eletromobidade em Goiás, como apoio ao incremento da cadeia produtiva de biocombustíveis.
Lei Nº 22.579, de 22 de março de 2024	2024	Transição Energética	Institui a Política Estadual de Incentivo à Transição Energética, promovendo fontes renováveis, eficiência energética, inovação e redução de emissões.
Decreto Nº 10.417, de 1º de março de 2024	2024	Energia Elétrica	Institui o Programa de Eficiência Energética da administração direta e indireta do Estado de Goiás e estabelece diretrizes para sua implementação.
Decreto nº8.177, de 02/06/2014	2014	Energia Solar	Estimular a geração de energia solar, incluindo sistemas fotovoltaicos, incentivos institucionais e diretrizes para adoção no setor público.

Fonte: Elaboração própria

Válido mencionar que algumas das iniciativas supramencionadas foram extraídas do Atlas de Transição do MME, que elenca 02 projetos em andamento no estado – o Plano Energético Estadual e o Sistema de monitoramento da qualidade da energia em Goiás – além do Decreto Nº 10.417, de 1º de março de 2024, que Institui o Programa de Eficiência Energética, que implementa ações voltadas à redução de custos com energia elétrica, sob um volume de investimentos de R\$ 3 milhões.

No Eixo Normativo, algumas políticas elencadas também incluem, além das já apresentadas na tabela acima, a Política Estadual de Fertilizantes, Política Estadual de Incentivo ao Aproveitamento da Energia Solar, Política Estadual de Incentivo ao uso da Biomassa, Política Estadual de Mobilidade Sustentável (PEMS), Política Estadual do Hidrogênio Verde, Programa Goiás Solar; dentre outros. As normas contribuem para posicionar Goiás como o 4º maior estado

em número de Leis e Decretos voltados ao setor de energia e, mais profundamente, a agenda de transição energética, com maior ênfase na energia solar, conforme tabela abaixo:

Figura 3: Indicadores do eixo normativo de Goiás (2025)



Fonte: Atlas Brasileiro da Transição Energética, MME (2025).

As iniciativas voltadas ao setor energético goianos estão previstas no âmbito do Plano Plurianual 2024-2027 (PPA). Este, estabelece as prioridades, metas e objetivos de Governo para um ciclo de quatro anos, sendo elaborado de maneira participativa, junto à sociedade civil. O Plano estabelece 8 eixos estratégicos voltados ao desenvolvimento estadual, que orienta a alocação orçamentária e articula políticas públicas setoriais, que incluem:

- | | |
|---|---|
| I. Goiás Social; | VI. Goiás da Inovação, Ciência e Tecnologia; |
| II. Goiás da Segurança Pública e Justiça; | VII. Goiás do Desenvolvimento Econômico e Sustentável; |
| III. Goiás da Gestão Responsável e Transformadora; | VIII. Goiás da Infraestrutura Social e Econômica. |
| IV. Goiás da Saúde Integral; | |
| V. Goiás da Educação Plena; | |

No ciclo 2024-2027, o PPA incorpora de maneira transversal temas como a sustentabilidade, inovação e transição energética, trazendo a necessidade de priorizar ações voltadas à infraestrutura

energética, segurança do suprimento, eficiência energética e expansão das fontes renováveis, reconhecendo o papel da energia como indutor do crescimento econômico estadual. Além disso, o PPA cria condições institucionais para a articulação entre energia, mineração e desenvolvimento sustentável, ao integrar políticas ambientais, industriais e de inovação.

Por sua vez, o "Programa Goiás Mais Rural" busca modernizar a agricultura familiar, promovendo práticas sustentáveis que melhoram a produtividade sem comprometer os recursos naturais. Esse programa fortalece a agropecuária goiana, incentivando o uso de tecnologias que aumentam a eficiência do uso da terra e dos recursos hídricos, contribuindo assim para uma agricultura mais sustentável em harmonia com o meio ambiente.

Na mesma esteira do fortalecimento da produção local, a Lei nº 22.666, de 6 e maio de 2024, intitulada "Política dos Combustíveis de Goiás", prevê o incentivo do consumo de biocombustíveis, preferencialmente os de produção local, além de incentivar o uso de veículos elétricos, que contribuam para a descarbonização da matriz energética de transportes em Goiás. Nesse preâmbulo, a Política visa fortalecer a Indústria goiana de biocombustíveis e promover a competitividade de Goiás a partir do fomento à produção local, especialmente o etanol e biodiesel. Na infraestrutura, a Política promove a instalação de pontos de recarga para veículos elétricos em locais estratégicos no território goiano de modo a contribuir para o desenvolvimento regional e promover a qualificação técnica dos trabalhadores do setor de mobilidade sustentável.

"Art. 5º O Estado de Goiás estimulará as frotas de ônibus do transporte público de passageiros ao aumento do uso de biocombustíveis e de veículos elétricos ou híbridos, desde que os híbridos utilizem biocombustíveis". - Lei nº 22.666

Outro programa relevante é o "Goiás Carbono Neutro", que visa reduzir as emissões de gases de efeito estufa através da adoção de práticas de conservação do solo e reflorestamento. Com isso, o estado busca não apenas mitigar os impactos das mudanças climáticas, mas também melhorar a qualidade do ar e preservar a biodiversidade local. Esse programa está fortemente alinhado com o setor de energia, na medida em que promove a transição para fontes renováveis e eficiência energética, fundamentais para alcançar a neutralidade de carbono. A integração de energia limpa na agropecuária, como o uso de biocombustíveis, é um exemplo de como esses setores podem trabalhar em conjunto.

O "Plano Estadual de Recursos Minerais" e o "Programa de Bovinocultura Sustentável" também desempenham papéis cruciais nessa dinâmica. O primeiro assegura a exploração responsável dos recursos naturais, garantindo que as atividades mineradoras respeitem as normas ambientais e, ao mesmo tempo, contribuam para a economia goiana. Já o segundo programa busca aumentar a

produtividade da pecuária de corte, promovendo práticas que minimizem o impacto ambiental e otimizem o uso de insumos. O "Programa de Eficiência Energética" complementa esses esforços ao incentivar a adoção de tecnologias que reduzem o consumo de energia nas propriedades rurais, ligando diretamente as iniciativas de sustentabilidade ao aumento da eficiência produtiva da agropecuária.

Esses programas, em conjunto, destacam a importância da sinergia entre a energia, a agropecuária e o meio ambiente em Goiás, apontando para um futuro mais sustentável e diversificado economicamente. No entanto, ainda persiste uma necessidade do estado voltada à compreensão integrada das vantagens locais para expansão da oferta e consumo de energia, de maneira segura, acessível e sustentável, para toda a população goiana. Embora detenha uma matriz energética e elétrica predominantemente renovável, o estado de Goiás ainda precisa superar desafios prementes de abastecimento de energia, redução do uso de combustíveis fósseis em térmicas, além de buscar a expansão e previsibilidade das redes elétricas; e melhores práticas regulatórias, que garantam um ambiente de negócios mais competitivo e sustentável no longo prazo.

3.9 Lições para o estado de Goiás

A partir do *benchmarking* de planos e políticas estaduais levantados acima, pode-se depreender que a estrutura proposta para o Plano Estadual de Energia 2030 de Goiás está em consonância com alguns dos objetivos outrora mencionados e com uma visão holística do mercado de energia do estado, cuja segmentação por eixo – elétrico, biocombustíveis, biogás e biometano, minerais – demonstra a necessidade de se realizar um diagnóstico em profundidade que capture as potencialidades do estado, contribua para direcionar investimentos, tecer recomendações para enfrentamento de desafios atuais, além de realizar uma abordagem regionalizada a partir da desagregação por mesorregiões. Diferentemente dos planos de transição energética, como do Mato Grosso do Sul, Minas Gerais e Pernambuco, que realizam uma abertura por eixos econômicos, que incluam o setor de energia, o foco principal do PEEG 2030 deve seguir o padrão implementado pelo estado de São Paulo ao definir itens temáticos e divisão em subgrupos, os quais podem ser os segmentos de energéticos de Goiás.

Contudo, ainda é passível de futuras discussões a definição do melhor escopo de “eixos estruturantes” do PEEG 2030, haja vista a pluralidade do estado e sua composição econômica. Desse modo, a partir do levantamento preliminar de políticas e planos goianos que tangenciam o

setor de energia, foi notável uma confluência de diretrizes não somente para o segmento energético como ambientais e para o setor agropecuário. Tendo isso em vista, futuros engajamentos poderão discutir sobre a definição dos “eixos estruturantes” que incluam o setor agropecuário, os transportes e o meio ambiente. Além disso, baseado nas “recomendações regionais” postuladas no Plano de Minas Gerais, uma outra sugestão inclui o estabelecimento de oficinas nas regiões de planejamento do Estado de Goiás, para melhor compreensão da percepção de atores locais sobre as políticas públicas do estado e potenciais adequações do PEEG 2030 às necessidades das mesorregiões.

Além disso, é perceptível que ao menos quatro dos seis estados selecionados detêm um certo grau de alinhamento com Políticas Nacionais voltadas as mudanças climáticas, mas, que também aderiram à outras iniciativas internacionais como o “Race To Zero” da ONU, o que contribuiria para conectar Goiás não somente a iniciativas nacionais, mas a outros importantes atores no mercado global de energia e/ou atração de novas parcerias. Nesse preambulo, é sugerido como metodologia para balizar futuras ações sugeridas no estudo, o equilíbrio entre soluções que sejam sustentáveis (menor intensidade de carbono), acessíveis (com preços justos à população e competitivos para o investidor) e justo (posicionando as pessoas no centro do debate e com acesso não discriminatório à energia), no que se configura como o Trilema Energético.

A partir do *benchmarking* de políticas estaduais voltadas para o planejamento energético e/ou de descarbonização, destaca-se como boas práticas a integração entre política energética e agenda climática, que vincula a descarbonização da economia estadual às metas de desenvolvimento econômico alinhada as vocações econômicas locais (indústria, renováveis, agro; etc.). Dentre as lacunas mais comuns identificadas entre os planos mapeados reside na ausência ou pouca expressão de metas quantitativas para o setor de energia, aliado a insuficiência de instrumentos financeiros estaduais próprios e monitoramento e avaliação pouco institucionalizados.

Tabela 5: Resumo das políticas e planos selecionados

INSTRUMENTO PRINCIPAL	BOAS PRÁTICAS REPLICÁVEIS	LACUNAS	INSTRUMENTOS MAIS EFICAZES
(SP) Plano Estadual de Energia – PPE 2050	- Planejamento com cenários energéticos; - Estruturação em 06 eixos energéticos; - Integração com Plano Decenal de Energia e; - Flexibilidade para revisão	- Complexidade elevada de governança; e - Risco de sobreposição entre planejamento estratégico e instrumentos executivos	- Planejamento faseado com metas de neutralidade; e - Integração entre planejamento energético e estratégia climática internacional (Race to Zero).

(MG) Plano de Energia e Mudanças Climáticas	- Política transversal integrando energia, agro, indústria, transportes e AFOLU; - Sistema de monitoramento via MG Planeja; - Revisões bienais previstas; e - Processo participativo regionalizado.	- Documento anterior a marcos regulatórios recentes (ex:RenovaBio; Combustível do Futuro); e - Elevado número de ações pode diluir foco estratégico.	- Sistema digital de monitoramento (MG Planeja); - Observatório Estadual de Energia e Mudanças Climáticas; e - Comitê Político formalizado para governança contínua.
(BA) Política e Programa de Transição Energética do Estado	- Política instituída por Lei estadual; - Estruturação em 6 subprogramas temáticos. - Atualização a cada 5 anos; - Inclusão de mineração sustentável e mercado de carbono.	- Não há detalhamento de metas quantitativas; e - Vigência por prazo indeterminado pode reduzir pressão por revisões estruturais.	- Subprograma específico para mercado de carbono; e - Instrumentos tributários e econômicos previstos em lei.
(PE) Plano de Descarbonização do Pernambuco	- Construção metodológica com projeções + análise multicritério + análise de barreiras; - Definição de Metas quantitativas (~15% em 2025; ~32% em 2035; neutralidade 2050); e - Estrutura de MRV (monitoramento, reporte e verificação).	- Necessidade de coordenação Inter secretarial para implementação efetiva; e - Necessidade de maior detalhamento sobre instrumentos financeiros para viabilizar as metas.	- Comitê Estadual Pernambucano Carbono Neutro (CEPEN); e - Estrutura de monitoramento com indicadores.
MS Carbono Neutro 2050	- Integração com agro; - Uso de linha de financiamento (como o FCO); e - Integração entre clima, uso do solo e energia.	Necessidade de detalhamento técnico sobre inventários, cujo último remonta o ano de 2018.	- Uso direcionado de crédito (FCO); e - Integração com Race to Zero.
(RS) Plano Estadual de Transição Energética Justa	- Foco explícito em Transição Justa e regiões carboníferas; e - Workshops participativos e avaliação de impacto regional.	Plano ainda não finalizado (risco de indefinição de metas e instrumentos).	Integração com Plano Rio Grande (estratégia maior de adaptação climática).
(SC) Plano Estadual de Transição Energética Justa	- Desenvolvimento de Guia Metodológico replicável nacionalmente; - Comitê multidisciplinar com função deliberativa; e - Expansão da infraestrutura elétrica.	- Plano de transição ainda em elaboração; e - Necessidade de vincular metas de descomissionamento a instrumentos econômicos claros.	- Investimento direto via Celesc em infraestrutura; - Incentivos fiscais.

Elaboração própria

Em linhas gerais, o levantamento realizado evidencia que os estados mais avançados em planejamento energético adotaram elementos estruturantes como metas quantitativas e integração transversal com política climática e industrial. Planos como o PPE 2050 (SP) demonstram a importância da modelagem de cenários para orientar investimentos, enquanto Bahia e Pernambuco reforçam a conexão entre transição energética e competitividade econômica. Já as iniciativas postuladas pelos estados de Minas Gerais e Mato Grosso do Sul mostram que a vinculação formal entre energia e clima fortalece a agenda estratégica, mas exige atualização periódica diante de mudanças regulatórias.

Por outro lado, observa-se uma lacuna recorrente na maioria dos estados: a ausência de instrumentos financeiros próprios e mecanismos de monitoramento. Muitos planos apresentam diretrizes estratégicas consistentes, porém carecem de instrumentos operacionais claros que convertam metas em investimentos efetivos. Essa constatação é central para Goiás: caso o estado deseje transformar suas potencialidades estruturais — base agroindustrial, posição no SIN e potencial em bioenergia— em vantagem competitiva concreta.

O conjunto de instrumentos normativos evidencia que Goiás já dispõe de um amadurecimento de políticas públicas relacionadas à energia, bioenergia e sustentabilidade. Embora distribuídas em diferentes eixos e programas, as iniciativas formam uma base consistente para a consolidação de um planejamento energético estadual mais integrado, alinhado à transição energética, à valorização dos recursos naturais e ao desenvolvimento regional sustentável. No entanto, é imperativo que o estado avance na institucionalização do planejamento energético, definição de prioridades tecnológicas e maior integração entre energia, clima e setor agropecuário.

Por fim, no contexto do planejamento energético estadual, é fundamental destacar que o papel do Estado de Goiás não se confunde com o de regulador setorial, atribuição que permanece no âmbito federal, mas sim com o de facilitador institucional. Cabe ao Estado criar condições favoráveis à atração de investimentos, à coordenação entre diferentes políticas públicas, à articulação com agentes federais e à redução de entraves institucionais, promovendo um ambiente previsível, transparente e alinhado às diretrizes nacionais de energia e clima.

4. Setores Estratégicos e Eixos Estruturantes para o PEEG 2030

Conforme exposto em etapa anterior, o PEEG 2030 foi dividido em 04 grandes setores energéticos, de acordo com a vocação do estado:

- | | |
|--|--------------------------|
| 1. Setor Elétrico e geração renovável; | 3. Biogás e biometano; e |
| 2. Biocombustíveis; | 4. Minerais. |

No entanto, assim como mencionado anteriormente, o PEEG 2030 ainda carece de uma definição clara quanto aos seus Eixos Estruturantes, os quais por sugestão do Diagnóstico Preliminar do Contexto Eletroenergético do estado podem incluir:

- a) Agropecuária;
- b) Transportes; e
- c) Meio Ambiente.

Adicionalmente, é importante frisar a importância de analisar as vocações regionais de Goiás, que poderão ser esmiuçados no decorrer do desenvolvimento do próximo produto – **Produto 3: Diagnóstico do contexto eletroenergético de Goiás** – que inclusive contará com uma fase de entrevistas junto à stakeholders-chave para o setor de energia do estado sendo uma atividade que contribuirá para sanar eventuais dúvidas e promover novos direcionamentos.

Considerando a diversidade econômica, territorial e produtiva do Estado de Goiás, torna-se evidente que a compreensão aprofundada do seu contexto eletroenergético requer uma abordagem regionalizada. A elaboração de mapas transversais, por mesorregião, contemplando a vocação elétrica, o potencial de bioenergia, a disponibilidade de biogás e biometano, bem como a ocorrência de minerais críticos e estratégicos, configura-se como instrumento fundamental para qualificar o planejamento energético estadual. Essa abordagem permitirá identificar sinergias locais, gargalos de infraestrutura e oportunidades específicas de investimento, além de subsidiar a formulação de diretrizes mais aderentes às realidades regionais, a serem aprofundadas nas próximas etapas do PEEG 2030.

No caso do SAF e biometano, ambos apresentam maior potencial de inserção quando associados a demandas regionais específicas e a rotas logísticas consolidadas. A efetividade dessas soluções no contexto goiano depende, portanto, de uma abordagem territorializada, que conecte produção, consumo e infraestrutura, evitando estratégias dissociadas da realidade econômica e operacional do estado, preferencialmente seguindo-se o fluxo.

Demanda âncora → Rota logística → Escala mínima → Viabilidade

A **inovação tecnológica** e o desenvolvimento de soluções energéticas avançadas constituem eixo estruturante para a transição energética em Goiás. A articulação entre centros de pesquisa, universidades, empresas e agências de fomento permite o desenvolvimento de projetos-piloto, *sandboxes* regulatórios e novas cadeias produtivas, posicionando o Estado como referência nacional em bioenergia, armazenamento, digitalização de redes e soluções energéticas integradas.

Na sequência, o **licenciamento ambiental** constitui elemento estruturante do planejamento energético estadual. Diferentes tipologias de empreendimentos energéticos apresentam impactos e complexidades distintas, demandando abordagens diferenciadas, planejamento territorial e coordenação institucional. Nesse contexto, a atuação da SEMAD, em cooperação com outros órgãos estaduais, deve transcender o papel de órgão licenciador, contribuindo para a previsibilidade, segurança jurídica e sustentabilidade da política energética.

A transição energética em Goiás pode ser acelerada por meio do uso estratégico de instrumentos de mercado associados à descarbonização, como créditos de carbono regulados e voluntários, certificados ambientais e atributos verdes vinculados à produção de energia e biocombustíveis. O mapeamento e a estruturação desses instrumentos ampliam a atratividade dos investimentos e fortalecem a competitividade das cadeias energéticas estaduais.

- **RenovaBio (Política Nacional de Biocombustíveis - Lei 13.576/2017):** descarbonização no setor de transportes.
- **CBIOs (Créditos de Descarbonização):** Ativos financeiros emitidos por produtores e importadores de biocombustíveis certificados pela ANP. Cada CBIO equivale a 1 tonelada de CO₂ equivalente evitada na atmosfera. Produtores de etanol, biodiesel e, crescentemente, biometano, geram receita extra ao vender esses créditos no mercado financeiro.
- **Certificação da Intensidade de Carbono:** As usinas de biocombustíveis passam por certificação para medir a eficiência energética e ambiental. Usinas com menor pegada de carbono (menor intensidade) emitem mais CBIOs, incentivando tecnologia (como etanol de segunda geração, biometano, eficiência no campo).
- **Mandatos de Mistura (Blending Mandates):** A legislação brasileira impõe a mistura obrigatória de combustíveis renováveis aos fósseis (ex: atualmente 30% de etanol na gasolina, 15% de biodiesel no diesel, e metas para o biometano no gás natural).
- **Programa Combustível do Futuro (Lei 14.948/2024):** Institui novas metas e incentivos, como o ProBioQAV (Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação), que

estabelece metas de descarbonização para o setor aéreo (SAF) a partir de 2027, utilizando o mercado de CBIOs ou outros mecanismos de conformidade.

- **Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE):** Criado para regulamentar as emissões de gases de efeito estufa no país, o mercado de carbono brasileiro (regulated market) deve integrar os CBIOs e outras iniciativas, criando um mercado de "cap-and-trade" mais abrangente; e
- Outros que poderão ser esmiuçados ao longo das próximas etapas.

5. Levantamento preliminar do contexto eletroenergético do estado

A **atividade do Mapeamento do Contexto Eletroenergético** compreende o levantamento de dados do mercado de energia de Goiás para construção de um diagnóstico preliminar que considere a capacidade produtiva atual do estado e suas potencialidades em termos de geração de energia. Desse modo, a partir de dados públicos e/ou secundários de instituições nacionais como a ANP, ANEEL, ANTAQ, ANTT, ABEGAS, CCEE, EPE, IBGE, ONS;

As próximas seções demonstrarão o atual panorama do mercado de energia goiano, com uma abertura por segmento energético e levantamento de informações como a oferta e demanda; projetos em curso no estado; aspectos legais e infra legais, além de prover os principais encaminhamentos para balizar futuras discussões.

Figura 4: Esquemas dos energéticos analisados no estudo



Elaboração própria, FGV (2025).

6. Levantamento preliminar do Setor Elétrico

O Estado de Goiás ocupa posição singular no Sistema Interligado Nacional (SIN), funcionando como nó central para a integração energética entre as regiões Norte/Nordeste caracterizadas por alta disponibilidade hidráulica e geração renovável variável e o polo consumidor do Sudeste, que concentra a maior densidade de carga do país. Essa localização estratégica confere ao estado dupla responsabilidade: abrigar geração significativa para abastecimento local e regional, simultaneamente funcionando como corredor de transmissão para intercâmbio inter-regional de grande escala. O resultado é um sistema eletroenergético complexo, cujas dinâmicas impactam não apenas o estado, mas toda a estabilidade operacional do SIN.

A matriz geradora de Goiás é dominada por energia hidrelétrica, que responde por 82,53% de toda geração no ano de 2025 (ONS – Dados Abertos, Geração por Usina em Base Horária). Essa concentração marca tanto a força quanto a especificidade do estado: oferece flexibilidade operativa fundamental para balancear a geração renovável variável do Nordeste, porém caracteriza-se por baixa capilaridade de aproveitamento hídrico para demanda local, com grande parte do potencial direcionado para suprir outros mercados via transmissão interestadual. Paralelamente, nos últimos anos o estado experimenta fenômeno sem precedentes: crescimento acelerado de micro e minigeração solar distribuída (MMGD), que expande em média 43,3% ao ano desde 2020 (ANEEL – Dados Abertos, Empreendimentos de Geração Distribuída) enquanto a demanda cresce em média 4,2% ao ano (EPE – Consumo Mensal de Energia Elétrica). Essa assimetria redefine os fluxos de potência, transforma os papéis operacionais das hidrelétricas e impõe desafios estruturais às redes de transmissão e distribuição.

A presente seção estrutura-se em torno de seis pontos estratégicos que o diagnóstico preliminar do setor elétrico goiano identificou como fundadores da análise: (i) forte participação renovável na matriz de geração, com destaque para energia hidrelétrica que atua na flexibilidade do SIN; (ii) posicionamento geográfico estratégico para o funcionamento integrado do sistema interligado; (iii) potencial para expansão de soluções híbridas, armazenamento e flexibilidade do sistema; (iv) crescimento de demanda associado ao agronegócio, agroindústria e polos industriais em expansão; (v) rápida expansão de MMGD solar fotovoltaica com aumento do fluxo reverso nas redes; e (vi) retomada de investimentos na rede de distribuição com foco em modernização e reforços estruturais.

O objetivo deste diagnóstico é fornecer subsídios técnicos e estratégicos para formuladores de políticas, planejadores do setor e empreendedores, mapeando tanto os desafios operacionais e

infraestruturas quanto as oportunidades econômicas que emergem dessa dinâmica. A próxima década será decisiva: as escolhas feitas hoje em matéria de investimento, regulação e coordenação operacional determinarão se Goiás consolida-se como referência nacional em gestão integrada de energia renovável, ou se verá limitada sua contribuição à segurança energética e ao desenvolvimento do SIN.

6.1 Avaliações e Perspectivas

O diagnóstico identificou seis pontos estruturantes que fundamentam a análise setorial e oferecem perspectivas tanto de desafios quanto de oportunidades no horizonte até 2030:

A. Forte participação renovável na matriz de geração

Goiás apresenta 82% de sua capacidade instalada oriunda de hidroeletricidade, contra média brasileira de 56%. Essa concentração oferece flexibilidade operativa superior para o SIN, permitindo resposta rápida a variações de carga e geração intermitente ao sistema. Porém, também implica vulnerabilidade a períodos de estiagem, cujas consequências extrapolam o estado, afetando a segurança energética de todo o país. Fontes como biomassa (11%) e solar (6 %) complementam a matriz do estado, criando base renovável superior a 99%, posição muito acima da média das demais unidades federativas.

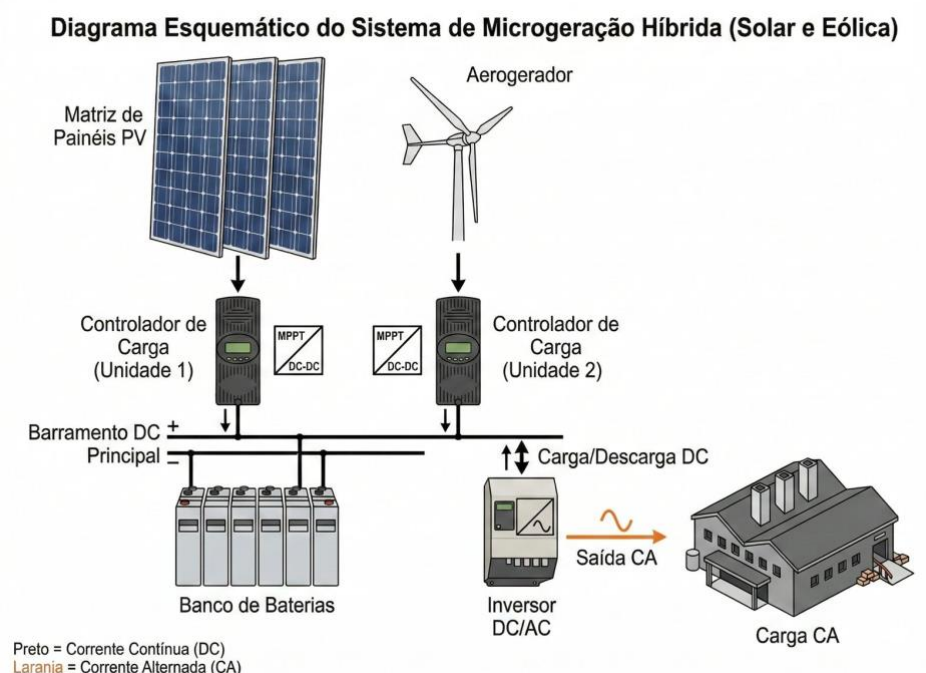
B. Posicionamento geográfico estratégico

Situando-se no eixo de escoamento entre regiões geradoras e polos consumidores, Goiás funciona como peça central da integração SIN. Essa posição oferece oportunidade para atrair investimentos em transmissão, armazenamento e tecnologias associadas à transição energética, porém exige coordenação complexa com múltiplos stakeholders.

C. Potencial para soluções híbridas, armazenamento e flexibilidade

A diferenciação da dinâmica diurna e noturna criada pela expansão de MMGD solar abre oportunidade para desenvolvimento de plantas híbridas (solar e armazenamento, por exemplo), sistemas de bateria de grande escala, e programas avançados de resposta à demanda. Esse potencial ainda está pouco explorado, representando fronteira tecnológica e econômica promissora.

Figura 5: Diagrama Esquemático do Sistema de Microgeração Híbrida



D. Crescimento da demanda associado ao agronegócio, agroindústria e polos industriais

Entre 2015 e 2023, o consumo total cresceu 31,85%, equivalente a cerca de 3,5% ao ano, taxa acima da média nacional, entre 2015 e 2023, o consumo de eletricidade expandiu 2,5% ao ano (EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 20 anos). Esse crescimento reflete dinâmica econômica de expansão de cadeias agroindustriais, atração de investimentos em manufatura, além de urbanização acelerada em importantes centros do estado como Goiânia e Anápolis. Porém, cria demanda estrutural por infraestrutura elétrica que ainda não está plenamente dimensionada.

E. Rápida expansão de MMGD solar fotovoltaica com aumento do fluxo reverso

Apenas no primeiro bimestre de 2025, Goiás adicionou 223 MW em geração distribuída, ficando atrás apenas de São Paulo (274 MW). Essa expansão, embora economicamente viável para consumidores finais, com redução de custos com energia, criou dinâmica operacional em que todas as subestações do estado possuem potencial de fluxo reverso, segundo relatório do POTEE/2025. Em cenários de alta irradiação solar, em períodos diurnos, ocorre a injeção massiva nas redes de distribuição, enquanto no período noturno exige suprimento integral. Essa ciclagem diária sem precedentes desafia redes dimensionadas para fluxo unidirecional.

F. Retomada de investimentos na rede de distribuição

A Equatorial Goiás, concessionária desde dezembro de 2022, aumentou o patamar de investimentos históricos no estado: em 2019, foram investidos R\$ 789 milhões, enquanto em 2025 foram R\$ 2,124 bilhões em investimento (aumento de 169%), conforme Plano de Desenvolvimento da Distribuidora PDD triênio 2025 - 2027. A partir de 2023, prioridade foi deslocada de manutenção para expansão e reforço, sinalizando reconhecimento de que a infraestrutura legada é insuficiente para dinâmica atual. Indicadores de continuidade (DEC, FEC) ainda estão parcialmente acima das metas regulatórias de acordo com os dados dos Indicadores da Distribuição – ANEEL, porém mostram tendência de melhoria, sugerindo que investimentos começam a produzir efeito.

UF	Ano	Tipo de outorga	QtdUndCnm	DEC Apurado	DEC Limite	FEC Apurado	FEC Limite
GO	2015	Concessão	2.764.833,75	42,88	15,80	25,13	14,50
GO	2016	Concessão	2.804.966,50	29,34	14,93	18,90	13,07
GO	2017	Concessão	2.886.566,50	31,99	14,01	19,08	11,57
GO	2018	Concessão	2.997.924,00	26,43	13,69	14,97	11,10
GO	2019	Concessão	3.021.669,83	22,90	13,44	11,30	10,60
GO	2020	Concessão	3.082.706,75	16,38	12,96	9,51	9,95
GO	2021	Concessão	3.155.739,17	18,65	12,58	8,92	9,30
GO	2022	Concessão	3.237.735,00	22,36	12,11	10,29	8,57
GO	2023	Concessão	3.313.282,08	21,41	11,46	11,15	7,82
GO	2024	Concessão	3.468.649,00	15,79	11,43	7,59	7,74

O Plano de Desenvolvimento da Equatorial Goiás (EQTL-GO) triênio 2025 2027 contempla um conjunto de investimentos voltados ao reforço, ampliação e modernização do sistema elétrico de distribuição no Estado de Goiás, abrangendo obras em subestações, linhas de distribuição e pontos de suprimento. Adicionalmente, o projeto observa as **metas e compromissos regulatórios acordados no âmbito do Acordo Geral de Resultados (AGR)** da distribuidora, assegurando aderência aos critérios de qualidade, confiabilidade e atendimento ao mercado estabelecidos pela ANEEL, conforme diretrizes e cronogramas definidos no plano corporativo da EQTL-GO.

O Plano de Resultados acordado define trajetórias anuais de conformidade dos indicadores de continuidade de fornecimento (medidos pelos indicadores coletivos DEC – Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora – e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção), com metas crescentes até 2028:

Ano	Meta DEC (conformidade)	Meta FEC (conformidade)
2024	18%	35%
2025	29%	41%
2026	43%	53%
2027	61%	65%
2028	80%	80%

A meta global estabelecida ao final do plano é que **80% dos conjuntos elétricos atendidos pela distribuidora estejam dentro dos limites regulatórios da ANEEL para DEC e FEC até 2028.**

6.2 Forte participação Renovável na matriz de geração elétrica

Matriz de geração e diversificação

A Geração em Goiás atingiu 33.165 GWh em 2024, distribuída de forma altamente concentrada: hidroeletricidade, 27.144 MW (82%); solar, 3.664 GWh (6%); biomassa, 1.981 GWh (11%); outras fontes 376 GWh (1%).

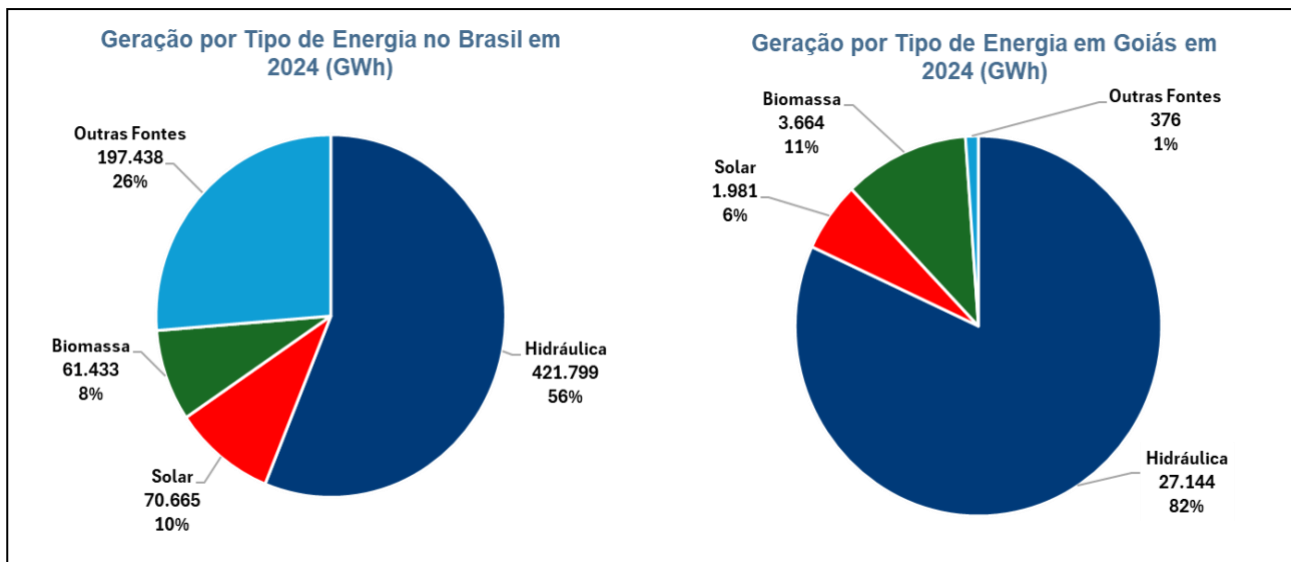
A partir de 2010, expansão de solar fotovoltaica começou a alterar esse perfil, porém ainda mantém hidroeletricidade como elemento dominante em capacidade, embora com papel operacional crescentemente complexo.

Em contraste, a matriz elétrica brasileira apresenta maior diversidade, com aproximadamente 56% de hidroeletricidade, 8% de biomassa, 10% de solar, 13% de eólica, e 13% de outras fontes.

A elevada participação da hidroeletricidade em Goiás deve ser entendida não como uma desvantagem intrínseca, mas como uma característica sistêmica que gera tanto vantagens quanto exposições a risco. Do lado das oportunidades, a flexibilidade operativa das usinas hidrelétricas constitui um ativo estratégico fundamental para absorver a crescente participação de fontes variáveis (solar e eólica) no Sistema Interligado Nacional. Por outro lado, essa concentração também implica vulnerabilidades: maior exposição a períodos de seca, dependência significativa de uma única fonte primária e restrições operacionais que se intensificam com a expansão da geração

distribuída (MMGD). Esses fatores configuram riscos sistêmicos que demandam estratégias de mitigação, incluindo investimentos em complementaridade energética, armazenamento, e modernização da operação.

Figura 6: Comparação de Geração de Energia (GWh) Brasil x Goiás

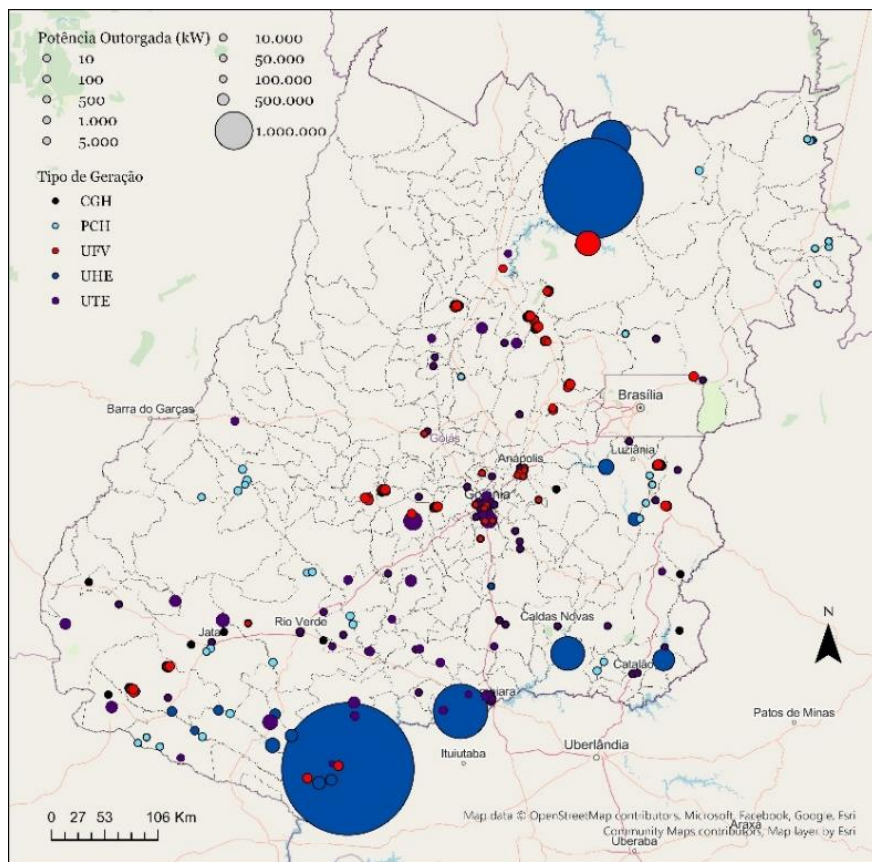


Fonte: Elaboração própria com dados do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025, EPE

Principais Usinas Hidrelétricas, bacias e papel operativo

O parque hidrelétrico goiano distribui-se em duas bacias hidrográficas principais: Paranaíba e Tocantins. A bacia do Paranaíba alberga as usinas de maior escala do estado: São Simão (1,7 GW) e Cachoeira Dourada (0,65 GW). A bacia do Tocantins concentra Serra da Mesa (1,3 GW), além de usinas menores como Cana Brava e São Salvador. Historicamente, esses aproveitamentos foram desenvolvidos como base de suprimento para os mercados goiano, sul-mato-grossense e sudestino, operando com despacho controlável e previsível.

Figura 7: Usinas Geradoras por tipo de geração e por Potência Outorgada



Fonte: Elaboração própria com dados do SIGA-ANEEL

Essa realidade transformou-se significativamente, especialmente a partir de 2015, quando a dinâmica operacional do SIN começou a sofrer impacto de penetração crescente de geração eólica concentrada no Nordeste. Os reservatórios goianos agora operam em conjunto com demais hidrelétricas das bacias Paranaíba e Tocantins para múltiplos objetivos que podem entrar em conflito: (i) atenuar efeitos de renováveis variáveis, oferecendo reservas operativas rápidas; (ii) reforçar segurança energética em períodos de seca regional e atendimento à ponta; (iii) viabilizar respostas operacionais rápidas a contingências do sistema (serviços ancilares).

Projeção de expansão futura da infraestrutura

A variabilidade operacional responde a padrões sazonais bem definidos. O SIN opera sob dois cenários críticos recorrentes: em períodos de inverno, quando há elevada geração eólica no Nordeste e necessidade de exportação dessa energia, as hidrelétricas da bacia do Paranaíba funcionam com despacho elevado para escoamento desta potência variável; em períodos de verão,

quando a hidráulica do Norte apresenta alta disponibilidade, o despacho da bacia do Paranaíba reduz-se de forma significativa, permitindo priorização da geração nortista. Essa variabilidade operacional é fundamental para o funcionamento integrado do SIN, porém impõe restrições operativas crescentes que cada vez mais limitam a capacidade de geração local quando há simultaneidade com penetração elevada de MMGD solar, conforme documentado pela EPE em estudos recentes.

Dois exemplos ilustram essas restrições de forma particularmente clara: UHE Cachoeira Dourada, localizada na bacia do Paranaíba, é ponto crítico de controle. O aumento acelerado da geração solar distribuída em Goiás eleva significativamente o risco de sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Cachoeira Dourada – Itumbiara, conforme documentado nos Procedimentos de Operação do ONS (Volume 14, Diretrizes para Operação Elétrica, dezembro 2025). Em cenários de alta produção solar simultânea a exportação do Nordeste, as análises operacionais indicam restrições crescentes ao despacho dessa hidrelétrica. A limitação operacional não é congestionamento elétrico tradicional, mas resultado de conflito de fluxos: energia solar sendo injetada nas redes de distribuição de baixa e média tensão simultaneamente com energia oriunda de Cachoeira Dourada tentando escoar via linha de transmissão. Esse fenômeno, confirmado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 1.098/2024 sobre inversão de fluxo em MMGD, resulta em limitação de flexibilidade hidrelétrica e potencial desperdício econômico.

De forma similar, UHEs Cana Brava e São Salvador, localizadas na bacia do Tocantins, enfrentam restrição complementar bem documentada. Procedimentos de Operação do ONS (Manual de Procedimentos da Operação, módulo 5) exigem despacho com número mínimo de unidades geradoras sincronizadas nessas usinas, particularmente em cenários de elevada geração fotovoltaica em Goiás. Os transformadores da SE Serra da Mesa (500/230 kV) – dimensionados para 2x400 MVA – enfrentam sobrecarga em situações de contingência, conforme análises formalizadas no Volume 14 do ONS (seção 2.5.4.1, dezembro 2025). A subestação Serra da Mesa é crítica na topologia do sistema: conecta o núcleo hidrelétrico ao sistema de transmissão de nível inferior, funcionando como ponto de constricção potencial. Quando MMGD solar cresce significativamente e simultaneamente há demanda alta de transmissão interregional, essa subestação opera próximo a limites, criando risco operacional que demanda gestão contínua do ONS.

Transformação de papéis e necessidade de flexibilidade complementar

As hidrelétricas das bacias Paranaíba e Tocantins estão deixando progressivamente de ser base de suprimento para transformar-se em elementos de flexibilidade e suporte. Seu despacho é frequentemente limitado ou ajustado para acomodar a entrada massiva de energias renováveis, o intercâmbio Norte/Nordeste-Sudeste, e a dinâmica operacional cada vez mais complexa do SIN. Esse é o fenômeno central da reconfiguração do sistema goiano. Não se trata de obsolescência das hidrelétricas – ao contrário, sua capacidade de resposta rápida é mais valiosa que nunca. Trata-se de mudança fundamental em como essas usinas são mobilizadas: não mais como fornecedores previsíveis de energia de base, mas como ativos estratégicos de regulação e flexibilidade, cujos padrões operacionais variam conforme demandas sistêmicas.

6.3 Posicionamento estratégico: o papel de Goiás no SIN

Goiás apresenta posicionamento geográfico estratégico para o SIN, situando-se no eixo de escoamento de energia entre as regiões geradoras do Norte/Nordeste – caracterizadas por alta disponibilidade hidráulica e geração renovável variável – e o polo consumidor do Sudeste, que concentra a maior densidade de carga do país. Esta condição confere ao estado duas responsabilidades simultâneas: (a) abrigar geração significativa para abastecimento local e regional; e (b) servir como corredor de transmissão para intercâmbio interregional de grande escala, permitindo que a energia gerada no Norte e Nordeste chegue ao Sudeste com eficiência e confiabilidade.

A estrutura de transmissão reflete essa dupla função. A rede em 500 kV, partindo do Noroeste e do Nordeste de Goiás, opera como um corredor inter-regional de escoamento, sustentando elevados fluxos de energia. Essa configuração é central para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), ao viabilizar a integração entre regiões com geração variável, como o Nordeste, com excedentes de fonte intermitente, e polos de consumo concentrado, como o Sudeste. Nesse arranjo, a dinâmica da transmissão em Goiás responde majoritariamente a decisões do Operador Nacional do Sistema (ONS), orientadas por critérios de suprimento em escala nacional, e não apenas por demandas estaduais. Como resultado, a inserção do parque gerador local e a evolução da demanda no estado ficam condicionadas a uma lógica de operação definida em nível sistêmico.

Um aspecto frequentemente subestimado na análise do setor elétrico goiano é a baixa capilaridade de aproveitamento hídrico para demanda local. Embora o estado abarque reservatórios de grande escala, como Serra da Mesa (1,3 GW), São Simão (1,7 GW) e Cachoeira Dourada (0,65 GW), esses ativos funcionam como grandes supridores do SIN, não como centrais de suprimento dedicadas ao mercado regional. A dinâmica locacional das maiores usinas concentra-se em bacias compartilhadas (Paranaíba, Tocantins) e operam sob critérios de despacho definidos pelo ONS para otimizar fluxos inter-regionais. Quando o Nordeste exporta energia eólica (cenários de inverno), as hidrelétricas goianas do Paranaíba são despachadas entre 55% e 80% de sua capacidade, reduzindo flexibilidade local. Quando o Norte exporta energia (cenários de verão de alta pluviosidade), esse despacho reduz-se para 22% a 52%, permitindo priorização da geração nortista. Esse padrão operacional, embora correto do ponto de vista da otimização nacional, significa que Goiás não pode contar com suas hidrelétricas como fonte confiável e controlável para sua própria demanda local. Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) apresentam maior potencial de atendimento direto à demanda local, porém sua capacidade total é modesta e fragmentada.

Estrutura atual, cronograma de investimentos e reforços na rede de transmissão

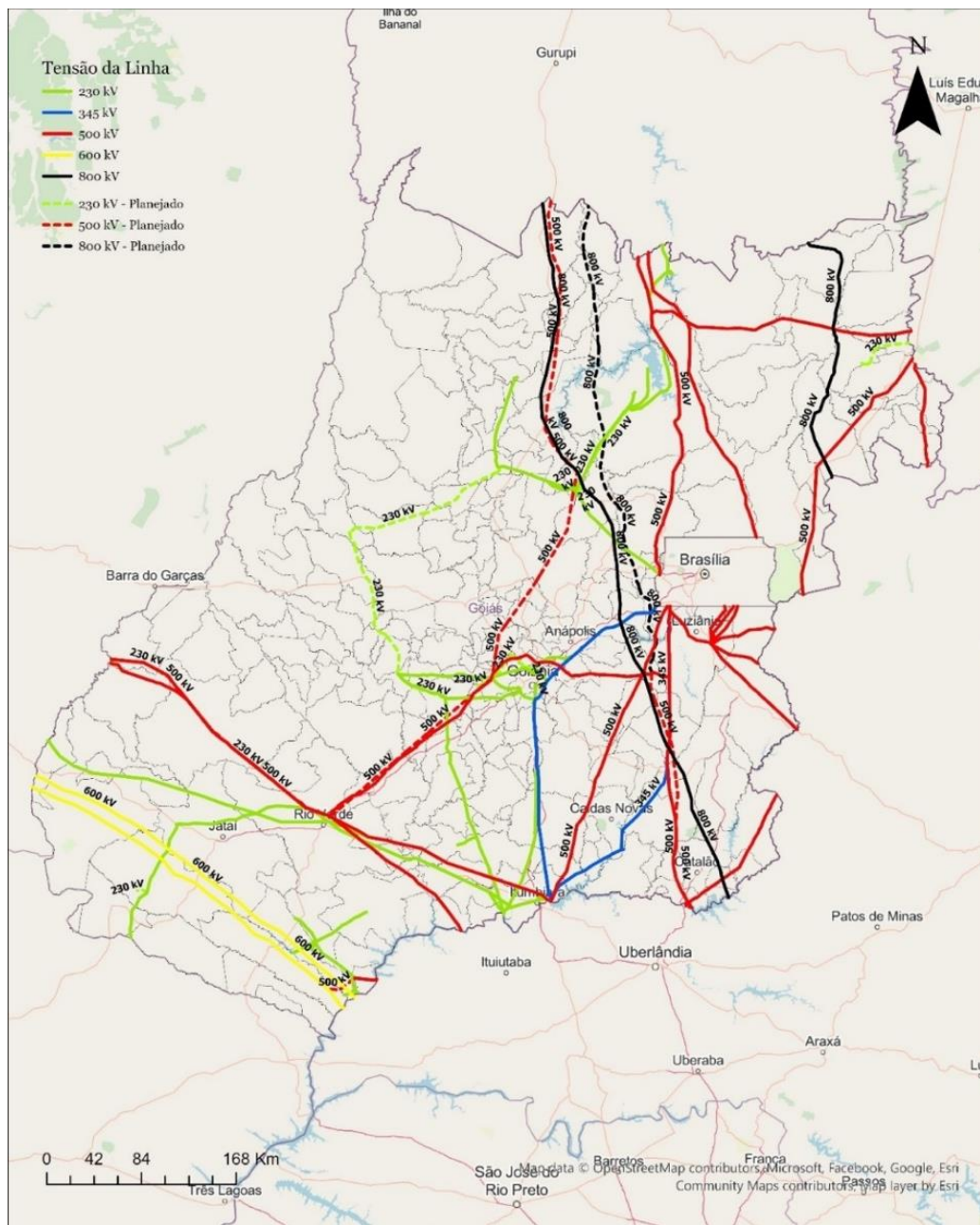
A consequência operacional do crescimento da demanda goiana dependerá cada vez mais de transmissão de longo alcance, seja mediante o elo CC Graça Aranha-Silvânia, seja através de reforços nas redes de 230 kV e 345 kV. Essa dinâmica reforça a importância estratégica de Goiás no SIN, porém também a torna vulnerável a congestionamentos de transmissão e a decisões operacionais que priorizam outros mercados.

A obra mais significativa em planejamento para a região é a linha de corrente contínua (CC) ± 800 kV, interligando Graça Aranha (Maranhão) a Silvânia (Goiás), contrato recentemente adjudicado à State Grid. Esse elo representa projeto estruturante do sistema de transmissão brasileiro para a próxima década, fundamental para: escoamento eficiente de energia entre regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste; transporte do excedente de geração renovável (eólica nordestina de grande escala e solar centralizados) aos grandes polos de consumo; reforço substancial da capacidade de integração inter-regional, aumentando em aproximadamente 8 GW a capacidade de intercâmbio.

Esse investimento será fundamental para absorver a geração solar centralizada e distribuída projetada até 2030. Sem esse reforço, o sistema goiano enfrentaria congestionamento estrutural,

particularmente durante períodos de alta irradiação solar. O elo CC também oferece oportunidade para estudos de fluxos reversos: em cenários específicos, energia gerada em Goiás (hidrelétrica e solar centralizada) poderia escoar para o Nordeste se condições operacionais o permitissem, criando flexibilidade bidirecional inédita.

Figura 8: Rede de Transmissão Ativa e Planejada no Estado de Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE.

6.4 Potencial para soluções híbridas, armazenamento e flexibilidade

A dinâmica de fluxos bidirecionais ao longo do dia criada pela expansão de MMGD solar abre oportunidade para o desenvolvimento de plantas híbridas, sistemas de bateria de grande escala, e programas avançados de resposta à demanda. Esse potencial ainda está pouco explorado, representando fronteira tecnológica e econômica promissora.

A questão central é que Goiás enfrenta dois desafios simultâneos: (i) crescimento de demanda de 3% ao ano, estruturalmente acima da média nacional; (ii) expansão de MMGD solar a 12% ao ano, que redefiniu os fluxos de potência e impõe ciclos diários sem precedentes nas redes. Esse cenário transforma o armazenamento de energia de nicho tecnológico em necessidade operacional. Estudos realizados em outras regiões com alta penetração solar indicam que sistemas de armazenamento são economicamente viáveis quando associados a geração solar distribuída e centralizada, permitindo maior captura de valor e redução de custos operacionais do sistema.

Contexto da dinâmica de integração e lacunas de flexibilidade

O crescimento acelerado de MMGD solar cria um contexto específico para a operação da rede elétrica: no estado de Goiás, em particular, a potência instalada de MMGD era próximo de zero em 2015; quinze anos depois, estima-se projeção de 4.044 MW para 2030, correspondendo a um volume substancial da carga do estado. A geração distribuída solar impõe ciclos de curta duração que desafiam a infraestrutura elétrica. Entre as horas 10h e 16h, períodos de alta irradiação, o sistema enfrenta injeção massiva de energia nas redes de distribuição, enquanto no período noturno exige suprimento integral da demanda. Essa ciclagem diária desafia infraestruturas dimensionadas para fluxo unidirecional previsível.

Paralelamente, as hidrelétricas goianas, que historicamente funcionaram como fornecedoras de base energética e correspondem a 82% da capacidade instalada, deixam progressivamente de atuar nesse papel para transformar-se em elementos de flexibilidade operacional. Essa transição é limitada por dinâmicas operacionais do SIN que frequentemente requerem despacho moderado de geração goiana para acomodar fluxos de intercâmbio Norte/Nordeste-Sudeste. Em cenários de pico solar simultâneo a exportação nordestina, típicos do inverno, análises do PAR/PEL 2025 indicam que a hidrelétrica Cachoeira Dourada pode estar limitada a apenas 330 MW, bem abaixo de sua capacidade nominal de 650 MW. Essa restrição reflete estrangulamentos sistêmicos que reduzem a flexibilidade local.

Esse contexto torna armazenamento e flexibilidade não opcionais, mas estruturais para a sustentabilidade operacional do sistema elétrico goiano. O potencial de soluções híbridas, armazenamento de energia e programas de resposta à demanda oferece caminho para absorber crescimento de MMDG sem comprometer estabilidade operacional, ampliar flexibilidade do despacho hidrelétrico, e reduzir necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão ao otimizar fluxos locais.

Tecnologias de armazenamento e flexibilidade

Há um conjunto de opções tecnológicas passíveis de exploração para a matriz elétrica de Goiás, cada uma com características operacionais particulares, horizontes temporais e viabilidades econômicas distintas. A avaliação dessas alternativas pode se beneficiar de critérios que vão além de métricas tradicionais como LCOE e eficiência, incorporando aspectos como grau de maturidade tecnológica (TRL), duração do armazenamento, adequação da escala ao problema operacional e restrições geográficas e ambientais. Nesse contexto, estratégias de armazenamento tendem a ganhar robustez quando estruturadas como portfólios diversificados, reduzindo dependência excessiva de uma única solução tecnológica.

Entre as alternativas com maior nível de difusão comercial, os sistemas de armazenamento por baterias (*BESS – Battery Energy Storage Systems*) se destacam como uma referência relevante para análise. Tecnologias baseadas em baterias de íons de lítio já atingiram elevado grau de maturidade tecnológica, sendo amplamente testadas em aplicações estacionárias e móveis. Suas características técnicas sugerem maior adequação para ciclos de curta duração (de minutos a poucas horas), com potencial para responder a variações rápidas associadas à MMDG e para prestar serviços ancilares, como suporte de frequência e tensão em redes de distribuição. A trajetória histórica de redução de custos observada ao longo da última década indica um vetor favorável, embora sujeito a incertezas relacionadas a cadeias globais de suprimento e à evolução da demanda.

Para horizontes intradiários (da ordem de 4 a 6 horas), BESS podem vir a apresentar competitividade econômica em determinados contextos operacionais. Há espaço, por exemplo, para avaliar a associação de sistemas fotovoltaicos centralizados a baterias em escalas intermediárias, com o objetivo de capturar diferenças temporais entre períodos de maior e menor geração solar. De forma análoga, a instalação de baterias em subestações específicas ou em cargas distribuídas pode ser considerada como instrumento para mitigar variações rápidas na rede. A modularidade e a escalabilidade dessa tecnologia ampliam seu espectro de aplicação potencial,

sobretudo por não estarem sujeitas a restrições geográficas tão severas quanto alternativas de armazenamento mecânico.

Ainda assim, BESS apresentam limitações estruturais relevantes, especialmente quando analisadas sob a ótica de armazenamento de longa duração. O ciclo de vida relativamente limitado implica necessidade de reinvestimentos ao longo do tempo, enquanto o custo por MWh armazenado cresce significativamente à medida que se ampliam os horizontes temporais. Essas características tendem a restringir a atratividade econômica do uso exclusivo de baterias para armazenamento sazonal. Além disso, a dependência de minerais críticos, com cadeias de suprimento concentradas, introduz riscos geopolíticos e industriais que merecem consideração, mas também podem oferecer oportunidades. Nesse sentido, BESS podem ser entendidos como uma alternativa prioritária para aplicações de curto prazo, em paralelo à investigação de soluções complementares para ciclos mais longos.

Para horizontes de armazenamento mais extensos – variando de várias horas a meses – outras tecnologias ainda incipientes podem desempenhar papel complementar, embora não tenham atingido maturidade plena. Um exemplo é a concentração solar com armazenamento térmico (CSP/TES), que combina geração solar com a estocagem de calor em meios como sais fundidos. Em condições favoráveis de irradiação, esse arranjo permite a geração despachável após o pôr do sol. Goiás apresenta níveis elevados de radiação solar e disponibilidade territorial que justificam a análise exploratória dessa alternativa, ainda que sua viabilidade econômica dependa de reduções adicionais de custo e de ganhos de escala ao longo da próxima década.

Soluções de armazenamento mecânico, como bombeamento hidráulico reversível (PHES) e ar comprimido (CAES), também oferecem perspectivas interessantes para ciclos mais longos, em função de sua durabilidade elevada e maior vida útil dos ativos. O PHES, por exemplo, é condicionado pela existência de desníveis topográficos e disponibilidade hídrica, enquanto o CAES depende de características geológicas específicas. Em Goiás, há indícios de potencial moderado para ambas as tecnologias, o que sugere oportunidades pontuais de estudo, condicionadas a análises ambientais, geotécnicas e econômicas mais detalhadas.

A integração entre geração solar e sistemas mecânicos de armazenamento, formando arranjos híbridos, desponta como uma linha promissora de investigação, com experiências internacionais indicando ganhos de eficiência sistêmica e redução de custos ao longo do ciclo de vida. Esses resultados, contudo, ainda dependem de validação em diferentes contextos regulatórios e de mercado.

Por fim, o hidrogênio de baixo carbono, produzido por eletrólise a partir de eletricidade renovável, representa uma alternativa potencial para armazenamento de muito longa duração, inclusive sazonal. Apesar de seu custo atual ainda elevado em comparação a rotas convencionais, a tendência de redução observada nos últimos anos sugere um horizonte de maior competitividade no médio prazo. Para Goiás, a exploração inicial dessa rota pode estar associada ao atendimento de demandas industriais específicas, antes de qualquer expansão para aplicações energéticas mais amplas. Rotas complementares baseadas em biomassa e captura de carbono também podem ser consideradas como parte de um portfólio exploratório, ampliando a flexibilidade tecnológica no longo prazo.

Resposta à demanda e modernização de redes inteligentes (*Smart Grids* e DSO)

Armazenamento centralizado ou distribuído será apenas parcialmente eficaz sem modernização paralela de redes de distribuição e implementação de programas robustos de resposta à demanda. A transformação de distribuidoras que atuam como operadores passivos para *Distribution System Operators* (DSOs) ativos representa elemento crítico e muitas vezes subestimado na transição energética.

Um DSO transcende o papel tradicional de distribuição. Para além de mover energia de geração para consumo, um DSO otimiza fluxos em tempo real, considerando geração local dispersa, armazenamento distribuído, demanda flexível, e intercâmbio com sistema de transmissão. Essa otimização requer infraestrutura tecnológica específica: medição inteligente e comunicação em tempo real (*smart meters*, IoT), algoritmos de otimização baseados em *machine learning*, integração com armazenamento distribuído (baterias residenciais, comerciais, industriais), e programas de resposta à demanda que permitam deslocamento de consumo e interruptibilidade seletiva. A transformação de distribuidoras para DSO é transformação fundamentalmente operacional e regulatória, não apenas tecnológica.

A Equatorial Goiás, concessionária desde 2022, enfrenta desafio duplo: necessidade de investimentos imediatos em reforço de rede para absorver crescimento simultâneo de MMGD e demanda, simultaneamente com modernização digital para operação como DSO. Essas duas frentes de investimento são complementares, mas exigem coordenação cuidadosa. Para Goiás, recomenda-se abordagem integrada: priorizar *smart grid* em alimentadores com maior concentração de MMGD nas regiões metropolitanas de Goiânia e Anápolis, desenvolver pilotos de resposta à demanda em setores de grande consumo como agroindústria e data centers onde carga

pode ser deslocada sem impactos operacionais significativos, e integrar baterias de distribuição de escala média em subestações críticas para amortecer variações diárias de MMGD.

Programas de resposta à demanda representam forma de armazenamento "virtual" que não requer investimento em infraestrutura física. Demanda flexível industrial, comercial e residencial pode ser agregada para oferecer flexibilidade operacional. Indústrias de processamento de alimentos, cervejarias, data centers podem deslocar consumo para períodos de elevada geração solar, reduzindo custos de energia e captura de valor em períodos de abundância. Residências podem otimizar climatização e aquecimento de água. Quando essa flexibilidade é agregada via plataformas digitais funcionando como plantas virtuais de energia, oferece reserva operacional similar a armazenamento físico, mas com menor custo capital. Recomenda-se institucionalizar programa robusto de resposta à demanda com mecanismos de remuneração clara definidos em regulação ANEEL, incentivando agregadores de demanda e criando mercado de flexibilidade com sinais de preço apropriados.

6.5 Crescimento da demanda associado ao agronegócio, agroindústria e polos industriais

O crescimento da demanda por energia em Goiás tem sido consistentemente expressivo e significativamente acima da média nacional. Entre 2015 e 2024, o consumo total cresceu 41%, equivalente a 3% ao ano em média. Para contexto, a média brasileira é, aproximadamente, 1,5% ao ano de acordo com dados da EPE. Essa assimetria reflete percepção sólida de potencial econômico do estado e atração de investimentos em múltiplas cadeias produtivas.

A dinâmica de crescimento é multifatorial: agronegócio e agroindústria em expansão acelerada, com processamento de grãos, produção de celulose, biocombustíveis e carnes consolidando-se como clusters regionais de relevância nacional; polos industriais em desenvolvimento, com crescimento de setores alimentício, metalúrgico, químico, papel e celulose; infraestrutura atraindo investimentos adicionais, com melhorias em logística rodoviária, portuária (via Rio Tocantins) e aérea abrindo oportunidades; urbanização acelerada de centros como Goiânia, Anápolis e Rio Verde, com demanda crescente por eletricidade em residências, comércio e serviços. Esses vetores econômicos reais, não especulativos, indicam que crescimento de 3% ao ano não é pico anômalo, mas trajetória que tenderá a se sustentar.

Projeção para 2030 e atração de cargas eletrointensivas

A possibilidade de conexão de grandes consumidores eletrointensivos em Goiás ainda é limitada, hoje já se aproveita ao máximo a capacidade de transmissão disponível em todas as regiões do estado. Exemplos de cargas eletrointensivas incluem: fabricação de alumínio primário, produção de fertilizantes sintéticos, *electrolustering* de minérios, centros de processamento de dados (*data centers*), produção de hidrogênio verde, entre outros.

Para esses setores, Goiás oferece atributos únicos: (i) matriz energética limpa (99% renovável), permitindo certificação de origem de energia limpa e cumprimento de ESG corporativo; (ii) capacidade de transmissão disponível em regiões específicas do estado a partir de 2029, antes de reforços do elo CC entrarem em operação; (iii) custo de eletricidade competitivo, resultado de matriz renovável estabelecida há décadas; (iv) disponibilidade de recursos minerais complementares (níquel, terras raras, fosfato, potássio), criando oportunidade de integração vertical; (v) proximidade relativa com polos consumidores nacionais, reduzindo custos logísticos comparado a alternativas no Norte/Nordeste.

Porém, existem riscos potenciais associados: (i) sobrecarga de transmissão local se múltiplas cargas eletrointensivas conectarem-se simultaneamente sem planejamento coordenado; (ii) demanda sazonal de energia de alguns eletrointensivos (ex.: *data centers* com grande demanda em períodos de calor máximo) poderia coincidir com picos de demanda local, criando stress operacional; (iii) impactos ambientais e sociais de instalações de grande porte (uso de água para arrefecimento, geração de resíduos) exigindo regulação ambiental robusta.

Mapeamento de potencial de atração de cargas eletrointensivas por regiões seria útil, identificando: quais regiões do estado apresentam folga de capacidade de transmissão; quais recursos minerais ou capacidades industriais existentes poderiam complementar atividades eletrointensivas; quais municípios têm disponibilidade de água e infraestrutura de disposição de resíduos. Esse estudo, que deveria ser coordenado por EPE em parceria com governo estadual, ajudaria a orientar políticas de atração industrial e investimentos em infraestrutura.

Crescimento do mercado livre no setor de energia elétrica

O Mercado Livre de Energia em Goiás tem acompanhado tendência nacional de migração de consumidores com maior fator de carga (menor intermitência em consumo, maior previsibilidade). Dados de 2024 mostram acumulado de migrações continuando em trajetória de expansão. A maior parte dos migrantes são consumidores comerciais e industriais com consumo

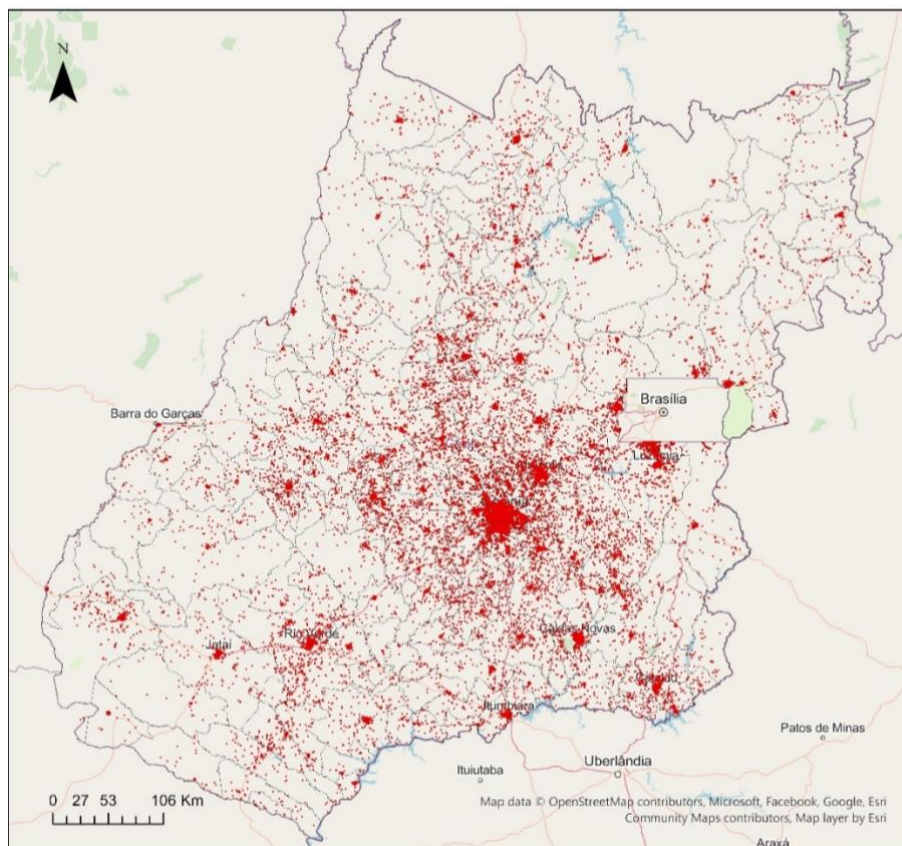
acima de 500 kWh/mês, atração natural pois esses conseguem negociar contratos com geradores em preços melhores que tarifa cativa regulada.

Essa dinâmica tenderá a se consolidar com abertura do mercado para consumidores de baixa tensão, mudança regulatória em discussão na ANEEL e apoiada por múltiplos stakeholders. Quando essa abertura ocorrer (previsão 2026-2027), ampliará drasticamente a base de consumidores com flexibilidade operativa: consumidores residenciais e pequenos comerciantes poderiam contratar energia com geradores, participar de programas de resposta à demanda, e até comercializar energia de sua geração solar própria. Essa mudança transformaria Goiás em mercado de grande interesse para geradores renováveis, agregadores virtuais de demanda, e empresas de tecnologia de *smart grids*.

6.6 Rápida expansão de MMGD solar fotovoltaica com aumento de fluxo reverso

Em 2025, Goiás já figura entre os estados que mais adicionaram potência em geração distribuída: apenas no primeiro bimestre foram acrescentados 220 MW, ficando atrás apenas de São Paulo em potência adicionada no período. Essa velocidade de expansão é resultado direto de três fatores convergentes: (i) uma das maiores disponibilidades solar do país no estado; (ii) custos de painéis solares em queda livre, tornando *payback* em 4-6 anos atraente mesmo para consumidores residenciais; (iii) incentivos regulatórios (isenção de ICMS em alguns estados, depreciação acelerada, simplificação de processos de conexão). A geração distribuída está presente em praticamente todos os 246 municípios, com concentração particular em centros urbanos, onde consumo é elevado e disponibilidade financeira para investimento em geração própria é maior.

Figura 9: Distribuição de MMGDs no Estado de Goiás



Fonte: Elaboração Própria com dados da ANEEL – BDGD

Essa expansão, embora economicamente racional em nível individual (redução de custos de energia do consumidor), cria dinâmica operacional inédita em nível sistêmico. A geração distribuída, ao contrário de geração centralizada controlável, é altamente variável e previsível apenas com 15-30 minutos de antecedência. Sua injeção nas redes de distribuição cria fluxos bidirecionais que redes foram dimensionadas para evitar. Proteções e controles baseados em fluxo unidirecional começam a falhar ou comportar-se de forma não intuitiva.

Desafio operacional do fluxo reverso

A previsão para 2030 é de 4.044 MW de MMGD em Goiás e DF, equivalentes a 67% de toda a carga máxima projetada (6 GW). Essa penetração altera fundamentalmente os fluxos de potência nas fronteiras e cria dinâmica operacional inédita. Entre 27 subestações de Rede Básica consideradas nas análises (incluindo futuras até 2030), 23 apresentam fluxo invertido no final do horizonte. Apenas a SE Barro Alto (230/69 kV) apresentou violação de carregamento em análises

de contingência, exigindo sistema especial de proteção (corte automático de geração em contingência simples). Essa amplitude de mudança sinaliza transformação estrutural do sistema de distribuição (Relatório de infraestrutura de Goiás-FIEG 2025).

As implicações operacionais são profundas: (i) Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) torna-se mais complexo, pois em cenários de déficit de geração, desligamentos de carga devem levar em conta a geração distribuída que pode estar injetando energia; (ii) desligamentos de subestações ou alimentadores com fluxo reverso podem paradoxalmente agravar desequilíbrio carga e geração, uma vez que eliminar uma fonte injetando energia é equivalente a piorar a situação de déficit; (iii) recomposição do sistema após distúrbios torna-se desafiadora, pois reconexão automática de MMGD durante procedimentos de recomposição pode comprometer segurança.

Problemas de Inversão de Fluxo e Restrições de Conexão já existentes

Conforme Ofício Equatorial nº 050/2025, de 26 de novembro, a inversão de fluxo da GD já impacta a Rede Básica, gerando sobrecargas em linhas e subestações de transmissão, o que impede aprovações de novas conexões quando há risco à estabilidade do SIN (art. 75, REN ANEEL 1.000/2021). A Equatorial Goiás segue pareceres do ONS, paralisando obras como a SE Aporé 138 kV para evitar agravamento de problemas existentes.

Restrições em Itajá/Aporé e Rio Verde

Nas regiões de Itajá/Aporé (conexão via SE Cassilândia 34,5 kV/Energisa MS, impactando LTs 230 kV Dourados-Guaíra e SEs Ilha Solteira 2/Chapadão) e Rio Verde (SE Rio Verde/Furnas 230/138 kV, LT Cachoeira Dourada-Itumbiara), os Relatórios ONS DTA-2025-PT-0079-R0 e DTA-2025-PT-0141-R0 declaram inviáveis novas conexões de MMGD devido à falta de capacidade na transmissão. Isso restringe despacho de geradores locais e escoamento pleno, mesmo com obras do POTEE insuficientes.

Oportunidades

Porém, essa dinâmica também cria oportunidades. Estudos preliminares sugerem que fluxos reversos podem ser positivos em alguns cenários: durante períodos de alta geração solar em Goiás (notadamente entre 10h e 16h), se a transmissão estiver disponível, seria teoricamente possível exportar energia goiana para o Nordeste, reduzindo necessidade de despacho de geração fóssil naquela região. Essa dinâmica de exportação regional, embora sujeita a restrições operacionais complexas, representa oportunidade econômica ainda pouco explorada. Realizá-la exigiria, porém,

mudança fundamental na filosofia de coordenação operacional entre ONS, transmissoras e distribuidoras.

O fenômeno do fluxo reverso ocorre quando geração distribuída em um ponto da rede de distribuição injeta energia em volume superior ao consumo local, forçando o fluxo em direção à subestação de transformação e, potencialmente, à rede de transmissão. Conforme PAR/PEL 2025, 100% das subestações do estado possuem potencial de risco de fluxo reverso, indicador de penetração sem precedentes. Essa universalidade de risco sinaliza que o fenômeno deixou de ser marginal para tornar-se característica estrutural do sistema goiano.

Os impactos operacionais esperados incluem: (i) reforços substanciais nas redes de distribuição, particularmente em alimentadores de média tensão que historicamente foram dimensionados para fluxo descendente; (ii) desafios crescentes no controle de carregamento, exigindo reguladores de tensão e chaveadores inteligentes em novos pontos da rede; (iii) exigência de corte manual de geração distribuída em situações críticas (medida normatizada pelo ONS), executado pela distribuidora sob solicitação do operador; (iv) alteração fundamental na interface entre atacado (transmissão/ONS) e varejo (distribuição/distribuidora), exigindo coordenação mais fina e sistemas de comunicação mais robustos.

Porém, fluxos reversos também criam oportunidades. Em cenários específicos (alta irradiação solar simultânea a demanda moderada na região), energia goiana poderia escoar para regiões vizinhas (Nordeste via transmissão, sul-mato-grossense via interconexões), reduzindo pressão sobre geração fóssil nesses mercados e criando valor econômico. Estudos preliminares indicam que essa dinâmica seria viável em 20-30% dos dias do ano, representando receita comercial incremental para concessionária e contribuição ambiental via redução de emissões em outras regiões. Realizar essa oportunidade exigiria, porém, mudança estrutural em como sistema é operado, a exemplo do papel passivo para ativo como DSO ou mesmo, agregadores e VPPs. A distribuidora assumiria um papel de Operadora de Sistemas de Distribuição (DSO) ativas, com coordenação fina e em tempo real com o ONS para gerenciar excedentes de GD como recursos flexíveis do SIN. Também haveria possibilidade da caracterização de novos agentes no setor como Agregadores de demanda e *Virtual Power Plants* (VPPs) para gerenciar fluxos reversos em Goiás, agregando milhares de unidades de GD em portfólios virtuais controláveis.

As DSOS e seu papel serão mais bem detalhados no item a seguir.

Redefinição do papel das distribuidoras: DSO e novas formas de gestão dos fluxos de rede

A dinâmica criada pela expansão de MMGD requer redefinição fundamental do papel das distribuidoras, transformando-as de operadores passivos de redes unidirecionais para atores ativos na gestão inteligente de fluxos bidirecionais. O conceito de *Distribution System Operator* (DSO), já citado no item 4, começou a ganhar tração na Europa há cinco anos e está chegando ao Brasil com força. Um DSO é um distribuidor que não apenas move energia de cima para baixo, mas que também otimiza fluxos considerando geração local, armazenamento, demanda flexível, e intercâmbio com a transmissão.

Para a Equatorial Goiás alcançar status de DSO verdadeiro, seria necessário: (i) investimento massivo em sistemas de medição inteligente (*smart meters*) e comunicação de dados em tempo real; (ii) desenvolvimento de algoritmos de otimização de fluxos usando machine learning; (iii) integração com sistemas de armazenamento distribuído (baterias em escala residencial/comercial); (iv) programas de resposta à demanda que permitam modulação de carga conforme disponibilidade de geração local; (v) interface robusta e contínua com ONS para coordenação de fluxos inter-regionais. Esses investimentos são significativos, porém essenciais para viabilizar sistema que é economicamente eficiente e ambientalmente sustentável.

A interface TSO-DSO (*Transmission System Operator – Distribution System Operator*) consolida-se como elemento crítico. ONS precisa ter visibilidade em tempo real sobre o que ocorre nas redes de distribuição; distribuidora precisa ter clareza sobre restrições operacionais que ONS impõe sobre fluxos em transmissão. Essa coordenação, que não existia quando fluxos eram unidirecionais previsíveis, torna-se indispensável quando MMGD expande exponencialmente.

6.7 Retomada de investimentos na rede de distribuição

A distribuição de energia em Goiás, para maior parte do estado, é responsabilidade da Equatorial Energia, que assumiu operação em dezembro de 2022. Paralelamente, a Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP) mantém concessão exclusiva na região do Vale de São Patrício, abrangendo municípios como Ceres, Carmo do Rio Verde, Ipiranga de Goiás, Jaraguá (povoado Monte Castelo), Nova Glória, Rialma, Rianápolis, Santa Isabel, São Patrício e Uruana, atendendo cerca de 41 mil unidades consumidoras em uma área de 3.394 km².

A CHESP, fundada em 1949 e com concessão prorrogada até 2045 pela ANEEL, destaca-se por operação estável e premiada, como o Prêmio Aneel de Satisfação do Consumidor em 2024

na categoria Centro-Oeste. Diferente da volatilidade na concessão principal, a CHESP registra reajustes tarifários regulares (ex.: 4,68% em 2023 e atualizações em 2025) e foco em qualidade, eficiência e atendimento regional. Sua gestão familiar enfatiza pioneirismo local, com origens na construção da UHE São Patrício em 1955, contrastando com as turbulências da concessão Enel/Equatorial.

O histórico recente da concessão pela Equatorial Goiás é marcado por volatilidade e mudança de estratégia. Entre novembro de 2016 (quando Enel adquiriu a CELG após privatização) e 2022, a gestão foi marcada por apagões frequentes, qualidade inconsistente no fornecimento, e conflitos com agentes reguladores. Essa dinâmica gerou insatisfação crônica e criou imagem de despreparo da concessão para desafios operacionais crescentes. Em dezembro de 2022, pressionada por contexto regulatório crítico, Enel vendeu a concessão ao Grupo Equatorial Energia, que assumiu operações com mandato político claro de melhoria.

Desde então, Equatorial implementou mudança estratégica significativa em investimentos, deslocando ênfase de manutenção corretiva para expansão e reforço proativo de infraestrutura. Essa mudança é essencial: a rede herdada, dimensionada para demanda de duas décadas atrás, não consegue acomodar simultaneamente crescimento de carga e expansão exponencial de MMGD. A estratégia de priorização de expansão sobre manutenção é compreensível taticamente, porém carrega risco de que sistemas legados se deteriorem, criando vulnerabilidade operacional em médio prazo.

Base de ativos da distribuidora Equatorial Goiás

A Equatorial Goiás é responsável pela distribuição para 237 dos 246 municípios do estado, cobrindo área de 337 mil km² e população de aproximadamente 7,2 milhões de habitantes. Essa cobertura territorial é abrangente, porém cria desafio operacional único: densidade de carga altamente heterogênea, variando de centros urbanos adensados a regiões rurais de baixíssima densidade. A base comercial em 2024 incluía 3,4 milhões de unidades consumidoras, consumindo 11,8 TWh anuais. Esses números representam 2,81% do consumo total de energia do Brasil e 3,83% da capacidade instalada brasileira, posição significativa que confere à distribuidora relevância sistêmica.

A malha elétrica alcança aproximadamente 230.000 km de linhas, incluindo redes de alta (69 kV e superior), média (15 – 35 kV) e baixa (110 – 440 V) tensão. A base de subestações foi expandida e requalificada, porém, apesar do crescimento, a expansão ainda é desejada por não

acompanhar plenamente a expansão de demanda e geração distribuída em anos anteriores. Essa defasagem em quantidade de pontos de transformação é, em si, sinalizadora de que infraestrutura segue abaixo de demanda operacional.

Mudança da estratégia de investimentos Equatorial Goiás

Os investimentos da Equatorial Goiás cresceram de forma expressiva nos últimos anos. Em 2019, foram investidos R\$ 679 milhões pela Enel, enquanto, apenas no primeiro semestre de 2025, R\$ 1.194 bilhão foram direcionados a investimentos na modernização da rede. A trajetória sugere ciclo de aporte de recursos. Porém, mudança qualitativa é mais significativa que magnitude absoluta. A partir de 2023, houve reorientação de prioridades. A partir deste ano, a Equatorial concentrou investimentos em expansão e requalificação da infraestrutura da rede, com construção de quatro subestações para aumentar oferta de energia. Em 2024, ampliou manutenção preventiva, incluindo aumentos em poda de árvores, correção de defeitos, inspeções em rede e subestações etc. Esse deslocamento reflete reconhecimento de que infraestrutura herdada é inadequada.

Apesar dos ganhos operacionais, esses aportes maciços elevam o risco de encarecimento contínuo da tarifa local, pois investimentos em reforços e automação são repassados aos consumidores via revisões tarifárias anuais da ANEEL.

Com o crescimento da MMGD e novos padrões de fluxo de cargas decorrentes, exige-se rede mais robusta. A priorização estratégica da expansão em detrimento da manutenção é compreensível diante do envelhecimento dos equipamentos e do aumento da demanda, que passam a representar riscos operacionais. No entanto, essa escolha pode acelerar a degradação de sistemas críticos de transmissão local, proteção e controle, elevando a probabilidade de indisponibilidades relevantes ou eventos em cascata. Nesse contexto, o equilíbrio entre expansão e níveis adequados de manutenção será determinante nos próximos anos.

Melhoria nos indicadores de continuidade (DEC/FEC)

A Equatorial Goiás enfrenta desafios em continuidade de fornecimento, refletidos em indicadores regulatórios. DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) em 2024 atingiu 15,9 horas por ano, permanecendo acima do limite regulatório de 11,4 horas. Porém, evolução é clara: em 2015, DEC era 43,2 horas, queda de 63% em nove anos. Esse progresso sugere que investimentos estão produzindo efeito. FEC (Frequência Equivalente de Interrupção)

em 2024 atingiu 7,6 interrupções por consumidor, ligeiramente abaixo do limite regulatório de 7,7, marcando primeira vez que a concessionária atinge conformidade nesse indicador.

No entanto, Ranking Nacional de Continuidade (ANEEL 2024) posiciona Equatorial Goiás em 30º lugar entre distribuidoras de grande porte (penúltima posição). Essa defasagem relativa deve ser interpretada no contexto: herança de gestão anterior foi severa, base de comparação é competitiva, e dinâmica de transição tecnológica (como aumento da MMGD) cria desafios operacionais únicos. A meta deve ser trajetória de melhoria consistente, não transformação instantânea.

6.8 Encaminhamentos

O diagnóstico apresentado neste relatório preliminar mostra que o setor elétrico goiano se encontra em um momento de transição estrutural, marcado pela combinação entre elevada participação de fontes renováveis, papel estratégico na malha de transmissão do Sistema Interligado Nacional e crescimento acelerado da geração distribuída solar. Esse conjunto de fatores reforça a participação de Goiás para a segurança e a flexibilidade operativa do sistema elétrico brasileiro, e expõe o estado a novos tipos de restrições e desafios operacionais.

A forte presença da hidroeletricidade, historicamente tratada como base de suprimento, passa progressivamente a ser mobilizada como recurso de flexibilidade, em coordenação com a expansão de fontes variáveis e com a intensificação dos fluxos de intercâmbio. Concomitantemente, a rápida expansão da MMGD fotovoltaica alterou padrões tradicionais de carga das redes, gerando o problema de fluxo reverso. Tal fato cria a necessidade de investimentos nas redes de distribuição e transmissão além d implementação inovações que ajustem a equação custo-benefício.

Do ponto de vista econômico, o crescimento da demanda associado ao agronegócio, à agroindústria e a novos polos industriais reforça a tendência de expansão do consumo no estado, abrindo espaço para a atração de cargas eletrointensivas ancoradas em matriz predominantemente renovável. Ao mesmo tempo, esse dinamismo pressiona a infraestrutura existente de transmissão e distribuição e exige coordenação fina entre planejamento de longo prazo, decisões de investimento e evolução do marco regulatório, em especial no que se refere ao papel das distribuidoras como operadoras ativas de redes mais complexas e bidirecionais.

À luz desses elementos, as análises desenvolvidas até o momento devem ser compreendidas como insumo inicial para a construção do Plano Estadual de Energia Goiás 2030, e não como retrato definitivo ou exaustivo do setor. Trata-se de uma fotografia em processo, sujeita à incorporação de novas informações, aprimoramentos metodológicos e contribuições dos diferentes atores institucionais e de mercado. Nas próximas etapas, espera-se aprofundar a modelagem de cenários, detalhar alternativas tecnológicas e de infraestrutura e avaliar, de forma mais sistemática, custos, riscos e oportunidades associados às diferentes trajetórias possíveis para o sistema elétrico goiano até 2030

7. Levantamento preliminar do mercado de Bioenergia

O Brasil consolidou-se como referência mundial em biocombustíveis, construindo ao longo de cinco décadas uma matriz energética de transporte diferenciada e sustentável. Com 25,7% de participação de renováveis na matriz de transportes em 2024 – significativamente superior à média mundial de 6% – o País demonstra viabilidade técnica e econômica de uma transição energética baseada em combustíveis de baixo carbono.

A trajetória brasileira nos biocombustíveis iniciou-se em 1975 com o Proálcool, programa pioneiro que respondeu a crise energética mundial desenvolvendo tecnologia para produção de etanol. Cinquenta anos depois, o setor sustenta 367 usinas produtoras de etanol, sendo o segundo maior produtor mundial, respondendo por cerca de 31% da produção global (ANP, 2026a; EPE, 2025a).

Em 2004, o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB) ampliou o portfólio energético nacional, promovendo a diversificação de matérias-primas e a inclusão da agricultura familiar na cadeia produtiva. Atualmente, com 58 usinas em operação, o biodiesel brasileiro alcançou a marca de 9 bilhões de litros anuais, posicionando o Brasil como terceiro maior produtor mundial deste biocombustível (EPE, 2025a).

Como resultado, estima-se que os biocombustíveis brasileiros já evitaram a emissão de cerca de 1,2 bilhão de toneladas de CO₂. Esse resultado seria equivalente ao plantio de 8,5 bilhões de árvores ou, alternativamente, seria equivalente a uma área de 7,2 milhões de campos de futebol, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025a).

A nova geração de políticas públicas nacionais, representada pelo RenovaBio e Lei do Combustível do Futuro, sinaliza a continuidade desta liderança, incorporando combustíveis avançados como o SAF, Combustível Sustentável de Aviação. Essas iniciativas reforçam o compromisso brasileiro com metas de descarbonização e estabelecem mecanismos de mercado, como os CBIOS, que incentivam a produção sustentável e a inovação tecnológica.

Neste contexto nacional de tradição consolidada e perspectivas promissoras, o estado de Goiás destaca-se como um dos principais vetores da bioenergia no Brasil. O estado figura entre os maiores produtores nacionais de etanol, com volume anual da ordem de 5,3 milhões de metros cúbicos em 2025, respondendo por mais de 15% da produção nacional. No segmento de biodiesel, Goiás também apresenta participação expressiva na capacidade instalada e no processamento de matérias-primas, com capacidade produtiva instalada de cerca de 42,3 mil m³/dia, reforçando sua inserção estratégica na cadeia de combustíveis renováveis.

Além disso, a combinação entre disponibilidade de insumos agrícolas, infraestrutura logística, localização geográfica e experiência acumulada na produção de biocombustíveis posiciona o estado como um candidato natural à incorporação de novas rotas de descarbonização, em especial o Combustível Sustentável de Aviação. Nesse sentido, Goiás reúne condições favoráveis para a atração de investimentos e para a integração futura às cadeias globais de combustíveis avançados, em consonância com os marcos regulatórios recentemente instituídos.

No plano institucional, Goiás vem estruturando um arcabouço de políticas públicas voltado ao fortalecimento da bioenergia e à promoção da transição energética. A Política Estadual de Combustíveis de Goiás (Lei nº 22.666/2024) estabelece instrumentos para incentivar o uso de biocombustíveis produzidos no estado, fomentar a cadeia do etanol, estimular a eletromobilidade e reduzir impactos ambientais associados ao setor de transportes. Complementarmente, o Programa Goiás Mais Energia Rural (Lei nº 23.434/2025) amplia os incentivos ao uso de energias renováveis e biocombustíveis no meio rural.

Este documento constitui um diagnóstico preliminar do setor de biocombustíveis no estado de Goiás, abrangendo etanol, biodiesel e SAF. O objetivo é fornecer um mapeamento preliminar a situação atual e identificar oportunidades estratégicas para o fortalecimento e a expansão da bioenergia no território goiano.

7.1 Etanol

7.1.1. Oferta de Etanol

O etanol é um dos combustíveis líquidos mais difundidos globalmente e ocupa posição de destaque nas estratégias de descarbonização do setor de transportes em diversos países. Sua ampla adoção decorre do fato de se tratar de uma tecnologia madura, com custos relativamente competitivos, possibilidade de mistura direta à gasolina e forte apoio de políticas públicas, com mandatos obrigatórios de mistura e metas de redução de emissões. Em escala global, a produção de etanol alcançou aproximadamente 118 milhões de metros cúbicos em 2024, sendo majoritariamente concentrada em dois países, Estados Unidos e Brasil, que juntos respondem por cerca de 80% da produção mundial (WORLD BIOENERGY ASSOCIATION, 2025).

No cenário nacional, o etanol assume papel ainda mais estratégico devido à combinação de ampla base agrícola, parque industrial consolidado e um mercado consumidor adaptado ao uso do biocombustível. O Brasil opera com mistura obrigatória elevada de etanol anidro à gasolina (27%, chamado de E27), de acordo com a Resolução ANP nº 807/2020, e com oferta de etanol hidratado

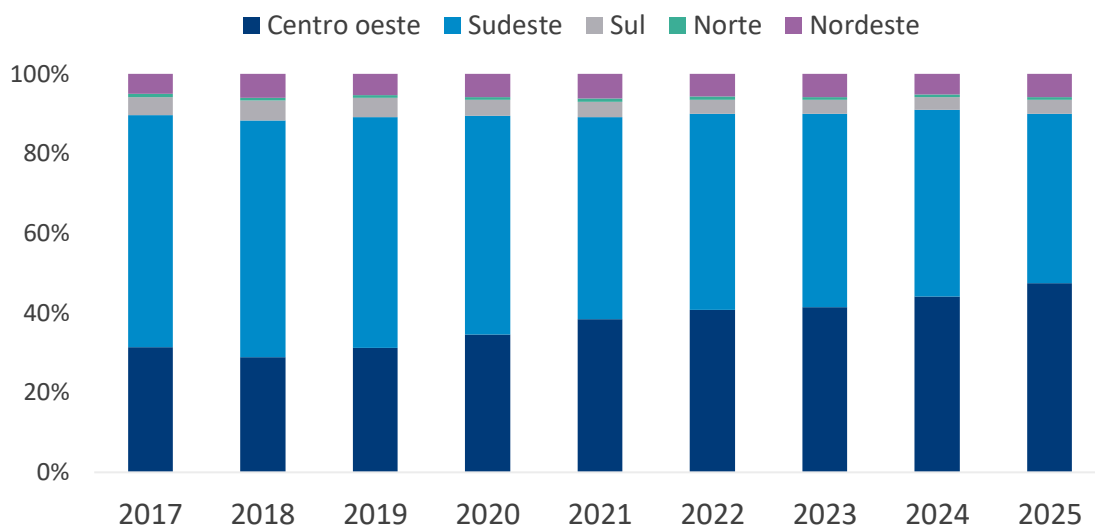
impulsionada pela difusão de veículos *flex fuel* desde 2003. Esse arcabouço foi recentemente reforçado pela aprovação pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) do aumento do teor obrigatório de etanol na gasolina para 30% (E30), ampliando de forma estrutural a demanda potencial pelo biocombustível. Tal contexto sustenta uma produção em larga escala: em 2025, a produção total de etanol no Brasil foi de cerca de 35,8 milhões de metros cúbicos, com a cana-de-açúcar representando cerca de 90% do volume total de matéria-prima processada, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2026a).

Nos últimos anos, entretanto, observa-se uma mudança relevante na produção de etanol no Brasil, associada à expansão do etanol de milho. Segundo dados da EPE (2025a), a produção de etanol de milho no Brasil passou de 3,7% do total em 2019 para 20,5% em 2024. Ainda, dados da ANP indicam que a participação do milho no volume total de matéria-prima destinada à produção de etanol apresentou aumento contínuo, passando de 0,14% em 2017 para 6,71% em 2025. Esse crescimento fez com que o milho superasse o melaço, tradicionalmente a segunda matéria-prima utilizada no País, passando a ocupar essa posição na estrutura produtiva do setor.

Esse movimento é impulsionado, principalmente, pela região Centro-Oeste, onde a participação do milho como matéria-prima na produção de etanol atingiu cerca de 17,8% em 2025. Nesta região, o etanol de milho encontra condições particularmente favoráveis em função da elevada disponibilidade de milho segunda safra, da geração de coprodutos como óleo de milho, destinado ao consumo humano, e do DDGS, para nutrição animal (IMEA, 2017; MILANEZ et al, 2014).

Em 2025, a região Centro-Oeste tornou-se o principal produtor de etanol no Brasil, respondendo por cerca de 48% da produção nacional, superando, pela primeira vez desde 2017, a região Sudeste, responsável por 41% da produção. Nesse ano, a quantidade de matéria-prima processada na região Centro-Oeste foi de aproximadamente 113,7 milhões de toneladas, cerca de 35% do total processado no País, enquanto na região Sudeste a quantidade de matéria-prima processada foi de 168,1 milhões de toneladas, cerca de 52% do total. O Gráfico 1 ilustra a evolução da participação regional na produção de etanol de 2017 a 2025, evidenciando o crescimento da participação relativa da região Centro-Oeste.

Gráfico 1: Produção regional de etanol no Brasil (2017–2025)

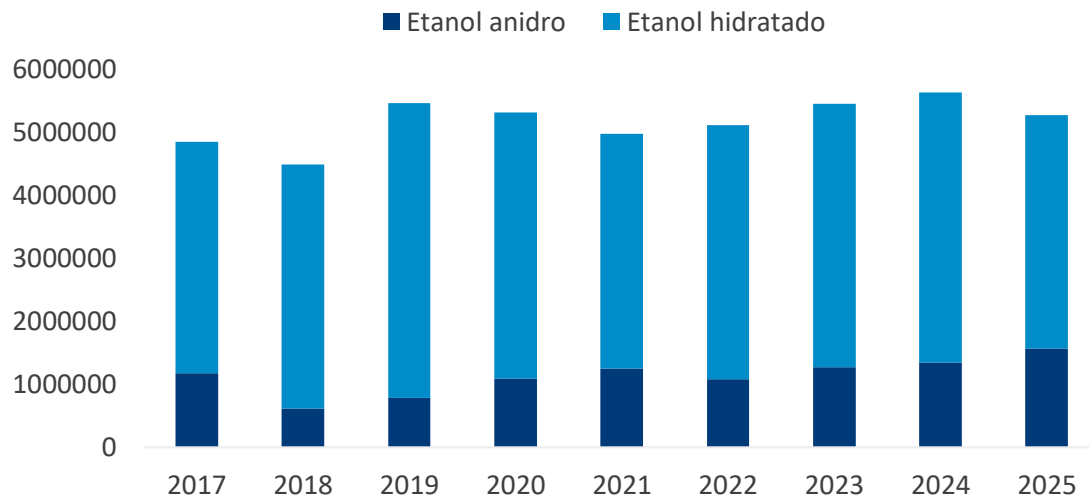


Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026a).

O estado de Goiás destaca-se como um dos principais produtores de etanol no Brasil, sendo o terceiro maior produtor, atrás apenas dos estados de Mato Grosso e São Paulo. Em 2025, Goiás foi responsável por cerca de 5,3 milhões de metros cúbicos de etanol, representando aproximadamente 15,6% da produção nacional.

A evolução da produção de etanol em Goiás, desagregada por tipo de produto, evidencia a predominância do etanol hidratado ao longo do período analisado, conforme ilustrado pelo Gráfico 2. Entre 2017 e 2025, a produção de etanol hidratado manteve-se predominante, representando cerca de 75% a 80% da produção total estadual. Destaca-se o ano de 2024, quando a produção total atingiu o pico da série histórica, com aproximadamente 5,6 milhões de metros cúbicos, impulsionada principalmente pelo aumento da produção de etanol hidratado.

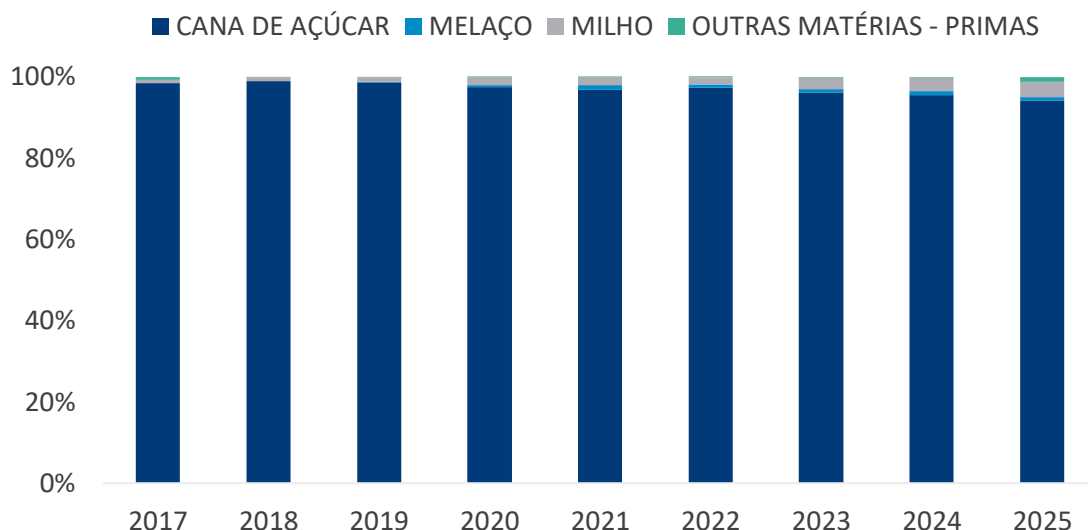
Gráfico 2: Produção de etanol no estado de Goiás (2017–2025).



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026a).

Quanto a composição de matérias-primas utilizadas na produção de etanol em Goiás, a análise do Gráfico 3 revela predominância da cana-de-açúcar ao longo da série histórica, representando consistentemente mais de 90% do total de matérias-primas processadas no estado. Observa-se, contudo, uma mudança gradual na composição desta matriz, com crescimento da participação do milho. A participação do milho, que representava menos de 1% em 2017, alcançou quase 4% em 2025, sinalizando um processo incipiente, porém consistente, de diversificação da base produtiva estadual.

Gráfico 3: Participação das matérias-primas na produção de etanol no estado de Goiás (2017 - 2025).



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026a).

Esse padrão produtivo tem sido acompanhando, nos últimos anos, por um conjunto de iniciativas regulatórias e incentivos fiscais implementados pelo governo estadual, que buscam fortalecer a competitividade do setor de biocombustíveis em Goiás e estimular novos investimentos na cadeia produtiva. Esse é caso do Projeto de Lei nº 374/2024, aprovado em abril de 2024 pela Assembleia Legislativa do estado, que estabelece benefício fiscal para os estabelecimentos industriais produtores de etanol hidratado combustível em Goiás, independentemente da matéria-prima utilizada. Em paralelo, foi aprovado também o Projeto de Lei nº 392/2024, que institui a Política Estadual de Combustíveis de Goiás. Essa política tem como objetivos principais estimular o uso de biocombustíveis preferencialmente de produção local, promover a eletromobilidade, apoiar o incremento da cadeia produtiva de biocombustíveis e reduzir impactos ambientais associados ao setor de transportes.

De forma geral, essas iniciativas reforçam a estratégia estadual de consolidação e expansão da cadeia de biocombustíveis, ao estimular o uso de combustíveis renováveis, apoiar a atração de novos empreendimentos industriais e alinhar a política energética estadual aos objetivos de descarbonização do setor de transportes. Nesse sentido, o arcabouço regulatório recente pode ser interpretado como um instrumento de suporte à trajetória já observada na oferta de etanol em Goiás, marcada pela relevância nacional da produção e pela crescente integração às dinâmicas regionais e nacionais do setor.

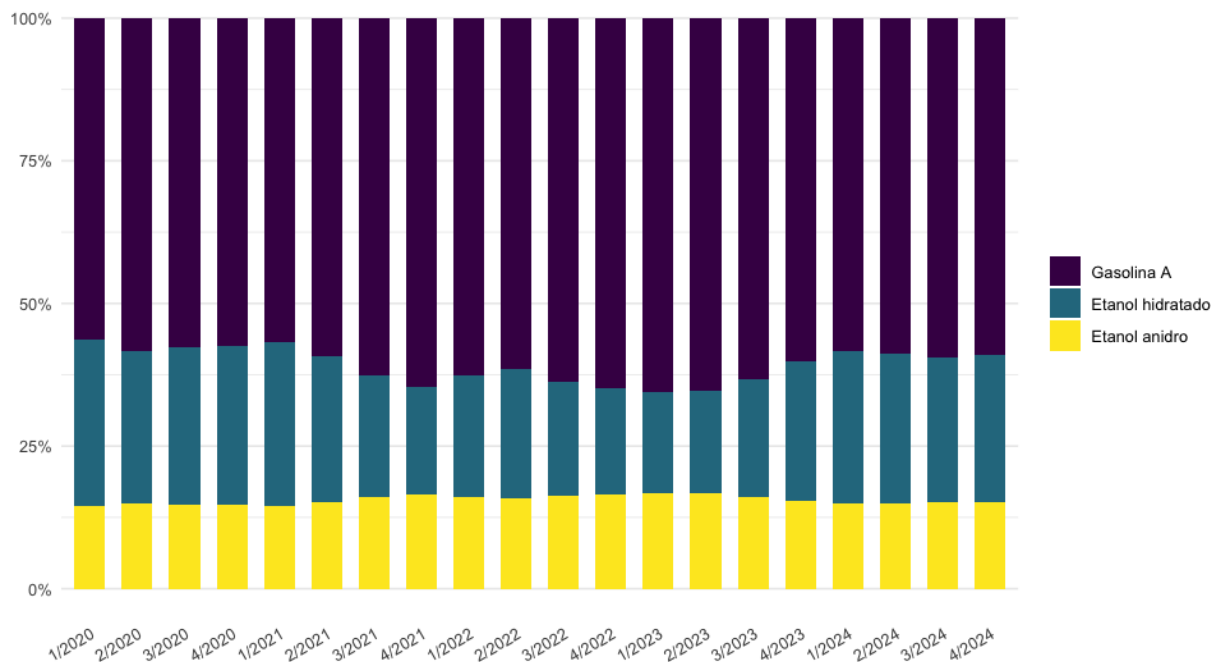
7.1.2. Demanda de etanol

A demanda por etanol no Brasil está intimamente vinculada a estrutura da frota nacional de veículos leves e às políticas de mistura obrigatórias que regulam o setor de combustíveis. O País possui uma das matrizes de transporte mais descarbonizadas do mundo, resultado direto da difusão de veículos *flex fuel* e da manutenção de percentuais elevados de mistura de etanol anidro à gasolina.

A análise da participação energética dos combustíveis leves no Brasil, apresentada no Gráfico 4, evidencia a consolidação do etanol como componente estrutural da matriz de transportes nacional. No período de 2020 a 2024, o etanol anidro manteve participação relativamente estável, oscilando entre 14% e 16% do consumo energético total de combustíveis leves, reflexo direto do mandato de mistura obrigatória à gasolina. O etanol hidratado, por sua vez, apresentou maior variabilidade, com participação entre 17% e 29%, influenciada pela relação de preços com a gasolina.

É importante destacar que a dinâmica de consumo entre etanol hidratado e gasolina C é fortemente influenciada pela paridade de preços nos postos. Tradicionalmente, considera-se que o etanol hidratado é vantajoso economicamente quando seu preço está em até 70% do valor da gasolina, devido ao menor conteúdo energético do biocombustível. Flutuações nessa relação de preços, associadas a variações sazonais de oferta e a políticas de preços da Petrobras, impactam diretamente as escolhas dos consumidores detentores de veículos *flex fuel* (GOMEZ E LEGY, 2015).

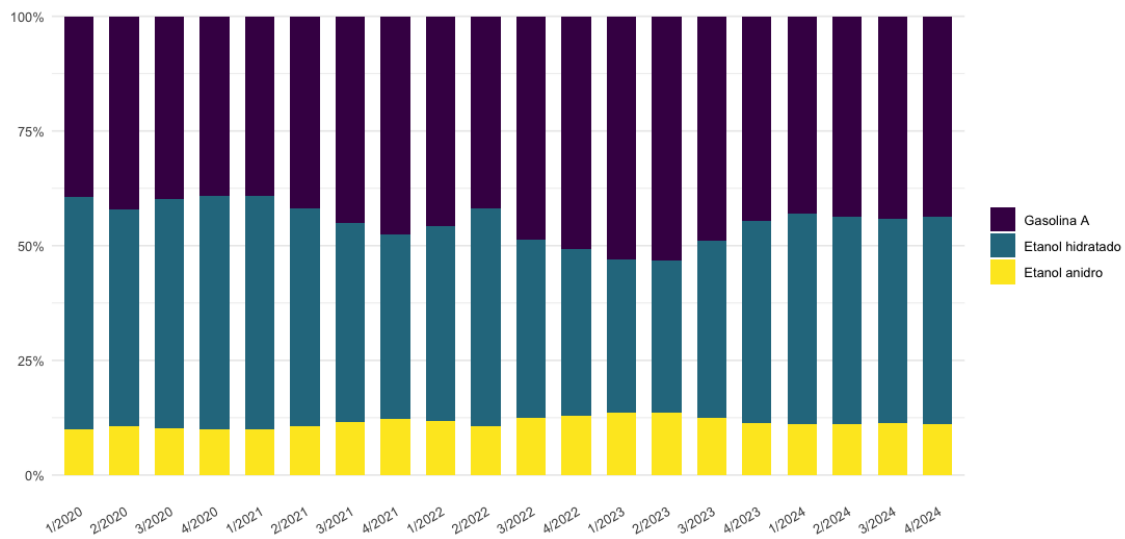
Gráfico 4: Participação energética dos combustíveis leves no Brasil, por trimestre (2020 - 2024).



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026a).

No contexto do estado de Goiás, o Gráfico 5 apresenta a participação energética dos combustíveis leves no estado, revelando padrões semelhantes aos observados nacionalmente para o etanol anidro. Entretanto, no caso do etanol hidratado, observa-se uma maior representatividade em relação à média nacional, com participação variando de 33% a 50%, em detrimento da participação da gasolina A. Em relação aos demais estados, no último trimestre de 2024, Goiás figurou na terceira posição em termos de participação do etanol no consumo de combustíveis do ciclo Otto, com 56,4%, ficando atrás apenas de Mato Grosso (66,5%) e São Paulo (56,8%).

Gráfico 5: Participação energética dos combustíveis leves em Goiás, por trimestre (2020 - 2024).



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026a).

Essa maior participação do etanol hidratado em Goiás pode ser atribuída a diversos fatores estruturais e espaciais identificados na literatura. Laurini (2017), por exemplo, demonstra, através de análise espaço-temporal da razão de preços etanol/gasolina no Brasil entre 2007 e 2014, que a vantagem competitiva do etanol está fortemente associada à proximidade dos centros produtores, resultando em custos de distribuição significativamente menores. O estudo identifica que as regiões Centro-Oeste e Sudeste apresentam efeitos espaciais negativos consistentes na razão de preços, indicando maior competitividade do etanol nessas áreas.

7.1.3. Estrutura Produtiva e Logística

A estrutura produtiva do etanol no Brasil é caracterizada por uma rede extensa de usinas distribuídas pelo território nacional, fortemente associadas a localização da base agrícola e à disponibilidade de matérias-primas. No total, o País conta com 367 usinas produtoras, das quais 94 estão localizadas na região Centro-Oeste, refletindo a relevância dessa região na oferta nacional de etanol. No estado de Goiás, encontram-se 44 instalações, consolidando o estado como um dos principais polos do País.

A maior parte das usinas brasileiras permanece dedicada à produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, que segue como principal matéria-prima do setor. No entanto, observa-se a

expansão de usinas com capacidade de produção de etanol de milho, concentradas sobretudo na região Centro-Oeste. Segundo dados da União Nacional do Etanol de Milho (UNEM), 24 usinas no Brasil produzem, atualmente, etanol de milho, sendo 20 na região Centro-Oeste e 7 no estado de Goiás.

Além destas unidades em operação, o setor apresenta perspectivas de expansão de médio e curto prazo. De acordo com informações da ANP, 16 novas usinas possuem autorização para construção no País, enquanto outras 16 estão programadas para implantação, das quais 2 estão previstas para o estado de Goiás. Esse cenário reforça o papel estado como área estratégica para novos investimentos na cadeia produtiva do etanol, em especial nas rotas associadas ao milho.

A distribuição espacial das unidades produtoras que operam em Goiás está ilustrada na Figura 8, evidenciando a concentração de usinas produtoras nas porções sul e sudoeste do estado, resultado da configuração do uso do solo e à especialização agrícola dessas regiões, que concentram parcelas significativas de áreas cultivadas com cana-de-açúcar e milho.

Figura 10: Plantas de produção de etanol em Goiás em 2025.



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026a).

7.1.4. Indicadores de descarbonização para o etanol

Esta subseção apresenta os principais indicadores de descarbonização associados à produção e ao consumo de etanol, com foco na avaliação da intensidade de emissões e dos impactos associados a substituição de combustíveis fósseis na matriz do Ciclo Otto, incluindo a Intensidade de Carbono, Emissões Totais de Gases do Efeito Estufa e Emissões Evitadas pela Bioenergia. Os indicadores aqui apresentados são construídos a partir de metodologias desenvolvidas pelo Centro de Estudos do Agronegócio da Fundação Getúlio Vargas (FGV Agro), as quais serão descritas de forma mais detalhada no Quadro 1.

A base empírica para o cálculo dos indicadores é o sistema de certificações do programa RenovaBio, no qual usinas produtoras de etanol recebem uma nota de eficiência energético-ambiental (NEEA), expressa por meio de uma intensidade de carbono (IC) individual. A IC é medida em gramas de CO₂ equivalente por megajoule (gCO₂eq/MJ) e reflete as emissões de GEE ao longo do ciclo de vida do combustível sendo, portanto, quanto menor o valor, menor a intensidade das emissões. Em contrapartida, no contexto da NEEA, quanto menor a intensidade das emissões, maior a nota atribuída a usina.

A Tabela 5 apresenta, inicialmente, os valores médios da NEEA para diferentes rotas produtivas de etanol, certificadas no RenovaBio, incluindo produção a partir da cana-de-açúcar, do milho e de usinas integradas (cana e milho). Ressalta-se que esses resultados não devem ser interpretados como uma comparação direta entre as rotas tecnológicas, mas sim como instrumento para avaliar o posicionamento relativo do estado de Goiás em relação à média nacional, dentro de cada rota considerada.

Os resultados apresentados na Tabela 5 indicam que, de modo geral, os valores médios da NEEA para as usinas localizadas em Goiás situam-se em patamares próximos aos observados na média nacional. No caso do etanol de primeira geração de cana-de-açúcar (E1CG), a NEEA média é ligeiramente superior ao valor observado no Brasil. Para o etanol de milho (E1GM) e usinas integradas (E1G Flex), observa-se o inverso, a NEEA média é inferior à média nacional, o que sugere espaço para avanços no desempenho energético-ambiental dessas rotas no estado.

Tabela 6. Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) média das rotas produtivas de etanol certificadas no RenovaBio, Brasil e Goiás.

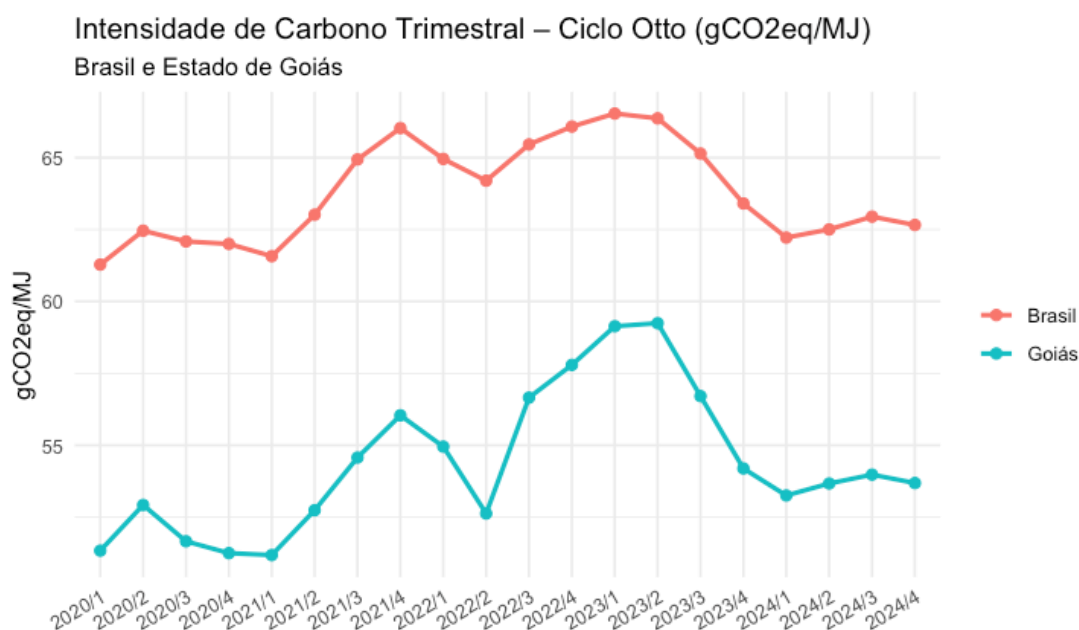
ROTA	BRASIL	GOIÁS
Etanol combustível de primeira geração – cana-de-açúcar (E1CG)	59.58	61.30
Etanol combustível de primeira geração – milho (E1GM)	58.09	57.53
Etanol combustível de primeira geração – cana-de-açúcar e milho em usina integrada (E1G Flex)	64.04	63.24

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026).

Com base nos valores de IC atribuídos às usinas certificadas no programa RenovaBio e nos respectivos volumes de produção, são calculados ICs médios ponderados para o etanol hidratado e para o etanol anidro. Adicionalmente, adota-se a IC da gasolina A como parâmetro fixo, de 87,4 gCO₂eq/MJ. A partir desses insumos e dos dados de consumo dos combustíveis fornecidos pela ANP, estima-se a **Intensidade de Carbono** da matriz de combustíveis leves.

O Gráfico 6 apresenta a evolução trimestral desse indicador para o Brasil e para o estado de Goiás. Observa-se que, ao longo de todo o período analisado, a intensidade de carbono da matriz de combustíveis leves em Goiás permanece sistematicamente inferior à média nacional, refletindo uma maior participação relativa de biocombustíveis no consumo estadual.

Gráfico 6: Evolução trimestral da intensidade de carbono da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), para o Brasil e o estado de Goiás, no período de 2020 a 202



Fonte: Elaboração Própria.

A Tabela 6 apresenta a intensidade de carbono média da matriz de combustíveis leves no ciclo Otto para os estados da região Centro-Oeste no 3º e 4º trimestres de 2024, bem como a variação observada no período. Observa-se redução da intensidade de carbono em todos os estados da região, ainda que em magnitudes distintas.

O estado de Goiás apresentou intensidade de carbono de 53,69 gCO₂eq/MJ no 4º trimestre de 2024, valor inferior ao registrado no trimestre anterior (53,98 gCO₂eq/MJ), correspondendo a uma redução de 0,54%. Esse desempenho coloca o estado de Goiás em segundo lugar dentro da região, superando Mato Grosso do Sul e Distrito Federal, ficando apenas atrás do estado de Mato Grosso.

Tabela 7. Intensidade de carbono (IC), da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto) nos estados da Região Centro-Oeste, com comparação entre o 3º e o 4º trimestre de 2024 e variação percentual no período.

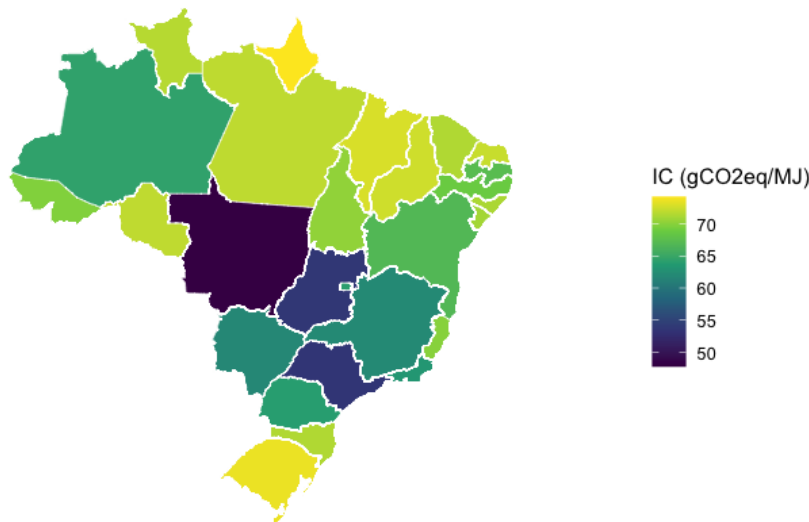
ESTADO	IC (GCO ₂ EQ/MJ) EM 2024/4	IC (GCO ₂ EQ/MJ) EM 2024/3	VARIAÇÃO (Δ)
Mato Grosso	47,76	48,68	-1,89%
Mato Grosso do Sul	61,83	62,64	-1,29%
Goiás	53,69	53,98	-0,54%
Distrito Federal	64,05	64,34	-0,45%

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 9 complementa essa análise ao apresentar a distribuição espacial da intensidade de carbono da matriz de combustíveis leves no Brasil no 4º trimestre de 2024. Observa-se heterogeneidade relevante entre os estados, com valores mais elevados concentrados, em geral, nas regiões Norte, Nordeste e Sul, enquanto estados do Centro-Oeste e Sudeste apresentam intensidades de carbono mais baixas. Nesse contexto, o estado de Goiás destaca-se por apresentar intensidade de carbono significativamente inferior à média nacional, juntamente com os estados de Mato Grosso e São Paulo, principais produtores de etanol.

Figura 11: Intensidade de carbono (IC), da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto) por estado, no 4º trimestre de 2024.

Intensidade de Carbono por Estado — 4º Trimestre de 2024
Ciclo Otto (gCO₂eq/MJ)



Fonte: Elaboração própria.

A partir da combinação entre os volumes consumidos e as respectivas intensidades de carbono dos combustíveis, são estimadas as **Emissões Totais de Gases do Efeito Estufa** associadas ao consumo de combustíveis do Ciclo Otto, incluindo etanol anidro, etanol hidratado e gasolina A.

A Tabela 7 apresenta o ranking dos estados com maiores emissões totais de GEE no ciclo Otto em 2024. Observa-se que São Paulo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul concentram as maiores emissões absolutas. O estado de Goiás ocupa a sétima posição no ranking nacional, com emissões estimadas em aproximadamente 4,3 milhões de toneladas de CO₂ equivalente em 2024, correspondendo a cerca de 3,9% das emissões totais associadas ao consumo de combustíveis leves no País.

Tabela 8. Emissões totais de GEE (Ciclo Otto) por estado em 2024: ranking e participação relativa.

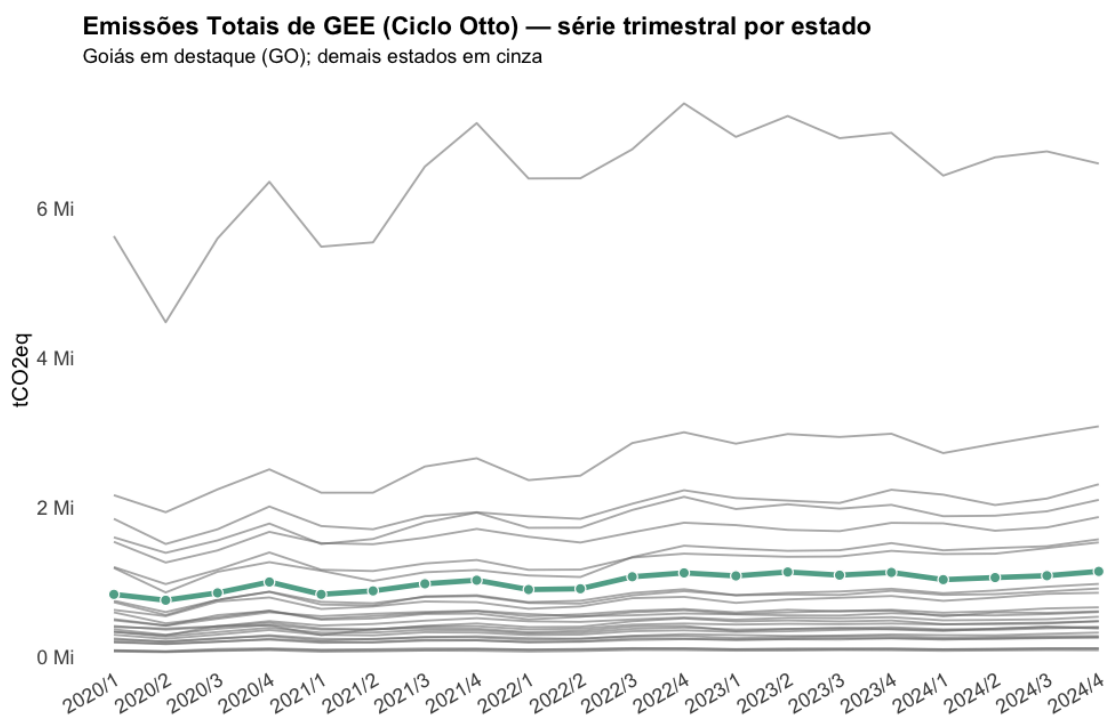
ESTADO	POSIÇÃO	EMISSIONES (TCO ₂ EQ) EM 2024	PARCELA DAS EMISSIONES TOTAIS EM 2024
SP	1	26.485.857,3	23,89%
MG	2	11.636.344,3	10,50%

RS	3	8.631.028,3	7,79%
GO	7	4.325.546,1	3,90%

Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 7 apresenta a evolução trimestral das emissões totais de GEE associadas ao consumo de combustíveis leves (ciclo Otto) para as unidades da federação, com destaque para o estado de Goiás. Observa-se que o nível absoluto de emissões em Goiás é inferior ao dos principais estados, e apresentam trajetória relativamente estável, com variações moderadas entre os trimestres.

Gráfico 7: Intensidade de carbono (IC), da matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto) por estado, no 4º trimestre de 2024*.



*O estado de Goiás é destacado, enquanto os demais estados são apresentados em cinza.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 10 apresenta a distribuição espacial das emissões totais de GEE associadas ao consumo de combustíveis leves (ciclo Otto) no 4º trimestre de 2024. Observa-se uma forte concentração das emissões nos estados do Sudeste e do Sul, com destaque para São Paulo, que apresenta o maior volume absoluto de emissões, em linha com a dimensão de seu mercado consumidor e da frota de veículos leves.

O estado de Goiás situa-se em um patamar intermediário de emissões no contexto nacional, com valores superiores aos observados na maior parte dos estados das regiões Norte e Nordeste, mas significativamente inferiores aos dos principais polos consumidores do Sudeste. Esse padrão reforça a leitura de que as emissões totais refletem, predominantemente, a escala do consumo de combustíveis, mais do que diferenças estruturais na intensidade de carbono da matriz utilizada.

Figura 12: Distribuição das emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao consumo de combustíveis leves (Ciclo Otto) por estado, no 4º trimestre de 2024

Emissões Totais de GEE (Ciclo Otto) por Estado — 4º Trimestre de 2024



Fonte: Elaboração própria.

O indicador de **Emissões Evitadas pela Bioenergia** tem como objetivo quantificar o benefício associado à substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis no consumo de combustíveis leves. Para isso, compara-se um cenário contrafactual, no qual todo o consumo energético seria atendido por combustíveis fósseis, com o cenário efetivamente observado, que incorpora o uso de etanol na matriz de combustíveis leves.

A estimativa das emissões evitadas é realizada a partir das intensidades de carbono utilizadas nos indicadores anteriores, combinando: (i) a intensidade de carbono da gasolina como referência fóssil; (ii) os ICs médios ponderados do etanol, calculados com base nas usinas certificadas no RenovaBio; e (iii) os volumes efetivos de consumo por estado. A diferença entre as

emissões do cenário 100% fóssil e aquelas observadas no consumo real define o volume de emissões evitadas, expresso em toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq).

Os resultados para o ano de 2024 indicam forte concentração das emissões evitadas nos estados com maior escala de consumo de combustíveis e maior participação do etanol na matriz. Conforme apresentado na Tabela 8, São Paulo lidera o ranking nacional, com cerca de 16,5 milhões de tCO₂eq evitadas, seguido por Minas Gerais e Paraná. O estado de Goiás ocupa a quarta posição, com aproximadamente 2,7 milhões de tCO₂eq de emissões evitadas em 2024.

Além da quantificação em termos absolutos, o volume de emissões evitadas pode ser traduzido em uma métrica física de fácil interpretação. Em 2024, as emissões evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis leves em Goiás correspondem, em termos aproximados, ao estoque de carbono associado a cerca de 6,5 mil hectares de floresta tropical. Essa equivalência considera um fator médio de 410 tCO₂ por hectare de floresta tropical, conforme estimativas do MapBiomass, e tem caráter exclusivamente ilustrativo, com o objetivo de contextualizar a magnitude do benefício climático associado ao uso de biocombustíveis no estado.

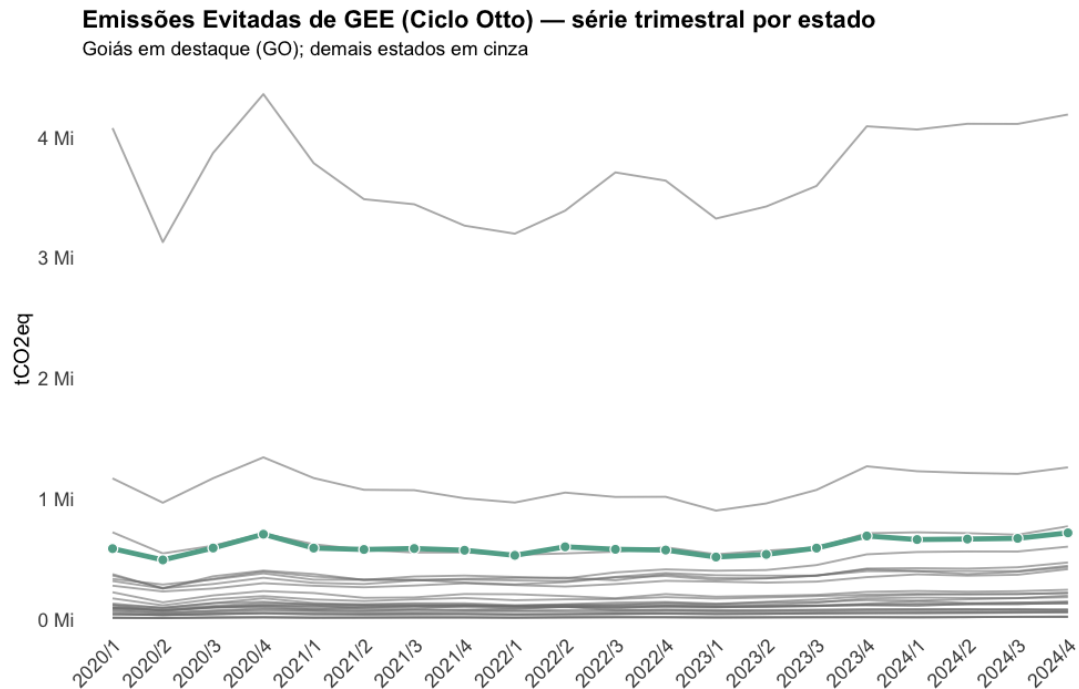
Tabela 9. Ranking dos estados com maiores volumes de emissões de GEE evitadas pela bioenergia na matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), em 2024.

ESTADO	POSIÇÃO	EMISSIONES EVITADAS PELA BIOENERGIA (TCO ₂ EQ) EM 2024
SP	1	16.469.834,5
MG	2	4.912.705,8
PR	3	2.913.372,1
GO	4	2.720.835,6

Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 8 apresenta a evolução das emissões evitadas de GEE no ciclo Otto, em base trimestral, para todos os estados brasileiros, com destaque para o estado de Goiás. Observa-se que, ao longo de todo o período analisado, Goiás mantém um patamar alto de emissões evitadas quando comparado ao conjunto dos estados, refletindo a combinação entre Intensidade de Carbono baixa, e participação relativa alta dos biocombustíveis na matriz estadual.

Gráfico 8: Emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), série trimestral por estado, entre 2020 e 2024.



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 13 apresenta a distribuição espacial das emissões evitadas de GEE no ciclo Otto por estado, no quarto trimestre de 2024. Goiás insere-se em um **grupo intermediário-alto** de desempenho, apresentando emissões evitadas significativamente superiores às observadas na maior parte dos estados das regiões Norte e Nordeste, e comparáveis às de estados tradicionalmente relevantes na produção e consumo de biocombustíveis.

Figura 13: Emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis leves (Ciclo Otto), série trimestral por estado, entre 2020 e 2024.

Emissões Evitadas (Ciclo Otto) por Estado — 4º Trimestre de 2024



Fonte: Elaboração própria.

Quadro 1. Metodologia dos Indicadores de Descarbonização.

Metodologia dos Indicadores de Descarbonização

Os indicadores de descarbonização apresentados neste estudo são construídos a partir da combinação entre dados de consumo de combustíveis, parâmetros energéticos e fatores de intensidade de carbono obtidos em abordagem de ciclo de vida. A metodologia é aplicada de forma consistente para os ciclos Otto e Diesel, variando apenas o conjunto de combustíveis considerados em cada caso, o que garante comparabilidade temporal e espacial dos resultados.

A **intensidade de carbono da matriz** é utilizada como medida sintética das emissões de gases de efeito estufa associadas ao consumo energético, expressa em gramas de CO₂ equivalente por megajoule (gCO₂eq/MJ). Esse indicador corresponde à média ponderada das intensidades de carbono dos diferentes combustíveis que compõem a matriz analisada, sendo calculado como a

razão entre a soma das emissões associadas a cada combustível e o consumo energético total do período. Matematicamente:

$$IC = \frac{\sum C_{it} \times IC_{it}}{\sum C_{it}},$$

onde C_{it} corresponde ao consumo energético do combustível i no período t ; IC_{it} representa a intensidade de carbono do combustível i no período t . Valores mais baixos desse indicador indicam matrizes energéticas relativamente menos emissoras.

As **emissões totais de gases de efeito estufa** são estimadas a partir do consumo efetivamente observado de combustíveis em cada período, considerando os respectivos fatores de intensidade de carbono em base de ciclo de vida. O cálculo consiste na agregação das emissões associadas a cada combustível, convertidas para toneladas de CO₂ equivalente, permitindo a quantificação absoluta das emissões relacionadas ao uso de combustíveis nos ciclos analisados. Matematicamente,

$$Emissões = \frac{\sum C_{it} \times IC_{it}}{10^6}.$$

Já o indicador de **emissões evitadas pela bioenergia** busca mensurar o benefício ambiental decorrente da substituição parcial de combustíveis fósseis por biocombustíveis. Para isso, compara-se o volume de emissões estimado no cenário observado, que reflete a composição real da matriz de combustíveis, com um cenário contrafactual hipotético, no qual todo o consumo energético seria atendido exclusivamente por combustíveis fósseis de referência. A diferença entre as emissões desses dois cenários corresponde às emissões evitadas atribuíveis à presença da bioenergia na matriz.

7.2 Biodiesel

7.2.1. Oferta de biodiesel

O biodiesel é um biocombustível de origem renovável, obtido a partir de óleos vegetais, gorduras animais ou óleos de cozinha usados, sendo utilizado principalmente como componente de mistura ao óleo diesel fóssil em motores de ignição por compressão. A Lei nº 11.097/2005 o caracteriza como qualquer combustível derivado de biomassa renovável destinado ao uso em motores do ciclo diesel. No âmbito infralegal, a Resolução ANP nº 920/2023, atualmente vigente, estabelece a especificação técnica do biodiesel, definindo-o como um biocombustível constituído por uma mistura de ésteres de ácidos graxos (EPE, 2025b). O biodiesel é um componente importante da matriz energética renovável em diversos países, impulsionado principalmente por políticas públicas de mistura obrigatória⁴ e por metas de redução de emissões (Suhara et al., 2024; EPE, 2025c).

Estudos indicam que a promoção do biodiesel e demais biocombustíveis também está associada à redução da dependência de combustíveis fósseis, ao fortalecimento da segurança energética e à geração de benefícios socioeconômicos, especialmente no estímulo às economias rurais, na criação de empregos e na diversificação das cadeias produtivas ligadas à biomassa (Jeswani; Chilvers; Azapagic, 2020; Suhara et al., 2024; Chowdhury et al., 2025).

A legislação relativa à produção e ao uso do biodiesel apresenta variações significativas entre os países. De modo geral, grande parte dos marcos regulatórios existentes é voltada à regulamentação dos biocombustíveis de forma ampla; contudo, alguns instrumentos normativos estabelecem políticas específicas direcionadas à produção, à comercialização e ao uso do biodiesel.

No âmbito internacional, a União Europeia, por exemplo, por meio da *Renewable Energy Directive* (RED II e RED III), estabelece metas obrigatórias de participação de energias renováveis no transporte, com critérios estritos de sustentabilidade para o biodiesel, incluindo limites de emissões ao longo do ciclo de vida, restrições ao uso de matérias-primas associadas ao desmatamento e incentivo ao uso de resíduos e óleos residuais (European Parliament and Council, 2001; European Parliament, 2021; Mai-Moulin, 2021). Nos Estados Unidos, o *Renewable Fuel Standard* (RFS) define volumes obrigatórios de biocombustíveis, incluindo biodiesel e diesel

⁴ Mandatos de mistura são instrumentos de política pública que estabelecem percentuais mínimos obrigatórios de biocombustíveis a serem misturados aos combustíveis fósseis convencionais, como diesel ou gasolina, antes de sua comercialização.

renovável, com classificação por intensidade de redução de emissões (EPA, 2025b). Outros países, como Indonésia e Malásia, utilizam mandatos de mistura combinados com políticas industriais voltadas à agregação de valor às cadeias agrícolas e à redução da dependência de diesel fóssil importado (ADVANCED BIOFUELS USA, 2025; USDA, 2025).

No Brasil, o biodiesel é regulado por um conjunto de políticas energéticas, ambientais e sociais. O principal instrumento é o mandato obrigatório de mistura ao diesel, que atualmente estabelece a incorporação de 15% (v/v) de biodiesel ao diesel fóssil a partir de 1º de março de 2025, com incrementos anuais de um ponto percentual até atingir 20% (B20) em 1º de março de 2030 (Brasil, 2020; Brasil, 2024). Complementarmente, o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) é uma política pública instituída em 2004 e formalizada pela Lei nº 11.097/2005⁵, com o objetivo de promover a inserção sustentável do biodiesel na matriz energética nacional. Entre seus principais objetivos destacam-se o fortalecimento da cadeia produtiva do biodiesel, o incentivo à produção de matérias-primas de origem agrícola, a inclusão da agricultura familiar por meio de instrumentos como o Selo Biocombustível Social e a promoção da segurança energética (Brasil, 2026).

Mais recentemente, o RenovaBio passou a desempenhar papel central, ao estabelecer metas nacionais de descarbonização e criar os CBIOS (Créditos de Descarbonização), que remuneram produtores de biodiesel de acordo com a eficiência ambiental do combustível ao longo do ciclo de vida. Essas políticas combinadas buscam garantir previsibilidade regulatória, reduzir emissões no setor de transportes e promover o desenvolvimento regional, ao mesmo tempo em que enfrentam desafios relacionados à sustentabilidade da matéria-prima e à estabilidade do mercado (EPE, 2026).

Ampliando os esforços iniciados pelo RenovaBio, o Programa Combustível do Futuro foi criado como uma iniciativa estratégica do governo brasileiro, visando coordenar e potencializar a transição do setor de transportes para fontes de energia de baixo carbono, reunindo em uma única estratégia programas de eficiência veicular, biocombustíveis e o próprio RenovaBio.

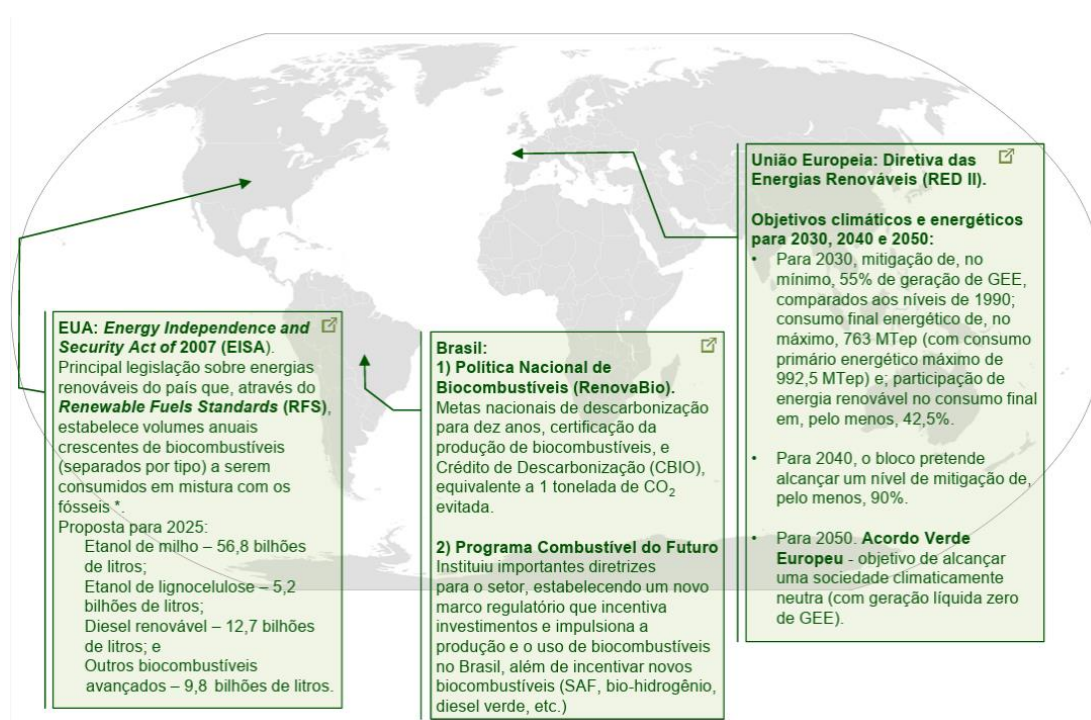
Os principais dispositivos da Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024) relativos ao biodiesel estabelecem um marco técnico-regulatório que fortalece e amplia o uso do biodiesel no diesel rodoviário, com vistas à descarbonização do setor de transportes. Entre as medidas centrais, a lei altera o regime da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel, instituindo um sistema formal de rastreabilidade para todo o ciclo de comercialização do diesel e permitindo que o percentual obrigatório de mistura de biodiesel varie, conforme viabilidade técnica e critérios estabelecidos pelo

⁵ Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2005/Lei/L11097.htm
88 / 186

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em um intervalo entre 13 % e 25 % em volume. Além disso, o texto prevê a possibilidade de incremento gradual desse percentual acima do patamar de 15 %, desde que sejam comprovadas a viabilidade técnica e as condições operacionais para tal elevação. Outra inovação normativa introduzida pela lei é a facultatividade da adição voluntária de biodiesel em proporções superiores ao mínimo obrigatório, promovendo flexibilidade e estímulo à incorporação de biocombustíveis renováveis na matriz energética brasileira (EPE, 2024b).

A 14 apresenta a legislação de biocombustíveis dos principais países e grupos econômicos.

Figura 14: Legislação de Biocombustíveis no Mundo.



Fonte: EPE (2025c).

A Tabela 10 apresenta os mandatos de mistura de biodiesel adotados no setor de transportes em diferentes países. Observa-se que essas políticas variam quanto aos níveis de mistura e às especificações regulatórias; contudo, constituem um fator determinante para explicar o expressivo crescimento da participação do biodiesel na matriz energética global.

Tabela 10: Mandatos de mistura de biodiesel no setor de transporte em economias selecionadas

ABRANGÊNCIA	PAÍS OU ESTADO	REGIÃO	MANDATO DE BIOCOMBUSTÍVEL DO CICLO DIESEL
Nacional	África do Sul	África	5% v/v
Nacional	Moçambique	África	3% v/v, aumentando p/ 7,5% em 2028 e 10% em 2032

Nacional	Nigéria	África	20% v/v
Nacional	Canadá	América do Norte	2% v/v
Nacional	Estados Unidos	América do Norte	Misturas normalmente usadas: 5% v/v (B5); 20% (B20); 100% (B100)
Infranacional	Estados Unidos – Massachusetts	América do Norte	15% v/v
Infranacional	Estados Unidos – Minnesota	América do Norte	20% v/v, (abril a setembro); 5% v/v, (outubro a março)
Infranacional	Estados Unidos – Novo México	América do Norte	5% v/v
Infranacional	Estados Unidos – Oregon	América do Norte	5% v/v
Nacional	Argentina	América do Sul e Central	7,5% v/v
Nacional	Bolívia	América do Sul e Central	25% v/v
Nacional	Brasil	América do Sul e Central	15% v/v de 1º de março de 2025, aumentando a 20% (B20) até 1º de março de 2030
Nacional	Chile	América do Sul e Central	Misturas permitidas: 2% v/v (B2) e 5% v/v (B5)
Nacional	Colômbia	América do Sul e Central	10% v/v
Nacional	Paraguai	América do Sul e Central	5% v/v
Nacional	Peru	América do Sul e Central	2% v/v (B2), 5% v/v (B5) e 20% v/v (B20)
Nacional	Coréia do Sul	Ásia	4% v/v, aumentando p/ 5% em 2030
Nacional	Filipinas	Ásia	Mínimo de 3% v/v
Nacional	Índia	Ásia	5% v/v p/ 2030
Nacional	Indonésia	Ásia	40% v/v
Nacional	Malásia	Ásia	10% v/v, prevalência nacional, exceto alguns territórios (onde utiliza-se 20% v/v). 7% v/v, p/ a indústria
Nacional	Turquia	Ásia	0,5% v/v
Nacional	Bulgária	Europa	6% e/e
Nacional	Eslovênia	Europa	7% v/v
Nacional	França	Europa	9% e/e (desde 2024)
Nacional	Irlanda	Europa	12% v/v; 20% v/v para 2030
Nacional	Lituânia	Europa	7% v/v

Fonte: Adaptado de EPE (2025c).

Nota: v/v significa “volume por volume”; e/e significa “massa por massa”.

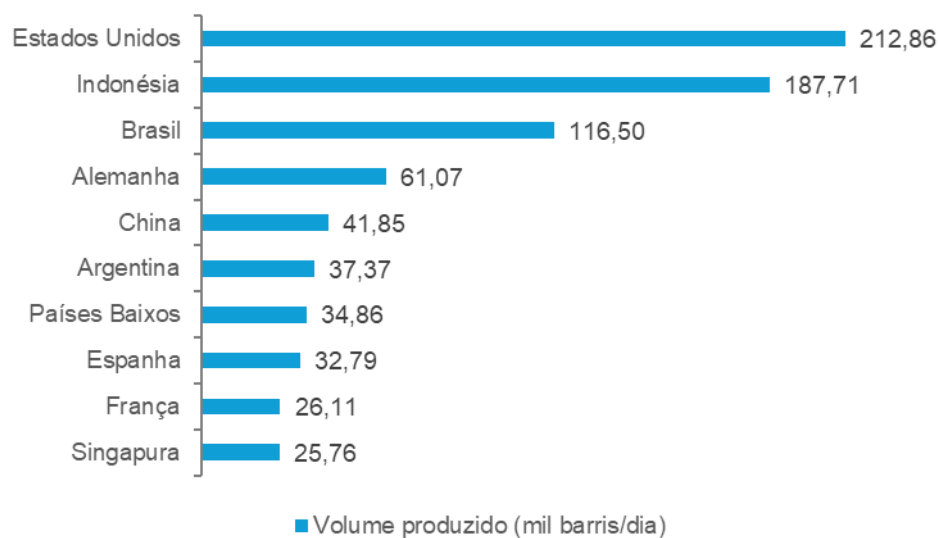
No âmbito subnacional, o Estado de Goiás criou uma Política Estadual de Combustíveis, formalizada pela Lei Ordinária nº 22.666/2024, que visa incentivar o uso e a produção de biocombustíveis, com ênfase em combustíveis renováveis produzidos localmente, como estratégia de sustentabilidade e desenvolvimento econômico regional. A lei não detalha aspectos específicos

ou instrumentos fiscais sobre o biodiesel, mas define que a política estadual deve fomentar, apoiar e incentivar tanto a produção quanto o consumo desse biocombustível. Essa política estadual busca fortalecer a competitividade de combustíveis sustentáveis, valorizar recursos energéticos renováveis e fomentar práticas que reduzam emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se às diretrizes mais amplas de transição energética no Brasil.

Desse modo, tanto as políticas federais quanto as estaduais refletem um enfoque duplo: por um lado, consolidar a produção e consumo de biodiesel como vetor de diversificação da matriz energética e mitigação de mudanças climáticas; por outro, articular incentivos econômicos, sociais e ambientais que favoreçam a agricultura familiar e a produção local de biocombustíveis.

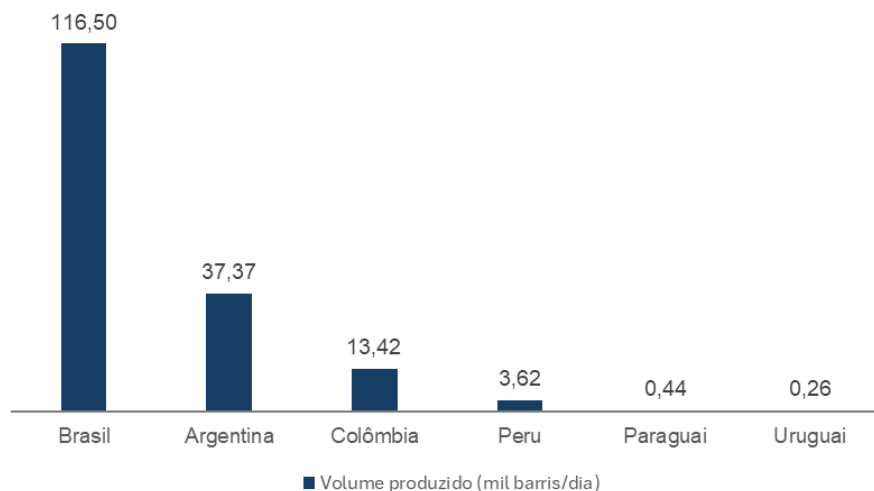
O Gráfico 9 e o Gráfico 10 ilustram a distribuição da produção de biodiesel em 2022, tanto em escala global quanto na América do Sul. No contexto global, os Estados Unidos e a Indonésia lideram a produção de biodiesel, com volumes superiores a 180 mil barris por dia, enquanto o Brasil ocupa a terceira posição, com produção aproximada de 116,5 mil barris por dia. Na América do Sul, observa-se a expressiva predominância brasileira, consolidando o país como o principal produtor de biodiesel da região.

Gráfico 9: Top 10 Produtores Mundiais de Biodiesel em 2022



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do EIA (2025).

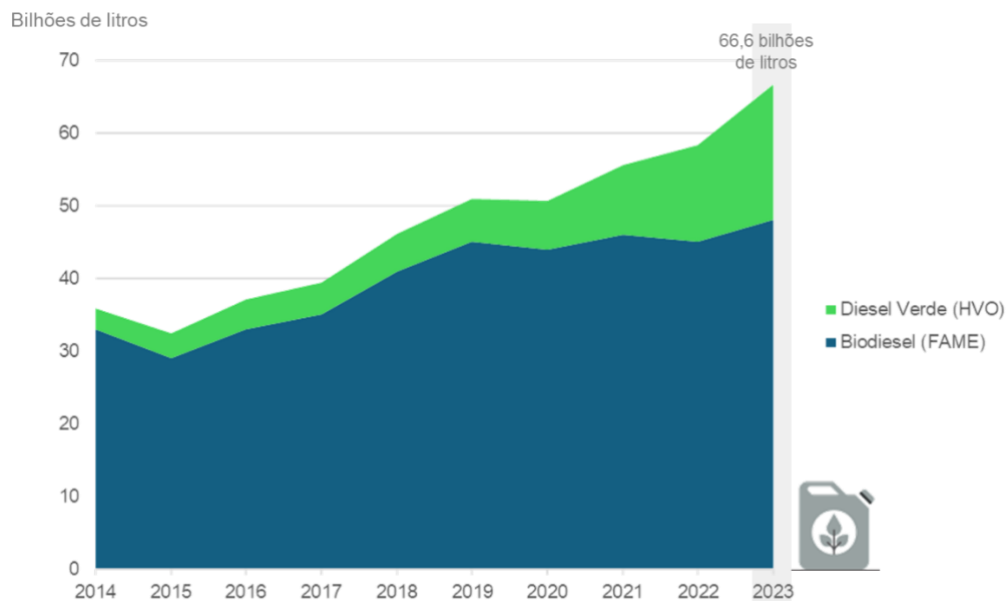
Gráfico 10: Produção de Biodiesel na América do Sul em 2022



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do EIA (2025).

Em 2023, a oferta global de biodiesel alcançou 66,6 bilhões de litros (Gráfico 11). No período compreendido entre 2014 e 2023, a produção global aumentou de 35,9 para 66,6 bilhões de litros, correspondendo a um crescimento absoluto de cerca de 30,7 bilhões de litros e a uma expansão aproximada de 85,5% ao longo da década. Esse desempenho equivale a uma taxa média de crescimento anual estimada em aproximadamente 7,1% ao ano, evidenciando a relevância estratégica do biocombustível na matriz energética global (REN21, 2025). Segundo a EPE (2025), em 2023 o Brasil foi responsável por cerca de 8% da produção global de biodiesel.

Gráfico 11: Oferta Global de Biodiesel, 2014-2023

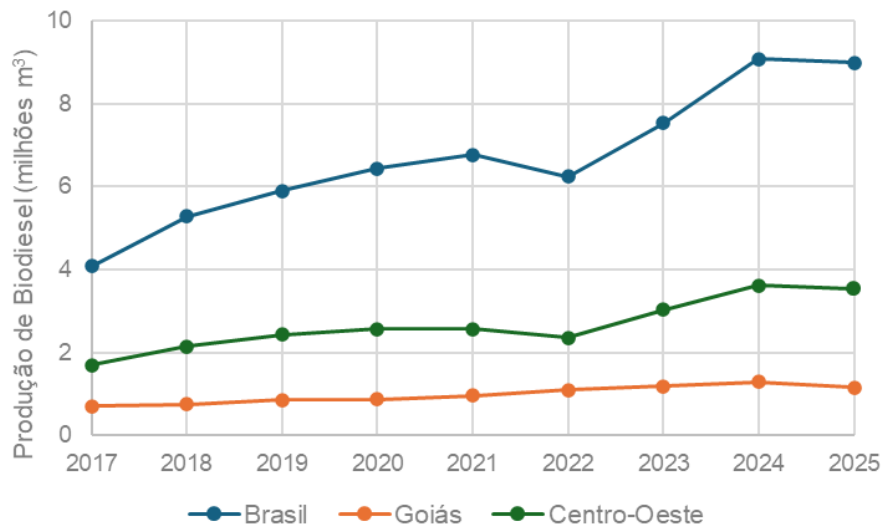


Fonte: Elaboração própria, com base em dados do REN21 (2025).

A produção de biodiesel no Brasil apresentou tendência de crescimento ao longo do período de 2017 a 2025, refletindo a consolidação do biocombustível na matriz energética nacional. Para analisar a evolução da produção de biodiesel, são apresentados o Gráfico 12 e o Gráfico 13. O Gráfico 12 apresenta a produção de biodiesel (em milhões de m³) no Brasil, na Região Centro-Oeste e no Estado de Goiás. O Gráfico 13, por sua vez, mostra a participação das regiões brasileiras na produção nacional de biodiesel. A trajetória ascendente está associada principalmente à ampliação gradual do mandato de mistura obrigatória ao diesel fóssil, às diretrizes do RenovaBio e à expansão da capacidade instalada das usinas.

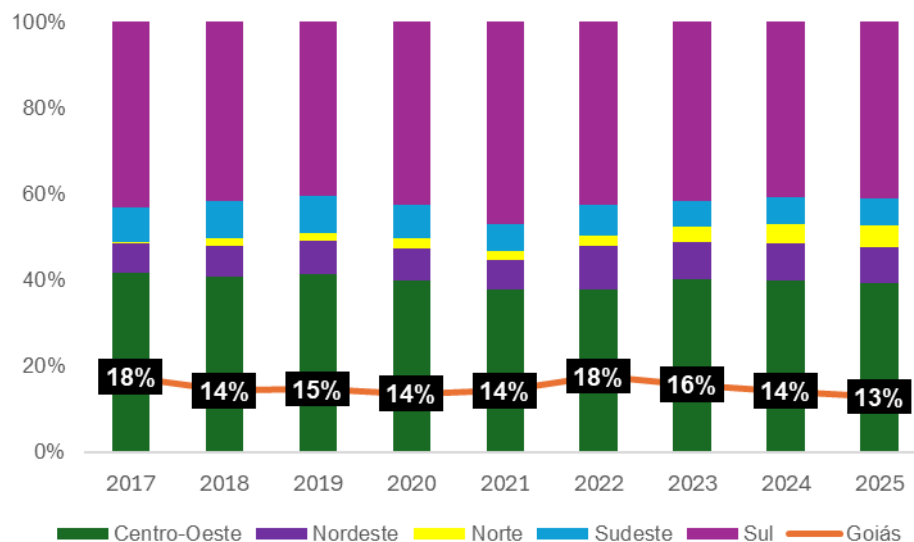
No recorte regional, a produção de biodiesel apresenta forte concentração no Centro-Oeste e no Sul, que juntos respondem por pelo menos 80% do total nacional ao longo de todo o período analisado. O Centro-Oeste mantém participação expressiva, sustentada pela disponibilidade de matéria-prima agrícola, especialmente a soja e o milho, e pela proximidade entre produção agroindustrial e usinas. A Região Sul, por sua vez, consolida-se como a maior produtora nacional, enquanto as regiões Sudeste, Nordeste e Norte apresentam participações menores.

Gráfico 12: Evolução da Produção de Biodiesel no Brasil, na Região Centro-Oeste e no Estado de Goiás (2017–2025).



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026b).

Gráfico 13: Participação Regional na Produção de Biodiesel (2017-2025)



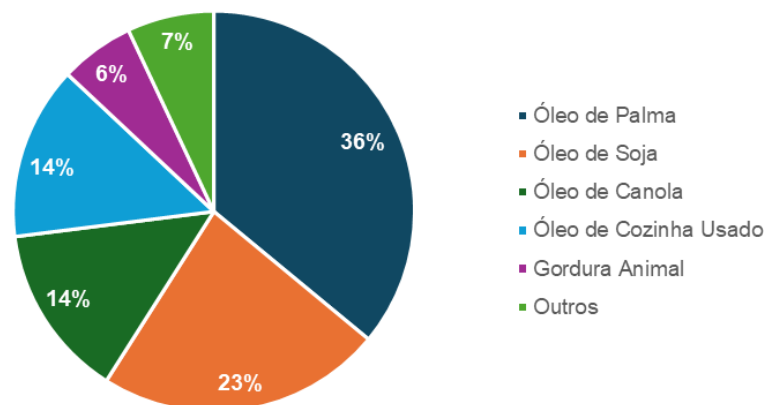
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP (2026b).

Entre os estados, Goiás se destaca como um dos principais produtores de biodiesel do país. Esse desempenho reflete tanto a forte base agroindustrial do estado quanto o ambiente institucional favorável à produção de biocombustíveis, reforçado por políticas estaduais e pela articulação com programas federais.

O Gráfico 14 apresenta a participação das matérias-primas na produção global de biodiesel. A produção mundial baseia-se predominantemente em óleos vegetais e outras fontes lipídicas renováveis, destacando-se o óleo de palma, o óleo de soja e o óleo de canola (colza) como as principais matérias-primas utilizadas globalmente. O óleo de palma é amplamente empregado em países tropicais, como Malásia e Indonésia, em função de sua elevada produtividade por hectare, enquanto a canola constitui um insumo tradicional na Europa. O óleo de soja, por sua vez, figura entre os principais insumos em países como Estados Unidos e Brasil, refletindo a forte inserção dessa oleaginosa nos sistemas agrícolas dessas regiões (Maheshwari et al., 2022; Neupane, 2023; CNA, 2025).

Além desses óleos vegetais, fontes alternativas, como óleo de girassol, óleo de coco e óleos residuais de cozinha, também contribuem para a matriz de insumos do biodiesel em diferentes países, assim como gorduras animais e resíduos orgânicos, que ampliam a diversidade de matérias-primas e auxiliam na mitigação de impactos sobre os preços dos alimentos e o uso de terras agrícolas (CNA, 2025).

Gráfico 14: Participação das matérias-primas na produção mundial de biodiesel



Fonte: Adaptado de EBB (2023).

A Tabela 11 apresenta o volume (m³) e a participação (%) das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no País em 2025. Com base nos dados apresentados, observa-se que a produção de biodiesel no Brasil é fortemente baseada no uso de óleo de soja, que responde por 73,58% do volume total processado, equivalente a aproximadamente 6,69 milhões de m³. Essa predominância reflete a ampla disponibilidade da soja no país, a estrutura consolidada da

cadeia agroindustrial e a competitividade econômica dessa oleaginosa como matéria-prima. Em menor proporção, destacam-se os outros materiais graxos (13,89%) e a gordura bovina (6,61%), evidenciando a importância complementar de fontes alternativas, especialmente de origem animal, para a diversificação do suprimento e a redução de custos de produção.

Tabela 11: Volume e participação das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil em 2025

	BRASIL		CENTRO-OESTE		GOIÁS	
Matéria-Prima	Volume (m³)	Parcela (%)	Volume (m³)	Parcela (%)	Volume (m³)	Parcela (%)
Óleo de Soja	6.689.053	73,58	2.879.469	82,37	813.637	72,02
Outros Materiais Graxos	1.262.994	13,89	307.924	8,81	169.002	14,96
Gordura Bovina	600.774	6,61	127.958	3,66	81.415	7,21
Outras	501.165	5,51	178.021	5,09	63.492	5,62
Óleo de Palma/Dendê	35.144	0,39	-	-	-	-
Óleo de Girassol	2.195	0,02	2.195	0,06	2.195	0,19
Total	9.091.325	-	3.495.567	-	1.129.741	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026b).

Notas: Outras incluem gordura de porco, óleo de algodão, óleo de fritura usado e óleo de milho.

No Centro-Oeste, o uso do óleo de soja é ainda mais acentuado, representando 82,37% do volume total de biodiesel produzido na região, o que corresponde a cerca de 2,88 milhões de m³. Esse perfil está diretamente associado à elevada produção agrícola regional, à proximidade entre as áreas produtoras de soja e as usinas de biodiesel e à integração logística da cadeia. As demais matérias-primas, como outros materiais graxos (8,81%) e gordura bovina (3,66%), apresentam participação menor.

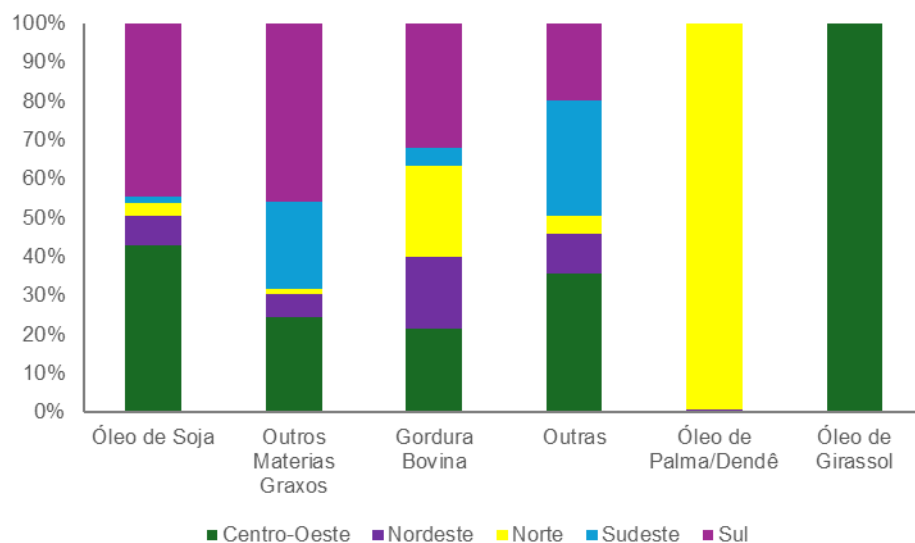
No âmbito do Estado de Goiás, observa-se um perfil semelhante ao regional, com predominância da utilização do óleo de soja, responsável por 72,02% do volume total processado, equivalente a aproximadamente 814 mil m³. Entretanto, Goiás apresenta participação relativamente maior de outros materiais graxos (14,96%) e de gordura bovina (7,21%) quando comparado à média do Centro-Oeste, indicando maior diversificação das fontes lipídicas utilizadas no estado. Segundo dados da ANP (2026b), Goiás é o único estado que utiliza óleo de girassol como insumo na produção de biodiesel, embora em volume ainda reduzido, com participação marginal no total processado.

Esse perfil de matérias-primas não apenas define a estrutura produtiva do biodiesel no estado, mas também condiciona os impactos socioeconômicos associados à cadeia, especialmente

no que se refere à participação da agricultura familiar. Em 2022, por exemplo, a cadeia produtiva do biodiesel em Goiás contou com a participação de 1.170 agricultores familiares como fornecedores de matérias-primas. Nesse período, foram entregues 200,4 mil toneladas de matérias-primas destinadas à produção de biodiesel, o que resultou em uma receita total de R\$ 578,1 milhões para esses produtores. Esses números refletem a importância do biodiesel como instrumento de inclusão produtiva no meio rural, ao promover a integração da agricultura familiar às cadeias agroindustriais, gerar renda e contribuir para o desenvolvimento regional, em consonância com os objetivos das políticas públicas de biocombustíveis no Brasil.

O Gráfico 15 a seguir apresenta a distribuição regional das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil, evidenciando diferenças na contribuição das regiões para cada tipo de insumo.

Gráfico 15: Distribuição regional das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (2026b).

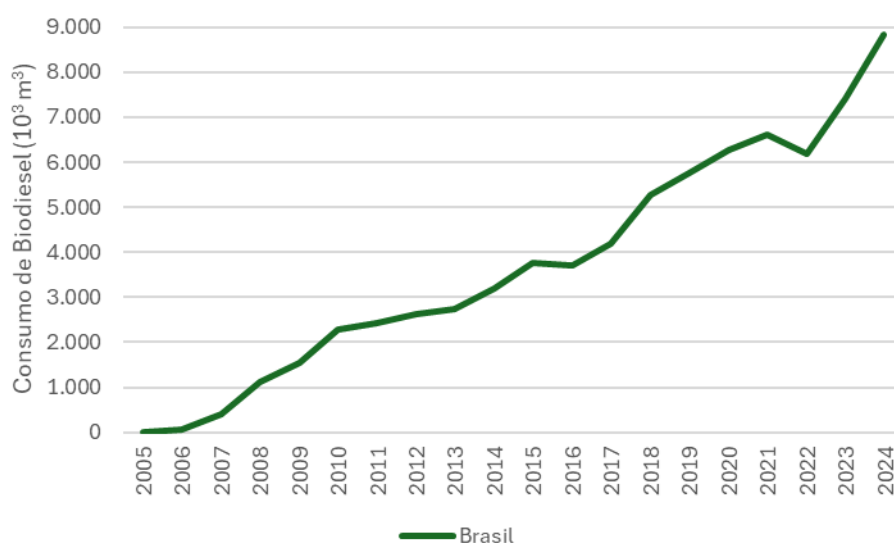
7.2.2. Demanda de biodiesel

Como destacado anteriormente, a oferta e demanda global por biodiesel é impulsionada por políticas de descarbonização, mandatos de mistura e incentivos à utilização de combustíveis renováveis em substituição aos derivados de petróleo. Países europeus, Estados Unidos e nações da Ásia vêm expandindo gradualmente as exigências de mistura obrigatória de biodiesel com o

diesel fóssil, criando mercados robustos para o biocombustível e estimulando investimentos em capacidade produtiva (SGS, 2020; Silva et al., 2024; BIOFUELS INTERNATIONAL, 2025). Estudos internacionais apontam que, apesar das diferenças nas matrizes energéticas e nas políticas públicas, existe um consenso quanto ao papel crescente do biodiesel na redução de emissões de gases de efeito estufa no setor de transportes, sobretudo em aplicações rodoviárias e no transporte pesado, onde alternativas elétricas ainda enfrentam desafios técnicos e de infraestrutura (Silva et al., 2024; Ben, 2025).

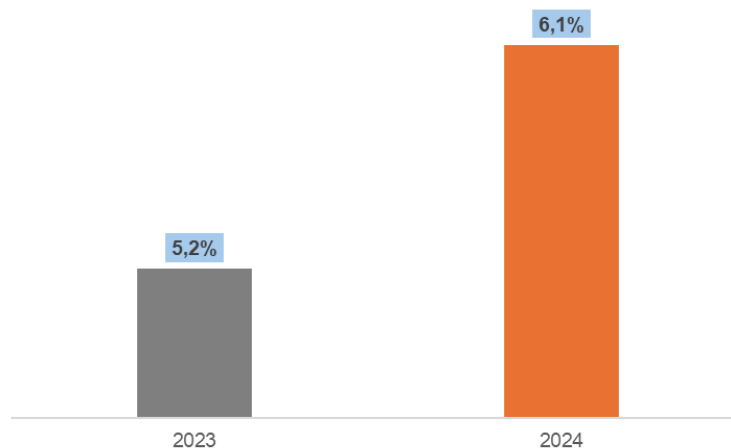
No Brasil, a demanda por biodiesel tem mostrado trajetória de expansão relacionada, principalmente, ao mandato de mistura obrigatória no diesel combustível (diesel B). O Gráfico 16 apresenta a evolução do consumo de biodiesel no Brasil no período de 2005 a 2024. Complementarmente, o Gráfico 17 apresenta o consumo de energia no setor de transportes associado ao biodiesel. Em 2024, o consumo do biocombustível no setor registrou aumento de 19,3% em relação a 2023.

Gráfico 16: Evolução do Consumo de Biodiesel no Brasil (2005–2024)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Ben (2025).

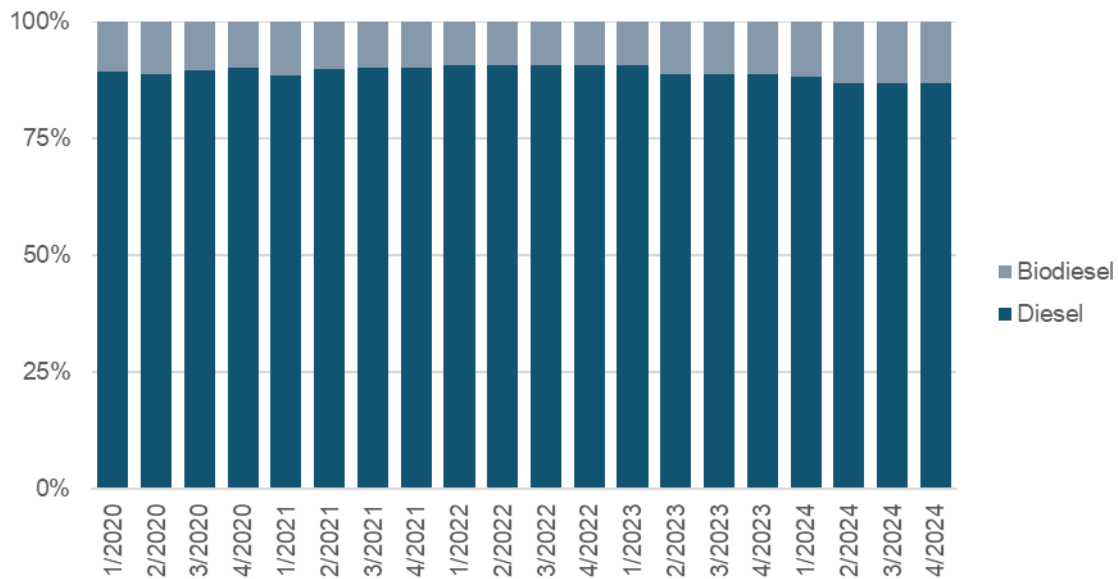
Gráfico 17: Participação do Biodiesel no Setor de Transportes no Brasil.



Elaboração própria a partir de dados do Ben (2025).

O Gráfico 18 mostra a participação energética relativa do diesel fóssil e do biodiesel no ciclo diesel ao longo do período de 2020 a 2024. A participação energética do biodiesel no ciclo diesel permanece relativamente estável ao longo do período analisado, em razão do regime regulatório baseado em mandatos fixos de mistura obrigatória ao diesel fóssil. No Brasil, a fração de biodiesel incorporada ao diesel B é definida por normas específicas e alterada apenas por decisão governamental, o que confere previsibilidade à sua participação percentual no consumo energético. Assim, mesmo diante de variações no volume total de diesel consumido, a proporção de biodiesel tende a se manter constante enquanto o percentual de mistura não é modificado. Esse arranjo regulatório explica a estabilidade observada e reforça o papel do biodiesel como instrumento de política pública para descarbonização do transporte.

Gráfico 18: Participação Energética do Diesel e do Biodiesel no Ciclo Diesel no Brasil (2020–2024).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Na sequência, o Gráfico 19Gráfico 19 apresenta a participação energética do diesel e do biodiesel no ciclo diesel em Goiás. Observa-se que a participação no consumo energético do estado tem comportamento consistente com aquele verificado em nível nacional.

Gráfico 19: Participação Energética do Diesel e do Biodiesel no Ciclo Diesel no Estado de Goiás (2020–2024).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

É importante destacar que entre 2007 e 2021, a comercialização do biodiesel ocorreu predominantemente por meio de leilões públicos organizados pela ANP, mecanismo que assegurava o suprimento necessário ao atendimento do mandato de mistura obrigatória ao diesel fóssil. Esse modelo conferia previsibilidade à demanda e aos preços, ao mesmo tempo em que permitia ao governo coordenar a expansão do setor. A partir de janeiro de 2022, contudo, a sistemática de comercialização foi alterada pela Resolução CNPE nº 14/2020, que extinguiu os leilões e instituiu a livre negociação direta entre produtores e distribuidores, sob regulamentação da Resolução ANP nº 857/2021, aproximando o mercado de biodiesel de uma lógica mais concorrencial (EPE, 2025a).

Mesmo com a liberalização da comercialização, a demanda permanece essencialmente determinada pelo mandato vigente, o que explica a relativa estabilidade da participação do biodiesel no consumo energético do ciclo diesel. Segundo dados da EPE (2025a), em 2024 os preços médios do biodiesel mantiveram comportamento alinhado à estabilidade observada no mercado do diesel A, tanto no âmbito doméstico quanto internacional, evidenciando a influência do arcabouço regulatório sobre a dinâmica de preços e os volumes comercializados.

O marco regulatório brasileiro também prevê mecanismos para estimular a demanda voluntária por biodiesel, ampliando seu uso para além do percentual obrigatório. A Resolução CNPE nº 3/2015 estabeleceu diretrizes para autorizar a comercialização e o uso de biodiesel em

proporções superiores ao mandato, criando o chamado biodiesel autorizativo. Essa modalidade tem como objetivo aproveitar condições regionais favoráveis, como a distância de centros de refino de petróleo e a existência de capacidade produtiva instalada, aumentando a competitividade do biodiesel frente ao diesel fóssil em determinados contextos.

A EPE (2025a) também destaca o surgimento de iniciativas voltadas ao uso do biodiesel puro (B100). Empresas têm adotado o B100 em frotas próprias de transporte rodoviário e em embarcações fluviais, bem como avaliado sua aplicação no transporte marítimo em combinação com combustíveis fósseis. Essas experiências, embora ainda pontuais, indicam um potencial de expansão futura da demanda por biodiesel.

7.2.3. Estrutura Produtiva e Logística da cadeia de biodiesel

Em 2025, o parque industrial de biodiesel no Brasil permanece consolidado com 58 plantas autorizadas pela ANP. Deste total nacional, a Região Centro-Oeste destaca-se como um dos principais polos de produção, abrigando 27 instalações, com destaque para Mato Grosso e Goiás como estados estrategicamente importantes devido à proximidade com a base produtiva de matérias-primas como a soja e à infraestrutura logística favorecida. No caso específico de Goiás, existem 8 plantas de biodiesel em operação. A Figura 15 ilustra a distribuição geográfica das plantas de biodiesel autorizadas no Estado de Goiás.

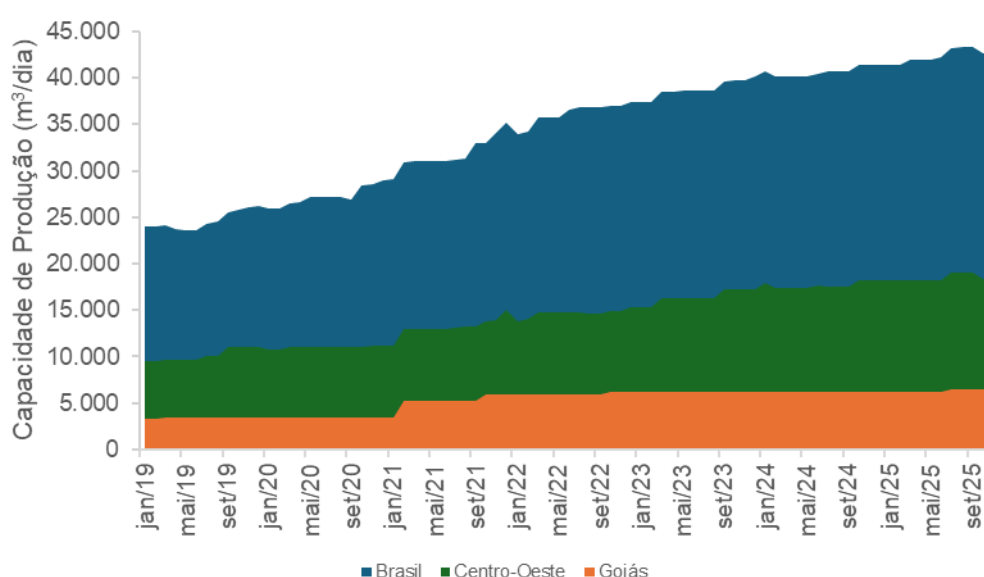
Figura 15: Plantas de Produção de Biodiesel em Goiás em 2025



Fonte: Adaptado da ANP (2026).

Em 2025, a capacidade produtiva instalada de biodiesel no Brasil alcançou aproximadamente 42,3 mil m³/dia, enquanto a produção efetiva foi da ordem de 9 bilhões de litros no ano. O Gráfico 20 apresenta a capacidade produtiva instalada no Brasil, na Região Centro-Oeste e no Estado de Goiás.

Gráfico 20: Evolução mensal da capacidade produtiva instalada de biodiesel no Brasil, na Região Centro-Oeste e no Estado de Goiás (2019–2025).



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2026b).

7.2.4. Indicadores de Descarbonização para biodiesel

De forma análoga ao que foi apresentado para o etanol, esta seção discute os principais indicadores de descarbonização associados ao ciclo diesel, os quais são construídos a partir de uma abordagem metodológica equivalente. Assim como no caso do Ciclo Otto, a análise concentra-se na avaliação da intensidade de emissões e dos impactos decorrentes da substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis, contemplando indicadores como a Intensidade de Carbono, as Emissões Totais de Gases de Efeito Estufa e as Emissões Evitadas pela Bioenergia.

A base empírica para o cálculo desses indicadores no ciclo diesel também é o sistema de certificação do programa RenovaBio. Nesse contexto, as unidades produtoras de biodiesel recebem uma NEEA, expressa por meio de uma Intensidade de Carbono individual, mensurada em gramas

de CO₂ equivalente por megajoule (gCO₂eq/MJ). Esse indicador reflete as emissões de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida do biodiesel, de modo que valores mais baixos de IC correspondem a menor intensidade de emissões.

A Tabela 12 apresenta a Nota de Eficiência Energético-Ambiental média das plantas certificadas no âmbito do RenovaBio, considerando os resultados para o Brasil e para o Estado de Goiás.

Tabela 12: Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) média das rotas produtivas de etanol certificadas no RenovaBio, Brasil e Goiás.

BIOCOMBUSTÍVEL	MÉDIA NACIONAL	MÉDIA ESTADO DE GOIÁS
BIODIESEL	69,05	72,44

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANP.

Os resultados apresentados indicam que a NEEA média das rotas produtivas de biodiesel certificadas no âmbito do RenovaBio no Estado de Goiás (72,44) é superior à média nacional (69,05). Esse desempenho sugere que, em média, as plantas localizadas em Goiás apresentam menor intensidade de carbono ao longo do ciclo de vida do biocombustível, refletindo maior eficiência energético-ambiental em comparação ao conjunto nacional. Tal resultado pode estar associado a fatores estruturais e operacionais, como a proximidade das usinas às fontes de matérias-primas, a maior integração com cadeias agroindustriais locais, o uso de rotas produtivas mais eficientes e a adoção de práticas que reduzem emissões nas etapas agrícola, industrial e logística.

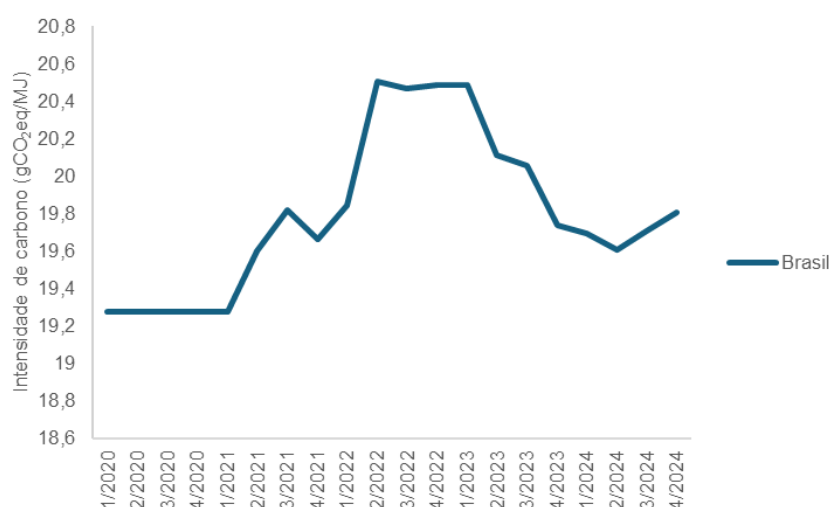
A estimativa da intensidade de carbono do ciclo diesel baseou-se, inicialmente, no cálculo da intensidade média trimestral, expressa em gCO₂eq/MJ, associada ao biodiesel e ao diesel A. Para o biodiesel, a intensidade média de carbono foi obtida a partir dos dados de certificação do RenovaBio, com ponderação pela produção das plantas certificadas. A fim de assegurar consistência temporal e evitar distorções decorrentes da variação no número de usinas certificadas ao longo do período analisado, a intensidade de carbono atribuída a cada planta foi mantida constante a partir de sua primeira certificação, vigente desde janeiro de 2020 até a atualização correspondente. Para o diesel A, adotou-se uma intensidade de carbono média de 86,5 gCO₂eq/MJ, conforme regulamentação da ANP.

O Gráfico 21 demonstra a evolução trimestral da intensidade de carbono no ciclo diesel no Brasil. A intensidade média de carbono da matriz do ciclo diesel alcançou 77,9 gCO₂eq/MJ

no em 2024, registrando melhoria de 1,8% na comparação com o IC médio verificado no ano anterior (79,3 gCO_{2eq}/MJ). O biodiesel comercializado em 2024 apresentou melhoria de 1,8% na intensidade de carbono, saindo de 20,1 gCO_{2eq}/MJ em 2023 para 19,7 gCO_{2eq}/MJ na média de 2024.

A melhoria mencionada na IC do ciclo diesel pode ser atribuída ao ganho de eficiência energético-ambiental associado à produção de biodiesel e, especialmente, ao aumento na participação do biodiesel no consumo energético da frota pesada observado em 2024.

Gráfico 21: Evolução trimestral da intensidade de carbono no Ciclo Diesel no Brasil, no período de 2020 a 2024.



Fonte: Elaboração própria.

As emissões de gases de efeito estufa associadas ao consumo de biodiesel e de diesel fóssil foram estimadas por meio da multiplicação do volume consumido de cada combustível pela respectiva intensidade de carbono. A partir desse procedimento, o indicador de Emissões de Gases de Efeito Estufa na matriz de combustíveis do Ciclo Diesel expressa o total de emissões geradas pelo consumo dos combustíveis desse ciclo, tanto em nível estadual quanto nacional. A Tabela 13 apresenta as emissões de gases de efeito estufa (GEE), em estado selecionados, além da participação de cada um desses estados no total nacional.

Tabela 13: Emissões totais de GEE (Ciclo Diesel) em estado selecionados: Ranking e participação relativa em 2024

ESTADO	POSIÇÃO	EMISSIONES (TCO ₂ EQ) EM 2024	PARCELA DAS EMISSIONES TOTAIS EM 2024
São Paulo	1	37.249.279,4	20,2%

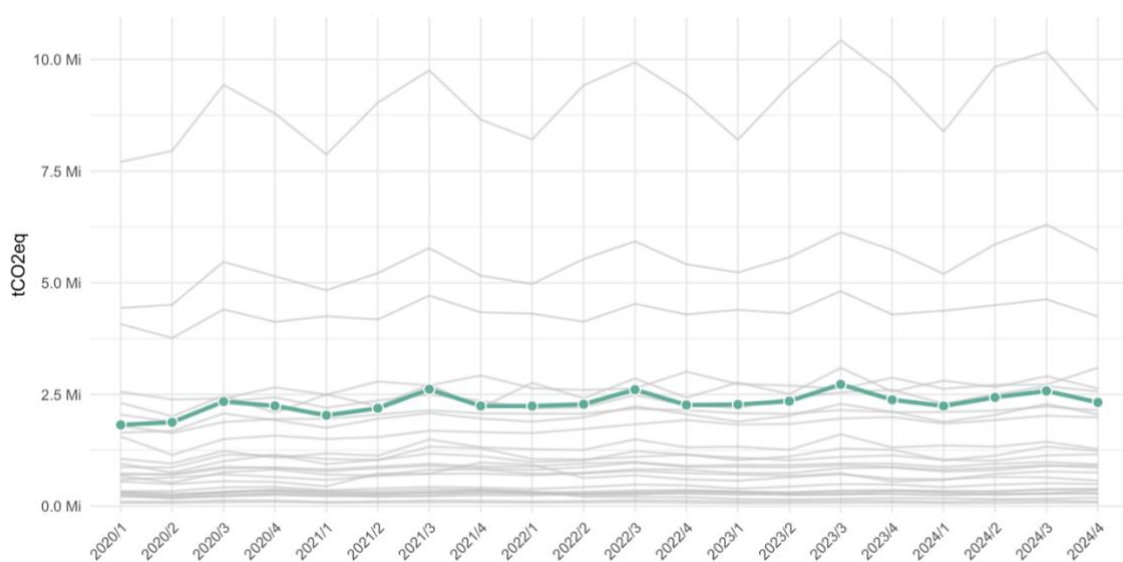
Minas Gerais	2	23.086.434,5	12,5%
Rio Grande do Sul	3	17.748.686,9	9,6%
Goiás	7	9.571.694,5	5,2%

Fonte: Elaboração própria.

São Paulo ocupa a primeira posição no ranking de emissões, com cerca de 37,24 mtCO₂eq, correspondendo a 20,2% do total das emissões nacionais. Esse valor indica que aproximadamente um quinto das emissões do país em 2024 é originado por esse estado, refletindo seu elevado nível de industrialização, densidade populacional e atividade econômica. O Estado de Goiás ocupa a sétima posição, emitindo aproximadamente 9,57 mtCO₂eq, correspondendo a 5,2% das emissões totais.

O Gráfico 22 ilustra a evolução trimestral das emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) decorrentes do consumo de combustíveis do Ciclo Diesel nas unidades federativas, com destaque para o Estado de Goiás. A comparação com os demais estados, representados em cinza, evidencia elevada heterogeneidade nos níveis de emissão, situando Goiás em posição intermediária no ranking nacional.

Gráfico 22: Evolução trimestral das emissões totais de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao consumo de combustíveis do Ciclo Diesel, por estado, no período de 2020 a 2024*.



*O estado de Goiás é destacado, enquanto os demais estados são apresentados em cinza. Fonte: Elaboração própria.

Complementarmente, o Gráfico 23 a seguir apresenta a distribuição espacial das emissões totais de GEE associadas ao consumo de combustíveis na matriz do Ciclo Diesel no 4º trimestre de 2024.

Gráfico 23: Emissões Totais de Gases de Efeito Estufa no Ciclo Diesel no 4º Trimestre de 2024



Fonte: Elaboração própria.

Considerando a evolução das emissões de GEE observadas no ciclo Diesel, torna-se relevante avaliar o papel da bioenergia na mitigação desses impactos. No caso do ciclo Diesel, as emissões de GEE evitadas pela bioenergia foram obtidas por meio da diferença entre as emissões de GEE que seriam realizadas caso os combustíveis fósseis não tivessem sido substituídos e as emissões efetivamente registradas pelo consumo dos biocombustíveis. Desse modo, o indicador Emissões Evitadas no Ciclo Diesel retrata quantas toneladas de dióxido de carbono equivalente deixaram de ser emitidas em virtude da presença dos biocombustíveis na matriz de combustíveis do ciclo diesel.

A Tabela 14 apresenta o ranking dos estados brasileiros segundo o volume de emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas em 2024, atribuídas à participação da bioenergia na matriz de combustíveis do Ciclo Diesel.

Tabela 14: Ranking dos estados com maiores volumes de emissões de GEE evitadas devido à presença da bioenergia na matriz de combustíveis do Ciclo Diesel, em 2024.

ESTADO	POSIÇÃO	EMISSIONES EVITADAS PELA BIOENERGIA (TCO ₂ EQ) EM 2024
São Paulo	1	4.127.995,7

107 / 186

FGV ENERGIA | PEEG 2030

Este relatório contém informações confidenciais. Caso você não seja a pessoa autorizada a recebê-lo, não deverá utilizá-lo, copiá-lo ou revelar o seu conteúdo.

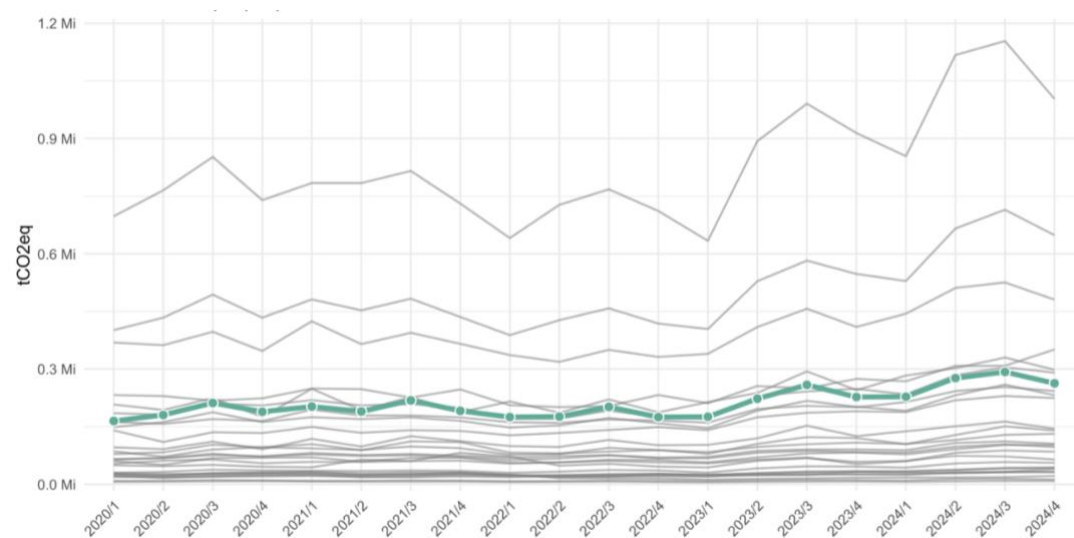
Minas Gerais	2	2.557.888,1
Paraná	3	1.961.010,9
Goiás	7	1.059.536,5

Fonte: Elaboração própria.

As emissões evitadas pela presença da bioenergia na matriz de ciclo diesel no Estado de Goiás totalizaram cerca de 1 milhão de toneladas de CO₂eq, equivalente ao plantio de 2,5 mil hectares de floresta tropical.

O Gráfico 24 apresenta a evolução trimestral das emissões evitadas de GEE no ciclo diesel nas unidades da federação, com destaque para o estado de Goiás. De forma consistente com o padrão observado para as emissões totais de GEE, Goiás ocupa posição intermediária no ranking estadual.

Gráfico 24: Emissões de gases de efeito estufa (GEE) evitadas pela presença da bioenergia na matriz de combustíveis do Ciclo Diesel, série trimestral por estado, entre 2020 e 2024*.



*O estado de Goiás é destacado, enquanto os demais estados são apresentados em cinza.

Fonte: Elaboração própria.

Adicionalmente, o Gráfico 25 mostra a distribuição espacial das emissões de GEE evitadas pela incorporação da bioenergia na matriz de combustíveis do ciclo diesel no 4º trimestre de 2024.

Gráfico 25: Emissões de Gases de Efeito Estufa Evitadas pela Presença da Bioenergia na Matriz do Ciclo Diesel no 4º Trimestre de 2024.



Fonte: Elaboração própria.

7.3 SAF

O Combustível Sustentável de Aviação (SAF, em inglês) é considerado pela Associação Internacional de Transporte Aéreo (IATA, 2024) como a principal alternativa tecnológica para reduzir as emissões do setor. O SAF pode ser utilizado nas aeronaves e nas infraestruturas existentes sem modificações, característica conhecida como “drop-in”. Dependendo da rota de produção, o SAF tem potencial de reduzir em até 80% as emissões de CO₂ relativas ao combustível fóssil quando analisadas ao longo do ciclo de vida dos combustíveis (IATA, 2024).

Apesar da produção global de SAF ainda ser pequena, representando menos de 0,2% do consumo total (IATA, 2024) de combustíveis de aviação, a IATA e outros estudos apontam que para a aviação atingir neutralidade de carbono até 2050, a participação de SAF deve atingir mais de 60% do consumo no setor aéreo, gerando uma expectativa de crescimento acelerado do biocombustível nas próximas décadas (IATA, 2024, MIT, 2024).

Nesse contexto, o Brasil ocupa posição privilegiada para se tornar um dos principais produtores de SAF no mundo. O país é líder global em biocombustíveis, com décadas de experiência no Proálcool e com o atual programa RenovaBio, além de ter uma infraestrutura

logística consolidada para produção e distribuição de etanol. A disponibilidade de matérias-primas no Brasil é abundante. O país é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar e soja, o segundo maior produtor de etanol (USDA, 2024) e possui um dos maiores rebanhos bovinos do mundo. Essas matérias-primas alimentam diferentes rotas de produção de SAF. Por exemplo, o etanol pode ser convertido em combustível de aviação pela rota ATJ (Alcohol-to-Jet), enquanto óleos vegetais e sebo bovino são processados pela rota HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids).

A matriz elétrica brasileira é predominantemente renovável, com cerca de 83% da energia proveniente de fontes limpas (EPE, 2024). Isso significa que a produção de SAF no Brasil pode ter uma pegada de carbono menor do que a de outros países que dependem predominantemente de energia fóssil para a produção de energia elétrica. Portanto, uma análise da distribuição estratégica do potencial de produção de SAF por estado no Brasil é essencial para o suporte à projetos de instalação de plantas em nível regional e para os planos estaduais de redução de emissões do setor de energia. Esta seção foi desenvolvida com o objetivo de apresentar um diagnóstico preliminar sobre as oportunidades e limitações para a criação de um polo de produção e distribuição de SAF no estado.

Para este fim, o estudo caracterizou a demanda de combustíveis de aviação, mapeou as rotas tecnológicas de SAF a partir das matérias-primas disponíveis e dos níveis de prontidão tecnológica, e descreveu o ambiente regulatório sobre SAF no Brasil. A análise parte de uma visão macro do setor de transporte aéreo, sobre o consumo global, o consumo nacional, as emissões, e o mercado brasileiro do combustível de aviação, para uma visão micro da região Centro-Oeste e o estado de Goiás.

A articulação de três papéis principais de Goiás para SAF é destacada neste documento. São estes o **papel de fornecedor de matérias-primas**, o **papel industrial**, com uma infraestrutura instalada que pode ser convertida parcialmente para a produção final do biocombustível, e o **papel logístico** dado que a posição geográfica das plantas facilita o suprimento das demandas dos aeroportos de Goiânia e o de Brasília, uma das principais referências de voos e conexões domésticas do país. Há também potencial de atendimento a aeroportos de outras regiões dependendo da infraestrutura de transporte existentes. Em termos das rotas tecnológicas, a segunda edição do Caderno de Estudos do Governo de Goiás, *Caminhos para a Transição Energética em Goiás*, trouxe uma análise de viabilidade econômica detalhada e classificou a rota HEFA como a mais madura e economicamente robusta para implementação no médio prazo (2027-2032) (Colvero, 2025).

No âmbito das políticas públicas, o estado de Goiás vem consolidando um arcabouço institucional voltado à transição energética que pode favorecer o desenvolvimento da cadeia de

SAF. A Política Estadual de Combustíveis (Lei nº 22.666/2024) tem como objetivos fomentar a produção local de biocombustíveis, valorizar os recursos energéticos renováveis disponíveis no estado e promover a descarbonização da matriz de transportes, enquanto o Programa Goiás Mais Energia Rural (Lei nº 23.434/2025) incentiva o uso de biomassa e biocombustíveis no meio rural. Essas iniciativas se somam ao marco regulatório federal da Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024), que instituiu o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) com metas progressivas de redução de emissões de 1% em 2027 a 10% em 2037.

Contudo, a materialização do potencial goiano em SAF enfrenta gargalos significativos: o custo de produção do combustível sustentável permanece entre duas e três vezes superior ao do querosene de aviação convencional (QAV), e o país ainda não dispõe de produção em escala comercial consolidada. Nesse contexto, a viabilização de investimentos em plantas de SAF em Goiás dependerá de instrumentos complementares, como incentivos fiscais estaduais e federais, contratos de fornecimento de longo prazo que ofereçam previsibilidade de receita aos produtores, e mecanismos baseados em mercado como os créditos de descarbonização do tipo *book and claim*, atualmente em regulamentação pela ANAC e pela ANP.

Goiás já demonstrou capacidade institucional para utilizar a política tributária como instrumento de competitividade no setor de aviação. Por meio do Decreto nº 9.560, de 21 de novembro de 2019, que alterou o art. 9º, inciso XXXVII, do Anexo IX do Regulamento do Código Tributário Estadual (RCTE, Decreto nº 4.852/97). Esse decreto foi fundamentado no Convênio ICMS 188/2017, estendido pelo Convênio ICMS 55/2019, em que o estado reduziu a carga tributária efetiva do ICMS sobre o querosene de aviação (QAV) de 15% para 7%, posicionando-se no piso permitido para a região Centro-Oeste. A medida, vigente até 31 de dezembro de 2025, alinhou Goiás a iniciativas similares adotadas por São Paulo (Decreto nº 64.319/2019, alíquota de 12%), Rio de Janeiro (alíquota escalonada de 7% a 10% condicionada à oferta de assentos) e Santa Catarina (alíquota mínima de 1,5% vinculada a metas de expansão de malha aérea), o que evidencia um ambiente de competição tributária interestadual pela atração de companhias aéreas e frequências de voo.

Se, por um lado, a desoneração do QAV fóssil favorece a competitividade aeroportuária goiana, por outro, ela evidencia o desafio adicional enfrentado pelo SAF: o custo de produção se soma a uma tributação reduzida do combustível fóssil concorrente. A experiência acumulada na formulação e implementação de incentivos fiscais para o QAV convencional sugere, contudo, que o estado dispõe da capacidade institucional e da vontade política necessárias para desenhar instrumentos análogos voltados ao SAF. Nesse contexto, a criação de um programa estadual de

combustível sustentável de aviação pode representar um instrumento estratégico para posicionar Goiás na cadeia de valor do SAF.

7.3.1. Demanda de SAF

O papel de SAF para as metas de emissões líquidas zero do setor aéreo global

O setor de aviação desempenha papel estratégico na economia global, conectando pessoas e mercados em escala continental e intercontinental. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023), a aviação é responsável por aproximadamente 2% das emissões globais de gases de efeito estufa relacionadas à energia. Sem políticas adicionais de mitigação, projeta-se que as emissões do setor cresçam de 0,8 GtCO₂ em 2022 para 1,6 a 1,8 GtCO₂ em 2050 (IEA, 2023; IATA, 2023). Nesse contexto, a Associação Internacional de Transporte Aéreo (IATA) comprometeu-se com a meta de zero emissões líquidas até 2050, com o consumo de SAF representando entre 53% e 71% da redução necessária (ATAG, 2021) e investimentos globais em novas plantas de SAF estimados entre US\$ 4 e US\$ 8 trilhões até 2050 (IATA, 2024, MIT, 2024).

Na América Latina, a aviação contribui com 3,5% do PIB regional e sustenta 7,7 milhões de empregos diretos, indiretos e induzidos pelo turismo (AIRBUS, 2023). As projeções indicam que a demanda por transporte aéreo na região deve mais que triplicar entre 2019 e 2050, com crescimento anual de 4,3% no tráfego doméstico sul-americano no período 2027-2043 (AIRBUS, 2024; MIT, 2024). Em um estudo do MIT (2024), para o cenário em que SAF ocuparia 65% do consumo de combustível do setor de aviação em 2050, as emissões da aviação dos países latino-americanos analisados poderiam ser reduzidas em cerca de 60% em relação ao cenário de tendências atuais (MIT, 2024). No entanto, outras medidas seriam necessárias, como maior eficiência operacional e no tráfego aéreo, para que as metas de zero emissões líquidas sejam atingidas nestes países.

Emissões do setor aéreo brasileiro

No Brasil, a aviação doméstica emitiu 6,9 milhões de toneladas de CO₂ equivalente em 2021, o que representa 0,56% das emissões nacionais totais (excluindo mudanças no uso da terra) (OECD, 2024). No contexto setorial, a aviação doméstica responde por 1,58% das emissões do setor energético brasileiro e 3,35% das emissões do setor de transportes. Embora representem parcela relativamente pequena do total, as emissões da aviação são de difícil abatimento devido às limitações tecnológicas para eletrificação de aeronaves de longo alcance, o que torna os

combustíveis sustentáveis a principal alternativa de descarbonização do setor. A Tabela 14 apresenta a contextualização das emissões da aviação doméstica na matriz de emissões brasileira.

Tabela 15: Participação da aviação doméstica nas emissões brasileiras (2021).

NÍVEL	SETOR	EMISSIONES (MIL TCO ₂ EQ)	PART. TOTAL (%)	PART. NÍVEL SUPERIOR (%)
1	Total Brasil (excl. LULUCF)	1.233.835,6	100,0	—
2	Energia	436.516,4	35,4	35,4
3	Transportes	204.980,6	16,6	47,0
4	Aviação Doméstica	6.875,7	0,56	3,5

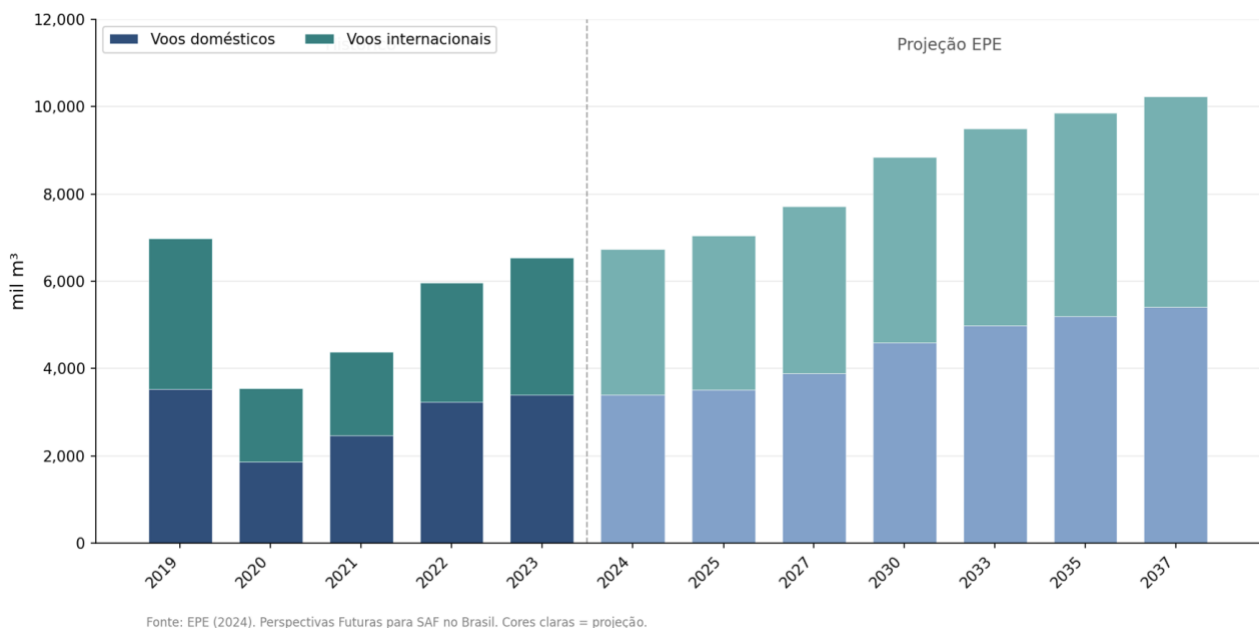
Fonte: Elaboração própria com dados da OECD GHG Inventories (2024). Nota: Estrutura hierárquica (Total → Energia → Transportes → Aviação). Exclui LULUCF= Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas.

O Brasil estabeleceu em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) a meta de reduzir suas emissões para 883,9 MtCO₂e até 2030 (excluindo LULUCF), o que representa redução significativa em relação à trajetória de políticas atuais, estimada em 1.161-1.180 MtCO₂e para o mesmo ano (CAT, 2024). Embora a aviação represente parcela pequena do total, sua descarbonização é parte do esforço amplo de transição energética necessário para atingir as metas climáticas nacionais.

Consumo nacional de combustível de aviação e demanda de SAF no Brasil

O Brasil representa 1,2% do mercado mundial de aviação regular de passageiros (CAMPOS et al., 2025). A projeção de demanda de querosene de aviação (QAV) elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024a) indica um crescimento sustentado até 2037 e um aumento de 57%, passando de 6,5 bilhões de litros em 2023 para aproximadamente 10,2 bilhões em 2037. O consumo nacional tem mantido proporção praticamente equivalente entre voos internacionais e domésticos, com 52% e 48% em 2023, respectivamente (EPE, 2024a). O Gráfico 26 apresenta a evolução histórica e projeções de demanda de QAV no Brasil.

Gráfico 26: Evolução histórica e projeções de demanda de QAV no Brasil.



Fonte: EPE, 2024a.

A análise da série histórica revela impacto severo da pandemia de COVID-19 sobre o setor, com redução de 49% no consumo entre 2019 e 2020. A recuperação foi gradual, com o volume de 2023 ainda 6% abaixo do patamar pré-pandemia. As projeções indicam que o país superará os níveis de 2019 apenas em 2025, quando a demanda deverá atingir 7 bilhões de litros.

Esse crescimento implica um aumento proporcional das emissões de gases de efeito estufa (GEE), que devem passar de cerca de 20 MtCO₂eq em 2023 para mais de 30 MtCO₂eq em 2037 segundo as projeções da EPE (EPE, 2024a; 2024b). Nesse contexto, a aplicação combinada das metas do ProBioQAV (voos domésticos) e do CORSIA (voos internacionais) projetadas pela EPE exigirá uma redução de emissões que se traduz em demanda por SAF variando entre 2,9 e 9,1 bilhões de litros em 2037, dependendo da intensidade de carbono das rotas tecnológicas adotadas (EPE, 2024a; EPE, 2024b).

Mercado brasileiro de combustível de aviação

A cadeia de produção e distribuição de QAV no Brasil apresenta estrutura altamente concentrada. Na produção, dois grupos respondem por 96,6% do volume processado, configurando estrutura oligopolizada com Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) de 7.557,8 pontos em 2024 (CAMPOS et al., 2025). A concentração na distribuição é igualmente elevada: duas distribuidoras controlam 80,8% do mercado, com HHI de 4.402,1 pontos. Essa configuração representa barreira

à entrada de novos competidores e potencialmente afeta a formação de preços. A Tabela 16 apresenta os indicadores de concentração de mercado nos segmentos de produção e distribuição de QAV.

Tabela 16: Indicadores de concentração de mercado do QAV no Brasil (2024).*

Segmento	Indicador	2020	2021	2022	2023	2024
Produção	CR2 (grupos) %	100,0	96,2	95,3	95,6	96,6
Produção	HHI (grupos)	10.000	9.279	8.845	8.095	7.558
Distribuição	CR2 %	85,0	85,0	82,5	81,3	80,8
Distribuição	HHI	5.155	5.155	4.668	4.515	4.402

**O Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) varia de 0 a 10.000, e quanto maior, mais concentrado é o mercado. $HHI \geq 1.800$ já indica mercado altamente concentrado.*

Fonte: Elaboração própria com dados de Campos et al. (2025).

Com relação aos custos de produção, combustíveis e lubrificantes representam aproximadamente 36,0% dos custos operacionais das companhias aéreas brasileiras, em torno de 5 pontos percentuais acima da média global de 31,0% (CAMPOS et al., 2025). Pesquisadores da Companhia Nacional do Transportes (CNT) (CAMPOS et al., 2025) identificaram que entre os principais determinantes do preço do QAV no Brasil, o preço do petróleo e a taxa de câmbio exercem influência significativa. Eles estimaram que um aumento de 1% no preço do petróleo resulta em um aumento de aproximadamente 1% no preço do QAV depois de um período de ajuste. Para o câmbio, uma depreciação de 1% do real eleva o preço de QAV em 1,1%. Essas relações indicam um repasse quase integral das variações desses indicadores nos preços finais e nos custos das empresas aéreas.

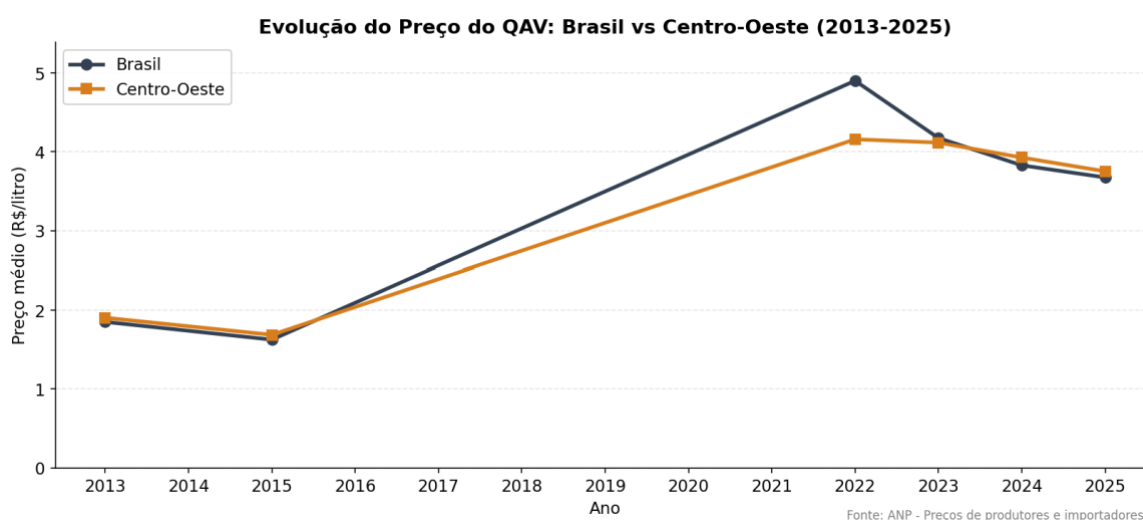
Evolução dos preços do QAV no Brasil e no Centro-Oeste

A análise histórica dos preços do QAV revela volatilidade significativa associada às flutuações do petróleo internacional e da taxa de câmbio (CAMPOS et al., 2025). Entre 2019 e 2024, o preço médio ponderado do QAV no Brasil variou de R\$ 1,86/litro (mínimo em 2020, durante a

pandemia) a R\$ 4,90/litro (pico em 2022, refletindo a crise energética global). O preço médio em 2024 foi de R\$ 3,83/litro (ANP, 2025).

No período 2022-2024, os preços regionais mostraram comportamento variável em relação à média nacional: 15,2% abaixo em 2022, 1,4% abaixo em 2023, e 2,6% acima em 2024. Essa variação reflete a dinâmica de oferta e demanda regional, influenciada pela estrutura logística de distribuição. O Gráfico 27 apresenta a evolução dos preços do QAV no Brasil e no Centro-Oeste.

Gráfico 27: Evolução dos preços do QAV no Brasil e no Centro-Oeste. Nota: Para o Centro-Oeste, os preços estão disponíveis para anos selecionados (2013, 2015, 2022-2024)



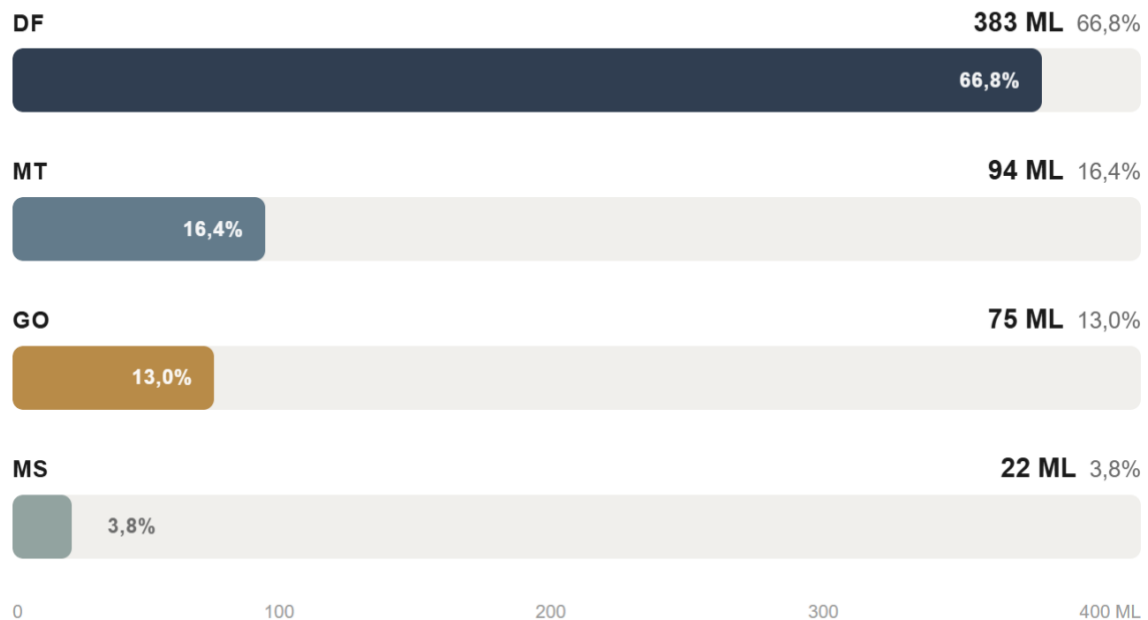
Fonte: ANP. Nota: Os preços da região Centro-Oeste estão disponíveis até 2015 e a partir de 2022 na base de dados de preços regionais da ANP.

A volatilidade e aumento de preços observados no período representa fator de risco para a competitividade do setor aéreo brasileiro e reforça a importância de diversificação da matriz de combustíveis, incluindo o desenvolvimento de SAF produzido localmente.

Demanda Regional: Centro-Oeste

A região Centro-Oeste consumiu, aproximadamente, 573 milhões de litros de querosene de aviação (QAV) em 2024 (ANP, 2024). O Distrito Federal lidera o consumo regional com ampla margem, respondendo por 66,8% do total, seguido por Mato Grosso (16,4%), Goiás (13,0%) e Mato Grosso do Sul (3,8%). O Gráfico 28 apresenta a distribuição do consumo de QAV na região Centro-Oeste por unidade da federação em 2024.

Gráfico 28: Distribuição do consumo de QAV na região Centro-Oeste por unidade da federação em 2024



Fonte: ANP, Vendas de Derivados por UF (2024). Nota: Valores de demanda referem-se exclusivamente ao QAV (querosene de aviação), combustível utilizado por aeronaves a turbina e substituível por SAF. O volume total de combustíveis de aviação comercializados em Goiás em 2024, incluindo GAV (gasolina de aviação, utilizada por aeronaves a pistão em atividades como aviação agrícola), foi de 77,7 milhões de litros.

A trajetória regional reflete o protagonismo do Aeroporto Internacional de Brasília como principal polo regional de conexões domésticas do país. Os dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP) indicam que, entre 2008 e 2024, o Distrito Federal apresentou crescimento de 172,6% no consumo, enquanto Mato Grosso registrou expansão de 154,8%. Goiás e Mato Grosso do Sul tiveram crescimento mais modesto, de 63,2% e 27,6%, respectivamente.

Segundo dados da Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC), o Aeroporto de Brasília embarcou 7,6 milhões de passageiros em 2024, consumindo 294,3 milhões de litros de QAV. Goiânia ocupou a segunda posição em número de passageiros embarcados (1,77 milhão), porém ficou em terceiro lugar no consumo de combustível (53,1 milhões de litros), atrás de Cuiabá (53,8 milhões de litros). Essa diferença reflete o perfil das rotas operadas: Cuiabá concentra ligações de maior distância para as regiões Norte e Nordeste, enquanto Goiânia tem forte conexão com o Sudeste, em rotas de menor extensão.

Demanda em Goiás

O estado de Goiás consumiu aproximadamente 75 milhões de litros de querosene de aviação em 2024, equivalente a 1,1% da demanda nacional e 13,1% do consumo da região Centro-Oeste (ANP, 2024). Essa participação, embora modesta em termos nacionais, representa escala relevante para viabilização de projetos regionais de produção de SAF, especialmente considerando a concentração da infraestrutura de etanol no estado. Além disso, para uma análise de demanda de SAF para Goiás, deve-se considerar que o Distrito Federal está geograficamente inserido no território goiano e abriga o Aeroporto Internacional de Brasília (SBBR).

A Tabela 17 apresenta a hierarquia da demanda por combustível de aviação em 2024, demonstrando a posição de Goiás no contexto nacional e regional.

Tabela 17. Hierarquia de demanda de QAV, 2024.

Fonte	Nível	Componente	Volume (mi L)	% Brasil	% Centro Oeste
Vendas de combustíveis (ANP, 2024)					
ANP	País	Brasil	6.975	100,0%	—
ANP	Região	Centro-Oeste	572,5	8,2%	100,0%
ANP	Estado	DF	382,6	5,5%	66,8%
ANP	Estado	GO	74,7	1,1%	13,1%
ANP	Estado	GO + DF	457,3	6,6%	79,9%
Abastecimento em aeroportos (ANAC, 2024)					
ANAC	Aeroporto	SBBR (Brasília)	294,3	4,2%	—
ANAC	Aeroporto	SBGO (Goiânia)	53,1	0,8%	—
ANAC	Aeroporto	SBBR + SBGO	347,4	5,0%	—

Fonte: ANP (2024); ANAC (2024).

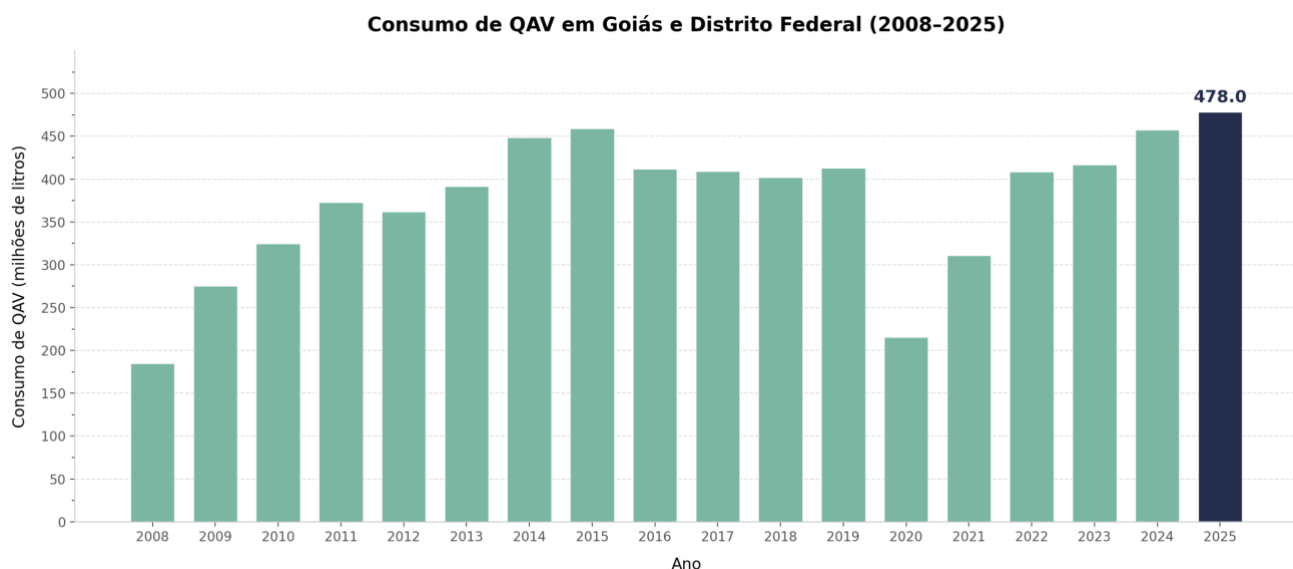
Quando analisada em conjunto, a demanda dos aeroportos de Goiânia e Brasília totaliza 347,4 milhões de litros de QAV em 2024, volume quase 7 vezes superior à demanda isolada do aeroporto de Goiânia. No nível estadual, o Distrito Federal consumiu sozinho 382,6 milhões de litros de QAV em 2024 e foi o terceiro maior mercado estadual do país, atrás apenas de São Paulo e Rio de Janeiro. Somados, Goiás e o DF representam um mercado de aproximadamente 457 milhões

de litros anuais de QAV, equivalente a 80% da demanda do Centro-Oeste e a, aproximadamente, 7% da demanda nacional.

Em 2025, o consumo de QAV em Goiás totalizou 75,6 milhões de litros, representando 12,5% do Centro-Oeste e 1,0% do total nacional (7,4 bilhões de litros). O Distrito Federal, por sua vez, respondeu por 402,4 milhões de litros (a quarta maior UF do país) refletindo o peso de Brasília. Combinados, Goiás e DF concentraram 478 milhões de litros, o equivalente a 79,4% de todo o consumo de QAV na região Centro-Oeste e 6,5% do consumo brasileiro (ANAC, 2025).

O Gráfico 29 apresenta a série histórica de consumo combinado de QAV para Goiás e Distrito Federal de 2008 a 2025, com um padrão de volatilidade associado aos ciclos econômicos e ao impacto da pandemia.

Gráfico 29: Série histórica de consumo combinado de QAV em Goiás + Distrito Federal



Fonte: ANP (2025).

A concentração desta demanda nos aeroportos SBGO (Goiânia) e SBBR (Brasília) tem importantes implicações logísticas. Ambos estão situados a menos de 250 km de plantas candidatas à produção de SAF no estado (por exemplo, Edéia, Paraúna, Goiatuba), portanto, a proximidade entre produção e consumo reduz custos e emissões associadas ao transporte do combustível, reforçando a competitividade da localização goiana.

Transporte aéreo de passageiros no aeroporto de Goiânia (SBGO)

A estrutura de rotas do aeroporto de Goiânia concentra-se fortemente no eixo com São Paulo. A Tabela 18 apresenta os principais destinos operados a partir de SBGO.

Tabela 18: Principais destinos do aeroporto de Goiânia (SBGO).

POSIÇÃO	CÓDIGO	AEROPORTO	VOOS	PASSAGEIROS	PARTICIPAÇÃO (%)
1	SBSP	Congonhas (SP)	3.615	522.365	30,1
2	SBGR	Guarulhos (SP)	2.896	429.654	24,7
3	SBKP	Viracopos (SP)	1.430	191.145	11,0
4	SBCF	Confins (MG)	1.338	144.212	8,3
5	SBBR	Brasília (DF)	962	134.947	7,8
6	SBRF	Recife (PE)	791	104.948	6,0
7	SBCY	Cuiabá (MT)	914	53.606	3,1
8	SBSV	Salvador (BA)	303	44.716	2,6
9	SBGL	Galeão (RJ)	294	42.742	2,5
10	SBPJ	Palmas (TO)	361	32.909	1,9

Fonte: ANAC (2024).

Os três aeroportos paulistas (Congonhas, Guarulhos e Viracopos) respondem conjuntamente por 65,8% dos passageiros transportados a partir de Goiânia. Congonhas lidera com 30,1% do total (522.365 passageiros), seguido de Guarulhos (24,7%) e Viracopos (11,0%). A concentração no eixo Goiânia-São Paulo reflete a relevância econômica dessa conexão e sugere demanda potencial expressiva caso a produção de SAF se desenvolva no estado.

O mercado de transporte aéreo em Goiânia apresenta estrutura oligopolizada, com três companhias dominando a operação. A Tabela 19 apresenta a participação de mercado das companhias aéreas.

Tabela 19: Market share no aeroporto de Goiânia (SBGO).

COMPANHIA	VOOS	PASSAGEIROS	MARKET SHARE (%)
LATAM	4.277	654.996	37,7
Azul	4.845	565.176	32,5
Gol	3.788	517.543	29,8

Fonte: ANAC (2024).

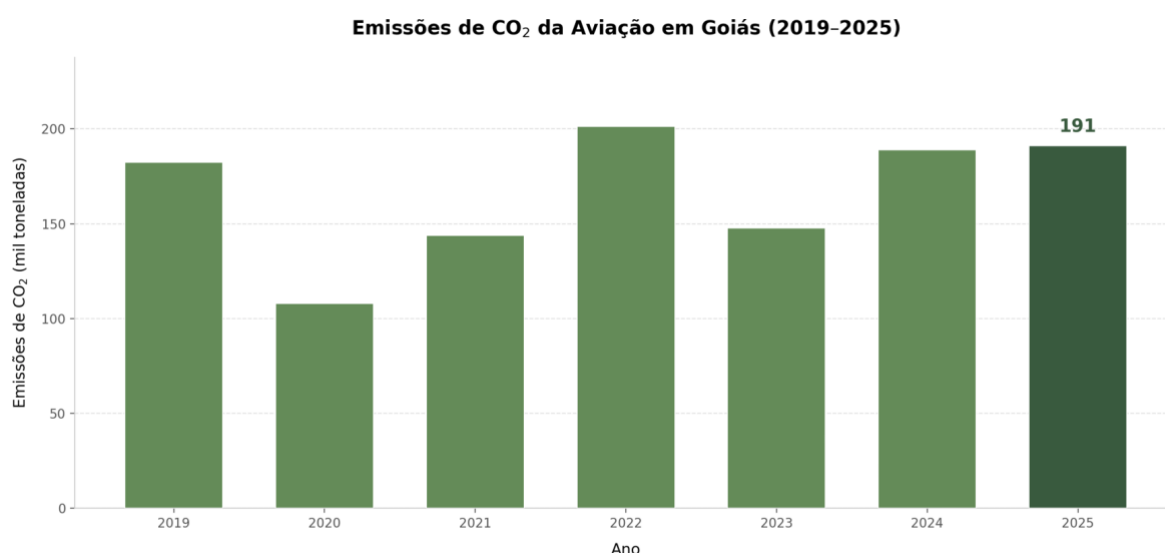
A LATAM lidera com 37,7% de participação (654.996 passageiros), seguida da Azul (32,5%) e Gol (29,8%). Essa concentração implica que acordos com as três principais companhias seriam

suficientes para viabilizar a introdução de SAF na operação local, simplificando eventuais iniciativas de descarbonização do transporte aéreo regional.

Emissões do setor aéreo em Goiás

O consumo de QAV implicou emissões de aproximadamente 191 mil toneladas de CO₂ em 2025 como indicado no Gráfico 30, considerando fator de emissão de 2,53 kgCO₂ por litro de querosene (IPCC, 2006; ICAO, 2024). Esse volume representa oportunidade significativa para substituição por combustíveis sustentáveis de aviação, dado o compromisso brasileiro com as metas do programa ProBioQAV e do CORSIA.

Gráfico 30: Emissões de CO₂ da aviação em Goiás (2019-2025)



Fonte: ANP (consumo) | Fator ICAO: 3,16 kg CO₂/kg combustível × 0,8 kg/L = 2,53 kg CO₂/litro

Fonte: ANP (2025).

Resumo sobre o diagnóstico de demanda

A demanda por combustíveis de aviação em Goiás apresenta escala relevante para viabilizar projetos locais de produção de SAF. O consumo estadual de aproximadamente 75 milhões de litros em 2024 equivale a 1,07% da demanda nacional e 13,05% da demanda regional do Centro-Oeste. No contexto das emissões nacionais, a aviação doméstica representa 0,56% do total (excluindo LULUCF), 1,58% do setor energético e 3,35% dos transportes. Embora esses percentuais sejam modestos, a descarbonização da aviação é estratégica por se tratar de setor de difícil abatimento, no qual os combustíveis sustentáveis representam a principal solução tecnológica disponível. O perfil de rotas concentrado em São Paulo e a estrutura oligopolizada das companhias aéreas

sugerem oportunidade para articulação de iniciativas de descarbonização em escala regional, alinhadas aos compromissos climáticos brasileiros para 2030.

7.3.2. Rotas Tecnológicas de SAF

A produção de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) pode ser realizada por diferentes rotas tecnológicas, cada uma utilizando matérias-primas e processos distintos. A certificação dessas rotas segue os padrões da ASTM D7566, que atualmente permite mistura de até 50% de SAF com querosene de aviação convencional (ICAO, 2024). A escolha da rota mais adequada depende da disponibilidade de insumos, da maturidade tecnológica e, fundamentalmente, da intensidade de carbono resultante do processo.

O programa CORSIA da ICAO estabelece como referência (base) a intensidade de carbono do querosene fóssil em 89 gCO₂e/MJ, considerando todo o ciclo de vida do combustível. Rotas que resultam em intensidades de carbono abaixo desse valor geram créditos de redução de emissões proporcionais à diferença. A variação na intensidade de carbono entre diferentes rotas e matérias-primas é substancial: enquanto algumas combinações alcançam reduções superiores a 90% em relação à referência, outras apresentam reduções inferiores a 35% (EPE, 2024a).

HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids)

A rota HEFA constitui o processo mais maduro comercialmente para produção de SAF, com nível de maturidade tecnológica (TRL) 9. O processo consiste na hidrogenação catalítica de óleos vegetais ou gorduras animais para produzir hidrocarbonetos parafínicos compatíveis com o querosene de aviação. Plantas comerciais operam em diversos países, incluindo instalações que realizam coprocessamento em refinarias existentes.

As matérias-primas para a rota HEFA incluem óleos vegetais (soja, palma, macaúba), óleo de fritura usado (UCO) e gorduras residuais (sebo). A intensidade de carbono varia significativamente conforme o insumo utilizado. Segundo a EPE (2024a), o óleo de macaúba apresenta a menor intensidade de carbono entre as matérias-primas HEFA avaliadas, com valores entre 17,3 e 19,0 gCO₂e/MJ, equivalentes a reduções de 78,7% a 80,6% em relação ao baseline. O óleo de fritura usado apresenta desempenho similar, entre 17,2 e 27,0 gCO₂e/MJ (EPE, 2024a, EPE, 2024d).

Por outro lado, insumos com cadeias agrícolas mais intensivas apresentam maior variabilidade. O óleo de soja, apesar de ser a matéria-prima mais abundante no Brasil, apresenta intensidade de carbono entre 16,5 e 42,9 gCO₂e/MJ, refletindo a heterogeneidade das práticas agrícolas e logísticas. A gordura residual e o óleo de palma situam-se em faixa intermediária, com intensidade média de 28,0 gCO₂e/MJ. A Tabela 20 apresenta a intensidade de carbono das principais rotas e matérias-primas para produção de SAF no Brasil.

Os dados demonstram amplitude significativa dentro de cada rota tecnológica, indicando que a seleção da matéria-prima e a eficiência dos processos agrícola e logístico são determinantes para o desempenho ambiental do SAF produzido. No caso da rota HEFA, a diferença entre o melhor e o pior cenário para óleo de soja supera 26 gCO₂e/MJ.

Tabela 20: Intensidade de carbono por rota tecnológica e matéria-prima (gCO₂e/MJ).

ROTA	MATÉRIA-PRIMA	IC MÍN	IC MÁX	IC MÉDIA	REDUÇÃO (%)
HEFA	Óleo de macaúba	17,3	19,0	18,2	79,6
HEFA	Óleo de fritura usado (UCO)	17,2	27,0	22,1	75,2
HEFA	Gordura residual (sebo)	18,5	37,5	28,0	68,5
HEFA	Óleo de palma	21,5	34,4	28,0	68,5
HEFA	Óleo de soja	16,5	42,9	29,7	66,6
ATJ	Agave	10,1	33,0	21,6	75,7
ATJ	Cana de açúcar (etanol 1G)	24,1	36,0	30,0	66,3
ATJ	Resíduos lignocelulósicos (2G)	23,8	40,0	31,9	64,2
ATJ	Milho	55,8	65,7	60,8	31,7
FT	Resíduo florestal	2,4	8,3	5,4	93,9
FT	Resíduos da cana (bagaço/palha)	3,9	9,4	6,6	92,6
FT	Resíduo agrícola	6,3	22,0	14,2	84,0
PTL	CO ₂ + H ₂ verde	0,0	10,0	5,0	94,4
Base	QAV fóssil (CORSIA)	89,0	89,0	89,0	0,0

Fonte: EPE (2024a, 2024d), MIT (2024). Nota: Baseline CORSIA = 89 gCO₂e/MJ.

ATJ (Alcohol-to-Jet)

A rota ATJ (também denominada ETJ, Ethanol-to-Jet) converte etanol em querosene de aviação através de processo que envolve desidratação do álcool para formar etileno, oligomerização para construção de cadeias carbônicas longas, e hidrogenação final. O nível de maturidade tecnológica situa-se entre 7 e 8, com plantas em fase de demonstração e início de operação comercial.

Esta rota possui relevância estratégica para o Brasil dado o domínio nacional na produção de etanol, tanto de primeira geração (cana-de-açúcar) quanto de segunda geração (biomassa lignocelulósica). Conforme indicado pelo MIT (2024), o SAF produzido a partir de etanol de cana de açúcar no Brasil apresenta intensidade de carbono de aproximadamente 30 gCO₂e/MJ, representando redução de cerca de dois terços em relação ao querosene convencional.

A EPE (2024) apresenta faixa de intensidade de carbono entre 24,1 e 36,0 gCO₂e/MJ para o etanol de cana, com redução média de 66,3%. O etanol celulósico (2G), produzido a partir de bagaço e palha da cana, apresenta intensidade similar, entre 23,8 e 40,0 gCO₂e/MJ.

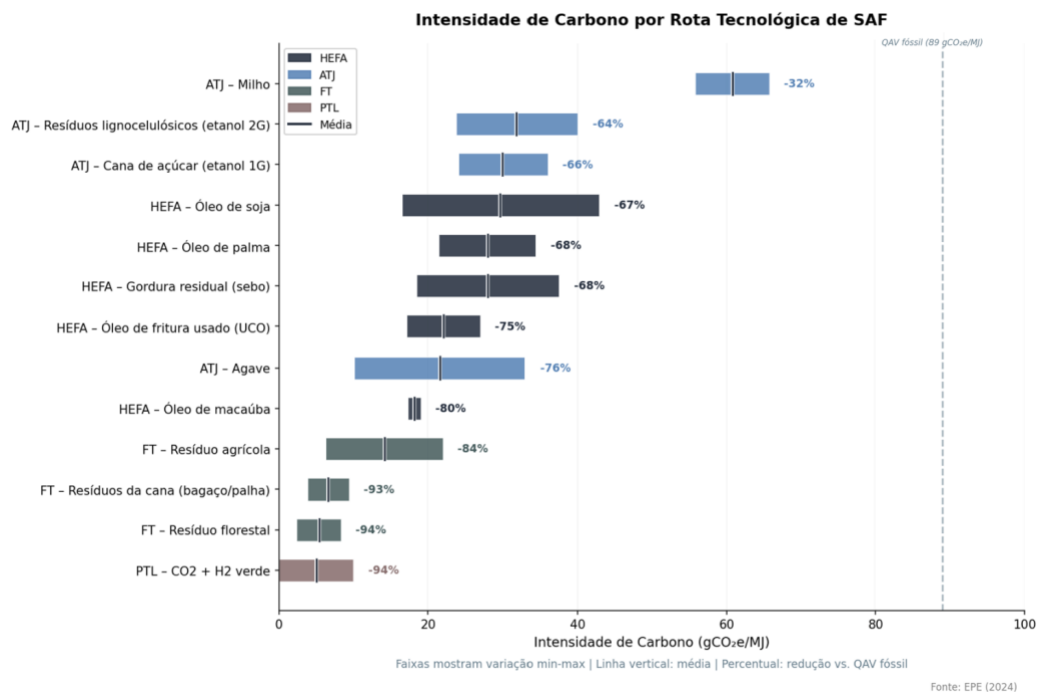
A matéria-prima para rota ATJ que apresenta resultado mais desfavorável é o milho. Com intensidade de carbono entre 55,8 e 65,7 gCO₂e/MJ, o etanol de milho proporciona redução de apenas 31,7% em relação ao baseline. O MIT (2024) destaca que o etanol de milho produzido nos Estados Unidos apresenta intensidade de cerca de 90 gCO₂e/MJ quando considerado o ILUC (mudança indireta do uso da terra), valor que praticamente não representa redução de emissões em comparação ao querosene fóssil.

FT (Fischer-Tropsch)

A rota *Fischer-Tropsch* converte biomassa lignocelulósica em combustíveis líquidos através de duas etapas: gaseificação da biomassa para produção de gás de síntese (syngas, composto por CO e H₂), seguida de síntese FT para formação de hidrocarbonetos. O nível de maturidade tecnológica situa-se entre 6 e 7, com plantas em fase piloto e demonstração.

Esta rota apresenta as menores intensidades de carbono entre os processos de produção biológicos, especialmente quando utiliza resíduos como matéria-prima. Segundo a EPE (2024a), o SAF FT a partir de resíduo florestal apresenta intensidade entre 2,4 e 8,3 gCO₂e/MJ, correspondendo a reduções entre 90,7% e 97,3% em relação ao baseline. Os resíduos da cana (bagaço e palha) também apresentam excelente desempenho, com intensidade entre 3,9 e 9,4 gCO₂e/MJ.

Gráfico 31: Intensidade de carbono por rota tecnológica de SAF.



Fonte: EPE (2024a)

Observa-se que a rota FT com resíduos florestais ou da cana oferece potencial de redução de emissões superior a 90%, posicionando-se como a alternativa de maior benefício ambiental entre as rotas atualmente em desenvolvimento.

PTL (Power-to-Liquids)

A rota *Power-to-Liquids*, também denominada e-fuels ou SAF sintético, produz combustível a partir da combinação de CO₂ capturado (do ar ou de fontes industriais) com hidrogênio verde produzido por eletrólise da água utilizando eletricidade renovável. O processo subsequente de síntese pode seguir a rota Fischer-Tropsch ou outras vias catalíticas.

O nível de maturidade tecnológica situa-se entre 5 e 6, com plantas em fase piloto. Quando operada com energia 100% renovável e captura direta de CO₂ atmosférico (DAC), esta rota tem potencial de alcançar intensidade de carbono próxima de zero ou mesmo negativa, considerando emissões da infraestrutura da ordem de 10 gCO₂e/MJ.

O principal limitante para a rota PTL são os custos elevados, especialmente relacionados à produção de hidrogênio verde e à captura de CO₂. O MIT (2024) avaliou esta rota para o Chile, onde as condições para geração eólica e solar são particularmente favoráveis. Para plantas pioneiras, o custo estimado é de US\$ 6,39/litro, considerando hidrogênio a US\$ 3,10/kg e captura de CO₂ a US\$

600/tCO₂. Com tecnologia madura e custos otimistas de insumos, o custo projetado seria de US\$ 2,04/litro.

Resumo do diagnóstico para as rotas tecnológicas

A Tabela 21 sintetiza as características das principais rotas tecnológicas para produção de SAF.

Tabela 21: Comparação das principais rotas tecnológicas de SAF

ROTA	TRL	STATUS	IC MÉDIA (GCO ₂ E/MJ)	REDUÇÃO (%)	VANTAGENS	LIMITAÇÕES
HEFA	9	Comercial	18-30	67-80	Tecnologia madura; infraestrutura existente	Competição com alimentos; disponibilidade de feedstock
ATJ	7-8	Demonstração / Comercial inicial	22-61	32-76	Aproveita cadeia do etanol; menor custo Brasil	IC varia conforme feedstock
FT	6-7	Piloto / Demonstração	5-14	84-94	Menor IC; usa resíduos	Custo elevado; escala limitada
PTL	5-6	Piloto	0-10	94-100	Potencial carbono neutro/negativo	Custo muito elevado; demanda energia renovável

Fonte: EPE (2024), MIT (2024).

A análise comparativa evidencia *trade-off* entre maturidade tecnológica, intensidade de carbono e custos de produção. A rota HEFA, mais madura comercialmente, apresenta custos competitivos, mas intensidade de carbono variável dependendo da matéria-prima. A rota ATJ com etanol de cana oferece o menor custo no Brasil, com intensidade de carbono intermediária. A rota FT apresenta as menores intensidades de carbono, porém com custos mais elevados e escala limitada. A rota PTL, ainda em desenvolvimento, oferece potencial de carbono neutro, mas com custos proibitivos no curto prazo.

Para o Brasil, a combinação de competitividade na produção de etanol e disponibilidade de resíduos agrícolas e florestais sugere complementaridade entre as rotas ATJ (escala e custo) e FT (redução máxima de emissões) como estratégia de descarbonização do setor de aviação.

7.3.3. Ambiente Regulatório

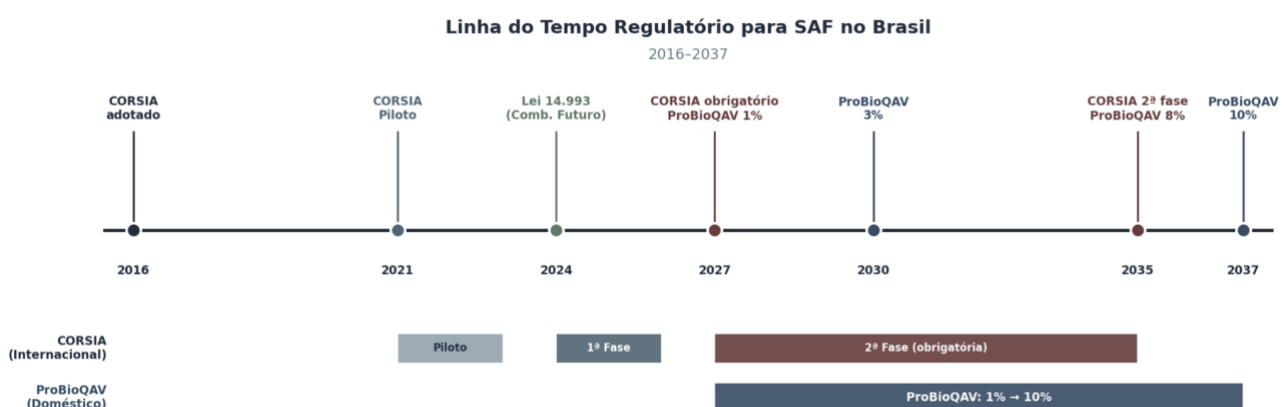
O desenvolvimento do mercado de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) no Brasil está condicionado a um arcabouço regulatório que combina compromissos internacionais assumidos pelo país e legislação doméstica recente. A compreensão desse ambiente regulatório é fundamental para avaliar as oportunidades de produção de SAF no estado de Goiás.

Marco Regulatório Brasileiro

O Brasil possui trajetória consolidada no desenvolvimento de biocombustíveis, iniciada com o Proálcool na década de 1970 e fortalecida com o RenovaBio em 2017. A regulamentação específica para SAF, entretanto, é mais recente e acompanha o amadurecimento do debate internacional sobre descarbonização da aviação.

A Figura 16 apresenta a linha do tempo dos principais marcos regulatórios relacionados ao SAF no Brasil e no cenário internacional.

Figura 16: Linha do tempo regulatório para SAF no Brasil.



Fonte: Lei 14.993/2024, ICAO (2022).

Os principais marcos incluem:

- **2016:** A Assembleia da ICAO adota o CORSIA para lidar com emissões da aviação internacional.
- **2017:** Apresentação do PL nº 9.321 para criação do Programa Nacional do Bioquerosene.
- **2019:** ANAC inicia monitoramento das emissões de CO2 em voos internacionais com escala no Brasil.
- **2021:** Sanção da Lei nº 14.248/2021, que institui o Programa Nacional do Bioquerosene, e início da fase piloto do CORSIA.
- **2023:** Apresentação do PL 4516/2023, que originou a Lei do Combustível do Futuro.
- **2024:** Sanção da Lei nº 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro) em outubro e início da 1ª fase do CORSIA.

Além desses, destaca-se a **Lei do Combustível do Futuro**: A Lei nº 14.993/2024, denominada Lei do Combustível do Futuro, foi sancionada em outubro de 2024 e representa o principal marco regulatório para biocombustíveis avançados no Brasil. A lei estabelece um arcabouço unificado para promoção de combustíveis renováveis, incluindo:

- **Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV):** para substituição de diesel fóssil;
- **Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV):** para combustíveis de aviação;
- **Programa de incentivo ao hidrogênio verde:** para produção de hidrogênio renovável;
- **Expansão do RenovaBio:** para fortalecimento do mercado de biocombustíveis.

A lei encontra-se em fase de regulamentação, com expectativa de que os decretos e resoluções complementares sejam publicados ao longo de 2025 (EPE, 2025).

ProBioQAV: O Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) é o instrumento central da política brasileira para SAF. Instituído pela Lei 14.993/2024 (artigos 15 a 23), o programa estabelece metas obrigatórias de redução de emissões para voos domésticos a partir de 2027. Diferentemente de regulações internacionais que estabelecem percentuais mínimos de mistura, o ProBioQAV adota metas baseadas em redução de emissões de gases de efeito estufa. Esta abordagem considera a intensidade de carbono do SAF utilizado: combustíveis com menor intensidade de carbono permitem atingir as metas com menor volume de mistura. As metas crescem progressivamente de 1% em 2027 para

10% em 2037, proporcionando horizonte de planejamento para investimentos em capacidade produtiva. A escolha por metas de redução de emissões, em vez de volume absoluto, incentiva a produção de SAF a partir de rotas tecnológicas com menor intensidade de carbono.

CORSIA no Brasil

O *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (CORSIA) é o mecanismo global de mercado adotado pela Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO) para estabilizar as emissões de CO₂ da aviação internacional.

O CORSIA opera sob o princípio de que as emissões de voos internacionais que excedam os níveis de 2019 (baseline) devem ser compensadas pelos operadores aéreos através de créditos de carbono elegíveis ou utilização de combustíveis com menor intensidade de carbono.

A Tabela 22 apresenta as fases de implementação do CORSIA. O Brasil participou da fase piloto voluntária (2021-2023) e da 1ª fase voluntária (2024-2026). A partir de 2027, a participação torna-se obrigatória para voos internacionais operados por companhias brasileiras. A Resolução ANAC nº 743/2024 estabelece os procedimentos para monitoramento, relato e verificação das emissões no âmbito do programa.

Tabela 22: Fases de implementação do CORSIA

FASE	PERÍODO	PARTICIPAÇÃO	STATUS	ESCOPO
Piloto	2021-2023	Voluntária	Concluída	Voos internacionais
1ª Fase	2024-2026	Voluntária	Em vigor	Voos internacionais
2ª Fase	2027-2035	Obrigatória	A partir de 2027	Voos internacionais

Fonte: Elaboração própria

É importante distinguir o escopo dos dois programas: enquanto o ProBioQAV aplica-se a voos domésticos, o CORSIA regula voos internacionais. Os operadores aéreos brasileiros estarão sujeitos a ambos os regimes a partir de 2027.

Comparativo Internacional

O Brasil não está isolado no desenvolvimento de políticas para SAF. As principais economias mundiais têm implementado mecanismos próprios de incentivo (Tabela 23).

Tabela 23: Comparação internacional de políticas de SAF

REGIÃO	PROGRAMA	MECANISMO	METAS PRINCIPAIS	STATUS
União Europeia	ReFuelEU Aviation	Mandato de Mistura (<i>blending</i>)	2% (2025); 6% (2030); 20% (2035); 70% (2050)	Em vigor (2025)
Estados Unidos	IRA - Crédito SAF	Crédito fiscal por galão	US\$ 1,25-1,75/galão (min 50% redução IC)	2023-2024 (transição 2025)
Brasil	ProBioQAV	Meta de redução de emissões	1% (2027) a 10% (2037)	Em regulamentação
Brasil	CORSIA	Compensação de emissões	Baseline 2019	Em vigor (2024)

Fonte: EPE (2024), MIT (2024).

A União Europeia, através do regulamento ReFuelEU Aviation (Regulation EU 2023/2405), estabeleceu mandatos de mistura progressivos: 2% em 2025, 6% em 2030, 20% em 2035 e 70% em 2050. O regulamento inclui ainda submetas específicas para e-fuels (combustíveis sintéticos). Os Estados Unidos adotaram abordagem baseada em incentivos fiscais através do *Inflation Reduction Act* (IRA). O crédito SAF (Seção 40B) oferece entre US\$ 1,25 e US\$ 1,75 por galão para combustíveis com redução mínima de 50% na intensidade de carbono. A partir de 2025, este crédito transicional para o *Clean Fuel Production Credit*.

O modelo brasileiro diferencia-se por estabelecer metas em termos de redução de emissões, não de volume de mistura. Esta abordagem é considerada mais flexível por permitir que os produtores otimizem a relação entre intensidade de carbono e custo de produção. Por outro lado, o Brasil ainda não dispõe de mecanismos de incentivo fiscal específicos para SAF comparáveis aos existentes nos Estados Unidos ou Europa.

7.3.4. Análise preliminar da implementação do SAF em Goiás

Potencial de Goiás para Produção de SAF

O estado de Goiás possui dotação de recursos que o posiciona favoravelmente para a produção de SAF através de múltiplas rotas tecnológicas e matérias-primas:

- **Etanol:** Goiás é o segundo maior produtor de etanol do Brasil, com produção de 5,6 bilhões de litros na safra 2024/25 (SIFAEG, 2024). O setor opera através de 44 usinas distribuídas

em cinco polos regionais (ANP, 2024), com capacidade instalada superior a 50.000 m³/dia. Destaca-se o crescimento do etanol de milho, que alcançou 15,2% da produção estadual em 2024 (856 milhões de litros), representando oportunidade adicional para a rota ATJ (SIFAEG, 2024).

- **Resíduos de cana:** A moagem de 77,7 milhões de toneladas de cana na safra 2024/25 (SIFAEG, 2024) gera volumes expressivos de bagaço e palha, matérias-primas para a rota Fischer-Tropsch.
- **Óleos e gorduras:** O forte setor pecuário do estado (23,2 milhões de cabeças de gado em 2024, terceiro maior rebanho do país) e a produção agrícola diversificada disponibilizam sebo bovino e óleos vegetais para a rota HEFA, a mais madura comercialmente (IBGE PPM, 2024).

A infraestrutura sucroalcooleira consolidada em Goiás representa vantagem competitiva significativa. As principais usinas localizam-se a distâncias logisticamente favoráveis do Aeroporto de Goiânia: Edéia (109 km), Paraúna (135 km) e Goiatuba (154 km) (ANP, 2024). Esta proximidade reduz custos de transporte do SAF produzido para o ponto de consumo.

O estudo de viabilidade econômica na segunda edição do Caderno de Estudo do Estado de Goiás indicou que a rota HEFA com sebo bovino apresenta os melhores indicadores financeiros (Colvero, 2025). A taxa interna de retorno estimada é de 48%, com payback de aproximadamente cinco anos. A rota HEFA com óleo de soja apresenta TIR de 40% e payback de cerca de seis anos (Colvero, 2025). A Tabela 24 traz um resumo das rotas com maior potencial de aplicação no contexto goiano.

Tabela 24: Rotas tecnológicas com maior potencial de aplicação no contexto goiano

ROTA	MATÉRIA-PRIMA	DISPONIBILIDADE GO	IC MÉDIA (GCO ₂ E/MJ)	REDUÇÃO (%)	TRL
ATJ	Etanol de cana	Alta	30,0	66	7-8
HEFA	Sebo bovino	Alta	28,0	69	9
HEFA	Óleo de soja	Alta	29,7	67	9
FT	Bagaço/palha de cana	Alta	6,6	93	6-7
ATJ	Etanol de milho	Média-Alta	60,8	32	7-8

Fonte: EPE (2024), MIT (2024).

7.4 Encaminhamentos

O estado de Goiás reúne condições favoráveis para a participação na cadeia de valor do SAF no Brasil. A combinação de infraestrutura sucroalcooleira consolidada, disponibilidade diversificada de matérias-primas e posição logística estratégica posiciona o estado como potencial polo de produção para atendimento da demanda regulatória que se materializará a partir de 2027.

Estratégia de curto prazo (2027-2032): A rota HEFA, com nível máximo de maturidade tecnológica (TRL 9), constitui a via mais imediata para o cumprimento das metas do ProBioQAV e do CORSIA. A disponibilidade de sebo bovino e óleo de soja em Goiás, combinada com os resultados favoráveis de viabilidade econômica (TIR de até 48% para sebo bovino, conforme Caderno de Estudos), sustenta essa priorização. No curto prazo, a HEFA responde por mais de 90% da produção global de SAF e apresenta os menores custos de investimento entre as rotas avaliadas.

Estratégia de médio e longo prazo (2030-2050): A rota ATJ a partir de etanol de cana emerge como a alternativa estratégica central para Goiás como polo de produção de SAF. A posição do estado como segundo maior produtor de etanol do país, a infraestrutura de 44 usinas sucroenergéticas e a possibilidade de integração incremental da produção de SAF ao parque instalado conferem vantagem competitiva singular. A rota FT complementa a estratégia pelo potencial de máxima redução de emissões a partir de resíduos de cana, embora sua viabilidade dependa de avanços tecnológicos e redução de custos.

Em ambos os horizontes, o potencial de atendimento não se limita aos aeroportos locais. A adoção de mecanismos como o *book and claim* permitiria que o SAF goiano atendesse à demanda de companhias aéreas operando em polos de grande porte como Guarulhos, Congonhas, Campinas e Confins, ampliando significativamente o mercado acessível.

O desenvolvimento efetivo desta oportunidade dependerá, contudo, da consolidação do ambiente regulatório, da disponibilização de instrumentos de incentivo e do interesse de investidores em projetos pioneiros. O horizonte de implementação das metas do ProBioQAV e do CORSIA, alinhado aos compromissos climáticos brasileiros expressos na NDC para 2030, cria janela de oportunidade para que Goiás se posicione como fornecedor relevante no mercado brasileiro de SAF, contribuindo para a descarbonização de um setor estratégico para a economia nacional.

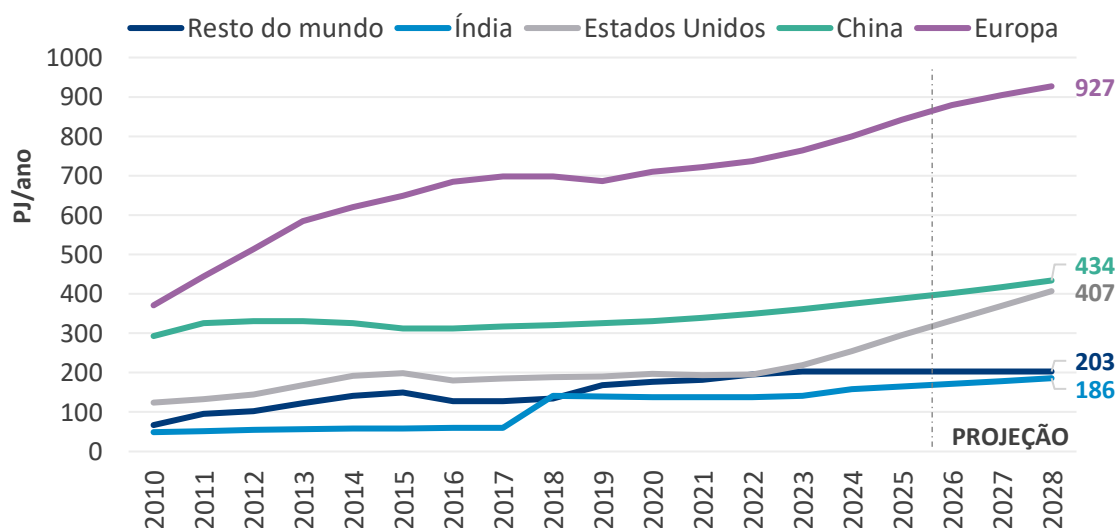
8. Levantamento preliminar de Biogás e Biometano

8.1 Mercado Internacional de Gases Renováveis

A produção global de gases renováveis – nesse estudo, representados pelo biogás e biometano tem apresentado expressivo crescimento nas últimas décadas, impulsionada por seu reconhecimento como uma solução sustentável, disponível comercialmente e capaz de contribuir diretamente na gestão e aproveitamento de resíduos, além de apoiar a descarbonização de setores intensivos em carbono, como os transportes. Diferentes instituições indicam a perspectiva de continuidade da expansão desse mercado, refletindo a combinação entre maior disponibilidade de matérias-primas, avanços tecnológicos e crescente inserção do biogás nas estratégias nacionais de descarbonização e gás.

Nesse contexto, estimativas do *Outlook* de Biogás e Biometano da IEA, demonstram que a disponibilidade de matérias-primas para produção de gases renováveis deverá **aumentar em 40% até 2040**. No entanto, seu desenvolvimento tem sido desigual em diferentes regiões, uma vez que depende de políticas que incentivam a sua produção e utilização.

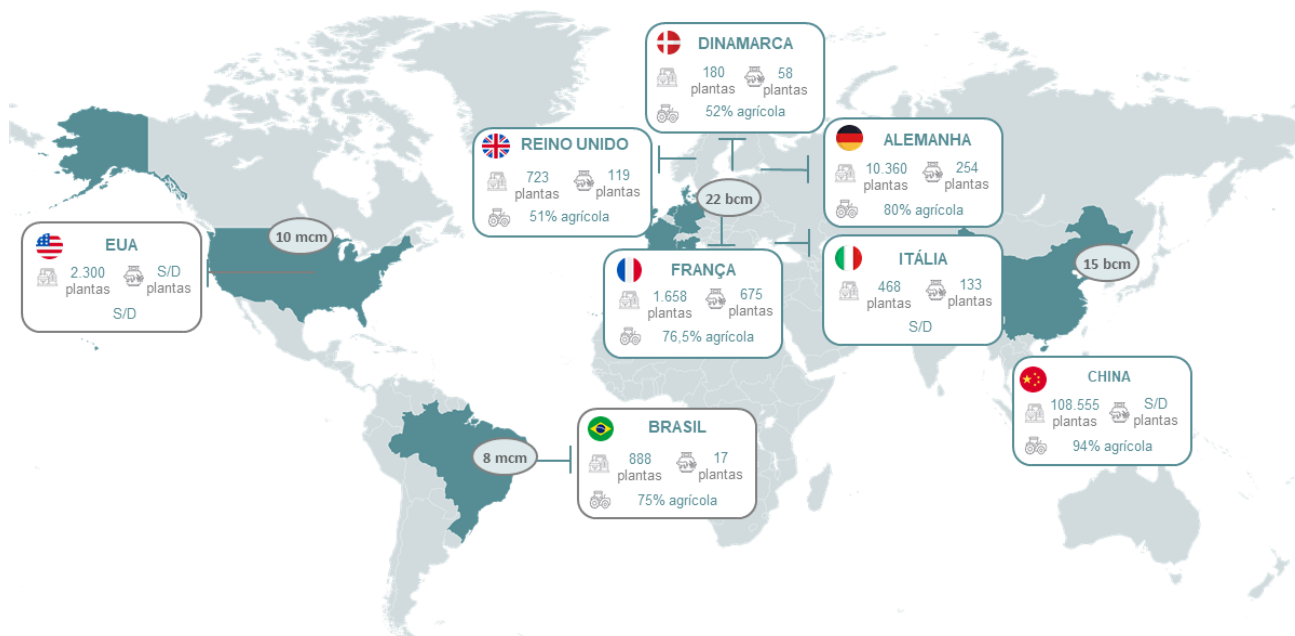
Gráfico 32: Projeção da produção de biogás, em PJ/ano



Fonte: Elaboração própria com dados do *Outlook for Biogas and Biomethane* da IEA

. No caso do mercado chinês, as políticas em curso têm apoiado a instalação de biodigestores em escala doméstica nas zonas rurais, com o objetivo de aumentar o acesso à energia moderna e a combustíveis limpos para cocção. Por sua vez, a Europa, se consolidou como o maior produtor global de biogás, com políticas em andamento para aumentar a produção. Nesse mercado somente a Alemanha é responsável por 2/3 da produção de todo o continente, além de contínuos projetos em fase de expansão, com cerca de 10.360 plantas de biogás e 254 plantas de biometano, provenientes, em sua maioria de substratos do setor agrícola.

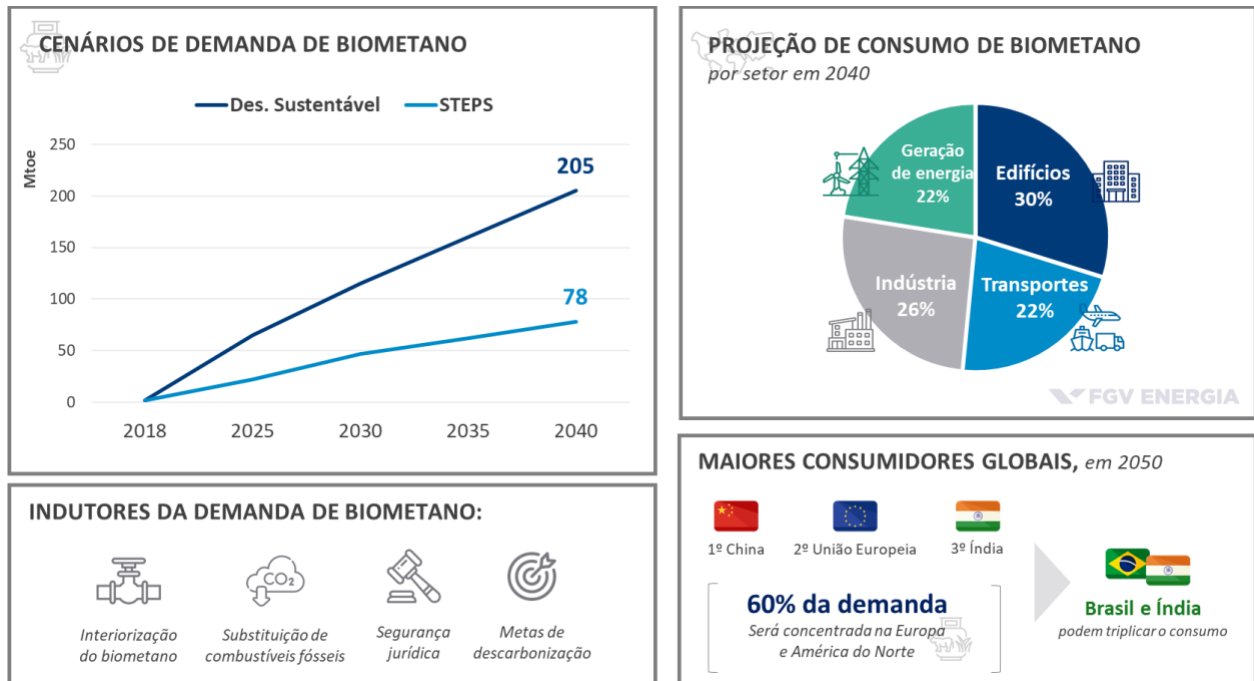
Figura 17: Levantamento dos países com maior produção e número de plantas



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA

No que tange ao aspecto do consumo, a demanda global por biometano apresenta perspectivas de crescimento e impulsionadas por sua capacidade de atender diferentes setores econômicos e amadurecimento do mercado, com a implementação de políticas públicas, especialmente nas regiões da Ásia, Europa e América do Norte. Projeções da Agência Internacional de Energia indicam que, em cenários de políticas sustentáveis, o consumo de biometano pode alcançar volumes superiores aos observados no cenário de políticas vigentes até 2040.

Figura 18: Cenários de demanda global de biometano



Fonte: Elaboração própria com dados do Biogas and biomethane outlook to 2050, da IEA

A expansão da demanda ocorre de forma transversal entre os setores, com destaque para setores de consumo como edifícios, indústria, geração de energia e transportes. A intercambialidade do biometano com o gás natural permite sua utilização direta em aplicações residenciais, comerciais e industriais, bem como como combustível veicular, sem a necessidade de grandes adaptações na infraestrutura existente, vide sua característica *drop-in*. No médio prazo, o aumento da produção de gases renováveis tende a ser impulsionado tanto pela necessidade de apoiar a descarbonização de setores de difícil abatimento de emissões, os chamados *hard to abate*, reforçando o papel estratégico do biometano como solução de transição.

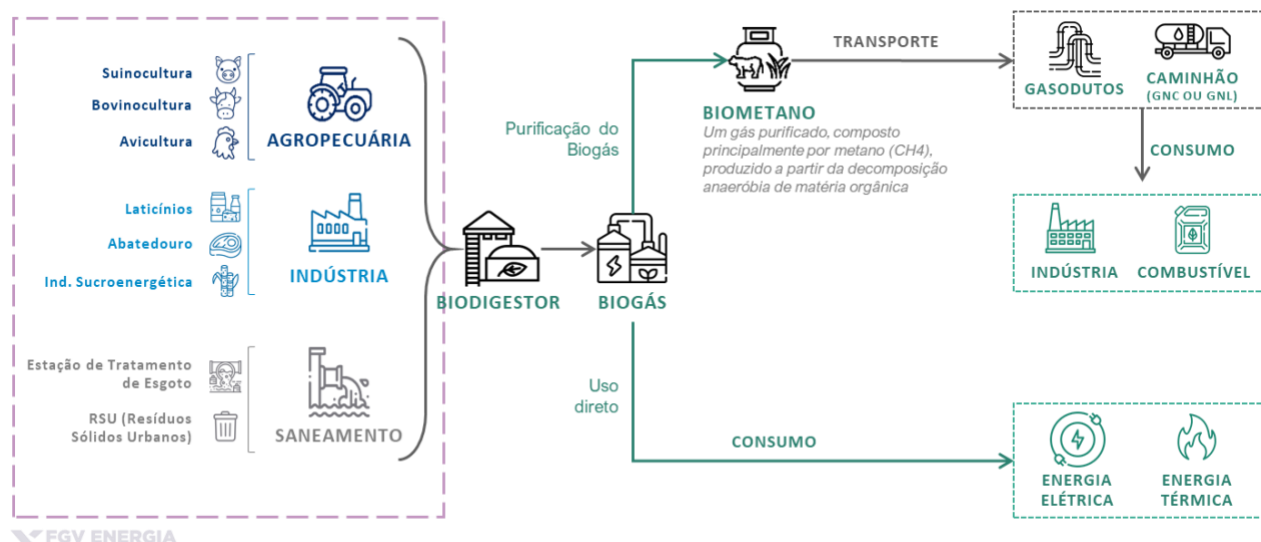
8.2 Panorama do Mercado Nacional de Biogás e Biometano

A Figura 17 resume a cadeia de produção e uso do biogás e do biometano a partir de resíduos provenientes do setor da agropecuária (suinocultura, bovinocultura e avicultura), da indústria (laticínios, abatedouros e sucroenergética) e do saneamento (ETE e RSU), que são tratados em biodigestores (reatores anaeróbios) para gerar biogás. Para fins de planejamento energético, é fundamental realizar uma discussão conceitual sobre o biogás e biometano, bem como seus diferentes usos finais. O biogás pode ser utilizado diretamente para geração local de energia elétrica e térmica, enquanto o biometano, após purificação, apresenta características equivalentes ao gás natural, podendo ser empregado como combustível veicular, insumo industrial ou injetado em redes de distribuição de gás canalizado.

Do ponto de vista regulatório, a produção e a comercialização de biometano envolvem competências federais, sob a regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao passo que o Estado exerce papel estratégico na formulação de políticas de incentivo, no ordenamento territorial, na articulação com o saneamento e na promoção da demanda. Adicionalmente, a cadeia do biogás e do biometano apresenta potencial relevante para geração de créditos de carbono e atributos ambientais, ampliando sua atratividade econômica.

Desse modo, será possível avaliar o potencial de biogás e biometano de uma forma ampla, mas, também entender o potencial de geração dos energéticos a partir das vocações regionais e volumes de resíduos provenientes de cada categoria.

Figura 19: Resumo da Cadeia de Biogás e Biometano

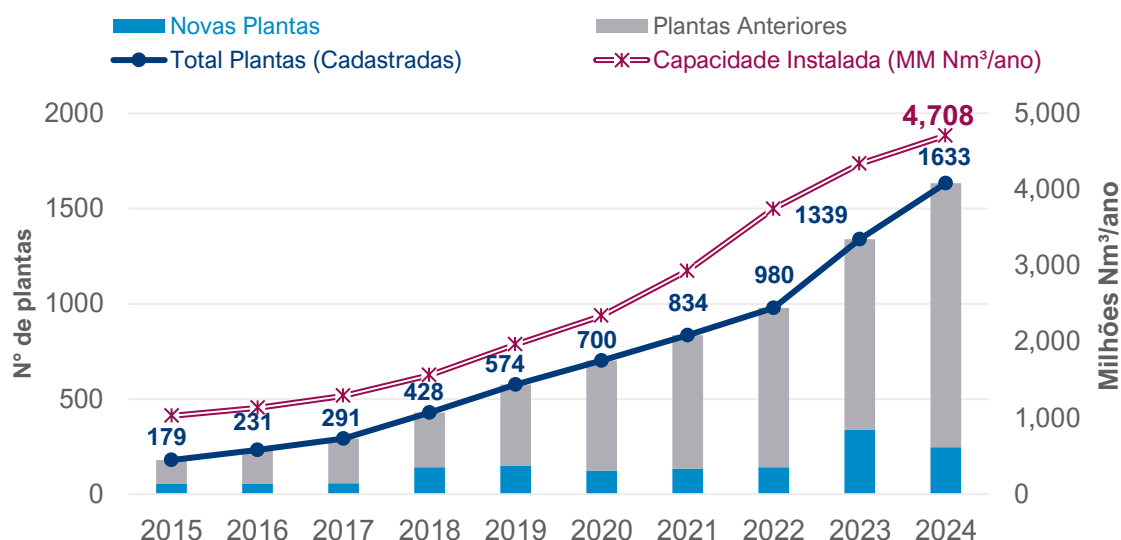


Fonte: Elaboração própria

8.2.1. Mercado de Biogás

No contexto do Mercado Nacional de Biogás, o Brasil adota uma trajetória de crescimento similar com outras geografias, registrando um aumento de 10 vezes o número de plantas de biogás cadastradas na ANP entre 2014-2024^{xviii}. Esse crescimento se deve, em grande parte, pela expansão significativa do uso de biogás como fonte de energia no Brasil, principalmente nos últimos cinco anos.

Gráfico 33: Produção nacional de Biogás (2015-2024)

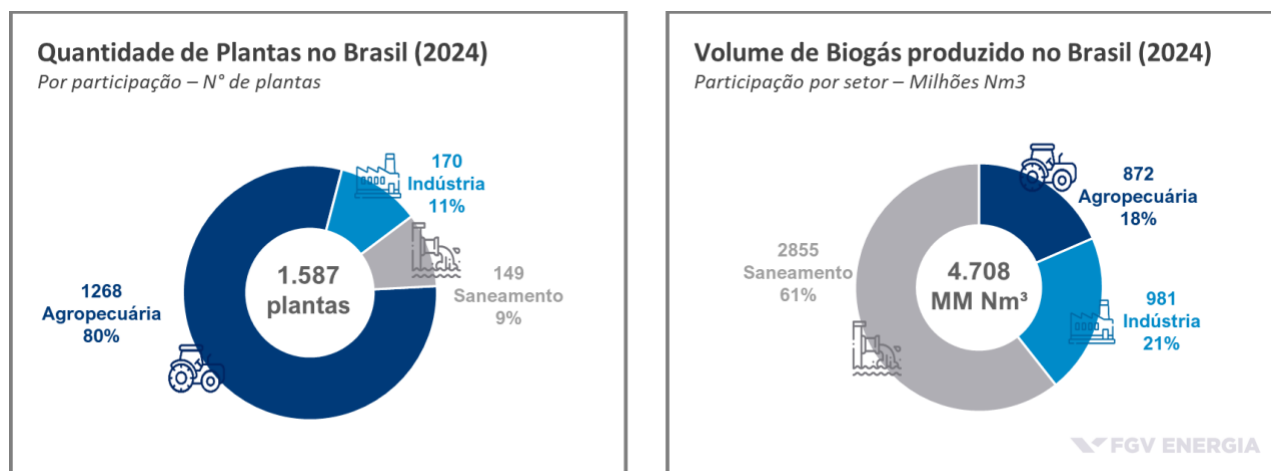


Fonte: Elaboração própria com dados do Cibiogás, 2024.

Em 2024, foram identificadas 1.633 plantas em operação, além de 46 em fase de implementação, que constituem uma capacidade instalada de 4.708 Milhões Nm³/ano de biogás. Tendo isso em vista, nota-se que a capacidade instalada de produção apresentou um crescimento médio anual de 19% nos últimos cinco anos, atingindo atualmente 4,7 bilhões de Nm³/ano. Desse volume, o estado de Goiás corresponde à fatia de 1,9% da capacidade instalada nacional, sendo um montante ainda pouco expressivo, mas, que reforça a necessidade de dar celeridade às políticas e incentivos estaduais para biogás e biometano, atração de novos projetos e parceiros; etc.

Na desagregação por categoria, o setor agropecuário é responsável pela matéria-prima de 80% das usinas. Em relação ao **volume de biogás produzido**, o setor de **saneamento** contribui de forma mais relevante, sendo **responsável por 60% da capacidade produtiva** em 2024.

Figura 20: Panorama do mercado de biogás brasileiro por setor em 2024



Fonte: Elaboração própria com dados do Cibiogás, 2024.

Por fim, depreende-se que em 2024, das 1.633 plantas de biogás em operação, cerca de 85% foram utilizadas para geração de eletricidade com um consumo de 59% do total de biogás produzido no ano. Por sua vez, os demais 37% e 4% foram voltados para produção de biometano e energia térmica, respectivamente.

Figura 21: Infográfico de equivalência de energia elétrica

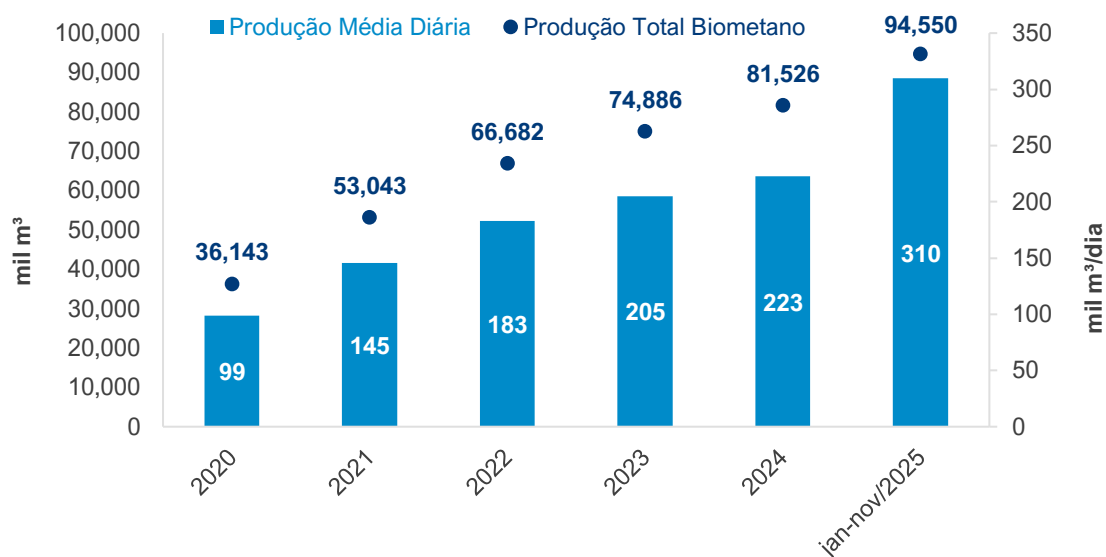


Fonte: Elaboração própria com dados do Cibiogás, 2024.

8.2.2. Mercado de Biometano

No Mercado Nacional de Biometano, dados da ANP até novembro de 2025, demonstram que a produção nacional totalizou 94.550 mil m³, a partir de 17 plantas instaladas, que em sua maioria realizam o processamento de resíduos provenientes do setor de saneamento (53%). Nesse mercado, a produção de biometano cresceu 126%, entre 2020 e 2024, mas na variação anual 2024-2025, indica um aumento de 39,1%.

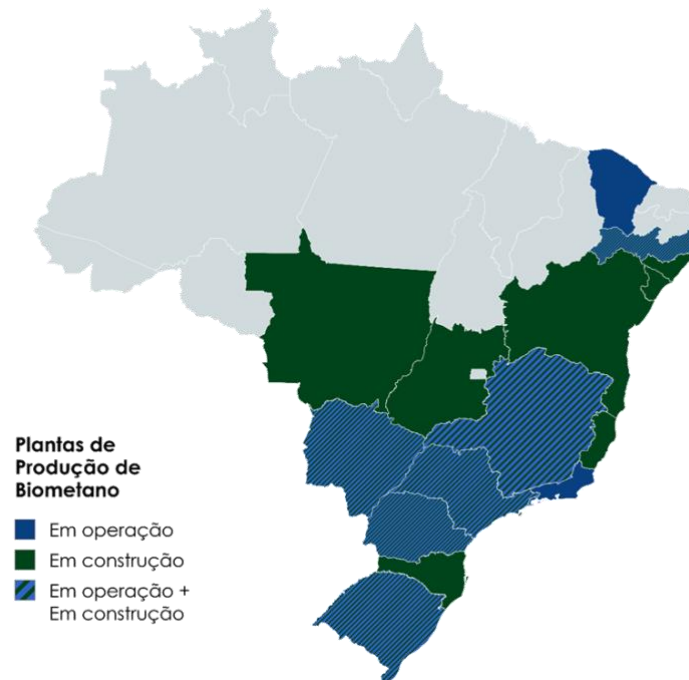
Gráfico 34: Produção nacional de biometano (2020-nov/2025)



Fonte: Elaboração própria com dados do Painel de Biometano da ANP, 2025.

Dentre as 17 plantas com autorização para comercializar o biometano, cerca de 41% do utilizam substratos provenientes setor agropecuário e 6% utilizam mais de um tipo de substrato. Em 2025, a capacidade produtiva de biometano atingiu cerca de 1,1 MM Nm³/dia, estando concentrada nos estados de São Paulo (47%), Rio de Janeiro (12%) e Rio Grande do Sul (11%).

Figura 22: Capacidade Nacional de Produção de Biometano, por UF (2025)

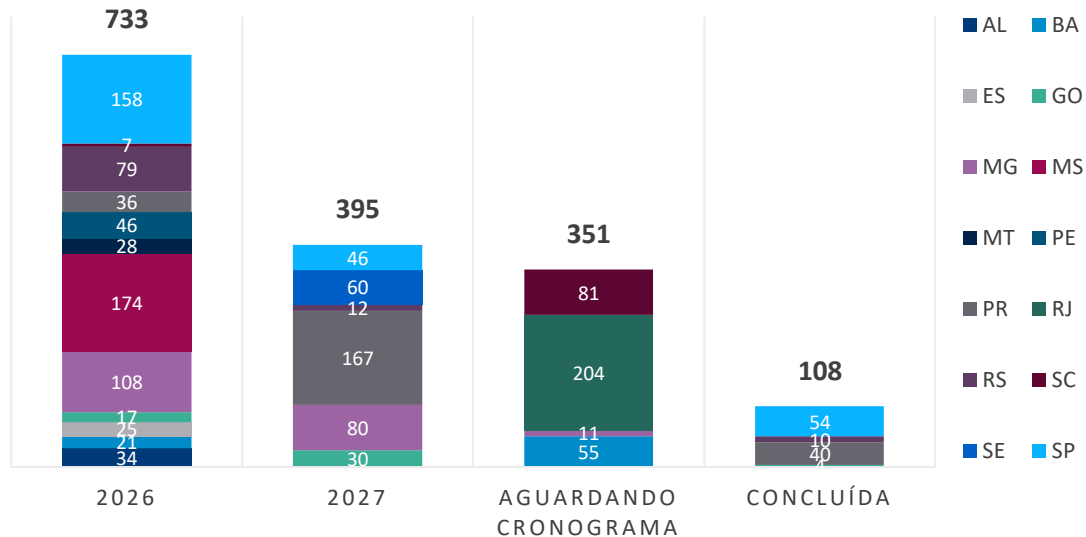


Fonte: Elaboração própria com dados do Painel de Biometano da ANP, 2025.

Estimativas da IEA apontam que o Brasil deverá quadruplicar sua produção de biometano até 2027, alcançando mais de 2 milhões de m³/dia, posicionando o país como o quinto maior produtor global. Por outro lado, dados da ANP apontam que 27 novas plantas devem entrar em operação nos próximos anos, com potencial de conexão à rede de gás natural canalizado. A produção nacional de biometano deve atingir 2,2 milhões de m³/dia até 2027, sendo 60% provenientes de aterros sanitários, 30% do setor sucroenergético e 9% da agroindústria.

Para o biênio 2026-2027 é esperado um acréscimo de **1,6 MM Nm³/dia** em capacidade adicional em construção ou ampliação de plantas de biometano, sendo 42 plantas em processo de autorização. Nesse contexto, há a perspectiva de entrada de cinco novos projetos no Centro-Oeste, dos quais 47 mil Nm³ de biometano serão provenientes do estado de Goiás, que poderá responder por 7% das plantas de biometano no país.

Gráfico 35: Autorizações de Biometano em andamento, por UF e previsão de projeto (mil Nm³/d)



No que tange aos incentivos normativos, Goiás está entre os nove estados brasileiros que estabeleceram legislações específicas de incentivo ao biometano. **A Lei Nº 20.710, de 15 de janeiro de 2020**, institui a Política Estadual do Biogás e do Biometano com o objetivo principal de incentivar o desenvolvimento da cadeia produtiva do biogás e do biometano como indutores do desenvolvimento regional e redutor dos impactos ambientais, a partir de cinco pilares:

- ▣ Preservação do interesse estadual;
- ▣ Livre Concorrência;
- ▣ Cooperação Público-Privada;
- ▣ Gestão de RSU em sinergia com geração de renováveis; e
- ▣ Desenvolvimento Econômico Sustentável.

Previstos na Lei também estão correlacionados a ambição do estado em avançar no:

- ▣ **Desenvolvimento do mercado:** Fomentar a cadeia produtiva do biogás e biometano, considerando as características regionais por meio de ações transversais, integração e articulação com políticas públicas estaduais;
- ▣ **Gestão de Resíduos:** Valorização e qualificação econômica dos resíduos orgânicos;
- ▣ **Atrair Investimentos:** Infraestrutura para distribuição e comercialização do biogás e biometano;
- ▣ **Inovação e P&D:** Fomentar o P&D relacionados ao biogás e ao biometano, que contribuam para promover o desenvolvimento tecnológico regional; e

- **Diversificação:** Diversificar a matriz energética, descentralizando e interiorizando o desenvolvimento socioeconômico com incentivo à geração de energias renováveis.

Além da Política Estadual do Biogás e do Biometano, o estado de Goiás adotou outras medidas legais e infralegais voltadas para incentivar a produção e o consumo de biogás e biometano no estado, dos quais são correlacionadas⁶:

- **CONVÊNIO Nº 112/13:** Autoriza a concessão de redução de base de cálculo do ICMS nas saídas internas de biogás e biometano;
- **CONVÊNIO Nº 6/19:** Isenção do ICMS nas saídas internas de biogás proveniente de aterros sanitários quando utilizado como matéria-prima na geração de energia elétrica;
- **LEI ESTADUAL 20.710/20:** Autoriza o Executivo a estabelecer adição de percentual mínimo de biometano ao gás canalizado, tratamento tributário diferenciado e favorecido para a produção, parcerias público-privadas para o desenvolvimento da cadeia produtiva e financiamento específico nas agências de fomento;
- **CONVÊNIO ICMS Nº 151/21:** Concede isenção do ICMS nas operações com máquinas, equipamentos, aparelhos e componentes para a geração de energia elétrica a partir do biogás;
- **LEI ESTADUAL 23.168/24:** Concede crédito outorgado do ICMS ao estabelecimento industrializador de biogás e biometano até 85% na saída interna e até 90% na saída interestadual;
- **LEI ESTADUAL 23.560/25:** Autoriza a conceder crédito especial para investimento na implantação de complexo industrial destinado à produção de biogás ou biometano neste Estado; e

⁶ Válido mencionar que instrumentos baseados em benefícios fiscais estaduais tendem a perder eficácia ou margem de discricionariedade, em razão da implementação da Reforma Tributária e a substituição gradual do ICMS pelo IBS. Para assegurar maior longevidade às políticas de fomento ao biogás e biometano, recomenda-se a transição para instrumentos não tributários, como programas com dotação orçamentária própria, fundos dedicados e mecanismos regulatórios estruturantes, em substituição à renúncia de receita.

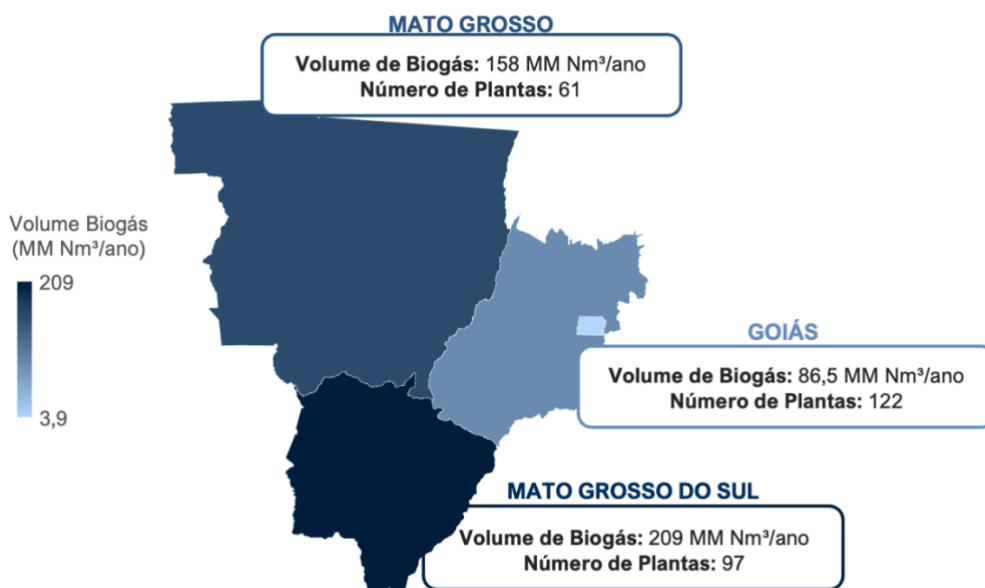
- **CONVÊNIO ICMS Nº 24/25:** Concede benefícios fiscais de ICMS na operação interna com biometano e até 95% em operações com GNV.

8.3 Panorama da região Centro-Oeste e Goiás

No Centro-Oeste a produção de biogás vem crescendo ao longo dos anos, impulsionada pelas características favoráveis e pelo potencial da região. Considerando a produção nacional de 4,7 bilhões de Nm³/ano, a região Centro-Oeste responde por aproximadamente 9,7% desse total, com destaque para o Mato Grosso do Sul, que lidera a região com um volume de 209 milhões de Nm³/ano distribuído em 97 plantas, seguido por Mato Grosso, que registra uma produção de 158 milhões de Nm³/ano em 61 unidades produtoras. Goiás completa o panorama regional com 86,5 milhões de Nm³/ano gerados em 122 plantas (Figura 23). Juntos, os três estados evidenciam o potencial do Centro-Oeste para a bioenergia, impulsionado pela forte presença do agronegócio e pela disponibilidade de biomassa oriunda de atividades agroindustriais e pecuárias, consolidando a região como polo estratégico na transição energética nacional.

Apesar desses números, o estado de Goiás ainda possui um potencial significativo não utilizado para a produção de biometano, especialmente a partir de resíduo sólidos urbanos, dejetos da pecuária e resíduos do setor sucroenergético (vinhaça e torta de filtro), o qual será abordado na seção 8.3.1. O aproveitamento dessas fontes representa uma oportunidade estratégica para ampliar substancialmente a capacidade instalada no estado. Nesse contexto, destaca-se o **Programa Goiás Mais Energia Rural**, iniciativa que visa substituir ônibus movidos a óleo diesel por veículos a biometano na Região Metropolitana de Goiânia. Esta iniciativa exemplifica como a integração entre produção de biometano e demanda por combustíveis renováveis pode gerar benefícios ambientais, econômicos e sociais, criando um modelo replicável para outras regiões.

Figura 23: Capacidade instalada da produção de biogás na Região Centro Oeste | 2024

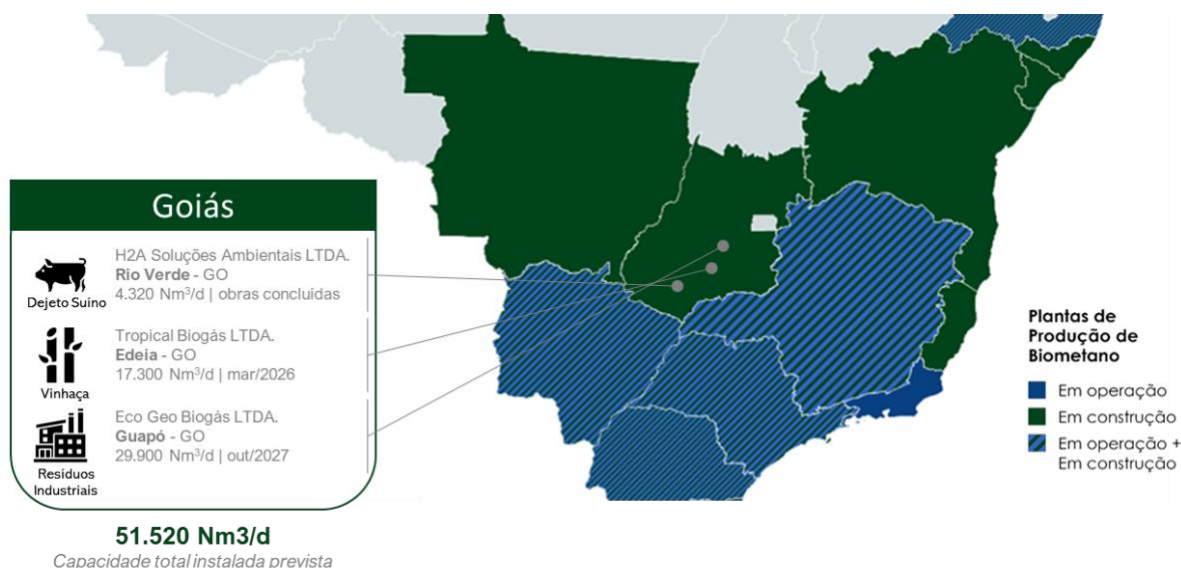


Fonte: Elaboração própria com base nos dados da CIBiogás, 2025

8.3.1 Projetos existentes de biometano no estado

Adicionalmente, foram levantados, de maneira preliminar, ao menos três projetos de biometano anunciados para o estado de Goiás, conforme figura abaixo.

Figura 24: Projetos de usinas de biometano em processo de autorização para Goiás



Fonte: Elaboração própria com dados do Painel de Biometano da ANP, 2025.

A partir dos projetos levantados, depreende-se que os modelos de negócios em Goiás apresentam variada fonte de substratos para produção e foco na descarbonização veicular e industrial. Aliado a isso, a análise dos modelos de negócios de biometano deve refletir as vocações econômicas do estado de Goiás, considerando sua disponibilidade de resíduos para produção, perfil de consumidores, situação da infraestrutura e incentivos governamentais.

Tabela 25: Projetos de biometano levantados em Goiás

LOCALIZAÇÃO	EMPRESA	CONCLUSÃO DAS OBRAS	CAPACIDADE INSTALADA	SUBSTRATO DA PRODUÇÃO	LOGÍSTICA	CLIENTE	FINANCIAMENTO
Rio Verde (GO)	H2A Soluções Ambientais LTDA.	Concluídas	4.320 Nm ³ /dia	Dejeto Suíno	BioGNC – venda direta	Indústria local que utiliza GLP Veicular: postos de combustível	Contratos de venda antecipados como garantia do financiamento internacional
Edeia (GO)	Tropical Biogás LTDA.	Mar./2026	17.300 Nm ³ /dia	Vinhaça (resíduo sucroalcooleiro)	NA	Alternativa para caminhões canavieiros da BP Bionergy	NA
Guapó (GO)	Eco Geo Biogás LTDA.	Out. /2027	29.900 Nm ³ /dia	Resíduos Industriais (alimentícios e frigoríficos)	NA	NA	NA

Fonte: Elaboração própria

O **Programa Goiás Mais Energia Rural** constitui uma das principais iniciativas estaduais para fomentar a produção de biocombustíveis e o uso de energias renováveis, com ênfase no desenvolvimento do biogás e do biometano voltados ao uso industrial e ao transporte público. A iniciativa busca estruturar uma nova frente de crescimento para o setor energético goiano, explorando um potencial estimado de 12,3 milhões de metros cúbicos normais por dia de biometano atualmente não aproveitados, por meio da implantação de novas plantas produtivas e da atração de investimentos para o meio rural.

Além de contribuir para a diversificação da matriz energética estadual, o programa apresenta impactos econômicos e sociais relevantes, ao estimular a geração de emprego e renda e fortalecer cadeias produtivas associadas à agroindústria. No âmbito da mobilidade urbana, a proposta prevê a substituição de 500 ônibus a diesel por veículos movidos a biometano até 2027, na Região Metropolitana de Goiânia, marcando uma nova etapa do transporte coletivo estadual, inserida no conceito da Nova Rede Metropolitana de Transportes Coletivos (Nova RMTc). Os veículos apresentam autonomia aproximada de 295 km, com capacidade operacional equivalente a até oito

viagens diárias, apoiados por infraestrutura de abastecimento semelhante à de GNV, em conformidade com as exigências da ANP, do Inmetro e da ABNT. Dessa forma, o programa articula ganhos ambientais, eficiência energética e inovação tecnológica, consolidando o biometano como vetor estratégico da transição energética em Goiás.

Além desse projeto, o presente diagnóstico preliminar demonstra que parcerias internacionais podem posicionar Goiás no centro da agenda nacional para gases renováveis. Desse modo, o Memorando de entendimento assinado entre o Governo de Goiás e a Indústria indiana *Raj Process Equipment*, no âmbito do *Goiás Invest*, em Nova Déli, em fevereiro de 2025, são uma das ações do estado voltadas para seu posicionamento como parceiro estratégico em bioenergia. O Memorando prevê o estudo de viabilidade técnico-econômica sobre a instalação de uma **usina de biometano** a partir da **vinhaça da cana-de-açúcar**, em **Rio Verde**, no Sudoeste de Goiás.

Nesse contexto, a parceria também cumpre um objetivo mais amplo da agenda brasileira em mobilidade sustentável e biocombustíveis, no âmbito do **Global Biofuels Alliance**⁷, que pretende aumentar a demanda por biocombustíveis sustentáveis.

8.3.2. Panorama do potencial de biogás em Goiás

Diante desse cenário, foi realizada uma prospecção preliminar do potencial de produção de biogás no estado de Goiás, visando quantificar e mapear as oportunidades de geração de energia renovável a partir de diferentes tipos de biomassa com aptidão para produção de biogás.

a) Setor alcooleiro

Um dos setores que mais se destaca no fornecimento de substratos para produção de biogás é o setor alcooleiro, cuja cadeia produtiva gera volumes expressivos de resíduos orgânicos com elevado potencial energético. A região Centro-Oeste consolidou-se como importante polo de produção de etanol no Brasil, registrando na safra 2023/24 um volume total de 15 milhões de m³ de etanol. A produção a partir da cana-de-açúcar alcançou 8,9 milhões de m³, com destaque para Goiás, responsável por 4,8 milhões de m³, seguido por Mato Grosso do Sul com 2,9 milhões de m³ e Mato Grosso com 1,2 milhões de m³. Já a produção de etanol de milho atingiu 6,2 milhões de m³, sendo Mato Grosso o principal produtor com 4,5 milhões de m³, representando a liderança nacional

⁷ Aliança estabelecida por Brasil, Estados Unidos e Índia, durante o encontro do G20 na Índia (2023).

nesse segmento, seguido por Mato Grosso do Sul com 1 milhão de m³ e Goiás com 0,7 milhão de m³^{xxix}.

A expressiva produção do setor alcooleiro gera importantes fontes de biomassa com elevado potencial para a produção de biogás. Derivados da produção de etanol de cana-de-açúcar, destacam-se a vinhaça e a torta de filtro. A vinhaça de cana apresenta um potencial de produção de aproximadamente 6 m³ de CH₄ por tonelada^{xx}, enquanto a torta de filtro pode gerar cerca de 47 m³ de CH₄ por tonelada de resíduo^{xxi}. E derivado da produção de etanol de milho, tem-se a vinhaça de milho com um potencial de 6,7 m³ de CH₄ por tonelada^{xxii}.

Todavia, esses substratos não estão disponíveis uniformemente ao longo do ano. A safra da cana-de-açúcar concentra-se entre março/abril e novembro, representando aproximadamente 7 meses e meio de operação. Isso significa que apenas uma fração do volume anual de biometano está disponível de forma contínua, enquanto a maior parte concentra-se nesse período safra. Durante a entressafra, que se estende de dezembro a março, cerca de 4 meses e meio, não haveria substrato disponível para a produção de biogás a partir da cana.

Essa sazonalidade exige uma estratégia híbrida de abastecimento energético. O biometano pode ser combinado com outras fontes, como GNV (gás natural veicular), para garantir segurança de suprimento durante todo o ano. Essa complementaridade permite que frotas e operações mantenham continuidade operacional mesmo nas janelas de baixa disponibilidade do combustível renovável.

Alternativamente, caso as usinas de cana-de-açúcar tenham interesse estratégico na continuidade da operação, seria possível prever a manutenção dos reatores com outros substratos locais disponíveis ao longo do ano, como esgoto, dejetos animais e resíduos orgânicos diversos, garantindo maior regularidade na produção.

b) Pecuária bovina

A pecuária bovina no Centro-Oeste representa uma das principais atividades econômicas da região. O Mato Grosso lidera com um rebanho expressivo de 32.853.368 cabeças de gado, seguido por Goiás com 23.216.460 animais e Mato Grosso do Sul com 18.744.820 cabeças. O Distrito Federal apresenta um rebanho menor, com 81.951 animais. Juntos, os estados da região concentram um efetivo bovino de aproximadamente 74,9 milhões de cabeças^{xxiii}.

Essa concentração de animais gera, consequentemente, grandes volumes de dejetos com potencial para produção de biogás em cerca de 12 m³ de CH₄ por tonelada de dejetos^{xxiv},

configurando-se como uma fonte de biomassa que pode ser aproveitada de forma energética e sustentável.

c) Saneamento: RSU

O aproveitamento energético do biometano, por meio da utilização de resíduos sólidos urbanos (RSU), surge como uma solução inovadora de valorização do biogás que reduz efetivamente as emissões difusas de metano na atmosfera e possibilita a substituição de fontes fósseis de energia, em alguns casos importadas de outros territórios, por uma energia renovável produzida localmente. A região Centro-Oeste apresenta um cenário favorável para essa modalidade de aproveitamento energético, considerando sua população e a consequente geração de resíduos sólidos urbanos. Goiás desponta com a maior população da região, totalizando 7 milhões de habitantes e gerando aproximadamente 2,3 milhões de toneladas de RSU por ano. Mato Grosso possui uma população de 3,6 milhões de habitantes, produzindo cerca de 1,2 milhões de toneladas de RSU anualmente. O Distrito Federal, com 2,8 milhões de habitantes, gera 0,9 milhões de toneladas de resíduos por ano, mesmo volume registrado no Mato Grosso do Sul, que conta com uma população de 2,7 milhões de habitantes. Esse volume significativo de resíduos sólidos urbanos configura-se como uma fonte promissora de biomassa para a produção de biogás na região, com potencial de aproximadamente 41,6 Nm³ de biogás por tonelada de RSU, via captação por aterro sanitário.

Esse volume significativo de resíduos sólidos urbanos configura-se como uma fonte promissora de biomassa para a produção de biogás na região, com potencial de aproximadamente 41,6 Nm³ de biogás por tonelada de RSU, via captação por aterro sanitário. No entanto, trata-se de um setor ainda pouco explorado para produção de biogás em Goiás, representando uma oportunidade relevante para expansão da capacidade instalada no estado. O aproveitamento de biogás de aterros sanitários constitui um vetor estratégico a ser explorado e detalhado nos próximos produtos deste estudo. Essa oportunidade torna-se ainda mais significativa no contexto das soluções compartilhadas de maior escala que decorrerão das concessões das três Microrregiões de Saneamento, conforme estabelecido pela Lei Complementar nº 182, de 22 de maio de 2023, as quais viabilizarão investimentos em infraestrutura de captação e tratamento de resíduos sólidos urbanos com maior eficiência operacional e econômica.

d) Considerações finais: Panorama do potencial de biogás no estado de Goiás

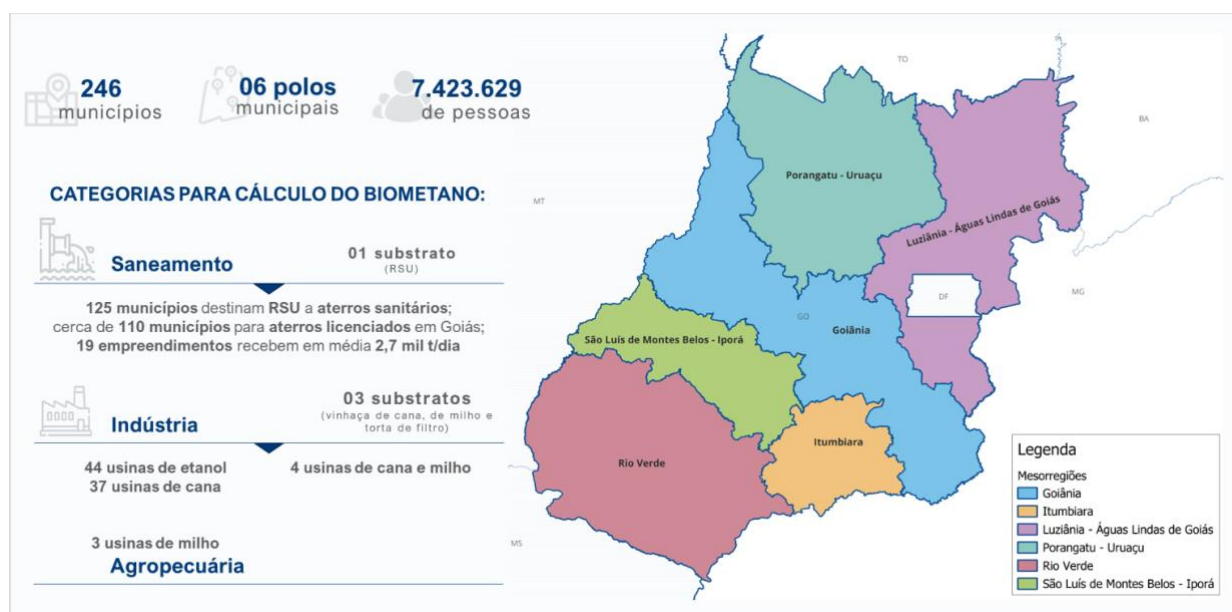
Diante das informações levantadas, verifica-se que o estado de Goiás apresenta um cenário diversificado para a produção de biometano, distribuído ao longo de seus 246 municípios, organizados em 06 polos municipais, abrangendo uma população total de 7.423.629 habitantes. Em um levantamento preliminar, no setor industrial, foram identificados 03 substratos relevantes, provenientes da produção de etanol, sendo eles: vinhaça de cana, vinhaça de milho e torta de filtro. O estado conta com 44 usinas de etanol, sendo 37 usinas dedicadas à produção a partir de cana-de-açúcar, 3 usinas a partir de milho e 4 usinas que processam ambas as matérias-primas (cana e milho).

Na categoria agropecuária, foi considerado 01 substrato principal, oriundo da pecuária bovina, refletindo a importância da atividade pecuária no estado e o potencial de aproveitamento energético dos dejetos animais.

Por fim, na categoria de saneamento, foi analisado 01 substrato principal, os resíduos sólidos urbanos (RSU). Atualmente, 125 municípios destinam seus RSU a aterros sanitários, e deles cerca de 110 utilizam aterros licenciados no estado de Goiás. A infraestrutura de tratamento conta com 19 empreendimentos que recebem em média 2,7 mil toneladas de resíduos por dia, evidenciando o volume de material disponível para conversão energética.

Além disso, será realizada uma avaliação mais aprofundada do potencial técnico de produção de biogás considerando a biomassa que está efetivamente disponível no estado, levando em conta fatores como sazonalidade, logística de coleta e viabilidade técnica de aproveitamento, permitindo assim uma estimativa mais realista do potencial energético de Goiás na cadeia produtiva do biometano.

Figura 25: Panorama preliminar do mercado de biometano em Goiás



Fonte: Elaboração própria

8.3.2 Infraestrutura de distribuição e potencial de desenvolvimento

A efetiva valorização do biometano produzido em Goiás depende fundamentalmente da infraestrutura de distribuição disponível e das alternativas logísticas para escoamento do produto. Atualmente, as principais modalidades de distribuição de gás são: o modal canalizado e o modal rodoviário, por meio de transporte em cilindros ou caminhões criogênicos (GNL/biometano liquefeito).

A inexistência de uma rede de gasodutos no estado reflete um desafio importante para o aproveitamento do biometano. Por outro lado, essa restrição abre espaço para o desenvolvimento do modal rodoviário e para soluções descentralizadas de aproveitamento energético.

Nesse contexto, emerge o conceito de hubs de biogás e biometano como alternativa estratégica para Goiás. Esses hubs consistem em unidades centralizadas de processamento de matéria-prima e produção de biogás, capazes de receber matéria-prima de múltiplas fontes e produzir biometano em escala comercial. A concentração de volumes em hubs poderia viabilizar economicamente investimentos em infraestrutura de *upgrading* (purificação) e facilitar a logística de distribuição, seja por injeção na rede canalizada, seja por transporte rodoviário para mercados consumidores distantes. A implementação de hubs regionais em Goiás poderia potencializar a integração das diversas fontes de biomassa disponíveis no estado, otimizando a infraestrutura

necessária e criando economias de escala que tornem o biometano goiano competitivo tanto no mercado estadual quanto em estados vizinhos.

8.4 Encaminhamentos

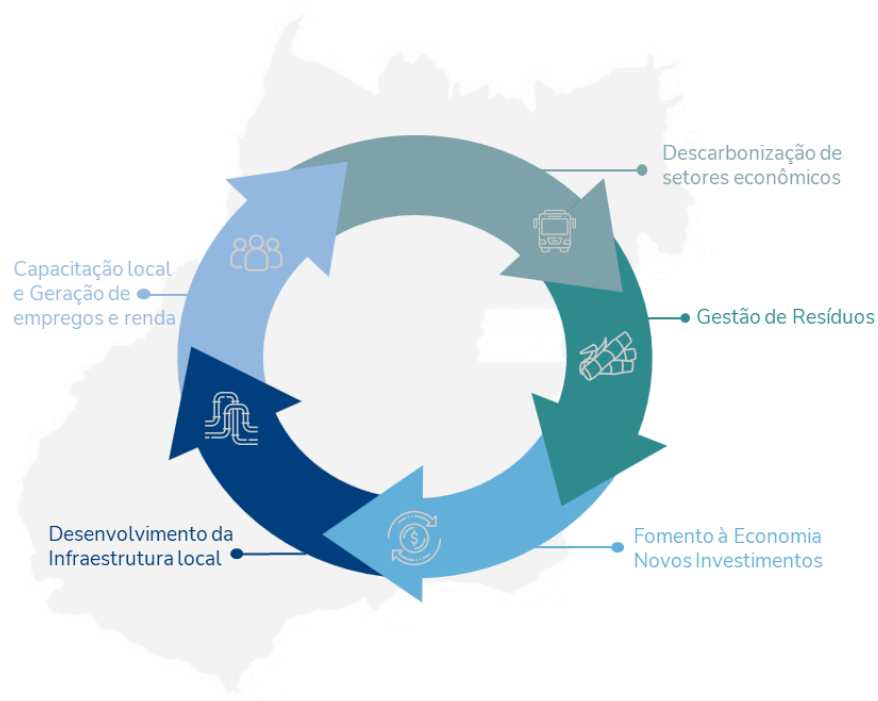
Conforme levantado nesse diagnóstico preliminar, o desenvolvimento do mercado de biometano garante a expansão da oferta de fontes de energia mais sustentáveis para Goiás e estende a relevância do biometano como combustível da transição energética, ao mesmo tempo que ajuda a mitigar os impactos ambientais negativos associados à produção e ao consumo de energia.

No caso do biometano, sua viabilidade econômica em Goiás está fortemente associada à proximidade entre fontes de produção, infraestrutura logística e demanda final. O estado apresenta elevada concentração de atividades agroindustriais, especialmente nos setores sucroenergético, de grãos, carnes e fertilizantes, que configuram demanda potencial para o uso do biometano como substituto do diesel e do gás natural em processos térmicos e no transporte pesado.

A priorização de corredores logísticos intensivos em transporte rodoviário de cargas, bem como de polos agroindustriais com frotas cativas, permite estruturar projetos de biometano baseados em demanda local e regional, reduzindo custos de compressão, transporte e distribuição. Dessa forma, o biometano deve ser incorporado ao planejamento energético estadual como solução territorializada, voltada à descarbonização do transporte pesado e da agroindústria, e não apenas como alternativa genérica ao gás natural.

Embora, no **contexto atual**, o estado não possua elevada expressividade na produção de biogás e biometano - se comparado a outros estados – a próxima atividade, contribuirá para realizar o levantamento de setores que podem contribuir e realizar avanços nesse mercado.

Figura 26: Principais benefícios do biometano



Fonte: Elaboração própria

9. Levantamento preliminar dos Minerais Críticos e Estratégicos

Goiás é um grande produtor mineral, figurando entre os três maiores estados brasileiros em valor da produção mineral, atrás apenas de Minas Gerais e Pará (MINDE, 2025; ALEGO, 2025), e apresenta amplo potencial a ser explorado, sobretudo em minerais críticos e estratégicos, como níquel, cobre, nióbio, lítio e terras raras (SGB, 2023). Diante do rápido crescimento esperado e da relevância geopolítica desses produtos, torna-se essencial incorporar o contexto internacional da mineração para avaliar seus impactos sobre o consumo de energia do estado. Além disso, parte desses minerais são considerados centrais para impulsionar a agenda de transição energética nacional, o que abre oportunidades para o desenvolvimento da cadeia produtiva em Goiás, ampliando a relevância do estado nessa temática (EPE, 2025).

Tendo em vista o potencial mineral goiano, a presente seção tem por objetivo discorrer sobre a relevância do mercado global de minerais críticos e estratégicos, destacando as principais perspectivas desse mercado que possam impactar o Brasil e, por extensão sua cadeia produtiva. Nesse contexto, também são levantadas medidas governamentais atuais para minerais e desafios desse mercado, com reflexos ao setor mineral de Goiás e, sua trajetória de protagonismo.

9.1 Cenário Global de Mineração

O mercado global da mineração atravessa um novo ciclo, caracterizado pela crescente expansão da demanda por minerais estratégicos associados à transição energética e às tecnologias consideradas avançadas (IA; indústria bélica; etc). A necessidade de aumentar a produção de equipamentos voltados ao consumo energético, como baterias, turbinas eólicas, painéis solares, além de dispositivos eletrônicos, servidores, entre outros, exige a ampliação da oferta de insumos materiais como lítio, terras raras, níquel, cobre, e outros minerais fundamentais para as cadeias produtivas em questão (EPE, 2025). Adicionalmente, muitos desses minerais não possuem substitutos ou apresentam desafios importantes no processo de reciclagem, o que reforça a necessidade de implantação de novos projetos para o crescimento da oferta.

Além dos desafios associados à expansão da oferta, a produção de muitos minerais críticos está concentrada em poucos países. No tocante à oferta mundial de produtos refinados - especialmente minerais como terras raras, lítio e grafite - a China detém uma posição de destaque, concentrando parcela significativa das atividades de processamento e refino desses produtos. Segundo a *Internacional Energy Agency* (IEA)^{xxv}, com base nos projetos existentes, essa

concentração deverá se manter predominante para a maioria desses minerais ao longo da próxima década. Esse cenário representa riscos significativos para a segurança do abastecimento global, na medida em que eventuais interrupções por grandes fornecedores podem provocar efeitos significativos nos mercados mundiais, sobretudo incidir nos preços, fluxos comerciais e estabilidade de cadeias industriais (GASPAR FILHO e SANTOS, 2022).

Esse cenário tem levado grandes economias como os Estados Unidos e a União Europeia, a se empenharem ativamente na diversificação de suas fontes de suprimento de minerais, com o objetivo de mitigar eventuais volatilidades de preços provocadas por instabilidades geopolíticas que traduzam em riscos à segurança das cadeias produtivas (EUROPEAN COMMISSION, 2023; ATLANTIC COUNCIL, 2025). Nesse contexto, o Brasil - principalmente os estados de Goiás, Minas Gerais, Bahia e Pará - encontra-se numa posição estratégica privilegiada, pois possui reservas significativas de muitos minerais críticos (SGB, 2023). No entanto, a participação brasileira na produção global desses insumos ainda é modesta, o que evidencia o grande potencial ainda a ser explorado.

Na sequência, será apresentada uma avaliação das perspectivas dos minerais críticos com crescente destaque no cenário internacional, bem como daqueles considerados estratégicos para o Brasil e que estão presentes em Goiás. A presente seção contemplará, ainda, um mapeamento do contexto regulatório e ambiental brasileiro, além de citar os seus principais desafios. Por fim, será realizada uma avaliação dos minerais que já são produzidos em Goiás e as reservas mapeadas.

9.1.1. Avaliação e Perspectivas

Entre os mais de sessenta minerais críticos e estratégicos mapeados em nível global, alguns se destacam de forma particular pela sua criticidade nas aplicações associadas à energia limpa e novas tecnologias. Esses minerais apresentam diferentes níveis de atratividade conforme sua demanda prospectiva e expectativas de oferta. A seguir, será apresentada uma breve análise dos minerais considerados mais promissores do ponto de vista estratégico, técnico e de mercado:

- **Lítio (alta atratividade):** O papel do lítio é especialmente importante em aplicações químicas de baterias, cujo todos os tipos de cátodos atuais o utilizam. Com a popularização de veículos elétricos, o lítio consolidou-se como um elemento essencial na vida moderna. As baterias recarregáveis responderam por 89% da demanda total de lítio em 2024, contra aproximadamente 15% em 2010^{xxvi}. A demanda deverá continuar apresentando forte

crescimento, de 8% ao ano em média até 2050, de acordo com as estimativas da IEA, com risco de déficit projetado a partir de 2030. A busca global por diversificação de fornecedores, atualmente muito concentrados na China, deverá definir a dinâmica da oferta nos próximos anos^{xxvii}, cujo lítio pode ser classificado como de alta atratividade (IEA, 2025).

■ **Terras Raras (alta atratividade):** Os elementos de terras raras podem ser divididos em dois grupos: leves e pesadas (SBG, 2022). Os elementos leves são mais abundantes, mais fáceis de extrair e produzir. São usados em ímãs de alta potência para motores elétricos, catalisadores e dispositivos eletrônicos. Os pesados possuem menor concentração de íons, dificultando sua extração e processamento. São usados em produtos de alta tecnologia, como ímãs para turbinas eólicas mais eficientes, lasers, dispositivos de imagem médica. Dos 17 elementos de terras raras, o Neodímio e o Praseodímio (Nd, Pr - leves) têm ganhado destaque uma vez que são a base dos ímãs usados em motores de veículos elétricos, geradores de turbinas eólicas, robótica e diversos equipamentos industriais, respondendo pela maior parte do mercado de terras raras no mundo. O Térbio e o Disprósio (Tb, Dy - pesados), embora consumidos em volume muito menor, são críticos para manter a força dos ímãs em altas temperaturas^{xxviii}. A demanda por esses quatro minerais deve crescer significativamente nas próximas décadas, segundo estimativas da IEA. Do lado da produção, atualmente a extração e, principalmente o refino de terras raras estão concentrados na China, o que gera risco de abastecimento (IEA, 2025).

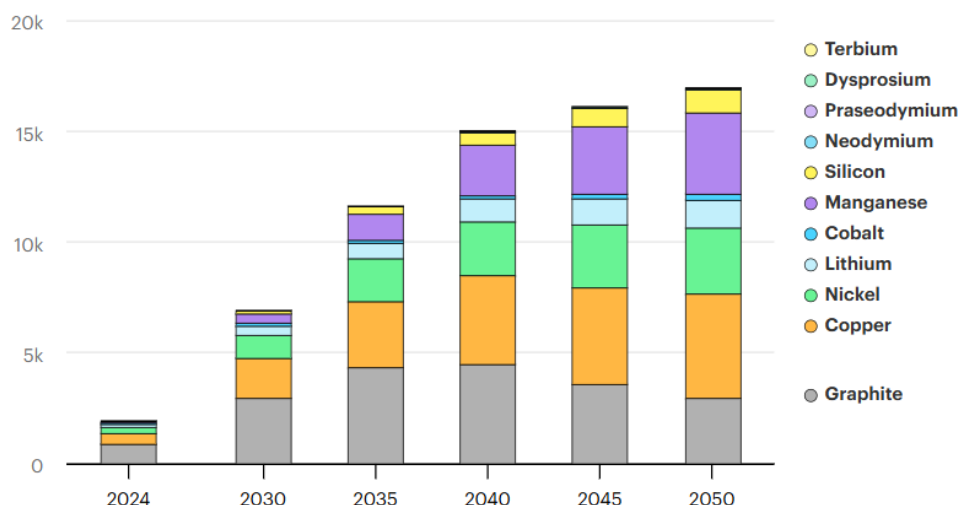
■ **Níquel (atratividade moderada):** É um metal resistente à corrosão, com boa resistência mecânica e capacidade de aumentar a densidade de energia em baterias. É classificado em níquel classe 1, de alto teor, utilizado em baterias de alta energia (NMC/NCA) para veículos elétricos, e níquel classe 2, de menor teor, empregado principalmente na fabricação de aço inoxidável (NICKEL INSTITUTE, 2026; CERTILAS, 2026). A demanda global por níquel deverá mais que dobrar até 2050, segundo a IEA, impulsionada pelo crescimento acelerado do uso em baterias para veículos elétricos e em outras aplicações ligadas à energia renovável. Até meados da década de 2030, novos projetos devem expandir de forma significativa a capacidade global de produção de níquel classe 1, de forma que os riscos de suprimento são baixos (IEA, 2025).

- **Cobre (alta atratividade):** O cobre é um excelente condutor de eletricidade e de calor, além de apresentar grande maleabilidade e ductilidade. É amplamente utilizado no setor de energia e eletricidade, bem como na construção civil e em aplicações em baterias (BRASIL, 2023). A demanda por cobre deve seguir em trajetória de crescimento, impulsionada principalmente pela rápida expansão dos veículos elétricos, das redes elétricas e das fontes renováveis, além do avanço de *data centers*, redes 5G, aplicações de inteligência artificial e da eletrificação industrial. Do lado da oferta, desafios na expansão da produção, como queda de teor e custos de exploração mais altos, indicam que o aumento de capacidade deverá ocorrer de forma mais lenta, o que gera risco de um déficit estrutural a partir de 2030 (IEA, 2025).
- **Cobalto (atratividade moderada):** O cobalto é um metal duro, resistente ao calor, que contribui para aumentar a estabilidade térmica e química de ligas metálicas e baterias (AEETHER, 2026). Sua principal aplicação está nos cátodos de baterias de íonlítio usadas em eletrônicos portáteis e em veículos elétricos, além de ser empregado em superligas para turbinas e motores a jato (SUSTAINABILITY DIRECTORY, 2026). Em razão do custo e de questões sociais e ambientais associadas, há um esforço crescente para reduzir ou substituir o cobalto em novas gerações de baterias, como as tecnologias LFP ou NMC com baixo teor de cobalto (SHARMA et al, 2020). Isso deve fazer com que a demanda cresça de forma moderada ou até se estabilize nos próximos anos. Do lado da oferta, a produção deverá acompanhar a demanda, com expansão moderada e forte pressão internacional para tornar a cadeia mais diversificada (IEA, 2025).
- **Grafita (alta atratividade):** é uma forma de carbono macia, flexível e com excelente condutividade elétrica, o que a torna especialmente adequada para uso em baterias, materiais refratários, lubrificantes e lápis (NACIONAL DE GRAFITE, 2020; ZHAO et al., 2024). Sua demanda vem crescendo de forma acelerada, impulsionada pela expansão das tecnologias de armazenamento de energia e soluções voltadas ao mercado de energia que sejam menos intensivas em carbono. Paralelamente, há forte busca por diversificação de fornecedores e preocupações com riscos de oferta (IEA, 2025).
- **Manganês (alta atratividade):** é um mineral duro e resistente, amplamente utilizado como agente redutor e elemento de liga na produção de aço, além de ganhar importância crescente em formulações de baterias (METAL ZENITH, 2026; LIN et al., 2024). Observa-

se um crescimento moderado da demanda global, acompanhado de esforços para diversificar a origem do mineral e de risco de déficit de produtos refinados específicos para uso em baterias (IEA, 2025).

O **Gráfico 36** evidencia um crescimento expressivo e contínuo da demanda de minerais para veículos elétricos entre 2024 e 2050, medido em quilotoneladas (Kt). Observa-se que, a partir de 2030, a demanda total se acelera de forma significativa, praticamente quadruplicando até 2040 e mantendo trajetória ascendente até 2050, o que reflete a rápida expansão esperada da frota de veículos elétricos e de suas baterias. Além dos metais utilizados em baterias, o gráfico também evidencia a participação de elementos de terras raras - como neodímio, praseodímio, disprósio e térbio - associados à produção de ímãs permanentes para motores elétricos de alto desempenho, indicando um aumento da complexidade e da criticidade das cadeias de suprimento mineral ligadas à transição energética.

Gráfico 36: Demanda de minerais para veículos elétricos (Kt)2024-2050



Fonte: Global Critical Minerals Outlook 2025, IEA (2025).

Além dos minerais em destaque descritos acima, existem outros minerais estratégicos para o Brasil que também estão presentes em Goiás e podem desempenhar papel relevante para o desenvolvimento industrial do estado. São eles:

- **Nióbio (atratividade moderada):** é um metal leve e resistente à corrosão e a altas temperaturas, empregado em aços especiais e em equipamentos de alta tecnologia,

inclusive em setores estratégicos como energia e infraestrutura (METAL ZENITH, 2026; GOODFELLOW, 2025). A demanda apresenta crescimento moderado, com menor risco de oferta, uma vez que o Brasil domina amplamente a produção mundial, o que confere grande relevância geopolítica para o país (IEA, 2025).

- **Titânio (alta atratividade):** é um metal leve, resistente e durável, utilizado em aplicações de alto desempenho, como aeronáutica, defesa e diversas aplicações industriais avançadas (THOMASNET, 2025). Sua demanda tende a crescer de forma moderada a forte, enquanto a produção permanece concentrada em poucos países, em especial China e Rússia, o que aumenta a percepção de risco de oferta e coloca o titânio entre os minerais de alta atratividade estratégica (IEA, 2025).
- **Fosfato (alta atratividade):** é uma rocha rica em fósforo, nutriente essencial para o desenvolvimento das plantas e base para a produção de fertilizantes agrícolas, além de ganhar espaço em algumas tecnologias de baterias (LFP) (MOSAIC, 2023; HADOUCHI et al., 2022). Apresenta crescimento moderado de demanda em um mercado de produção concentrada, sendo considerado estratégico para o Brasil, que ainda depende de importações significativas. Sua atratividade é elevada para políticas de segurança alimentar e redução de vulnerabilidades externas (IEA, 2025).
- **Potássio (alta atratividade):** é um nutriente essencial para o crescimento das plantas, é amplamente utilizado em fertilizantes potássicos e está diretamente associado à elevação da produtividade agrícola (KAISER e ROSEN, 2018). A demanda é impulsionada pela necessidade de expansão da produção de alimentos, enquanto a oferta global é concentrada em poucos produtores. O Brasil é altamente dependente de importações e coloca o potássio entre os minerais de maior atratividade do ponto de vista da segurança estratégica e das políticas agrícolas nacionais (IEA, 2025).

9.2 O Posicionamento do Brasil

O posicionamento do Brasil no contexto dos minerais críticos e estratégicos é determinante para que estados produtores, como Goiás, possam evoluir na produção, mas também na inserção qualificada nas cadeias globais de valor, contribuindo para a transição energética e para o desenvolvimento de novas tecnologias (MME, 2025; GOIÁS, 2024). Embora o país detenha reservas geológicas relevantes, a capacidade de converter esse potencial em desenvolvimento

econômico e social depende, em grande medida, na forma como o setor é regulado, incentivado e organizado no âmbito institucional e produtivo (ANM, 2024).

Reservas e Produção

Em termos de reservas geológicas, o Brasil ocupa uma posição privilegiada no cenário internacional (MME, 2025). A **Tabela 26** apresenta uma visão comparativa das reservas e da produção de alguns minerais estratégicos, evidenciando a dissonância entre o potencial geológico do país e sua participação efetiva na produção global. O Brasil possui reservas significativas de grafita, correspondendo cerca de 26% das reservas mundiais; seguido das terras raras, com 19%; e o manganês, com 14%. No entanto, sua participação na produção global ainda é modesta, representando 5%, 0% e 3%, respectivamente. No caso da produção de cobre, embora as reservas sejam relevantes, o país responde por apenas 2% da produção mundial total. Em contraste, o nióbio configura-se como uma exceção, uma vez que o Brasil praticamente domina o mercado, sendo detentor de 94% das reservas globais, além de contribuir com 90% da produção mundial (EPE, 2025).

Tabela 26: Recursos e produção de minerais no Brasil

Mineral	Reserva - BR (t)	Reserva Mundial (t)	Participação -BR	Produção - BR (t)	Mundo (t)	Participação - BR
Grafita	74.000.000	280.000.000	26%	73000	1.600.000	5%
Terras Raras	21.000.000	110.000.000	19%	80	350.000	0%
Manganês	270.000.000	1.900.000.000	14%	620000	20.000.000	3%
Níquel	16.000.000	130.000.000	12%	89000	3.600.000	3%
Alumínio (bauxita)	2.700.000.000	31.000.000.000	9%	31000	400.000	8%
Lítio	1.370.000	28.000.000	5%	4900	180.000	3%
Cobalto	70.000	8.300.000	1%	0	230.000	0%
Cobre	11.200.000*	1.000.000.000	1%	326600	22.000.000	2%
Vanádio	120.000	26.000.000	1%	6400	100.000	6%
Silício (quartzo)	N/A	N/A	-	390000	9.000.000	4%
Nióbio	16.000.000	17.000.000	94%	75000	83.000	90%

Fonte: EPE: Caderno Minerais críticos e estratégicos para transição energética, 2025.

O potencial mineral brasileiro pode ser ainda maior quando se considera que apenas 27% do território nacional possui mapeamento geológico sistêmico. Há regiões e depósitos pouco conhecidos no país, principalmente no Norte e no Centro-Oeste, a despeito das evidências de um grande potencial mineral nessas áreas (SGB, 2023).

Estrutura Regulatória da Mineração e Seus Grandes Desafios

A exploração de recursos minerais no Brasil ocorre pelo Sistema de Concessão, em que a jazida pertence à União, que pode conceder a sua exploração a particulares (BRASIL, 2011). O processo segue etapas específicas e ordenadas:

Requerimento de Pesquisa: O interessado protocola junto à Agência Nacional de Mineração (ANM) um pedido de Autorização de Pesquisa sobre uma área livre. Se aceito, recebe um alvará com prazo normalmente estipulado em três anos. Esta fase inicial permite ao proponente validar a existência de depósitos economicamente viáveis (BRASIL, 2011).

Pesquisa: Durante esse período, o titular elabora estudos técnicos e apresenta à ANM o Relatório Final de Pesquisa (RFP). Caso aprovado e a jazida demonstrar ser viável do ponto de vista técnico e econômico, o titular adquire prioridade para as próximas etapas do processo (BRASIL, 2011).

Concessão de Lavra: Com o RFP aprovado, o empreendedor solicita a concessão de lavra ao Ministério de Minas e Energia e à ANM, oficializando o direito de exploração comercial (BRASIL, 2011).

Licenciamento Ambiental: Paralelamente, o empreendedor deve obter licenças ambientais nos órgãos competentes estaduais ou federais, através do processo de Licença Prévia (LP), de Instalação (LI) e de Operação (LO). Esta etapa é crítica para garantir conformidade com regulações de proteção ambiental (BRASIL, 2011).

Os desafios atuais consistem principalmente na morosidade e complexidade dessas fases, representando gargalos significativos para o desenvolvimento do setor. A ANM enfrenta déficit de pessoal e alto volume de processos, levando a atrasos consideráveis na análise de relatórios de pesquisa e requerimentos de lavra (TCU, 2024). No licenciamento ambiental federal, os processos são complexos, com exigência de Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental (EIA-RIMA), audiências públicas e análise de vários órgãos, o que estende prazos de aprovação (IBAMA, 2008).

Nos estados, existe variação considerável de capacidade institucional, sendo comum a falta de estrutura técnica e, em alguns casos, a judicialização de projetos. Adicionalmente, uma parcela significativa dos processos minerários apresenta falhas de documentação, gerando exigências adicionais, devoluções e maior demora. Somando pesquisa, concessão de lavra e licenciamento,

não é raro o ciclo completo ultrapassar sete a oito anos, podendo em projetos grandes de maior complexidade exceder 10 anos (TCU, 2024).

Esses atrasos implicam em custos financeiros para as empresas e reduzem a competitividade de projetos brasileiros em relação a alternativas internacionais, influenciando decisões de investimento global.

Medidas Governamentais para Estímulo do Setor

Nos últimos anos o Governo Brasileiro e governos estaduais adotaram medidas para estimular o setor de mineração, tendo realizado modificações regulatórias para aumentar a segurança jurídica, após os acidentes com as Barragens de Mariana e Brumadinho na produção de minério de ferro. A seguir as principais medidas adotadas:

Decreto nº 10.965/2022: Foca em responsabilidade socioambiental, segurança e desburocratização. A recuperação ambiental passa a abranger o fechamento da mina e o descomissionamento de todas as instalações, incluindo barragens de rejeitos, elevando padrões de segurança pós-operacional. O decreto também simplificou procedimentos para pequena mineração, facilitando o acesso de pequenos operadores (BRASIL, 2022).

Resolução ANM nº 22/30.01.2020: Estabelece prazos máximos para aprovação tácita de atos públicos de liberação de atividades econômicas no setor mineral. Define que, se a ANM não se manifestar sobre um requerimento completo dentro do prazo estipulado, a atividade é tacitamente aprovada, criando previsibilidade para os empreendedores (ANM, 2020).

Consulta Pública nº 5/2024 – Revisão do Regime de Licenciamento: Propõe o desacoplamento de algumas obrigações administrativas, que podem ser enviadas no momento posterior à outorga do título. Essa consulta subsidiará a edição de uma nova resolução da ANM (ANM, 2024).

Lei nº 15.190/2025 – Lei Geral do Licenciamento Ambiental: Aprova a Licença Ambiental Especial (LAE), que permite que projetos estratégicos avancem com mais agilidade. Fixa prazos máximos para análise de licenças e, em determinadas situações, estabelece hipótese de licença tácita se o órgão ambiental não decidir no prazo, modernizando o arcabouço regulatório ambiental (BRASIL, 2025).

Projeto de Lei 5424/2023: Em tramitação na Câmara dos Deputados, objetiva instituir a Política Nacional de Minerais Críticos e Estratégicos (PNMCE), visando estimular principalmente a pesquisa e extração mineral (BRASIL, 2023).

Projeto de Lei 2780/2024: Também em tramitação, cria governança e mecanismos para fomentar a mineração através da PNMCE e do Comitê de Minerais Críticos e Estratégicos (CMCE) (BRASIL, 2024a).

Proposta para Minerais para Energia Limpa (MEL): Em discussão, volta-se especificamente para minerais essenciais para energias limpas. Complementa o Projeto de Lei 2780/24, com objetivo central de fortalecer toda a cadeia de valor dos minerais, garantindo oferta sustentável para a transição energética ao mesmo tempo que apoia a segurança alimentar e industrial do país (BRASIL, 2024b).

Plano Nacional de Mineração 2050: Em fase de consolidação final, objetiva nortear as políticas de médio e longo prazo que contribuirão para o desenvolvimento sustentável do segmento no país, alinhando mineração com objetivos de desenvolvimento nacional (BRASIL, 2026).

Recentemente, diversas iniciativas sobre o financiamento de projetos também foram lançadas para apoiar a viabilização de investimentos:

Debêntures incentivadas: O MME reformulou Decreto nº 11.964/2024, permitindo debêntures para projetos de minerais estratégicos, com benefícios fiscais para investidores e emissores (BRASIL, 2024c).

Fundo FIP: O BNDES e o MME lançaram edital do fundo FIP para projetos de minerais estratégicos, mobilizando até R\$ 1 bilhão em investimentos. A chamada pública recebeu R\$ 3 bilhões em cartas de intenção, sinalizando forte interesse de mercado (BNDES, 2024).

Chamada Pública: em janeiro de 2025, o BNDES e Finep lançaram chamada pública de R\$ 5 bilhões para fomentar projetos de inovação e desenvolvimento no setor, recebendo 124 propostas no valor total de R\$ 85 bilhões, indicando potencial expressivo de demanda por recursos (BNDES, 2025).

9.3 O potencial de Goiás

A partir da contextualização do mercado mineral internacional e nacional, Goiás destaca-se como um dos estados com maior capacidade de articular mineração, energia e desenvolvimento regional de forma integrada. A combinação entre uma base mineral diversificada e uma matriz energética predominantemente limpa cria condições favoráveis para formulação de políticas públicas que conciliem desenvolvimento econômico, aumento da competitividade e sustentabilidade, ampliando o papel estratégico do estado no contexto da transição energética (SGB, 2024; SGB, 2025).

Nesse sentido, o governo de Goiás tem adotado medidas de estímulo ao setor mineral com enfoque integrado. Entre as principais iniciativas recentes encontra-se o Plano Estadual de Recursos Minerais (PERM-GO), coordenado pela Secretaria de Indústria e Comércio-Mineração de Goiás (SIC) e contou com amplas consultas públicas (GOIÁS, 2025a), focando em quatro frentes principais:

- i. planejamento territorial e infraestrutura;
- ii. sustentabilidade e regulação;
- iii. agregação de valor e inovação ao longo da cadeia produtiva; e
- iv. desenvolvimento regional e social, para garantir a distribuição dos benefícios econômicos da atividade mineral.

Adicionalmente foi estabelecida a Política de Minerais Críticos, que prevê a criação da Autoridade Estadual de Minerais Críticos (AMIC-GO) (GOIÁS, 2025b), vinculada ao governo do estado. O órgão será responsável pela formulação de políticas públicas relacionadas à pesquisa geológica, exploração, refino, industrialização, transporte e comercialização dos minerais críticos existentes em Goiás.

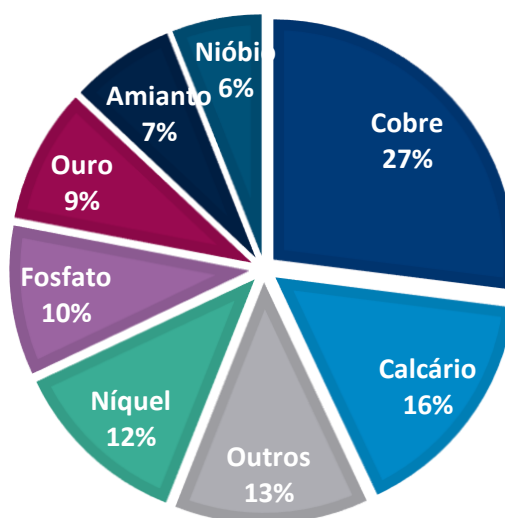
Produção Mineral em Goiás

O estado de Goiás lidera a produção nacional de fosfato, níquel e vermiculita, além de ocupar posição de destaque na extração de cobre, ouro, bauxita, nióbio, crisotila, agrominerais, calcário agrícola e agregados para construção civil, o que evidencia uma base mineral ampla e diversificada. Nesse contexto, o estado também desponta como polo nacional em remineralizadores de solo: Goiás foi o primeiro estado brasileiro a registrar um remineralizador no Ministério da Agricultura e já conta com nove produtos registrados, com a avaliação inicial de outros 65 potenciais

insumos voltados a atender diferentes regiões. Em 2024, o Governo de Goiás lançou o Programa Goiano de Remineralizadores (PROREM-GO), com investimentos previstos de R\$ 20 milhões até 2025, articulando mineração e agricultura para fomentar práticas sustentáveis, pesquisa aplicada e capacitação, além de preparar o estado para sediar um Hub de Remineralizadores vinculado a um Centro de Excelência em Fertilizantes e Nutrição de Plantas, consolidando os remineralizadores como eixo estratégico de política pública e desenvolvimento regional (GOIÁS, 2024a; GOIÁS, 2024b) .

Com produção comercializada em torno de 8,6 bilhões de reais, com 25 Mt produzidos em 2022, o estado se consolidou como o quinto maior produtor de bens minerais metálicos do Brasil. Goiás desempenha papel relevante no suprimento de minerais para a transição energética, tanto pela diversidade geológica de suas províncias minerais quanto pela oportunidade de ampliar o conhecimento geocientífico e desenvolver novas frentes de produção alinhadas às demandas por minerais críticos e estratégicos (GOIÁS, 2023)^{xxix}, conforme o **Gráfico 37** de arrecadação de produção mineral em Goiás.

Gráfico 37: Arrecadação de produção mineral em Goiás – 2022.



Fonte: . Mapeamento de oportunidades do setor mineral em Goiás. GOIÁS, 2023.

No que tange a arrecadação proveniente da exploração mineral, Goiás ocupa o 4º lugar no Brasil, refletindo a relevância econômica do setor mineral no estado. Atualmente são 32 substâncias minerais em produção sob 655 títulos de exploração, distribuídos por diferentes regiões do território goiano, o que demonstra uma base produtiva diversificada e dinâmica. Além disso, 82 municípios

registram valor de operação mineral superior a R\$ 1 milhão, evidenciando a capilaridade da atividade minerária e seu papel na geração de renda e arrecadação local (GOIÁS, 2023)^{xxx}.

Reservas Minerais

A produção em Goiás evidencia um conjunto de ativos minerais consolidados, com destaque para níquel, nióbio, cobre, manganês e fosfato, que sustentam a atual base produtiva do estado (Ver **Tabela 27**). No caso do **níquel**, as reservas instaladas relevantes estão associadas a complexos máfico-ultramáficos como Barro Alto, Niquelândia e Santa Rita do Novo Destino, caracterizados por jazidas lateríticas em fase de expansão, enquanto o **nióbio** se concentra na Província Alcalina de Goiás, sobretudo nos complexos de Catalão I e II, configurando um polo nacional desse minério, em associação com fosfato e terras raras. O **cobre** apresenta reservas importantes, exemplificadas pela Mina Chapada (Alto Horizonte) e por Mara Rosa, com produção em larga escala entre as principais do estado, ao passo que o manganês reúne reservas e minas em *greenstone belts*⁸ como Guarinhos, Faina e Serra de Santa Rita, com espaço para novos alvos em terrenos arqueano-paleoproterozoicos. Já o fosfato, representado por grandes reservas em Catalão e Ouvidor (intrusões alcalinas), integra uma cadeia de fertilizantes de grande volume de recursos, reforçando o papel de Goiás como fornecedor estratégico para o agronegócio brasileiro (NASCIMENTO e MELO, 2023; GOIÁS, 2023)^{xxxi}.

Tabela 27: Reservas minerais em produção no Estado de Goiás

MINERAL	SITUAÇÃO EM GOIÁS	TIPO DE OCORRÊNCIA / EXEMPLO	COMENTÁRIO TÉCNICO
Níquel	Reserva provada	Complexos máfico-ultramáficos de Barro Alto, Niquelândia, Santa Rita do Novo Destino	Produção consolidada em jazidas lateríticas, com operações em lavra em expansão, indicando viabilidade comprovada.
Nióbio	Reserva provada	Província alcalina de Goiás – complexos de Catalão I e II (pirocloro)	Polo nacional de Nb, integrado a operações industriais de fosfato e ETR, com grande produção contínua.
Cobre	Reserva provada	Mina Chapada (Alto Horizonte) e Mara Rosa	Minas em operação de grande porte, com vida útil longa e recursos amplamente estudados.

⁸ Greenstone belts são sequência vulcanossedimentares de longos comprimentos que remontam o período pré-cambriano, sendo importantes para a mineração por hospedarem depósitos como cobre, zinco, prata, ouro; etc.

Manganês	Reserva provável	Greenstone belts (Guarinos, Faina, Serra de Santa Rita) e outras áreas	Reservas conhecidas e minas ativas, com forte componente de novos alvos e potencial em terrenos arqueano-paleoproterozóicos.
Fosfato	Reserva provada	Catalão e Ouvidor (intrusões alcalinas)	Grandes complexos fosfáticos em plena produção de fertilizantes, com volumetria e economicidade consolidadas.

Fonte: Elaboração própria com base em dados extraídos de (NASCIMENTO e MELO, 2023; GOIÁS, 2023).

A **Tabela 28** apresenta o potencial exploratório e estratégico dos minerais em Goiás, evidenciando que o estado dispõe de uma carteira promissora de recursos minerais ainda em estágios preliminares de desenvolvimento, com destaque para lítio, terras raras, grafita, potássio, titânio e cobalto. O **lítio** apresenta ocorrências tituladas, com registros de pesquisa na ANM, porém ainda sem minas em operação. As **terras raras**, por sua vez, revelam elevado potencial na Província Estanífera de Goiás, abrangendo áreas como Palmeirópolis, Minaçu e Teresina de Goiás, que já vêm sendo alvo de projetos de pesquisa e desenvolvimento.

A **grafita** possui potencial identificado, especialmente nas faixas Araguaia e Brasília, embora ainda sem reservas detalhadas divulgadas. O **potássio** surge como mineral de importância estratégica para fertilizantes, listado como mineral crítico e atualmente em fase de prospecção. O **titânio** conta com reservas conhecidas associadas às rochas alcalinas e aos depósitos da região de Catalão, com títulos de lavra e pesquisa. Por fim, o **cobalto** aparece como recurso associado a depósitos de níquel em Barro Alto e Niquelândia, sinalizando oportunidades futuras de aproveitamento integrado com os projetos de níquel já existentes (NASCIMENTO e MELO, 2023; GOIÁS, 2023).

Tabela 28: Potencial mineral em exploração e estratégicos no Estado de Goiás

MINERAL	SITUAÇÃO EM GOIÁS	TIPO DE OCORRÊNCIA / EXEMPLO	COMENTÁRIO TÉCNICO
Lítio	Recurso inferido	Títulos de pesquisa registrados na ANM	Etapa de pesquisa inicial, com dados ainda limitados de continuidade geológica, teor e tonelagem, sem conversão em reserva mineral.
Terras raras	Recurso indicado	Província Estanífera de Goiás, abrangendo as regiões de Palmeirópolis (TO), Minaçu e Teresina de Goiás (GO).	Ocorrências com estudos mais detalhados e estimativas preliminares de recursos, mas sem demonstração de viabilidade econômica como reserva.

Grafita	Recurso inferido	Substância não metálica com títulos minerários	Potencial identificado em fase de prospecção, com ausência de estimativas robustas de recursos medidos/indicados.
Potássio	Recurso inferido	Listado como mineral crítico com títulos de pesquisa	Importante para fertilizantes, mas ainda predominantemente em fase exploratória.
Titânio	Reserva provável	Associado às rochas alcalinas e depósitos de Catalão	Substância com trabalhos de pesquisa e projetos de aproveitamento em andamento, apoiados em recursos indicados com viabilidade preliminar.
Cobalto	Recurso indicado	Subproduto em depósitos de níquel (Barro Alto, Niquelândia)	Recurso associado a projetos de Ni com conhecimento geológico razoável, mas ainda sem definição autônoma de reserva mineral específica de Co.

Fonte: Elaboração própria com base em dados extraídos de (NASCIMENTO e MELO, 2023; GOIÁS, 2023).

Conforme exposto, os depósitos de **terras raras** no nordeste de Goiás, em áreas como Campos Belos, Nova Roma, Cavalcante e Monte Alegre, apresentam alto teor de elementos terras raras leves e pesados, a Lu (Lutécio), além de Sc (Escândio) e Y (Ítrio)). Nessa província estanífera, em granitos mineralizados e argilas iônicas de corpos como Serra Dourada, Pedra Branca, Mocambo e Serro do Mendes, predominam minerais como monazita, bastnasita, xenotima, fluorita e óxifluoretos de ETR, geralmente enriquecidos em La (Lantânio), Ce (Cério), Nd (Neodímio) e Pr (Praseodímio), com ocorrências localizadas de Dy (Disprósio), Tb (Térbio) e Y (Ítrio), caracterizando um potencial relevante também em terras raras pesadas (MORAES, 2018^{xxxii}; LIMA, 2012^{xxxiii}; TEIXEIRA e BOTELHO, 2006^{xxxiv}).

9.4 Encaminhamentos

Os minerais críticos e estratégicos em destaque no mercado internacional apresentam elevado potencial de crescimento, impulsionado pela transição energética e pelo desenvolvimento de novas tecnologias. Mais do que simples commodities, esses minerais tornam-se insumos estratégicos para cadeias de valor ligadas às fontes renováveis, à eletromobilidade e às baterias, integrando turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, motores elétricos e sistemas avançados de armazenamento de energia.

Adicionalmente, o esforço global pela diversificação de fornecedores confere ao Brasil e, em especial, ao estado de Goiás, uma posição vantajosa, considerando a disponibilidade de recursos

minerais já mapeados e a manutenção de uma matriz energética limpa e renovável. Nesse contexto, ganha centralidade a formulação de políticas que promovam não apenas a expansão da produção mineral, mas também a agregação de valor local e a atração de cadeias industriais associadas como refino, transformação mineral e manufatura de componentes para tecnologias de baixo carbono, reforçando o papel de Goiás como plataforma integrada de mineração e indústria para a transição energética.

Embora persistam desafios regulatórios e ambientais a serem superados, as iniciativas recentes promulgadas pelo governo federal, mais especificamente, o governo de Goiás sinaliza o reconhecimento da importância estratégica do setor mineral. Essas medidas tendem a promover maior previsibilidade nos investimentos, segurança jurídica, além de aprimorar processos de licenciamento e planejamento e, por extensão facilitar a tomada de decisão.

Nesse contexto, Goiás se destaca como um grande produtor mineral e dispõe de reservas minerais com elevada atratividade econômica, além de possuir uma matriz energética limpa e sustentável. O estado é atualmente o 3º maior produtor mineral do Brasil em valor da produção, atrás apenas de Minas Gerais e Pará, liderando a produção nacional de níquel, nióbio e vermiculita, com forte participação em fosfato, cobre, ouro e bauxita, e reservas relevantes de terras raras, níquel, cobre, lítio e outros minerais associados à transição energética. Esse conjunto de fatores cria condições favoráveis para a expansão do setor mineral no estado e para a integração entre mineração e uma matriz elétrica majoritariamente renovável, reforçando o potencial de Goiás como fornecedor de insumos estratégicos para energias renováveis, eletromobilidade e baterias, e não apenas de commodities primárias.

Ao mesmo tempo, a agenda estadual volta-se crescentemente à atração de investimentos voltados ao refino, beneficiamento avançado e transformação local desses minerais, buscando agregar valor à cadeia produtiva e consolidar elos industriais em território goiano, ainda que persistam desafios relacionados à infraestrutura, qualificação de mão de obra, financiamento e à construção de um ambiente regulatório estável e competitivo.

Por fim, os próximos passos do diagnóstico mineral do estado de Goiás compreendem a quantificação da produção; consumo de energia; disponibilidade de infraestrutura e avaliação do potencial geológico de Goiás.

10. Considerações Finais do Produto 2

O estado de Goiás apresenta uma posição consolidada no contexto da transição energética, sustentada por uma matriz elétrica predominantemente renovável, superior à média brasileira. O crescimento da demanda por energia nos últimos anos impõe desafios à expansão do sistema, especialmente voltado à necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão e distribuição para mitigar riscos operacionais, como o fluxo reverso.

Nesse contexto, o desenvolvimento do mercado de biogás e biometano desponta como vetor relevante, ao ampliar a oferta de fontes sustentáveis e reduzir impactos ambientais associados à produção. Em paralelo, o mercado de minerais críticos e estratégicos, abre uma janela de oportunidade para Goiás, dada a combinação entre recursos mapeados e disponibilidade de energia limpa, criando um ambiente favorável ao desenvolvimento de cadeias de valor e ao fortalecimento do papel do estado na transformação energética.

No entanto é importante salientar que parcela significativa das oportunidades mapeadas neste estudo está condicionada à superação de riscos estruturais e gargalos ainda não equacionados, que serão esmiuçados em etapas posteriores. Combustíveis Sustentáveis como biometano, SAF, além do processamento de minerais estratégicos, podem apresentar elevados custos de investimento inicial, curva tecnológica em consolidação e dependência de escala para viabilização econômica. Soma-se a isso a persistência de incertezas regulatórias, especialmente quanto à integração entre políticas energética, ambiental e industrial, além da necessidade de coordenação federativa para temas como mercado de gás, créditos de carbono e infraestrutura logística. Há ainda desafios relacionados à capacidade institucional do Estado para executar múltiplas agendas simultaneamente, bem como limites ao financiamento público e à atração de capital privado em um contexto de restrição fiscal e maior seletividade de investidores.

Assim, o PEEG 2030 parte de uma posição energética relativamente favorável, mas a conversão desse potencial em resultados concretos dependerá de uma abordagem realista e criteriosa. Será fundamental priorizar rotas tecnológicas nas quais Goiás detenha vantagens objetivas de custo, escala produtiva, disponibilidade de insumos e acesso à infraestrutura. Além disso, a efetividade do planejamento estadual também estará associada à capacidade de mitigar riscos e estruturar ambientes de negócios previsíveis, juridicamente seguros e economicamente sustentáveis, capazes de atrair investimentos para o Estado no médio e longo prazo.

Glossário

AMIC-GO: Autoridade Estadual de Minerais Críticos

ANEEL: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

ANM: Agência Nacional de Mineração

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BEM: Balanço Energético Nacional

BNDES: Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico Sustentável

CMCE: Comitê de Minerais Críticos e Estratégicos

CNA: Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil

CORSIA: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation

EBB: European Biodiesel Board

EIA: U.S. Energy Information Administration

EIA-RIMA: Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental

EPA: United States Environmental Protection Agency

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FGV: Fundação Getulio Vargas

GEE: Gases do Efeito Estufa

IATA: International Air Transport Association

ICAO: Organização da Aviação Civil Internacional

IEA: *International Energy Agency*

IMEA: Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

IRA: *Inflation Reduction Act*

IMB: Instituto Mauro Borges de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos

LAE: Licença Ambiental Especial

LP: Licença Prévia

MEL: Minerais para Energia Limpa

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PEEG 2030: Plano Estadual de Energia de Goiás 2030

PERM-GO: Plano Estadual de Recursos Minerais

PNMCE: Política Nacional de Minerais Críticos e Estratégicos

PNPB: Política Nacional de Produção e Uso do Biodiesel

PPA: Plano Plurianual

RFP: Relatório Final de Pesquisa

SAF: *Sustainable Aviation Fuel*

SIC: Secretaria de Indústria e Comércio-Mineração de Goiás

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ⁱ IMB, 2024. Sobre Goiás. Instituto Mauro Borges de Estatísticas e Estudos Socioeconômicos. Disponível em:< <https://goias.gov.br/imb/sobre-goias/#pib>>.
- ⁱⁱ *Ibid.*
- ⁱⁱⁱ IBGE, 2024. Produção Agropecuária. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em:< <https://www.ibge.gov.br/explica/producao-agropecuaria/go>>.
- ^{iv} IBGE, 2022. Panorama do Censo 2022. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em:< <https://censo2022.ibge.gov.br/panorama/?localidade=52>>.
- ^v FGV. Mapeamento nacional destaca projetos estaduais para a transição energética. FGV Energia. Publicado em: 08 out. 2025. Disponível em:< <https://portal.fgv.br/noticias/mapeamento-nacional-destaca-projetos-estaduais-para-transicao-energetica>>.
- ^{vi} SEMIL SP, 2025. Planejamento Energético Estadual 2050. Disponível em:< <https://smastr16.blob.core.windows.net/home/2025/07/PEE-2050-Relatorio-VF.pdf>
- ^{vii} SEMIL SP, 2025. Planejamento Energético Estadual 2050. Disponível em:< <https://semil.sp.gov.br/sem/pee-2050/>>.
- ^{viii} FEAM, 2015. Plano de Energia e Mudanças Climáticas. Fundação Estadual do Meio Ambiente. Publicado em: fev. 2025. Disponível em:< <https://feam.br/2263-planodeenergiaemudancasclimaticas>>.
- ^{ix} GOVERNO DE MINAS, 2017. Comitê debate plano de energia e mudanças climáticas. Publicado em: 24 set. 2017. Disponível em:< <https://www.mg.gov.br/planejamento/noticias/meio-ambiente/07/2017/comite-debate-plano-de-energia-e-mudancas-climaticas>>.
- ^x AGÊNCIA MINAS, 2021. Minas Gerais formaliza adesão à campanha mundial Race to Zero para zerar emissões de carbono. Agência Minas. Publicado em: 09 jun.2021. Disponível em:< <https://www.agenciaminas.mg.gov.br/noticia/minas-gerais-formaliza-adesao-a-campanha-mundial-race-to-zero-para-zerar-emissoes-de-carbono>>.
- ^{xi} GOVERNO DA BAHIA, 2025. Governo lança nesta quinta-feira (24) a Política de Transição Energética da Bahia. Secretaria do Meio Ambiente. Publicado em: 22 abr. 2025. Disponível em:< <https://www.ba.gov.br/meioambiente/noticias/2025-04/16993/governo-lanca-nesta-quinta-feira-24-politica-de-transicao-energetica-da>>.
- ^{xii} ASSEMBLEIA LEGISLATIVA DA BAHIA, 2024. PL 25.437/2024. Publicado em: 2024. Disponível em:< <https://www.al.ba.gov.br/atividade-legislativa-nova/proposicao/PL.-25437-2024>>.
- ^{xiii} GOVERNO DO ESTADO DE PERNAMBUCO. Plano de Descarbonização de Pernambuco. Publicado em: mar. 2022. Disponível em:< https://semas.pe.gov.br/wp-content/uploads/2022/03/2022_03_16_GIZ_plano_descarbonizacao_pernambuco-v6_reduzido.pdf>.
- ^{xiv} GOVERNO DO MATO GROSSO DO SUL. Race to Zero: MS adere a campanha global para zerar emissões de gases de efeito estufa até 2030. SEMADESC. Publicado em: 04 ago. 2021. Disponível em:< <https://www.semadesc.ms.gov.br/race-to-zero-ms-adere-a-campanha-global-para-zerar-emissoes-de-gases-de-efeito-estufa-ate-2050/>>.
- ^{xv} MS oficializa plano para neutralizar gases do efeito estufa até 2030, 20 anos antes do previsto pelo Acordo de Paris. G1. Publicado em: 03 nov. 2021. Disponível em:< <https://g1.globo.com/ms/mato-grosso-do-sul/noticia/2021/11/03/ms-oficializa-plano-para-neutralizar-gases-do-efeito-estufa-ate-2030-20-anos-antes-do-previsto-pelo-acordo-de-paris.ghtml>>.

- ^{xvi} GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2025. Governo Leite apresenta modelo de transição justa e desenvolvimento sustentável em regiões carboníferas na COP30. Governo do Rio Grande do Sul. Publicado em: 13 nov. 2025. Disponível em: < <https://estado.rs.gov.br/governo-leite-apresenta-modelo-de-transicao-justa-e-desenvolvimento-sustentavel-em-regioes-carboniferas-na-cop30> >.
- ^{xvii} GOVERNO DO ESTADO DE SANTA CATARINA. Governo de SC assina contrato com a FGV para elaboração do Plano Estadual de Transição Energética Justa. Governo de Santa Catarina. Publicado em: 05 jun. 2025. Disponível em: < <https://www.semae.sc.gov.br/governo-de-sc-assina-contrato-com-a-fgv-para-elaboracao-do-plano-estadual-de-transicao-energetica-justa/> >.
- ^{xviii} CIBIOGÁS, 2025. Panorama do Biogás 2024. Disponível em: < <https://materiais.cibiogas.org/panorama-do-biogas-2024> >.
- ^{xix} UNICA (2025). UNICA Data. Disponível em: <<https://unicadata.com.br/index.php>>.
- ^{xx} Probiogas (2015). Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás / Probiogás; Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ) – Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2015.
- ^{xxi} *Ibid.*
- ^{xxii} Ziero et al. (2023). Corn ethanol production with thin stillage anaerobic digestion for bioenergy recovery: A technical and economic evaluation, Industrial Crops and Products, Volume 206, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2023.117618>>.
- ^{xxiii} IBGE (2025). Rebanho de Bovinos (Bois e Vacas). Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: < <https://www.ibge.gov.br/explica/producao-agropecuaria/bovinos/br> >.
- ^{xxiv} Probiogas (2015). Tecnologias de digestão anaeróbia com relevância para o Brasil: substratos, digestores e uso de biogás / Probiogás; Ministério das Cidades, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ) – Brasília, DF : Ministério das Cidades, 2015.
- ^{xxv} INTERNATIONAL ENERGY AGANCY (IEA). Global Critical Minerals Outlook 2025. Disponível: Global Critical Minerals Outlook 2025 – Analysis - IEA
- ^{xxvi} *Ibid.*
- ^{xxvii} EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Caderno Minerais críticos e estratégicos para transição energética, 2025. Disponível: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/minerais-criticos-e-estrategicos-para-a-transicao-energetica>.
- ^{xxviii} LIMA, P. C. R. Terras-raras: elementos estratégicos para o Brasil. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 2012. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/acamara/estruturaadm/altosestudos/pdf/EstudoMineraisEstratgicoseTerrasRaras.pdf>>. Acesso em: 5 jan. 2026.
- ^{xxix} GOIÁS. Secretaria de Estado de Indústria, Comércio e Serviços; UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS. Mapeamento de oportunidades do setor mineral em Goiás. Goiânia: SIC/SEINFRA UFG, 2023.
- ^{xxx} *Ibid.*
- ^{xxxi} NASCIMENTO, E. L. C.; MELO, R. P. Potencial Mineral do Estado de Goiás e Gargalos para a Exploração Mineral (PERM-GO) e de GOIÁS. Mapeamento de oportunidades do setor mineral em Goiás, com base em dados da ANM – Anuário Mineral Brasileiro, anos-base 2017/2019.
- ^{xxxii} MORAES, L. C.; SEER, H. J. Terras raras. In: PEDROSA SOARES, A. C.; VOLL, E.; CUNHA, E. C. (coord.). Recursos Minerais de Minas Gerais – Terras Raras. Belo Horizonte: Codemge, 2018. Disponível em: <<http://recursomineralmg.codemge.com.br/wp-content/uploads/2018/10/TerrasRaras.pdf>>. Acesso em: 5 jan. 2026.

^{xxxiii} LIMA, P. C. R. Terras-raras: elementos estratégicos para o Brasil. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 2012. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/a-camara/estruturaadm/altosestudios/pdf/EstudoMineraisEstrategicosTerrasRaras.pdf>>. Acesso em: 5 jan. 2026.

^{xxxiv} TEIXEIRA, L. M.; BOTELHO, N. F. Comportamento geoquímico de ETR durante evolução magmática e alteração hidrotermal de granitos: exemplos da Província Estanífera de Goiás. Revista Brasileira de Geociências, v. 36, n. 4, p. 679 691, 2006. Disponível em: <<https://ppegio.igc.usp.br/portal/wp-content/uploads/tainacan-items/15906/46547/9310-11010-1-SM.pdf>>. Acesso em: 5 jan. 2026.

Demais referências utilizadas

ADVANCED BIOFUELS USA. **Malaysia Expands Biodiesel Usage of B10 to B20 on Ground Transport Vehicles at Main Airport**. Maryland, US, 2025. Disponível em: <<https://advancedbiofuelsusa.info/malaysia-expands-biodiesel-usage-of-b10-to-b20-on-ground-transport-vehicles-at-main-airport>>. Acesso em: 05 jan. 2026.

AEETHER. Introduction of cobalt-based superalloys – the choice for high-temperature applications. Aeether, 2026. Disponível em: <<https://www.aeether.com/AEETHER/media/media-73/media.html>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

ALEGO - GOVERNO DO ESTADO DE GOIÁS. Potencial econômico da mineração em Goiás é destaque em abertura de evento do setor. Agência Cora de Notícias, Goiânia, 2025. Disponível em: <<https://agenciacoradenoticias.go.gov.br/158821-potencial-economico-da-mineracao-em-goias-e-destaque-em-abertura-de-evento-do-setor>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

ANAC – AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL. Dados Estatísticos do Transporte Aéreo. Brasília: ANAC, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/dados-e-estatisticas>. Acesso em: jan. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *SIGA – Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. Brasília: ANEEL, 2026. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>.

ANM - AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO. Resolução n. 22, de 30 de janeiro de 2020. Regulamenta o disposto nos arts. 11 e 18 do Decreto n. 10.178, de 18 de dezembro de 2019, para fixar o prazo para aprovação tácita dos atos públicos de liberação das atividades econômicas sob competência da ANM. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 31 jan. 2020. Republicada em: 3 fev. 2020. Disponível em: <https://anttlegis.antt.gov.br/action/ActionDatalegis.php?acao=detalharAto&tipo=RES&numeroAto=00000022&seqAto=000&valorAno=2020&orgao=ANM/MME&nomeTitulo=codigos&desItem=&desItemFim=&cod_modulo=420&cod_menu=7145>. Acesso em: 3 fev. 2026.

ANM - AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO. Consulta Pública n. 05/2024. Recebe contribuições à proposta normativa de revisão do regime de licenciamento. Brasília: ANM, 2024. Disponível em:

<<https://www.gov.br/anm/pt-br/aceso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas/consulta-publica-no-05-2024-1>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

ANM. Agência Nacional de Mineração. Mineração e transição energética: Brasil discute política estratégica para minerais do futuro. Brasília: 9 jul. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anm/pt-br/assuntos/noticias/mineracao-e-transicao-energetica-brasil-discute-politica-estrategica-para-minerais-do-futuro>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Preços de Combustíveis de Aviação. Brasília: ANP, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp>. Acesso em: jan. 2026.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de Combustíveis de Aviação. Brasília: ANP, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-do-mercado-brasileiro-de-combustiveis-de-aviacao>. Acesso em: 12 fev. 2026.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Vendas de Combustíveis de Aviação. Brasília: ANP, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp>. Acesso em: jan. 2026.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Painel Dinâmico de Produtores de Etanol**. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-etanol>>. Acesso em 06 jan. 2026a.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Painel Dinâmico de Produtores de Biodiesel**. Disponível em: < <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-biodiesel>>. Acesso em 07 jan. 2026b.

ATLANTIC COUNCIL. A US framework for assessing risk in critical mineral supply chains. Washington, DC: Atlantic Council, 2025. Issue Brief, Global Energy Center / Scowcroft Center for Strategy and Security. Disponível em: <<https://www.atlanticcouncil.org/in-depth-research-reports/issue-brief/a-us-framework-for-assessing-risk-in-critical-mineral-supply-chains/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

AIRBUS. Global Market Forecast 2023-2042. Toulouse: Airbus, 2023.

ATAG – AIR TRANSPORT ACTION GROUP. Waypoint 2050: balancing growth in connectivity with a comprehensive global air transport response to the climate emergency. 2. ed. Geneva: ATAG, 2021.

BEN – Balanço Energético Nacional. **Relatório Síntese 2025: Ano Base 2024**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), maio de 2025. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites->

[pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-767/BEN Síntese 2025 PT.pdf](https://pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-767/BEN_Síntese_2025_PT.pdf)>.

BIOFUELS INTERNATIONAL. **An Overview of Global Biofuel Markets Forecast for the Year Ahead**. 2025. Disponível em: < <https://biofuels-news.com/news/an-overview-of-global-biofuel-markets-forecast-for-the-year-ahead/>> Acesso em jan., 2026.

BRASIL – Ministério de Minas e Energia. **Política Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB)**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/biodiesel/pnpb>>. Acesso em 05 jan. 2026.

BRASIL. Lei nº 14.248, de 25 de novembro de 2021. Institui o Programa Nacional do Bioquerosene. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 26 nov. 2021.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre o Combustível do Futuro e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 out. 2024.

BRASIL. Código de Mineração: e legislação correlata. 2. ed. Brasília: Senado Federal, Subsecretaria de Edições Técnicas, 2011. 112 p. (Coleção ambiental, v. 2). Disponível em: <<https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/496300/000961769.pdf>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei n. 5.424, de 2023. Dispõe sobre medidas de incentivo ao setor de mineração no Brasil, estabelece normas para o incentivo ao investimento em pesquisa mineral. Autor: Dep. Zé Silva. Brasília, DF, 8 nov. 2023. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2359688&filename=Avulso%20PL%205424/2023>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Aliado na transição energética, o cobre é responsável por garantir a eficiência energética mundial. Brasília, 19 out. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/aliado-na-transicao-energetica-o-cobre-e-responsavel-por-garantir-a-eficiencia-energetica-mundial>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei n. 2.780, de 2024a. Institui a Política Nacional de Minerais Críticos e Estratégicos (PNMCE), o Comitê de Minerais Críticos e Estratégicos (CMCE), vinculado ao Conselho Nacional de Política Mineral, e dá outras providências. Brasília, DF, 8 jul. 2024a. Ficha de tramitação disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2447259>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 out. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Alexandre Silveira anuncia o Programa Mineração para Energia Limpa em seminário sobre mineração sustentável e transição energética. Brasília: MME, 21 fev. 2024b. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-anuncia-o-programa-mineracao-para-energia-limpa-em-seminario-sobre-mineracao-sustentavel-e-transicao-energetica>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Decreto n. 11.964, de 26 de março de 2024c. Regulamenta os critérios e as condições para enquadramento e acompanhamento dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, para fins de emissão dos valores mobiliários de que tratam o art. 2º da Lei n. 12.431, de 24 de junho de 2011, e a Lei n. 14.801, de 9 de janeiro de 2024, e revoga o Decreto n. 8.874, de 11 de outubro de 2016. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 mar. 2024. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2024/decreto-11964-26-marco-2024-795426-publicacaooriginal-171363-pe.html>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Lei n. 15.190, de 8 de agosto de 2025. Dispõe sobre o licenciamento ambiental; regulamenta o inciso IV do § 1º do art. 225 da Constituição Federal; altera as Leis n. 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, n. 9.985, de 18 de julho de 2000, e n. 6.938, de 31 de agosto de 1981; revoga dispositivos das Leis n. 7.661, de 16 de maio de 1988, e n. 11.428, de 22 de dezembro de 2006; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8 ago. 2025. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2025/lei-15190-8-agosto-2025-797833-publicacaooriginal-176089-pl.html>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Mineração 2050 (PNM 2050). Consulta pública no âmbito do Ministério de Minas e Energia. Brasília: MME, 2026. Disponível em: <<https://consultas-publicas.mme.gov.br/e4633c75-bc9d-4725-bd7f-0414ae519457>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BNDES. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. BNDES e MME lançam fundo de R\$ 1 bi para investimentos em projetos de minerais estratégicos para a transição energética. Rio de Janeiro: BNDES, 2024. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-e-mme-lancam-fundo-de-1-bilhado-de-reais-para-investimentos-em-projetos-de-minerais-estrategicos-para-a-transicao-energetica>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

BNDES. BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL; FINANCIADORA DE ESTUDOS E PROJETOS. Edital da Chamada Pública Transformação Minerais Estratégicos: investimentos na transformação de minerais estratégicos para transição energética e descarbonização. 2025. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/c65f7ddf-1396-498d-b43c-3262a6bf3da7/Edital+da+Chamada+P%C3%BAblica+Transforma%C3%A7%C3%A3o+Minerais+Estrat%C3%A9gicos.pdf?MOD=AJPERES&CVID=ph0UNml>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

CAMPOS, Carlos Eduardo Espinel; NORMANDO, Ana Luísa; CASTRO, Matheus; SCHWANTES, Fernanda; REZENDE, Fernanda. Determinantes do preço do querosene de aviação no Brasil. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 53., 2025, São Paulo. Anais. São Paulo: ANPEC, 2025.

Disponível em: https://www.anpec.org.br/encontro/2025/submissao/files_l/i9-717caaa6bd8d50ec595eb25c24a7a44b.pdf. Acesso em: 5 jan. 2026

CAT – CLIMATE ACTION TRACKER. Brazil Country Assessment. Berlin: Climate Analytics, 2024. Disponível em: <https://climateactiontracker.org/countries/brazil>. Acesso em: jan. 2026.

CERTILAS. Nickel alloy properties. Certilas, 2026. Disponível em: <https://certilas.com/en/news/nickel-alloy-properties>. Acesso em: 3 fev. 2026.

CIBIOGÁS (2025). Panorama do Biogás no Brasil 2024. CIBiogás (Brasil). Relatório Técnico nº 001/2025 – Foz do Iguaçu, CIBiogás, 2025

CHOWDHURY, Prangon, et al. Biomass to biofuel: Impacts and mitigation of environmental, health, and socioeconomic challenges. **Energy Conversion and Management**: X, 2025, 25: 100889.

CNA – Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil. **Agroenergia: Transição Energética Sustentável, Edição Biodiesel**. 2025. Disponível em: https://www.cnabrazil.org.br/storage/arquivos/CNA_digital.pdf. Acesso em 08 jan.2026

COLVERO, Diogo Appel. Avaliação do potencial de produção de combustível sustentável de aviação (SAF) em Goiás. In: Caminhos para a transição energética em Goiás. Goiânia: Governo do Estado de Goiás; FAPEG, 2025. p. 40-55. (Caderno de Estudos, ano 1, n. 2). ISSN 3086-1241

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Convênio ICMS nº 188, de 4 de dezembro de 2017. Dispõe sobre benefícios fiscais do ICMS nas operações e prestações relacionadas à construção, instalação e operação de Centro Internacional de Conexões de Voos – HUB, e de aquisição de querosene de aviação. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 5 dez. 2017. Ratificação nacional pelo Ato Declaratório nº 27/17, DOU de 6 dez. 2017.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Convênio ICMS nº 55, de 5 de julho de 2019. Altera o Convênio ICMS 188/17, que dispõe sobre benefícios fiscais do ICMS nas operações e prestações relacionadas à construção, instalação e operação de Centro Internacional de Conexões de Voos – HUB, e de aquisição de querosene de aviação. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 jul. 2019. Ratificação nacional pelo Ato Declaratório nº 6/19, DOU de 25 jul. 2019.

EBB – European Biodiesel Board. Statistical Report 2023. June 2023. Disponível em: https://ebb-eu.org/wp-content/uploads/2024/03/EBB_Statistical_Report2023-Final.pdf.

EIA – U.S. Energy Information Administration. **Independent Statistics and Analysis**. United States, Washington, DC. Disponível em: <https://www.eia.gov>. Acesso em: 21 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Estudos para expansão da transmissão: reavaliação do atendimento à Região Nordeste de Goiás – Relatório R1 (EPE-DEE-RE-011/2025-REV0)*. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Caderno: minerais críticos e estratégicos para a transição energética. Rio de Janeiro, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-877/Caderno_Minerais_Final.pdf>. Acesso em: 3 fev. 2026.

EPA – United States Environmental Protection Agency. **Overview of the Renewable Fuel Standard Program**. 2025. Disponível em: < <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard/overview-renewable-fuel-standard-program>>.

EQUATORIAL ENERGIA. *Relatório de Resultados 3T 2025*. São Luís: Equatorial Energia, 2025. Disponível em: <https://ri.equatorialenergia.com.br>.

EUROPEAN COMMISSION. Critical Raw Materials: ensuring secure and sustainable supply chains for EU's green and digital future. Brussels, 16 Mar. 2023. Press release IP/23/1661. Disponível em: <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1661>. Acesso em: 3 fev. 2026.

European Parliament and Council. **DIRECTIVE 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market**. 2001. Disponível em : <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?;jsessionid=TQtJTDNGgM29cLQZnSp74LdRQmIMK66R3Kt16LsM7MvJwlpbXGFS11258631382?uri=CELEX:32001L0077>>

European Parliament. **Renewable Energy Directive Revision of Directive (EU) 2018/2001**. Ed. Anna Zygierewicz with Lucia Salvador Sanz, 2021. Disponível em: < [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/662619/EPRS_BRI\(2021\)662619_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/662619/EPRS_BRI(2021)662619_EN.pdf)>.

GASPAR FILHO, V.; SANTOS, T. Transição da segurança energética: energias limpas, minerais críticos e novas dependências. *Ambiente & Sociedade*, São Paulo, v. 25, 2022. DOI: 10.1590/1809-4422asoc20210179r1vu2022L4AO.

GOIÁS. Lei n. 23.597, de 27 de agosto de 2025b. Institui a Autoridade Estadual de Minerais Críticos do Estado de Goiás – AMIC/GO, altera a Lei n. 21.792, de 16 de fevereiro de 2023, e cria o Fundo Estadual de Desenvolvimento dos Minerais Críticos – FEDMC. *Diário Oficial do Estado de Goiás*, Goiânia, GO, 27 ago. 2025. Disponível em: <<https://legisla.casacivil.go.gov.br/api/v2/pesquisa/legislacoes/111177/pdf>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

GOIÁS. Secretaria de Indústria, Comércio e Serviços. Governo de Goiás lança Programa Goiano de Remineralizadores. *Goiânia, GO*, 12 ago. 2024a. Disponível em: <<https://goias.gov.br/industriaecomercio/governo-de-goias-lanca-programa-goiano-de-remineralizadores/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

GOIÁS. Casa Civil. Goiás será primeiro estado a ter um hub de remineralizadores. Goiânia, GO, 12 ago. 2024b. Disponível em: <<https://goias.gov.br/casacivil/goias-sera-primeiro-estado-a-ter-um-hub-de-remineralizadores/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

GOIÁS. Secretaria de Indústria, Comércio e Serviços. Potencial de crescimento da mineração em Goiás será apresentado durante Ficomex 2024c. Goiânia: Governo de Goiás, 15 jul. 2024. Disponível em: <<https://goias.gov.br/industriaecomercio/potencial-de-crescimento-da-mineracao-em-goias-sera-apresentado-durante-ficomex-2024/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

GOIÁS. Plano Estadual de Recursos Minerais – PERM 2050: minuta. 2025a. Disponível em: <https://files.cercomp.ufg.br/weby/up/1364/o/Minuta_PERM_2050.pdf>. Acesso em: 3 fev. 2026.

GOIÁS. Decreto nº 9.560, de 21 de novembro de 2019. Altera o Decreto nº 4.852, de 29 de dezembro de 1997, Regulamento do Código Tributário do Estado de Goiás – RCTE. Diário Oficial do Estado de Goiás, Goiânia, 22 nov. 2019.

GOIÁS. Decreto nº 4.852, de 29 de dezembro de 1997. Regulamenta a Lei nº 11.651, de 26 de dezembro de 1991, que instituiu o Código Tributário do Estado de Goiás. Diário Oficial do Estado de Goiás, Goiânia, 29 dez. 1997.

SÃO PAULO (Estado). Decreto nº 64.319, de 4 de julho de 2019. Regulamenta a aplicação da alíquota de 12% às operações com querosene de aviação destinadas a empresas de transporte aéreo regular de passageiros ou de carga. Diário Oficial do Estado de São Paulo, São Paulo, 5 jul. 2019.

GOVERNO DO ESTADO DE GOIÁS. *Caminhos para a transição energética em Goiás: caderno de estudos n. 1*. Goiânia: Governo do Estado de Goiás; FAPEG, 2025.

GOVERNO DO ESTADO DE GOIÁS. *Caminhos para a transição energética em Goiás: caderno de estudos*. 2. ed. Goiânia: Governo do Estado de Goiás; FAPEG, 2025. ISSN 3086-1241.

GOMEZ, José MA; LEGHEY, Luiz FL. An analysis of the impact of flex-fuel vehicles on fuel consumption in Brazil, applying cointegration and the Kalman filter. *Energy*, v. 81, p. 696-705, 2015.

GOODFELLOW, C. The critical role of niobium sheets in modern superconducting devices. Witney: Advent Research Materials, 2025. Disponível em: <<https://www.advent-rm.com/en-GB/Articles/2025/01/The-Critical-Role-of-Niobium-Sheets-in-Modern-Supe>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

HADOUCHI, M.; KOKETSU, T.; HU, Z.; MA, J. The origin of fast-charging lithium iron phosphate for batteries. *Battery Energy*, v. 1, e20210010, 2022. DOI: 10.1002/bte2.20210010. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/bte2.20210010>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

IATA – INTERNATIONAL AIR TRANSPORT ASSOCIATION. Net Zero Roadmap for Aviation. Montreal: IATA, 2024.

IATA – INTERNATIONAL AIR TRANSPORT ASSOCIATION. World Air Transport Statistics 2023. Montreal: IATA, 2023.

IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Instrução Normativa n. 184, de 17 de julho de 2008. Estabelece, no âmbito do Ibama, os procedimentos para o licenciamento ambiental federal. Brasília: Ibama, 2008. Disponível em: <<https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=114220>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Pesquisa da Pecuária Municipal 2023. Rio de Janeiro: IBGE, 2024. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/pesquisa/ppm>. Acesso em: jan. 2026.

ICAO – INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION. CORSIA: Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation. Montreal: ICAO, 2024. Disponível em: <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA>. Acesso em: jan. 2026.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Aviation. Paris: IEA, 2023. (Tracking Report). Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/transport/aviation>. Acesso em: jan. 2026.

IMEA – Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária. Clusters de etanol de milho em Mato Grosso. Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária, Cuiabá, 2017.

IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Geneva: IPCC, 2006. v. 2: Energy.

JESWANI HK, Chilvers A, Azapagic A. Environmental sustainability of biofuels: a review. Proc Math Phys Eng Sci. 2020 Nov;476(2243):20200351. doi: 10.1098/rspa.2020.0351. Epub 2020 Nov 25. PMID: 33363439; PMCID: PMC7735313.

KAISER, D. E.; ROSEN, C. J. Potassium for crop production. St. Paul: University of Minnesota, 2018. Disponível em: <<https://extension.umn.edu/phosphorus-and-potassium/potassium-crop-production>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

LAURINI, Márcio Poletti. The spatio-temporal dynamics of ethanol/gasoline price ratio in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 70, p. 1-12, 2017.

LIN, Y., LI, Y., TANG, M., ZHAN, Z., ZHAI, Y., CHEN, W., ZHOU, M., JI, Y., WANG, P., A review of high-capacity lithium-rich manganese-based cathode materials for a new generation of lithium batteries, Inorganica Chimica Acta, Volume 572, 2024.

MAHESHWARI, Pranjal, et al. A review on latest trends in cleaner biodiesel production: Role of feedstock, production methods, and catalysts. **Journal of Cleaner Production**, 2022, 355: 131588.

MAI-MOULIN, Thuy, et al. Effective sustainability criteria for bioenergy: Towards the implementation of the european renewable directive II. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2021, 138: 110645.

METAL ZENITH. Manganese (Mn): essential alloying element in steel production. Metal Zenith, 2026. Disponível em: <<https://metalzenith.com/blogs/chemical-elements-compounds-terms/manganese-mn-essential-alloying-element-in-steel-production>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

METAL ZENITH. Niobium (Nb) in steel: enhancing strength, toughness, and microstructure. Metal Zenith, 2026. Disponível em: <<https://metalzenith.com/blogs/chemical-elements-compounds-terms/niobium-nb-in-steel-enhancing-strength-toughness-and-microstructure>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

MILANEZ, A. Y.; NYKO, D.; VALENTE, M. S.; XAVIER, C. E. O.; KULAY, L.; DONKE, C. G.; MATSUURA, M. I. S. F.; RAMOS, N. P.; MORANDI, M. A. B.; BONOMI, A.; CAPITANI, D. H. D.; CHAGAS, M. F.; CAVALETT, Otávio; GOUVEIA, V. L. R. A produção de etanol pela integração do milho-safrinha às usinas de cana-de-açúcar: avaliação ambiental, econômica e sugestões de política. Revista BNDES, v. 41, p. 147-208, 2014. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2496>.

MINDE – Mineração e Desenvolvimento. Mineração em Goiás. Goiânia, 2024. Disponível em: <<https://mindemineracao.com.br/mineracao-em-goias/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

MIT – MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. Sustainable Decarbonization of Aviation in Latin America. Cambridge: MIT Energy Initiative, 2024

MME. Ministério de Minas e Energia. Strategic minerals for the energy transition. Brasília: 12 nov. 2025. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/brazil-world-leader-in-energy-transition/energy-transition/strategic-minerals-for-the-energy-transition>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

MOSAIC CROP NUTRITION. Phosphate rock. Mosaic Company, 2023. Disponível em: <<https://www.croptonutrition.com/resource-library/phosphate-rock/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

NACIONAL DE GRAFITE. Graphite applications. Itapeçerica (MG): Nacional de Grafite, 2020. Disponível em: <<https://www.grafite.com/en/applications>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

NEUPANE, D. (2023). Biofuels from Renewable Sources, a Potential Option for Biodiesel Production. **Bioengineering**, 10(1), 29. <https://doi.org/10.3390/bioengineering10010029>.

NICKEL INSTITUTE. Nickel in batteries. Nickel Institute, 2026. Disponível em: <<https://nickelinstitute.org/en/nickel-applications/nickel-in-batteries/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. Greenhouse Gas Emissions: air emissions inventories. Paris: OECD, 2024. Disponível em: <https://stats.oecd.org>. Acesso em: jan. 2026.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional – PAR/PEL 2025*. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202025-VF.pdf>

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Energética – PEN 2025*. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN%202025%20-%20VF.pdf>.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Diretrizes para operação elétrica: volume 14 – área Goiás*.

REN21 – Renewable now. **Renewables in Energy Supply – Bioenergy**. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2025_Factsheet_Supply_Bioenergy.pdf>. Acesso em 21 dez.2025.

Clean Technologies, 6(3), 886-906. <https://doi.org/10.3390/cleantechnol6030045>.

SGB – SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Os elementos de terras raras. Brasília: SGBeduca, c2022. Disponível em: <https://sgbeduca.sgb.gov.br/jovens_geociencias_elementos_terrasraras.html>. Acesso em: 3 fev. 2026.

SGB - SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Mapeamentos geológicos do SGB fornecem informações que ajudam a desenvolver o país. Brasília: 28 mar. 2023. Atualizado em: 1 mar. 2024. Disponível em: <<https://www.sgb.gov.br/w/mapeamentos-geologicos-do-sgb-fornecem-informacoes-que-ajudam-a-desenvolver-o-pais>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

SGB. SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Estado de Goiás tem potencial para ampliar produção de minerais estratégicos. Brasília, DF, 2023. Atualizado em: 2024. Disponível em: <<https://www.sgb.gov.br/w/estado-de-goias-tem-potencial-para-ampliar-producao-de-minerais-estrategicos>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

SGB - SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Estado de Goiás tem potencial para ampliar produção de minerais estratégicos. Brasília, 01 mar. 2023. Atualizado em: 01 mar. 2024. Disponível em: <<https://www.sgb.gov.br/w/estado-de-goias-tem-potencial-para-ampliar-producao-de-minerais-estrategicos>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

SGB. SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. Projetos sobre minerais críticos e estratégicos são apresentados ao Governo de Goiás. Brasília, DF. Disponível em: <<https://www.sgb.gov.br/w/projetos-sobre-minerais-criticos-e-estrategicos-sao-apresentados-ao-governo-de-goias>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

SGS – Inspire Team. **Biodiesel Policies and Markets: Success Stories Around the World**. SGS, June 2020. Available in: <

<https://antigo.mme.gov.br/documents/36220/1049490/SGS+INSPIRE+ABICOM+Project+Biodiesel+Policies+and+Markets+V2.pdf/fd7ed4b5-ba55-0bd7-9087-ccad965b98df>>.

SHARMA, S. S.; HEWITT, R.; GARCIA, R. E. Towards more environmentally and socially responsible batteries. *Energy & Environmental Science*, Cambridge, v. 13, n. 10, p. 3230-3259, 2020. DOI: 10.1039/d0ee02511a. Disponível em: <<https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2020/ee/d0ee02511a>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

SIFAEG – SINDICATO DA INDÚSTRIA DE FABRICAÇÃO DE ETANOL DO ESTADO DE GOIÁS. Série histórica de produção de etanol em Goiás. Goiânia: SIFAEG, 2024. Disponível em: <https://www.sifaeg.com.br>. Acesso em: jan. 2026.

SILVA et al. Biofuels in Emerging Markets of Africa and Asia: An Overview of Costs and Greenhouse Gas Savings. **IEA BIOENERGY – Technology Collaboration Programme**, July 2024. Available in: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/10/Emerging-Markets-Policy-Brief-pb2_v06.pdf>.

SUHARA, A., KARYADI, HERAWAN, S. G., TIRTA, A., IDRIS, M., ROSLAN, M. F., PUTRA, N. R., HANANTO, A. L., & VEZA, I. (2024). Biodiesel Sustainability: Review of Progress and Challenges of Biodiesel as Sustainable Biofuel.

SUSTAINABILITY DIRECTORY. What role does cobalt play in battery performance? Sustainability Directory, 2026. Disponível em: <<https://energy.sustainability-directory.com/question/what-role-does-cobalt-play-in-battery-performance/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

TCU - TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. 8 – Desenvolvimento do setor de mineração. Lista de Alto Risco (LAR). Brasília: TCU, 2024. Disponível em: <https://sites.tcu.gov.br/listadealtorisco/desenvolvimento_do_setor_de_mineracao.html>. Acesso em: 3 fev. 2026.

THOMASNET. Titanium: properties, grades, types, and uses. Thomasnet, 2025. Disponível em: <<https://www.thomasnet.com/articles/metals-metal-products/titanium/>>. Acesso em: 3 fev. 2026.

UNITED STATES DEPARTMENT OF AGRICULTURE. Foreign Agricultural Service. **Brazil: biofuels annual**. GAIN Report BR2024-0022. Brasília: USDA/FAS, Aug. 2024. Disponível em: <https://fas.usda.gov/data/brazil-biofuels-annual-11>. Acesso em: 19 jan. 2026. ?fileName=Biofuels%20Annual_Jakarta_Indonesia_ID2025-0029>. Acesso em: 05 jan. 2026.

WORLD BIOENERGY ASSOCIATION. *Global Bioenergy Statistics Report*, 2025. Disponível em: <https://www.worldbioenergy.org/uploads/251118%20GBSR.pdf>

ZHAO, X. et al. Practical application of graphite in lithium-ion batteries: Modification, composite, and sustainable recycling. *Journal of Energy Storage*, v. 98, e13125, set. 2024. DOI: 10.1016/j.est.2024.13125. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24027117>>. Acesso em: 3 fev. 2026.



P2 Relatório Preliminar do Contexto Eletroenergético de Goiás pdf

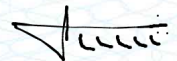
Código do documento c225eeb9-30f1-4e91-bd90-bb9bb25da3f5



Assinaturas



CARLOS OTAVIO DE VASCONCELLOS QUINTELLA
carlos.quintella@fgv.br
Assinou como parte



Eventos do documento

13 Mar 2026, 13:02:49

Documento c225eeb9-30f1-4e91-bd90-bb9bb25da3f5 **criado** por SIMONE CORRÊA LECQUES DE MAGALHÃES (b6709256-1e57-4547-9daf-3b7f48818212). Email:simone.lecques@fgv.br. - DATE_ATOM: 2026-03-13T13:02:49-03:00

13 Mar 2026, 13:03:41

Assinaturas **iniciadas** por SIMONE CORRÊA LECQUES DE MAGALHÃES (b6709256-1e57-4547-9daf-3b7f48818212). Email: simone.lecques@fgv.br. - DATE_ATOM: 2026-03-13T13:03:41-03:00

13 Mar 2026, 14:46:05

CARLOS OTAVIO DE VASCONCELLOS QUINTELLA **Assinou como parte** (21086d6e-b14f-459b-af1b-ac6885bc0da0) - Email: carlos.quintella@fgv.br - IP: 201.39.147.100 (201.39.147.100 porta: 21384) - Documento de identificação informado: 671.309.507-06 - DATE_ATOM: 2026-03-13T14:46:05-03:00

Hash do documento original

(SHA256):73d513c8ce4ef752bfa2b1510d6d54890a386c34638a0d8930716d7116616ca1

(SHA512):991c65aa77ce13f726c63acdfc86abc91fcf41dc6c3ca661f5dd849b400071c2cd4137abfaa59be663f8d14bd06e67b7c8fce463b54a57ac08b591853127449

Esse log pertence **única e exclusivamente** aos documentos de HASH acima



Esse documento está assinado e certificado pela D4Sign

Integridade certificada no padrão ICP-BRASIL

Assinaturas eletrônicas e físicas têm igual validade legal, conforme **MP 2.200-2/2001** e **Lei 14.063/2020**.