



NOTA TÉCNICA

Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2025

AGOSTO DE 2026

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Executiva

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica

Angela Oliveira da Costa

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Equipe Técnica

Amyr Crissaff Silva

Angela Oliveira da Costa

Arthur Cortez Pires de Campos

Dan Abensur Gandelman

Danielle Borher de Andrade

Ederaldo Godoy Junior

Euler João Geraldo da Silva

Guilherme Correa Naresse

Juliana Pereira Targueta

Técnica em Secretariado

Raquel Lopes Couto

Leônidas Bially Olegario dos Santos

Letícia Gonçalves Lorentz

Luciano Basto Oliveira

Marina Damião Besteti Ribeiro

Paula Isabel da Costa Barbosa

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Rafael Belém Lavrador

Estagiários

Luis Gonzales Ucumari San Miguel

Giovana Carpenter Casini

Mariana Côrte da Silva

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Anderson Barreto Arruda (Substituto)

Secretária de Planejamento e Transição Energética

Mariana de Assis Espécie

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

<http://www.mme.gov.br>



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Thiago Guilherme Ferreira Prado (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

Imagens da Capa

1. Desenvolvido por Racool_studio em Freepik.



VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO.

COM ESTE ESTUDO, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E REDUZ A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO POR MEIO DA APRESENTAÇÃO DE DADOS E FATOS QUE PODEM AUXILIAR OS DEBATES ACERCA DOS ESFORÇOS DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL.

ESTA NOTA TÉCNICA APRESENTA A SÍNTESE DOS EVENTOS MAIS RELEVANTES NO MERCADO DE COMBUSTÍVEIS RENOVÁVEIS, QUE OCORRERAM NO ANO ANTERIOR À SUA PUBLICAÇÃO, AUXILIANDO NA COMPREENSÃO DOS FATORES QUE IMPACTAM ESTE SEGMENTO.

■ Identificação do Documento e Revisões



Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (SDB)

Estudo

Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis

Revisão	Data de emissão	Descrição
r0	10/08/2026	Publicação original

1 Agradecimentos

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES

Centro de Tecnologia Canavieira - CTC

Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB

Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA

Ministério de Minas e Energia – MME

Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada - CEPEA / ESALQ /USP

2 Apresentação

A Empresa de Pesquisa Energética apresenta a sua décima sétima edição da Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis, com foco no ano de 2025. Com periodicidade anual, a publicação consolida os fatos mais relevantes referentes aos biocombustíveis, que ocorreram no ano anterior à sua divulgação. É lançada após o fechamento da safra sucroenergética e a consolidação das estatísticas dos mais importantes órgãos da área.

Os principais temas abordados são: a oferta e demanda de etanol e sua infraestrutura de produção e transporte, o mercado de ciclo Otto, a participação da bioeletricidade na matriz nacional, o setor de biodiesel, o biometano, o mercado internacional de biocombustíveis, as inovações e perspectivas emergentes para biocombustíveis, as emissões de gases de efeito estufa evitadas pela utilização dessas fontes renováveis de energia e o acompanhamento da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

Nessa edição, além de avaliar os principais acontecimentos de 2025, o documento apresenta um artigo que discute como a criação de metas mandatórias para o uso de biometano e a implementação do Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CJOB) podem impulsionar uma nova etapa de expansão do setor energético brasileiro. Com base na avaliação da oferta potencial, da capacidade produtiva projetada e das oportunidades de mercado, demonstra-se que o País possui recursos suficientes para atender ao crescimento da demanda a partir do aproveitamento de resíduos agropecuários, agroindustriais e urbanos. O estudo destaca ainda a relevância dos coprodutos da biodigestão, a interiorização da demanda em corredores logísticos do agronegócio e o papel do biometano na descarbonização da matriz energética. Essa trajetória pode contribuir simultaneamente para a gestão sustentável de resíduos, a segurança energética, o desenvolvimento regional e a promoção de uma economia circular de baixo carbono.

■ Sumário

1	Agradecimentos.....	iv
2	Apresentação.....	v
1.	Oferta de etanol	1
1.1.	Área, Produtividade Agrícola e Rendimento da Cana	1
1.2.	Processamento da cana-de-açúcar.....	4
1.3.	Área e Produtividade Agrícola do Milho.....	5
1.4.	Processamento de milho	6
1.5.	Preço do milho	8
1.6.	Coprodutos do processamento de milho.....	9
1.7.	Produção de etanol total	9
1.8.	Produção de açúcar	12
1.9.	Mix de produção	14
1.10.	Programas de Financiamento	15
2.	Demanda do Ciclo Otto	17
2.1.	Licenciamento e frota de veículos leves e motos.....	17
2.2.	Contextualização Econômica	23
2.3.	Demanda de combustíveis da frota ciclo Otto	26
3.	Análise de preços e tributos dos combustíveis do ciclo Otto	28
3.1.	Preços de combustíveis do ciclo Otto	28
3.2.	ICMS nos combustíveis do ciclo Otto	32
4.	Capacidade de produção e infraestrutura de etanol	36
4.1.	Capacidade produtiva.....	36
4.2.	Tancagem.....	38
4.3.	Dutos.....	39
4.4.	Portos.....	40
5.	Bioeletricidade.....	41
5.1.	Exportação e comercialização de energia.....	42
5.2.	Bioeletricidade de outras biomassas.....	44
6.	Biodiesel	46
6.1.	Evolução do marco regulatório do biodiesel	46
6.2.	Capacidade instalada e produção regional	48
6.3.	Matéria-prima para o biodiesel	49
6.3.1.	Safr de soja	51
6.4.	Coprodutos do biodiesel.....	52
6.5.	Metanol	53
7.	Biogás e Biometano	54
7.1.	Biogás no setor elétrico	54
7.2.	Biometano.....	55
7.3.	Setor sucroenergético.....	56

7.4.	Regulação e políticas públicas.....	57
8.	Panorama internacional dos biocombustíveis	60
8.1.	Estados Unidos	62
8.2.	União Europeia	64
8.3.	Outros países	65
9.	Inovações e perspectivas emergentes para biocombustíveis	67
9.1.	Novos insumos para produção de biocombustíveis	69
9.2.	Uso marítimo de biocombustíveis.....	71
9.3.	Etanol de segunda geração	72
9.4.	Coprocessamento de óleos vegetais e gorduras com petróleo	73
9.5.	Hidroprocessamento de óleos vegetais e gorduras (HEFA)	74
9.6.	Oligomerização de etanol (ATJ).....	75
9.7.	Gaseificação de biomassa e reforma	76
9.8.	Captura, utilização e armazenamento de CO ₂ biogênico (bio-CCUS / BECCUS).....	77
10.	Avaliação de emissões de gases de efeito estufa evitadas pela bioenergia	80
11.	Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)	82
11.1.	Certificações e desempenho ambiental	82
11.2.	Produção e elegibilidade por rota.....	85
11.3.	Metas compulsórias e balanço do exercício	86
11.4.	Estoque, aposentadoria e fluxos de CBIOs	89
11.5.	Mercado de CBIO: preços, dinâmica e posicionamento.....	90
11.6.	Judicialização, <i>enforcement</i> e perspectivas.....	93
12.	Artigo - Biometano: Quais as principais oportunidades?	95
12.1.	Introdução	95
12.2.	Estrutura atual da oferta: muitos projetos, pouca escala agregada	97
12.3.	Metas de descarbonização e segurança de suprimento no horizonte decenal....	98
12.4.	Complementariedade entre CGOB, CBIO e Créditos de Carbono	101
12.5.	O tamanho da oportunidade: potencial técnico e aproveitamento atual	101
12.6.	Interiorização da demanda: o biometano no escoamento da safra	105
12.7.	Perspectivas e lacunas: o que o setor ainda precisa?	106
12.8.	Considerações finais.....	110
13.	Referências.....	111

■ Lista de gráficos

Gráfico 1 - Área colhida e de plantio de cana do setor sucroenergético (Brasil)	1
Gráfico 2 - Participação da cana planta na área total colhida e produtividade (Brasil)	2
Gráfico 3 - Idade média do canavial (Brasil e regiões).....	3
Gráfico 4 - Colheita e Plantio mecanizados x Rendimento da cana	4
Gráfico 5 - Histórico anual do processamento de cana e ATR	4
Gráfico 6 – Área de plantio de milho por safra (Brasil)	5
Gráfico 7 – Produtividade de milho por safra (Brasil)	6
Gráfico 8 - Evolução da produção de milho e distribuição por safra	7
Gráfico 9 - Evolução da destinação do milho no Brasil.....	7
Gráfico 10 - Processamento mensal de milho para a produção de etanol, por unidade da federação	8
Gráfico 11- Preço médio de milho total (Brasil)	9
Gráfico 12 - Produção brasileira de etanol de milho	10
Gráfico 13 - Produção brasileira de etanol total (da cana e do milho).....	10
Gráfico 14 - Produção mensal de etanol de cana e de milho	11
Gráfico 15 - Evolução mensal do estoque físico de etanol.....	12
Gráfico 16 - Produção e exportação brasileira de açúcar.....	13
Gráfico 17 - Preços internacionais do açúcar VHP e refinado	13
Gráfico 18 - Mix e preços do açúcar e etanol hidratado (c/CBIO)	14
Gráfico 19 - Mix de produção (açúcar x etanol)	15
Gráfico 20 - Valor captado de financiamentos públicos para o setor de etanol e açúcar	15
Gráfico 21 - Licenciamento de veículos leves por categoria	17
Gráfico 22 – Licenciamento de automóveis por porte em 2025	18
Gráfico 23 - Depreciação dos veículos: convencionais (c) vs eletrificados (e)	19
Gráfico 24 - Licenciamento de motocicletas	20
Gráfico 25 - Faixas de idade de automóveis, comerciais leves e motocicletas em 2025	21
Gráfico 26 - Licenciamento de eletrificados e participação no licenciamento total	21
Gráfico 27 - Participação de tecnologias no segmento de eletrificados	22
Gráfico 28 - Evolução de postos de recarga de veículos elétricos no Brasil.....	23
Gráfico 29 - Indicadores qualitativos de recarga de veículos elétricos no Brasil e em países selecionados.....	23
Gráfico 30 - Demanda do ciclo Otto – Faixa de variação dos últimos 5 anos versus 2025	26
Gráfico 31 - Demanda do ciclo Otto e participação dos diferentes combustíveis	27
Gráfico 32 - Demanda anual de etanol hidratado e gasolina C	27
Gráfico 33 - Produção, demanda e importação líquida de gasolina A	28
Gráfico 34 - Preços de etanol hidratado	30
Gráfico 35 - Relação de preços entre o hidratado e a gasolina C (PE/PG)	31
Gráfico 36 - PE, PG e relação PE/PG mensal em 2025	32
Gráfico 37 - Diferenciação Tributária - ICMS “ad rem” (*) (gasolina C x etanol hidratado) 2025.....	33
Gráfico 38 - Fluxo de usinas de etanol de cana e milho no Brasil	37
Gráfico 39 - Produção, capacidade excedente e nominal de etanol em 2025.....	37
Gráfico 40 - Evolução da capacidade instalada de produção de etanol no Brasil	38
Gráfico 41 - Capacidade brasileira de tancagem de etanol por região em 2025	39
Gráfico 42 - Participação da biomassa na geração elétrica	41
Gráfico 43 - Autoconsumo e energia exportada pelas usinas de biomassa de cana	42
Gráfico 44 - Histórico de energia contratada e cana processada.....	43

Gráfico 45 - Geração térmica a biomassa de cana versus PLD	44
Gráfico 46 - Participação das demais biomassas x cana-de-açúcar.....	45
Gráfico 47 - Preços médios - biodiesel e diesel sem ICMS	47
Gráfico 48 - Capacidade autorizada e consumo de Biodiesel em 2026	48
Gráfico 49 - Participação da produção regional de biodiesel em 2026.....	48
Gráfico 50 - Oferta de diesel A e produção de biodiesel.....	49
Gráfico 51 - Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel em 2026	50
Gráfico 52 - Mercado de óleo de soja.....	51
Gráfico 53 - Exportação de glicerina e glicerol	52
Gráfico 54 - Importação de metanol para biodiesel.....	53
Gráfico 55 - Exportações e importações brasileiras de etanol – 2014 a 2025	61
Gráfico 56 - Emissões Evitadas dos biocombustíveis e da bioeletricidade em 2025	81
Gráfico 57 - Emissões Evitadas com Bioenergia nos últimos 5 anos	81
Gráfico 58 - Certificações de produção de biocombustíveis válidas	83
Gráfico 59 - Certificações por rota de produção e percentual do volume elegível por rota	84
Gráfico 60 - Nota de Eficiência Energético-Ambiental das unidades certificadas	85
Gráfico 61 - Intensidade de Carbono do biocombustível e de seu substituto fóssil e NEEA	85
Gráfico 62 - Volume produzido, volume elegível e não elegível por rota em 2025.....	86
Gráfico 63 - Metas compulsórias de redução de emissões de GEE e IC projetada	87
Gráfico 64 – Balanço acumulado de oferta e demanda de CBIO em 2025	88
Gráfico 65 - Estoque X Aposentadoria de CBIO 2025	89
Gráfico 66 – Fluxos do CBIO no exercício de 2025 (milhões de unidades)	90
Gráfico 67 - Quantidades negociadas e preços médios de CBIO.....	91
Gráfico 68 – Preço mensal do CBIO e marcos regulatórios (jan/2022 – jul/2026).....	92
Gráfico 69 – Posicionamento do RenovaBio entre as principais políticas de precificação de carbono (2025).....	93
Gráfico 70 - Conexões de GD a biogás por ano.	95
Gráfico 71 - Plantas de biogás e biometano (esquerda) e volume de biogás por uso energético (direita).....	96
Gráfico 72- Distribuição da capacidade projetada de biometano por substrato.....	97
Gráfico 73 - Balanço de demanda e oferta de biometano na projeção decenal.....	98

■ **Lista de tabelas**

Tabela 1 - Preços médios anuais de etanol hidratado, gasolina C e relativo (PE/PG).....	31
Tabela 2 - Complexo soja	51
Tabela 3 - Plantas de biometano com autorização de operação na ANP, RenovaBio.	55
Tabela 4 - Capacidade produtiva de biometano, em construção, solicitantes ao REIDI	59
Tabela 5 - Volumes de biocombustíveis da RFS para o período 2026-2027	63
Tabela 6 – Principais instrumentos para a valorização de atributos ambientais associados a produção e uso de biometano.	100
Tabela 7 - Potencial de produção de biometano a partir de resíduos.	102

■ **Lista de figuras**

Figura 1 - Alíquota de ICMS do etanol e relação PE/PG por estado em 2025.....	34
Figura 2 - Formação de preço ao consumidor do etanol hidratado no Brasil em 2025.....	35

Figura 3 - Sistema integrado de logística para o etanol	39
Figura 4 - Evolução do marco legal do biodiesel	46
Figura 5 - Plantas produtoras de Biometano	56
Figura 6 – Marcos regulatórios relevantes para o desenvolvimento do biometano	58
Figura 7 - Diagrama não-exaustivo do panorama de inovação nos diferentes elos da cadeia de biocombustíveis.	69
Figura 8 - Distribuição do potencial de biometano a partir da biomassa residual.....	102
Figura 9 - Maiores potenciais de biometano de biomassa residual e menores IDHM.....	102
Figura 10 - Potencial economicamente viável oriundo de resíduos: agrícolas (esquerda) e pecuários (direita).....	103
Figura 11 – Famílias beneficiárias do Programa Gás do Povo (junho/2026) à esquerda e IDH municipal (2010) à direita.....	104
Figura 12- Oferta de biometano vs. vendas de combustíveis líquidos, por município, no “Caminho da Safra”	105
Figura 13 – Conexões de geração distribuída (GD) a biogás.	106
Figura 14 – Coprodutos da biodigestão anaeróbia	108
Figura 15 - Fluxograma de tecnologias de enriquecimento de digestato.	109

1. Oferta de etanol

No ano de 2025, a produção sucroenergética apresentou um bom desempenho e o etanol de milho continuou com o crescimento de sua capacidade produtiva, tanto ampliações como entrada em operação de novas unidades. O processamento de cana-de-açúcar foi de 660 milhões de toneladas, redução de 3,8% em relação a 2024, enquanto o consumo interno de milho destinado ao etanol foi de 21,5 milhões de toneladas, crescimento de 24,2%. A produção de açúcar totalizou 43,5 milhões de toneladas, redução de 1,9%, com o Brasil sendo o principal fornecedor mundial. Em relação ao etanol, foram produzidos 26,7 bilhões de litros a partir da cana, que, somados à participação do biocombustível oriundo do milho de 9,5 bilhões de litros, resultaram em uma produção de 36,2 bilhões de litros (2,9% inferior a 2024). O total de hidratado e anidro foi de 22,9 bilhões e 13,3 bilhões de litros, respectivamente (MAPA, 2026a).

O consumo dos combustíveis do ciclo Otto alcançou o máximo histórico de 63,9 bilhões de litros de gasolina equivalente, mantendo a trajetória de crescimento dos últimos anos, resultado do cenário econômico favorável, com destaque ao crescimento do PIB *per capita*, recordes de ocupação formal, salário-mínimo real e massa de rendimento real (EPE, 2026a).

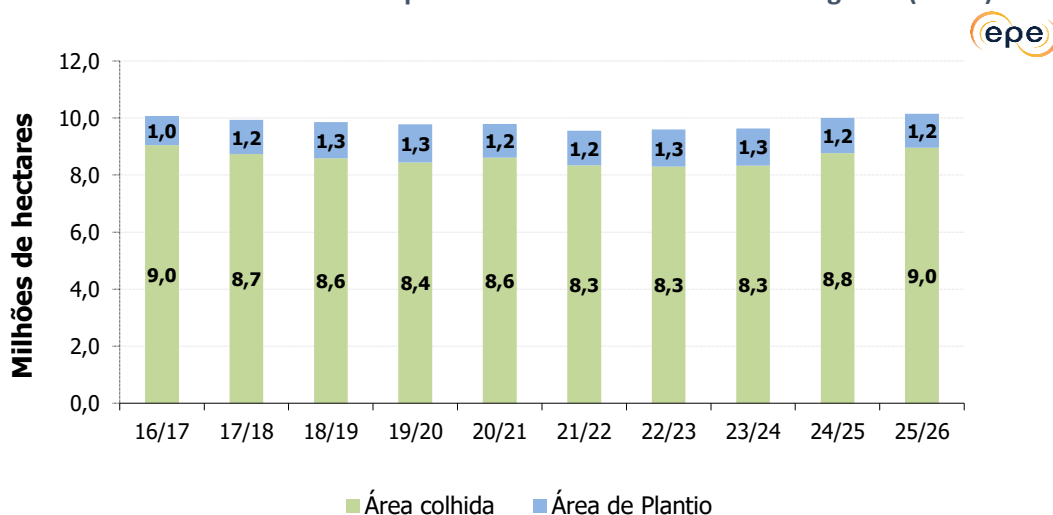
As lavouras de cana se beneficiaram de condições climáticas favoráveis observadas em 2025, com perspectivas de crescimento da produtividade para a safra 2026/27. Os preços internacionais do açúcar apresentaram uma queda ao longo do ano passado, o que pressiona a sua produção, indicando um *mix* que favorecerá o biocombustível. O etanol de milho continua com tendência de crescimento (CONAB, 2026a).

1.1. Área, Produtividade Agrícola e Rendimento da Cana

Área

A área total colhida de cana, na safra 2025/26, foi de 9,0 milhões de hectares (Mha), crescimento de 2,1% em relação ao ano anterior, e apenas a região Nordeste apresentou ligeira queda (0,9%). No período indicado no Gráfico 1, observa-se uma tendência de redução dessa área entre as safras de 2016/17 e 2021/22 e em patamar constante até 2023/24, em geral explicada pela concorrência com culturas temporárias, como soja e milho, exibindo um pequeno incremento nos dois últimos ciclos. A área de plantio foi de 1,2 Mha, com queda no Nordeste (CONAB, 2026a).

Gráfico 1 - Área colhida e de plantio de cana do setor sucroenergético (Brasil)



Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026a).

Para a safra 2026/2027, a CONAB estima uma área colhida recorde de 9,1 Mha, com a migração de áreas de pastagens e daquelas que estavam sendo usadas em culturas anuais (CONAB, 2026a).

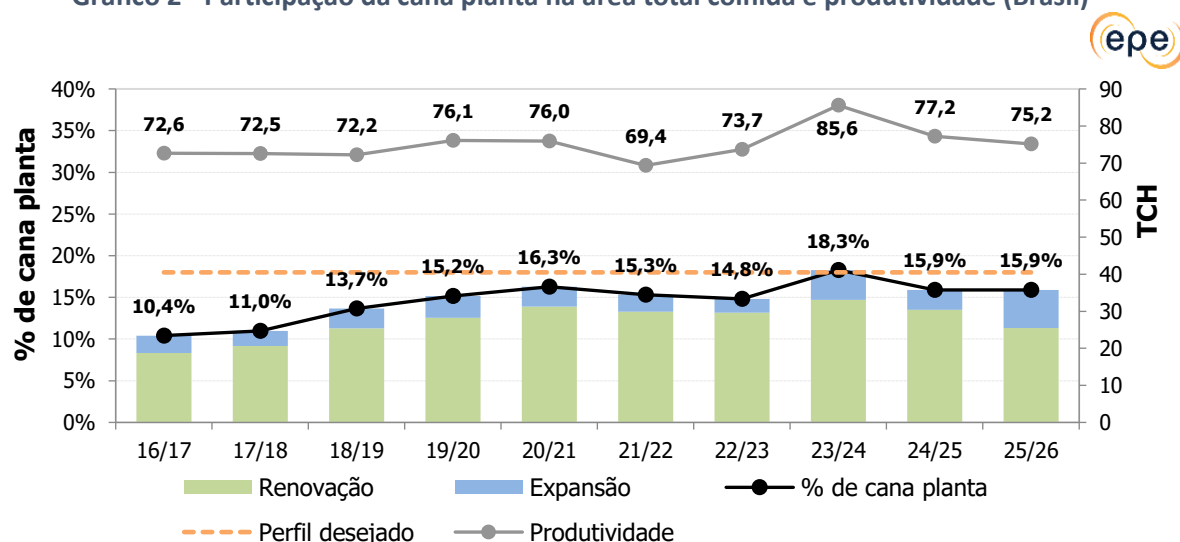
Produtividade Agrícola

A produtividade agrícola média do setor sucroenergético brasileiro na safra 2025/26 foi de 75,2 toneladas de cana por hectare (TCH), redução de 2,6% com relação à anterior, em decorrência de restrições hídricas, com irregularidades de chuvas e excesso de calor. A região Centro-Sul, que representou 92% da produção total, exibiu uma retração de 2,8% (76,9 ante 79,1 TCH), e o Norte-Nordeste, de 1,9% (60,5 ante 61,7 TCH) (CONAB, 2026a).

A avaliação do desempenho da produção sucroenergética requer também verificar como está distribuída a área de cultivo da cana, que é diferenciada em: reformada, em reforma, de expansão e de cana soca¹. A participação da cana planta² (cana planta/cana total) considerada ideal é de 18%, percentual relativo a uma renovação do canavial após cinco safras (UNICA, 2014, 2017).

O Gráfico 2 apresenta a evolução da participação da cana planta no total de cana colhida no Brasil, excluindo a área de cana em reforma (CONAB, 2026a, 2026b).

Gráfico 2 - Participação da cana planta na área total colhida e produtividade (Brasil)



Nota: As áreas de expansão e renovação foram estimadas com base nos anos anteriores.

Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026a, 2026b).

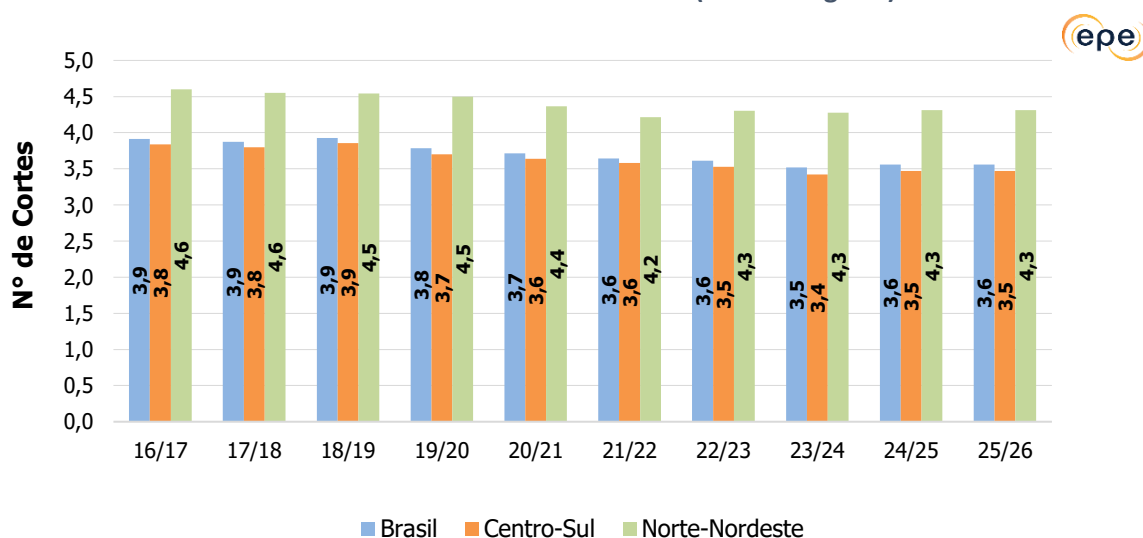
A participação de cana planta na cana total se elevava desde a safra 2017/18, entretanto, a partir de 2021/22 apresentou queda, se recuperando em 2023/24. Em 2024/25 e 2025/26, a sua participação no total de cana correspondeu a cerca de 16%, ainda assim sem alcançar o valor ideal (18%), observado somente na safra 2023/24.

¹ Área reformada é aquela recuperada no ano da safra anterior e que está disponível para colheita. Área em reforma é aquela que não será colhida, pois se encontra em período de recuperação para o replantio da cana ou outros usos. Área de expansão é a classe de lavouras de cana que, pela primeira vez, está disponível para colheita. Área de cana soca é aquela que já passou por mais de um corte.

² Área de cana planta equivale ao somatório das áreas reformada e de expansão.

A idade média³ do canavial brasileiro manteve o patamar observado nas últimas safras. No Gráfico 3, nota-se que esse indicador foi de 3,9 no período 2016/2017 a 2018/19. A partir de 2019/20 observou-se um comportamento de queda, seguida da manutenção em 3,6, desde 2021/2022. Evidencia-se também a acentuada diferença entre as regiões Norte-Nordeste e Centro-Sul.

Gráfico 3 - Idade média do canavial (Brasil e regiões)



Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026a, 2026b).

Para a safra 2026/27, a produtividade estimada pela CONAB é de 77,8 TCH, aumento de 3,4% em relação à 2025/26 (CONAB, 2026a).

Rendimento da Cana (ATR4/tc)

O rendimento da cana-de-açúcar na safra 2025/26 foi de 137,9 kg ATR/tc, com queda de 1,7% em relação à anterior (140,2 kg ATR/tc⁵), retornando ao patamar observado no período de 2023/24. Essa tendência foi influenciada pelo decréscimo de 2,3% no rendimento (137,8 kg ATR/tc) da região Centro-Sul e de 3,8% (127,0 kg ATR/tc) na região Norte/Nordeste. As condições climáticas, idade das lavouras, impurezas minerais e vegetais e a mecanização do plantio e da colheita da cana são os principais fatores que influenciam esse indicador (CONAB, 2026a; DATAGRO, 2026a).

Conforme indicado no Gráfico 4, na safra 2024/25, a mecanização da colheita no Brasil permaneceu em 92%. No Centro-Sul, a colheita mecanizada manteve-se em 99% e, no Nordeste, em 27%, desde o período anterior. Na região Norte, este indicador atingiu 100% em 2016/17, seguindo nesse patamar (CONAB, 2026a). A mecanização do plantio no Centro-Sul foi de 77%, 4% superior à safra anterior. A defasagem entre plantio e colheita foi de 22 p.p. (CTC, 2026).

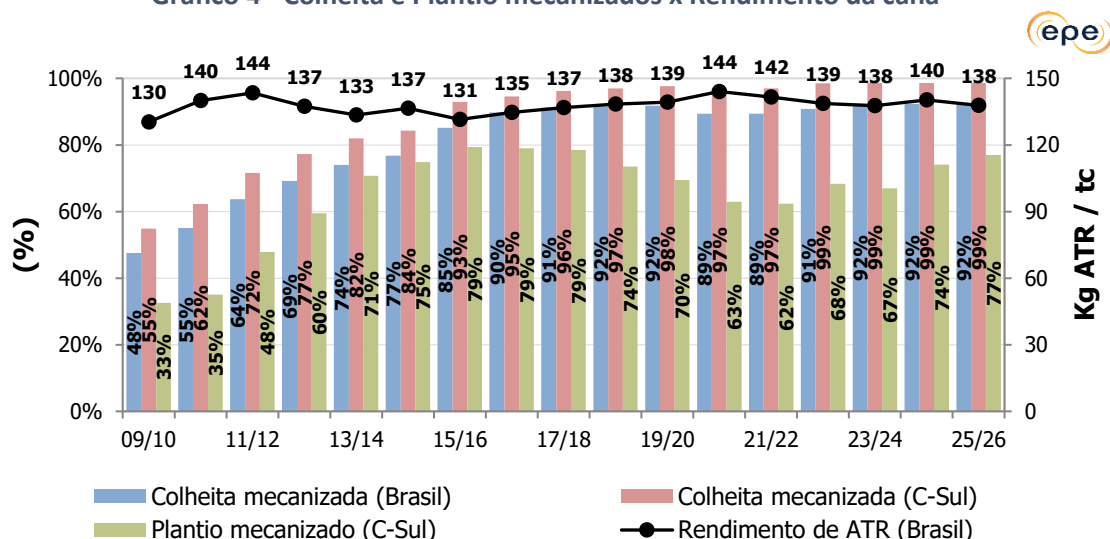
A mecanização da colheita no Centro-Sul foi um movimento acelerado, passando de 28% em 2007/08 para valores superiores a 90% da área em apenas 8 anos (2015/16). Nos últimos anos, o rendimento (ATR/tc) esteve em níveis similares aos observados no início desse processo.

³ Quanto maior for o estágio médio de corte (idade do canavial), menor será a área com cana mais nova e, consequentemente, menor a produtividade média, visto que essa decresce a cada corte.

⁴ Açúcares Totais Recuperáveis.

⁵ A partir da safra 2022/23, como o rendimento não está sendo publicado pela CONAB, a fonte foi alterada para DATAGRO.

Gráfico 4 - Colheita e Plantio mecanizados x Rendimento da cana



Nota: Os dados de colheita foram extraídos da (CONAB, 2026a), enquanto os de plantio foram obtidos de usinas associadas ao (CTC, 2026), que representam apenas uma parcela do setor sucroenergético, não incluindo fornecedores.

Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026a; CTC, 2026; DATAGRO, 2026a; UNICA, 2013, 2014, 2017).

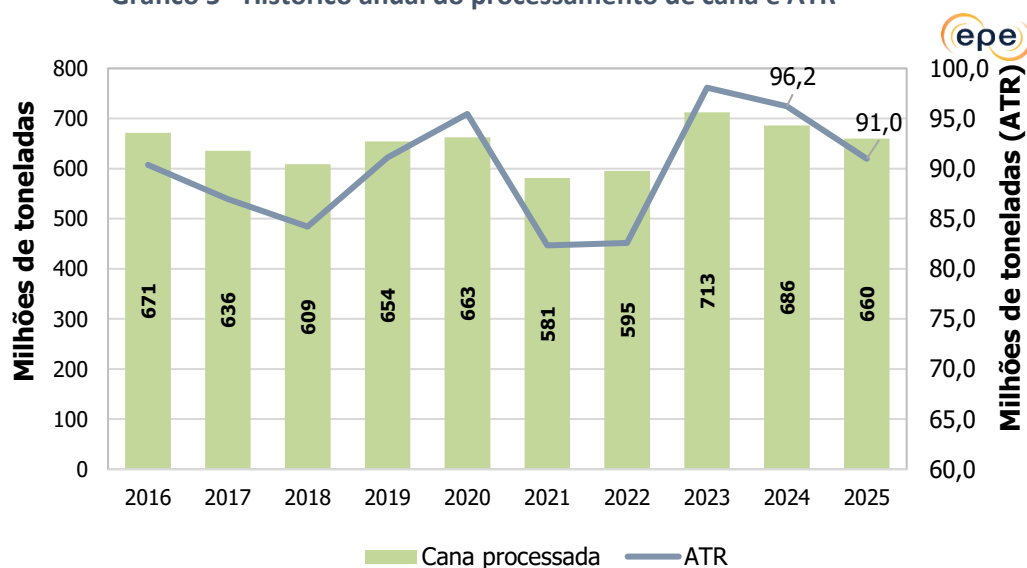
Na safra 2025/26, o teor de impurezas totais foi de 8,7% (aumento de 0,2 p.p. em relação à safra anterior). As impurezas vegetais aumentaram de 7,6% para 7,9%, e as impurezas minerais mantiveram-se quase sem alteração, crescendo de 0,90% para 0,94%.

Estima-se que o rendimento da safra 2026/27 para a região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção de etanol, será similar ao da safra passada.

1.2. Processamento da cana-de-açúcar

O total de cana processada atingiu 660 milhões de toneladas em 2025, 3,8% inferior a 2024, conforme apresentado no Gráfico 5, devido às condições climáticas durante o período de desenvolvimento das lavouras (MAPA, 2026a). O açúcar total recuperável (ATR) alcançou 91 milhões de toneladas, 5,4% inferior ao ano anterior.

Gráfico 5 - Histórico anual do processamento de cana e ATR



Fonte: EPE a partir de (MAPA, 2026a).

Pela ótica de ano safra, a cana processada em 2025/26 (673 Mtc) apresentou uma redução de 0,5% em relação ao período 2024/25 (677 Mtc) (CONAB, 2026a). Para a safra 2026/27, a produção estimada pela CONAB é de 709 Mtc, aumento de 5,3% em relação à 2024/25, que se aproxima do recorde observado em 2023/24 (CONAB, 2026a).

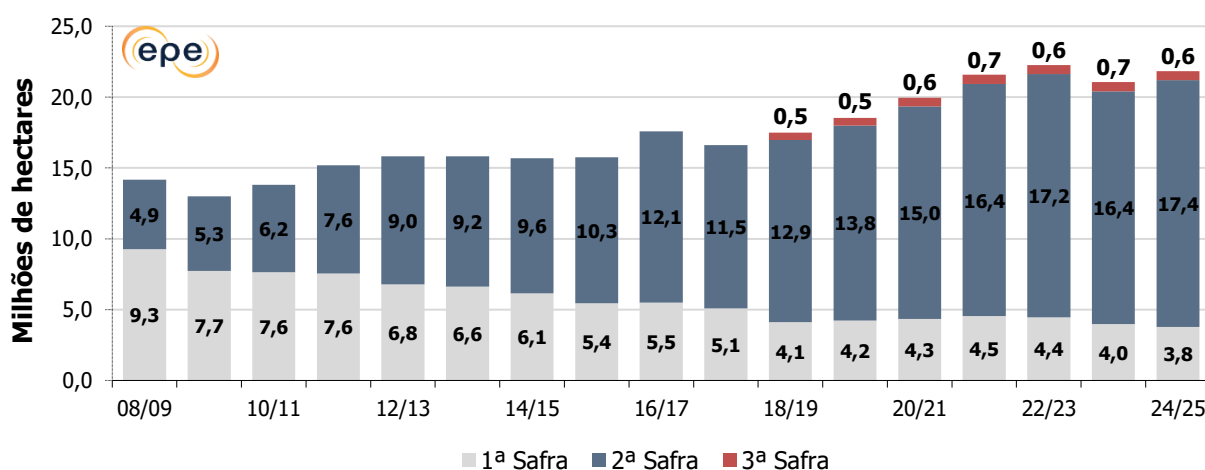
1.3. Área e Produtividade Agrícola do Milho

Área

Na safra 2024/25, a área total de plantio de milho, considerando primeira, segunda e terceira safras, foi de 21,8 milhões de hectares (Mha), aumento de 3,7% em relação ao período anterior. Houve diminuição da área de primeira safra, porém a produção de milho aumentou 8,6%, devido à maior produtividade. Já a área de milho de segunda safra exibiu crescimento. Quanto ao milho de terceira safra, o plantio é realizado em alguns estados da região Norte-Nordeste, em função das chuvas no período de cultivo (CONAB, 2026c).

O Gráfico 6 mostra a alteração das tendências entre as áreas de primeira e segunda safra. A técnica do Sistema de Plantio Direto entre soja e milho, em conjunto com o desenvolvimento de tecnologias para lavouras e cultivares mais adaptados aos estresses da segunda safra, permitiram postergar esse avanço para depois da colheita da soja, proporcionando maior atratividade econômica para essas culturas (EMBRAPA, 2015, 2021).

Gráfico 6 – Área de plantio de milho por safra (Brasil)



Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026c, 2026d).

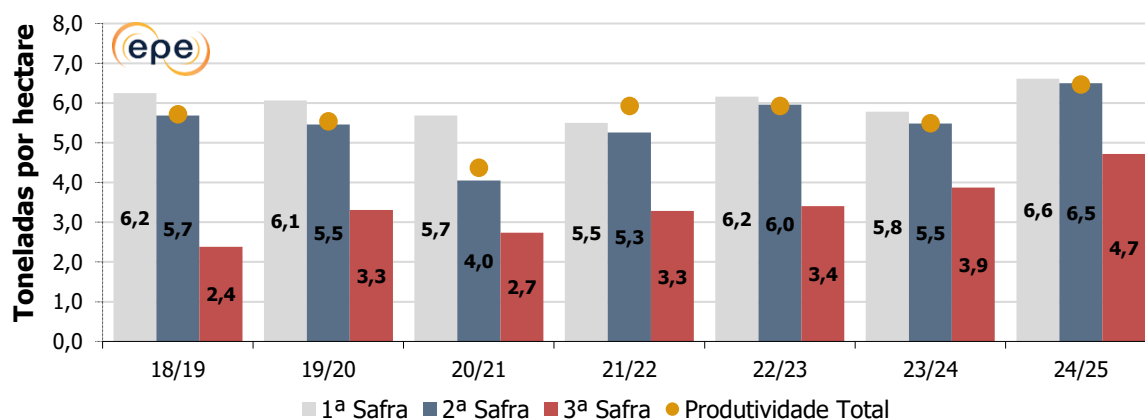
Para a safra 2025/2026, a CONAB estima um crescimento da área de plantio de primeira e segunda safra de, respectivamente, 8,8% e 2,1%, em função de preços mais favoráveis, ampliação da demanda internacional por milho brasileiro, devido aos pacotes tarifários impostos pelos EUA a outros países compradores, como a China, e continuidade do modelo produtivo soja-milho (CONAB, 2026c).

Produtividade Agrícola

Na safra de 2024/25, a produtividade agrícola do milho de primeira, segunda e terceira safra superou os valores obtidos anteriormente, conforme mostra o Gráfico 7, sendo que o de segunda safra apresentou aumento nos principais estados produtores, com recordes em alguns deles, como o Mato Grosso (7,6 toneladas por hectare), em razão de condições climáticas favoráveis, elevado nível tecnológico, uso de semente de alta qualidade, manejo eficiente no uso de fertilizantes e contenção de pragas (CONAB, 2026c).

A região Centro-Sul apresentou aumento de produtividade para o milho de primeira safra (20,9%) e segunda (19,2%) em relação à 2023/24, enquanto a região Norte/Nordeste registrou crescimento para a segunda (19,2%) e terceira (21,8%) safras (CONAB, 2026c). Os estados da Paraíba e de Minas Gerais registraram que parte da área destinada ao plantio de milho de segunda safra foi substituída pelo sorgo, mais resistente ao estresse hídrico, em consequência do veranico ocorrido no período correspondente ao cultivo (CONAB, 2026c; NOVACANA, 2026a).

Gráfico 7 – Produtividade de milho por safra (Brasil)



Fonte: (CONAB, 2026c, 2026d).

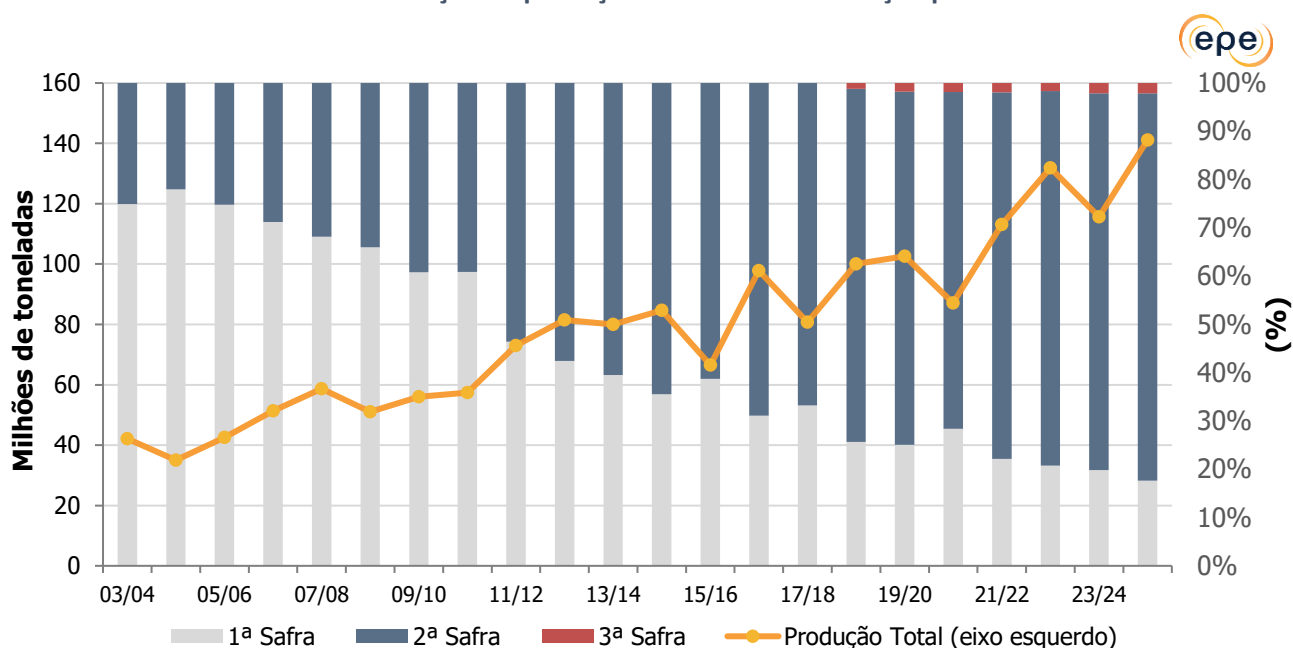
Para a safra 2025/26, a CONAB estima uma redução de produtividade para o milho de segunda safra de 6,1%, que, por sua vez, resultará em uma queda de produção (CONAB, 2026c).

1.4. Processamento de milho

A produção nacional de milho em 2025 (safra 2024/25⁶) atingiu nível recorde com 141,2 milhões de toneladas, aumento de 22% frente ao ano anterior (CONAB, 2026c). Esse resultado foi motivado pela elevada produtividade, aumento da área plantada de segunda safra e condições climáticas favoráveis (CONAB, 2026c). Desse montante, 80% foram produzidos em segunda safra, prática que vem se expandindo e substanciando o crescimento da oferta de milho no País, vide Gráfico 8. O estado do Mato Grosso alcançou 55,1 milhões de toneladas, o que representa 39,3% da produção total.

⁶ Períodos de plantio por safra: 1ª, de outubro a dezembro; 2ª, de janeiro a março; 3ª, de abril a junho. Períodos de colheita por safra: 1ª, de fevereiro a junho; 2ª, de maio a agosto; 3ª, de setembro a dezembro. O estado do Mato Grosso foi usado como referência.

Gráfico 8 - Evolução da produção de milho e distribuição por safra

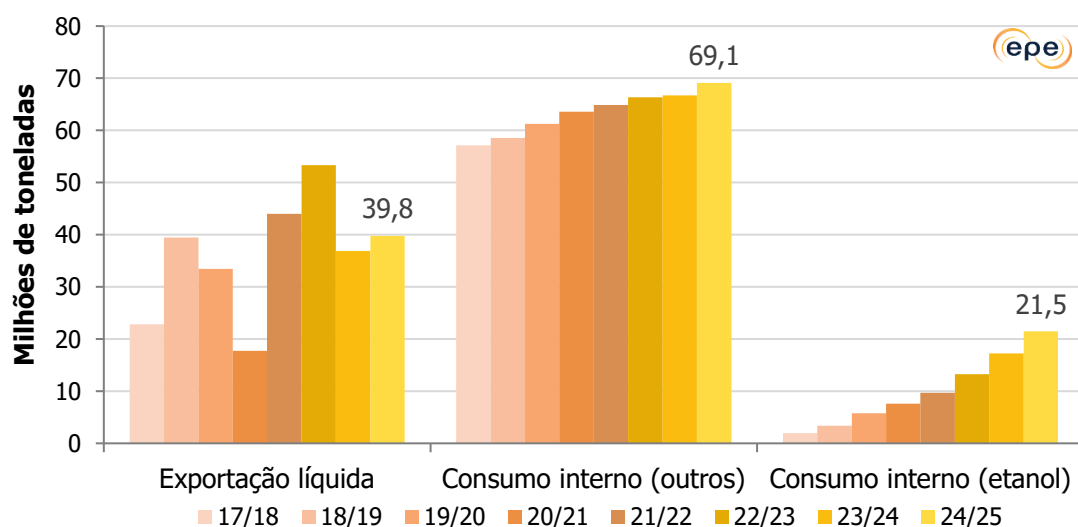


Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026c).

O consumo interno do grão foi de 91 milhões de toneladas, incluindo a parcela destinada à produção de etanol, que vem ganhando cada vez mais importância no setor energético. A exportação líquida foi de 39,8 milhões de toneladas, crescimento de 8%, diante do provável redirecionamento de demanda externa para o milho brasileiro em razão dos pacotes tarifários entre os Estados Unidos e países importadores do cereal, vide Gráfico 9.

A quantidade de milho processado para a produção de etanol mantém uma trajetória de expansão. De 3,4 milhões de toneladas em 2019, chegou-se a 21,5 milhões em 2025, o que representa 15% da produção e 24% do consumo interno do milho no ano (ANP, 2026a; CONAB, 2026c).

Gráfico 9 - Evolução da destinação do milho no Brasil

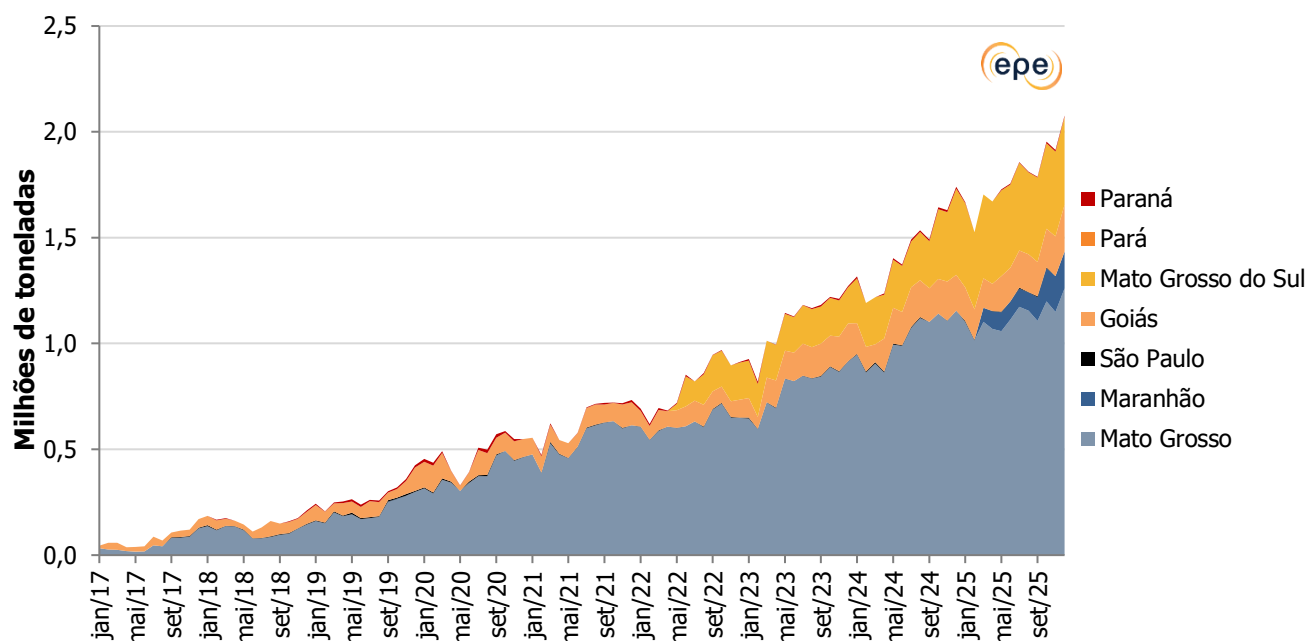


Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026c).

Durante 2025, foi alcançado o recorde mensal de 2,08 milhões de toneladas de milho destinadas à produção de etanol. O estado do Mato Grosso se mantém como destaque e respondeu por 63% do

processamento do grão para etanol no País, conforme observado no Gráfico 10. Os estados do Pará e Maranhão iniciaram a produção de etanol de milho com a ampliação de uma unidade industrial para o tipo *flex*⁷ (PA) e implantação de uma usina *full*⁸ (MA).

Gráfico 10 - Processamento mensal de milho para a produção de etanol, por unidade da federação



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026a).

Para a safra 2025/26, a CONAB estima uma produção total de milho de 139,6 milhões de toneladas, ligeira queda de 1,1% em relação à safra 2024/25, que foi beneficiada por condições climáticas notadamente favoráveis (CONAB, 2026c).

1.5. Preço do milho

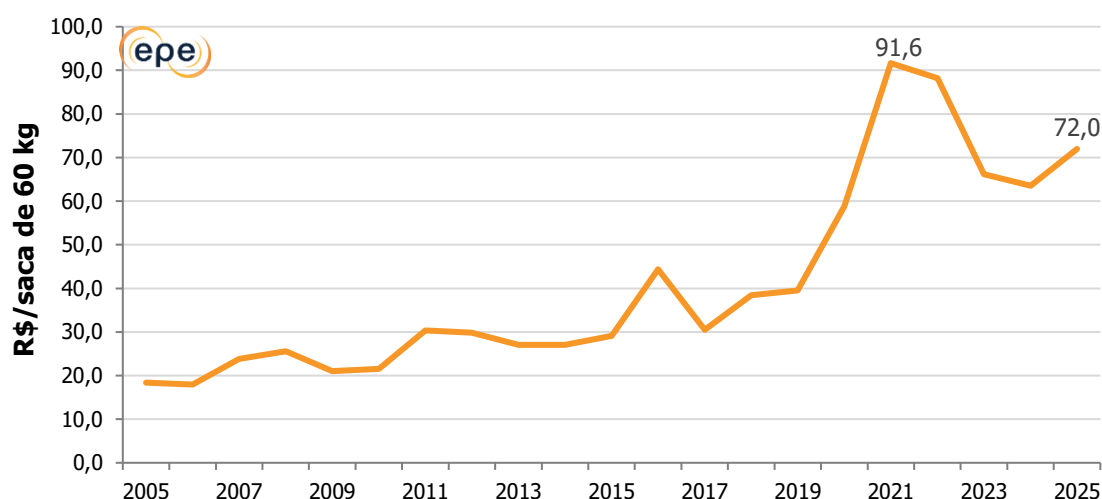
No que concerne aos preços médios anuais do milho por saca⁹ no Brasil, houve um aumento de 13,3% em relação a 2024, como observado no Gráfico 11. A manutenção de preços elevados nos últimos anos resulta do menor estoque interno, aumento do consumo de milho para a produção de etanol, demanda aquecida pela indústria de proteína animal, incremento da demanda internacional e estoques mundiais em níveis baixos ((CEPEA/ESALQ, 2026a; NOVACANA, 2025a, 2025b).

⁷ Flex: unidades que processam cana-de-açúcar e milho (ou outros grãos).

⁸ Full: unidades que operam exclusivamente com milho (ou outros grãos).

⁹ De 60kg.

Gráfico 11- Preço médio de milho total (Brasil)



Fonte: EPE a partir de (CEPEA/ESALQ, 2026a).

1.6. Coprodutos do processamento de milho

Em 2025, estima-se que os coprodutos obtidos na produção de etanol do milho tenham totalizado 4,6 milhões de toneladas de DDGS (*Dried Distilled Grains with Solubles*) e 0,41 milhão de toneladas¹⁰ de óleo.

As exportações desse produto tiveram início em 2022 e atingiram 880 mil toneladas em 2025 comercializados com 25 países, o que representa um aumento de 9,8% em relação a 2024. Em maio de 2025, a assinatura do protocolo bilateral permitiu a abertura do mercado chinês ao DDG brasileiro, habilitando 13 estabelecimentos. No entanto, as exportações só foram efetuadas a partir de 2026 (NOVACANA, 2026b, 2026c).

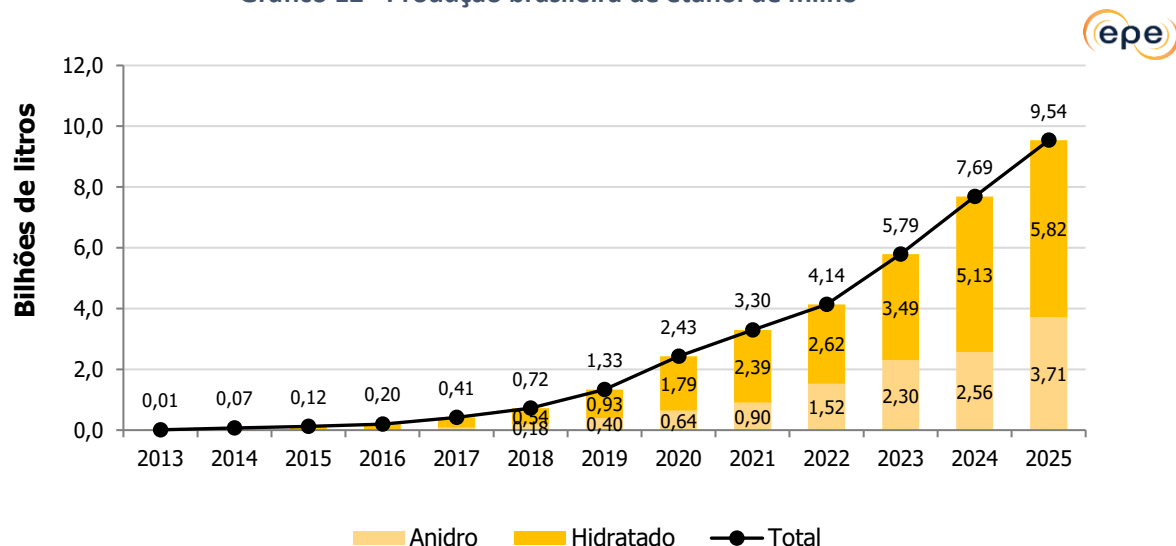
O DDGS é usado para complemento de rações animais e o óleo para consumo humano e uso industrial, inclusive para a produção de biodiesel. A intensificação da pecuária brasileira também potencializa a capacidade de absorção de DDGS pelo mercado nacional. A margem com os coprodutos varia e pode representar 25% do total obtido com o processamento do milho nas usinas produtoras de etanol.

1.7. Produção de etanol total

O etanol proveniente do milho continua apresentando um crescimento expressivo, com uma produção que atingiu 9,5 bilhões de litros em 2025, 24% superior a 2024, conforme Gráfico 12 (MAPA, 2026a). A maioria das usinas concentra-se no estado do Mato Grosso (detalhes no Capítulo 4) (ANP, 2026a).

¹⁰ Adotou-se o fator de 0,212 toneladas de DDGS/tonelada de milho e 0,019 tonelada de óleo/tonelada de milho (UNEM, 2026).

Gráfico 12 - Produção brasileira de etanol de milho

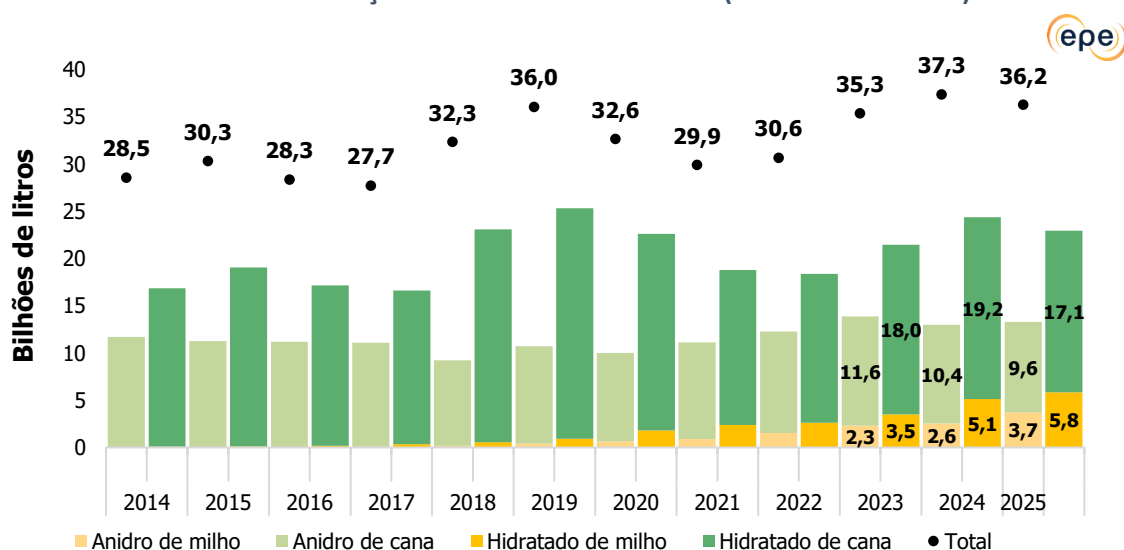


Fonte: EPE a partir de (MAPA, 2026a; UNICA, 2026).

Sob a ótica de ano safra da cana, o valor registrado em 2025/26 foi de 10,2 bilhões de litros. As estimativas para a próxima safra indicam que a produção de etanol a partir do grão será de 11,4 bilhões de litros, um crescimento de 12,3%, reafirmando seu potencial dentro do portfólio de opções para o setor de biocombustíveis e para a matriz energética brasileira (CONAB, 2026b).

Em 2025, a produção do etanol a partir da cana-de-açúcar foi de 26,7 bilhões de litros, que, somada à participação do biocombustível oriundo do milho totaliza 36,2 bilhões de litros, divididos em 22,9 bilhões de hidratado (redução de 5,8%) e 13,3 bilhões de anidro (crescimento de 2,5%). Assim, o volume total produzido foi 2,9% inferior a 2024, e figura como o segundo maior valor da série histórica, conforme ilustra o Gráfico 13 (MAPA, 2026a). Desse total, o etanol de milho correspondeu a 26%.

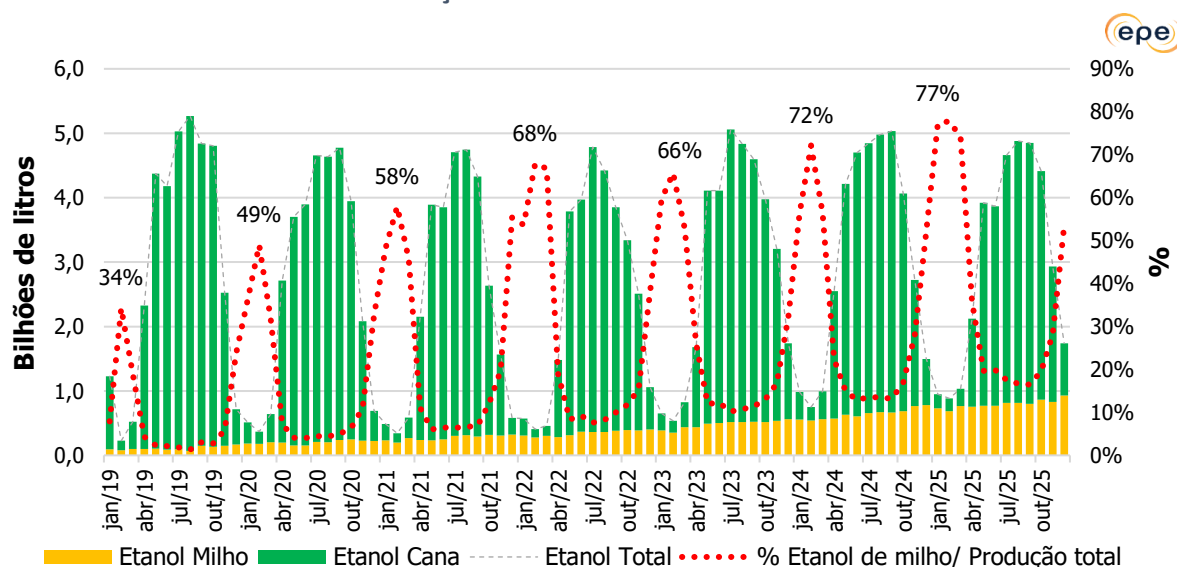
Gráfico 13 - Produção brasileira de etanol total (da cana e do milho)



Fonte: EPE a partir de (MAPA, 2026a; UNICA, 2026).

A partir do Gráfico 14 é possível observar o gradual aumento da produção do etanol de milho e sua importância na entressafra da cana-de-açúcar da região Centro-Sul (dezembro a março). Entre 2019 e 2025, sua participação saltou de 34% da produção total para 77%.

Gráfico 14 - Produção mensal de etanol de cana e de milho



Fonte: EPE a partir de (MAPA, 2026a).

De forma geral, ao longo de 2025, os preços do açúcar no mercado internacional reduziram, propiciando maior destinação do ATR para a produção de etanol, tendência que deve se manter nesse ciclo. Por sua vez, o etanol de milho continua fornecendo o suporte necessário à oferta desse biocombustível durante todo o ano, principalmente na entressafra, o que favorece sua competitividade.

A produção de etanol para outros usos totalizou 1,0 bilhão de litros, 12,6% inferior a 2024 (EPE, 2026a). O etanol hidratado corresponde à maior parte e sua principal aplicação é como antisséptico.

Estoque de etanol

O Gráfico 15 apresenta o histórico da variação de estoque físico¹¹ mensal de etanol declarado ao MAPA. Pode-se observar que o estoque de passagem¹², em 31 de dezembro de 2025, foi de 7,4 bilhões de litros de etanol (20,0% inferior a dezembro de 2024). Destes, 3,1 bilhões foram de etanol anidro, o que correspondeu a uma redução de 17,3%, e 4,2 bilhões de litros de hidratado (queda de 21,9% nos estoques) (MAPA, 2026a). Cabe adicionar que, em 2024, os estoques de etanol (anidro e hidratado) estiveram elevados e contribuíram para a competitividade do hidratado em relação à gasolina C durante todo o ano, e que em 2025, retornaram aos patamares observados em anos anteriores.

¹¹ Estoque físico corresponde ao volume real armazenado nos tanques da unidade produtora, inclusive o volume já vendido e não retirado.

¹² Estoque de passagem corresponde ao armazenado nos tanques da unidade produtora no fim do ano civil.

Gráfico 15 - Evolução mensal do estoque físico de etanol



Fonte: EPE a partir de (MAPA, 2026a).

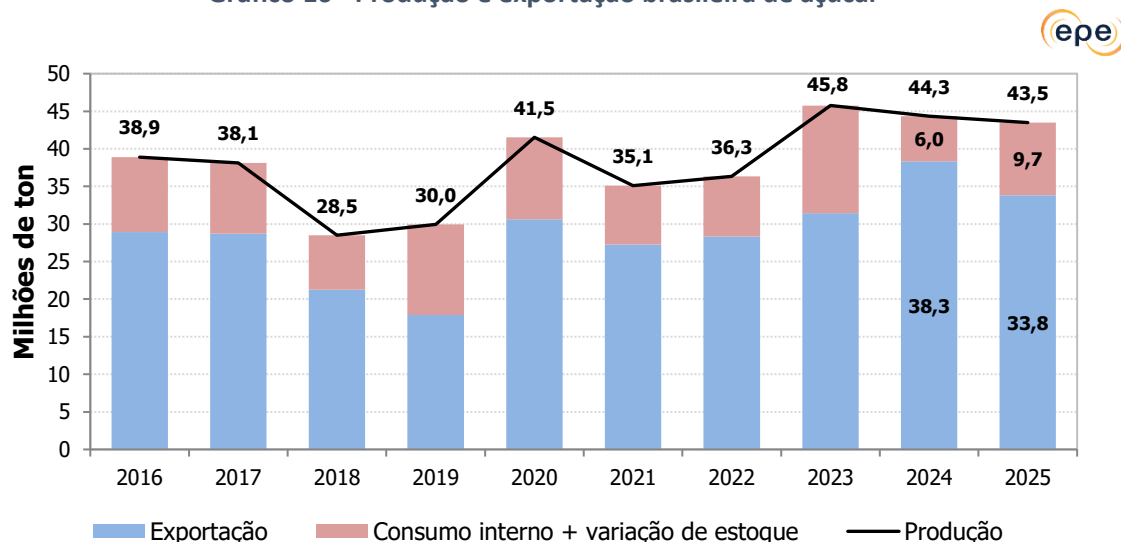
As regras vigentes relativas ao estoque obrigatório de etanol anidro são estabelecidas pela Resolução ANP nº 946, de 05 de outubro de 2023 (ANP, 2023). De acordo com esta, o estoque mínimo obrigatório de anidro para o etanol produzido pelas usinas é de 25% e de 4%, em 31 de janeiro e em 31 de março de cada ano, respectivamente, em relação ao total comercializado no ano civil anterior. Para as distribuidoras é de 10 dias de comercialização, estando a ANP autorizada a determinar a extensão para 15 dias, caso haja necessidade para fins de abastecimento durante a entressafra. O estoque disponível de etanol anidro observado em 31 de março de 2025 nas usinas foi de 1,2 bilhão de litros, o que atende ao estipulado pela ANP.

Em 2025, o volume total do biocombustível (hidratado e anidro) consumido foi 4,1% superior ao observado em 2024, verificando-se um crescimento de 15,0% do anidro, devido ao aumento do teor na gasolina C de 27% para 30%, e redução de 1,6% do etanol hidratado, pontos que serão analisados em detalhe no Item 2 deste estudo (EPE, 2026a; MAPA, 2026a).

1.8. Produção de açúcar

Em 2025, a produção brasileira de açúcar atingiu 43,5 milhões de toneladas (1,9% inferior a 2024). As exportações totalizaram 33,8 milhões de toneladas, redução de 11,8% e, mesmo assim, o segundo maior valor da série histórica, enquanto a componente “consumo interno + variação de estoques” apresentou um aumento de 3,7 milhões, conforme ilustrado no Gráfico 16 (MAPA, 2026a).

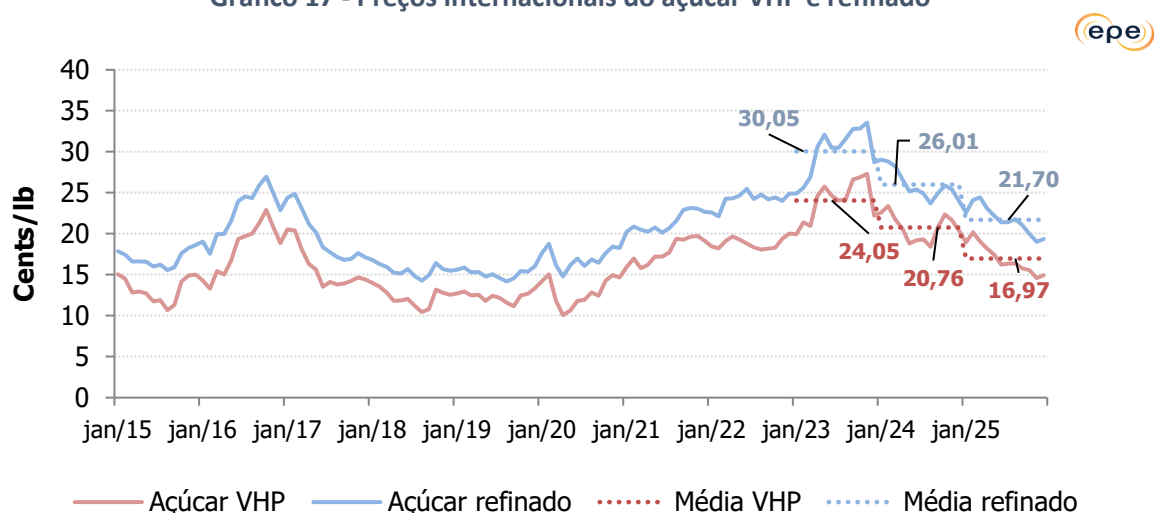
Gráfico 16 - Produção e exportação brasileira de açúcar



Fonte: EPE a partir de (MAPA, 2026a).

No que concerne aos preços médios do açúcar VHP e refinado, houve uma redução, respectivamente de 18,3% e 16,6%, em relação ao ano de 2024, como observado no Gráfico 17, se aproximando de valores observados em 2020, após um longo período de valorização. Entre janeiro e dezembro de 2025, as cotações do VHP e refinado diminuirão 21,2% e 14,4%, respectivamente, apresentando alguma oscilação durante o período. A redução de preços é consequência da elevação dos estoques mundiais (USDA, 2026a).

Gráfico 17 - Preços internacionais do açúcar VHP e refinado



Nota: Açúcar VHP: Contrato nº 11; Açúcar Refinado: Contrato nº 5.

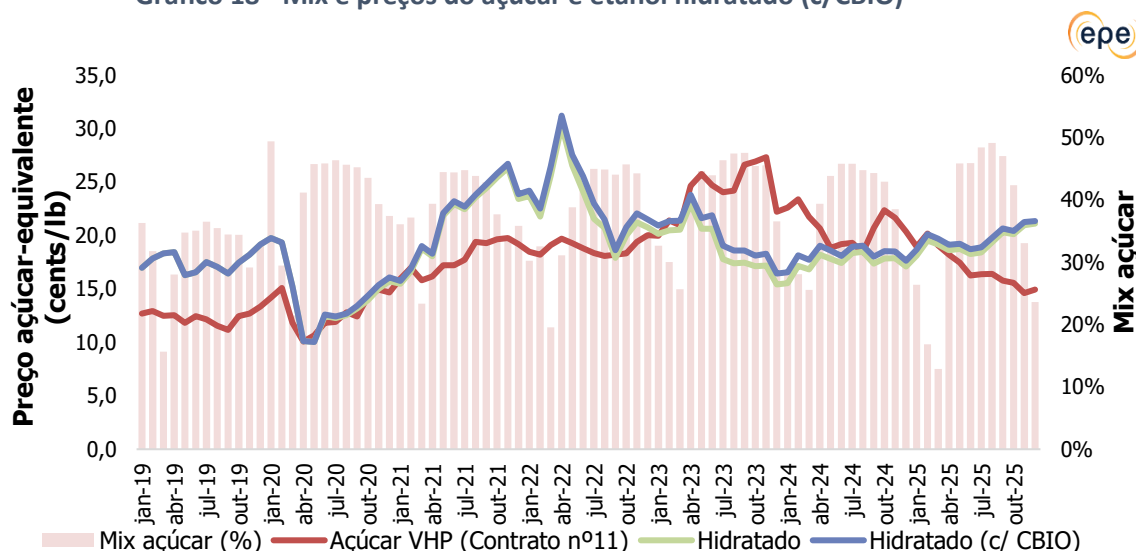
Fonte: EPE a partir de (USDA, 2026a).

O balanço mundial de oferta e demanda de açúcar apresenta *déficit* desde a safra 2019/20¹³, com a relação estoque/consumo acima de 40% nos últimos ciclos. A partir de 2020, houve um direcionamento do *mix* para a produção do adoçante, acompanhando o crescimento do preço do açúcar no mercado internacional. Em 2024, houve uma redução do distanciamento do preço da *commodity* em relação ao do etanol hidratado, que por fim teve uma maior valorização ao longo de 2025, invertendo a tendência dos últimos períodos, resultando em mais de 6 cents/lb de diferença

¹³ À exceção da safra 2021/22, quando houve um *superávit*.

em dezembro. A variação dos preços de mercado do açúcar e do etanol (com e sem a contribuição do CBIO) é apresentada no Gráfico 18.

Gráfico 18 - Mix e preços do açúcar e etanol hidratado (c/CBIO)



Nota 1: O preço do etanol hidratado refere-se ao valor no mercado interno (São Paulo), conforme (CEPEA/ESALQ, 2026b)

Nota: Para determinar o valor adicionado pelo CBIO, considerou-se o valor financeiro e quantidade negociada em cada mês, um volume elegível de cerca de 90% e a NEEA média dos meses de junho de 2023, 2024 e 2025, que foi acrescentado ao preço do etanol hidratado na usina (São Paulo).

Fonte: EPE a partir de (BC, 2026; CEPEA/ESALQ, 2026b; EPE, 2026a; MAPA, 2026a; UDOP, 2024; USDA, 2026a).

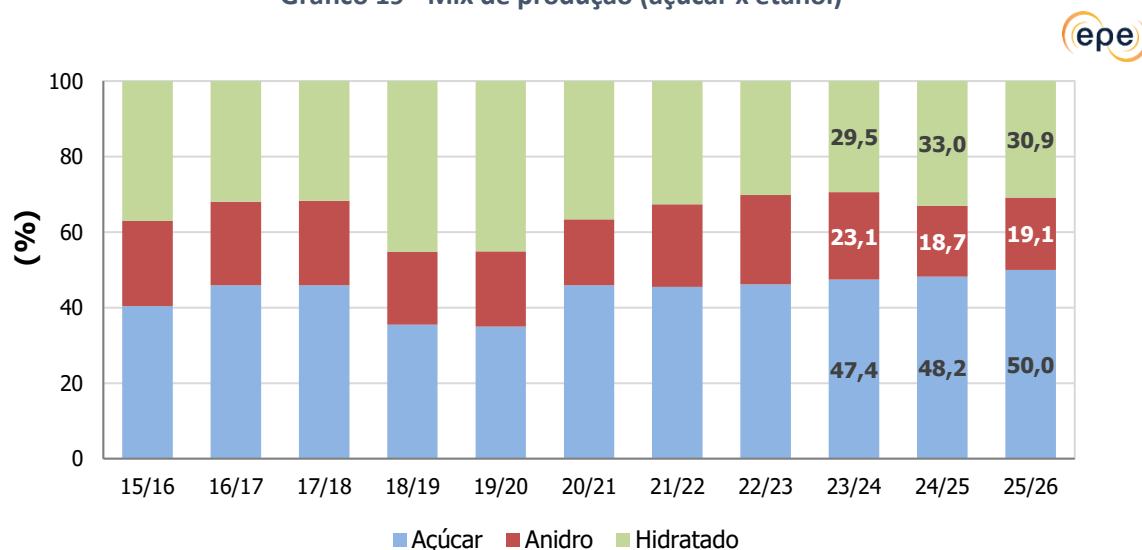
A safra mundial 2024/25 teve um *déficit* no balanço de oferta/demanda, de 6 milhões de toneladas de açúcar, com a relação estoque/consumo em 40%. Para a safra 2025/26, a expectativa é de um pequeno *superávit* de menos de 1 milhão de toneladas e uma relação em torno de 41%. As perspectivas para a próxima safra (2026/27) são de *déficit*, com base nas perspectivas de produção de importantes produtores, como Brasil, Tailândia, Índia e União Europeia (DATAGRO, 2026b).

1.9. Mix de produção

Em 2025, o percentual de ATR¹⁴ destinado à produção do etanol foi de 50%, 1,8 p.p. inferior ao observado em 2024, conforme mostra o Gráfico 19. A destinação para a produção de açúcar atingiu 50%, o maior valor de todo o período analisado. Note-se que as usinas brasileiras, em geral, têm destinado a maior parte do ATR para o etanol em todo o período analisado.

¹⁴ A partir da safra 2023/2024, o *mix* de produção foi calculado pela indisponibilidade de dados no Levantamento da Cana da CONAB.

Gráfico 19 - Mix de produção (açúcar x etanol)



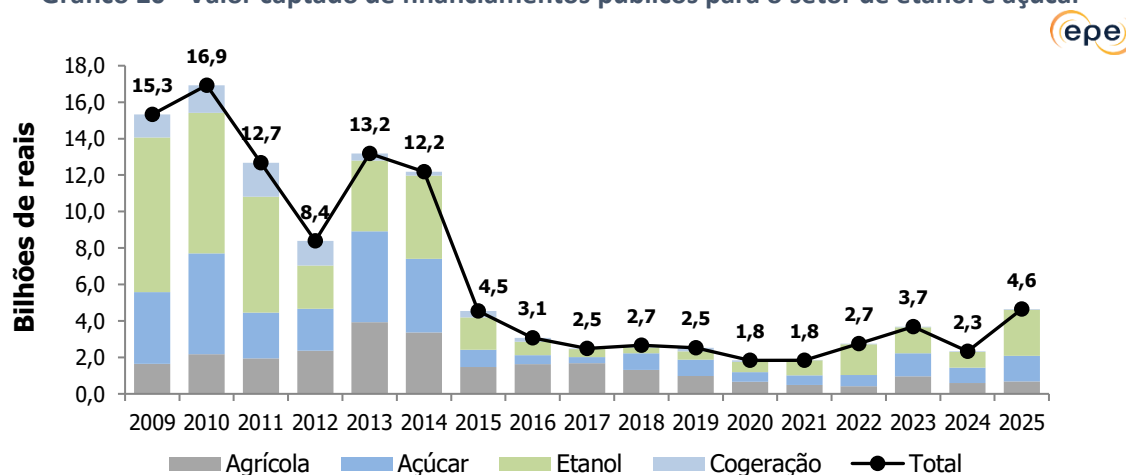
Fonte: EPE a partir de (CONAB, 2026b; DATAGRO, 2026a).

1.10. Programas de Financiamento

O BNDES dispõe de diversas linhas de financiamento para os setores de produção de etanol e açúcar, como o RenovaBio, Finem, Finame, Fundo Clima e Prorenova.

O Gráfico 20 apresenta o valor total¹⁵ contratado (constante, em reais de 2025) pelo setor de etanol e açúcar com o BNDES, incluindo a parte agrícola da cana. Em 2025, os investimentos totais, via BNDES, alcançaram R\$ 4,6 bilhões, praticamente o dobro de 2024. Note-se que este montante equivale a 30% do ápice histórico do investimento no setor, em 2010, com a cifra de R\$ 16,9 bilhões. Grande parte dos investimentos está relacionado com o setor de etanol de milho.

Gráfico 20 - Valor captado de financiamentos públicos para o setor de etanol e açúcar



Nota: O setor de etanol compreende o uso de cana, milho e outros grãos/cereais como matérias-primas.

Fonte: EPE a partir de (BNDES, 2026).

¹⁵ Os desembolsos relacionados à cogeração serão detalhados no Capítulo 5.

O montante indicado anteriormente contempla ainda os valores do BNDES RenovaBio, lançado em 2020, que é voltado para melhorias da eficiência energético-ambiental e da certificação da produção de unidades produtoras de biocombustíveis. As empresas que apresentarem melhoria do indicador “litros/CBIO” de, ao menos, metade da meta correspondente, obterão redução da taxa básica de juros do Banco. A dotação orçamentária inicial era de R\$ 2 bilhões e foi ampliada para R\$ 3,5 bilhões a fim de atender à demanda do setor de biocombustíveis por crédito Ambiental, Social e Governança (ASG) até o final de 2024, sendo que R\$ 1,5 bilhão já foi aprovado (BNDES, 2024a).

Em outra ação para o setor de biocombustíveis, o Ministério de Minas e Energia (MME) aprovou a emissão de debêntures incentivadas, relacionadas aos projetos de investimentos, por meio da Portaria nº 252, de 17 de junho de 2019 (MME, 2019), de modo que as empresas podiam captar recursos em mercado de capitais para investir, por exemplo, em renovação de canaviais e em suas instalações industriais. Desde dezembro de 2024, houve a substituição pela Portaria nº 93, incluindo projetos de investimento em infraestrutura que visem à implantação, ampliação, recuperação, adequação, ou modernização da produção de biocombustíveis e biogás, exceto a fase agrícola (MME, 2024). Até o final de 2025, o setor de bioenergia captou 23,1 bilhões provenientes da oferta de debêntures incentivadas e de infraestrutura no mercado primário, sendo 7,0 bilhões obtidos durante o ano de 2025. No primeiro trimestre de 2026, já foram captados 1,8 bilhão por esse mesmo setor (ANBIMA DATA, 2026).

2. Demanda do Ciclo Otto

A demanda total de energia dos veículos leves do ciclo Otto em 2025 foi de 63,9 bilhões de litros de gasolina equivalente (EPE, 2026a). Esse resultado representa um aumento de 4,6% em relação ao ano anterior e reforça a tendência de expansão observada desde 2021.

Quanto ao licenciamento de veículos leves, registrou-se o terceiro ano consecutivo de crescimento, com aumento de 2,5% nas vendas de veículos novos, embora em ritmo inferior ao observado no período anterior. O mercado de motocicletas, por sua vez, alcançou mais um recorde de licenciamentos, com crescimento de 17%, acumulando cinco anos consecutivos de expansão e evidenciando a crescente participação desse segmento na mobilidade do País.

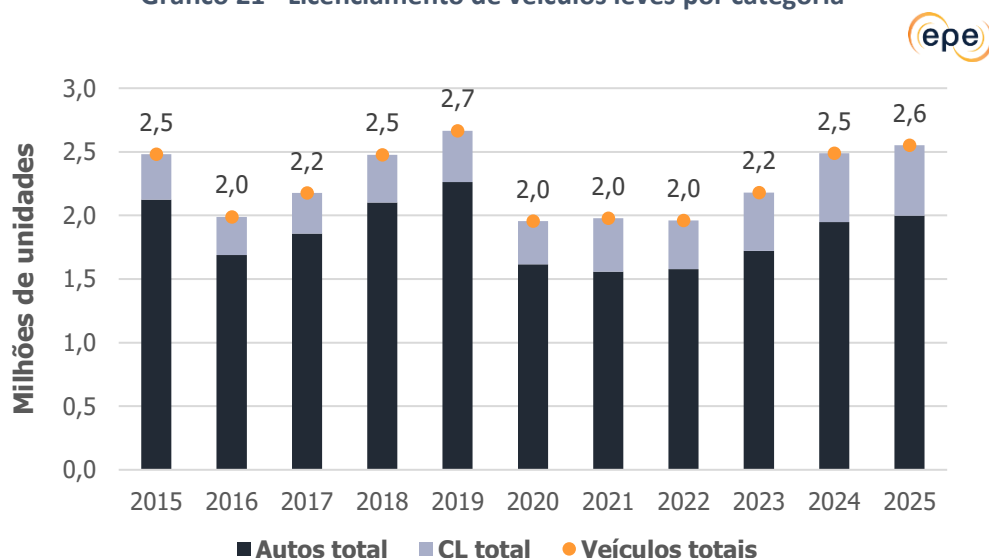
A matriz de transportes brasileira manteve elevado grau de renovabilidade no último ano, reforçado por marcos regulatórios como a Lei do Combustível do Futuro, que ampliou os limites máximos do teor de biodiesel adicionado ao diesel e do teor de etanol anidro incorporado à gasolina (BRASIL, 2024a). Nesse cenário, o etanol hidratado respondeu por 25,4% da demanda de combustíveis líquidos nos veículos leves em 2025, enquanto a participação total do etanol foi de aproximadamente 48%, representando um aumento de 4,2% em relação ao ano anterior. De modo geral, estima-se que a matriz de transportes foi 26% renovável em 2025, mantendo-se acima de 20% desde 2015 (EPE, 2026a).

Neste capítulo serão detalhados o licenciamento de veículos leves do ciclo Otto, motocicletas e veículos eletrificados, assim como a frota circulante estimada, a demanda de combustíveis gerada por essa frota e os principais vetores econômicos e regulatórios do período.

2.1. Licenciamento e frota de veículos leves e motos

Em 2025, foram licenciados 2,55 milhões de veículos leves novos no Brasil, representando um crescimento de 2,6% em relação ao ano anterior e o segundo maior volume de vendas da última década, atrás apenas de 2019, conforme indicado no Gráfico 21 (ANFAVEA, 2026a). O mercado brasileiro de veículos leves ocupou a 6ª posição no global de volume de vendas, figurando na 9ª posição em termos de crescimento relativo no período 2024-2025 (FENABRAVE, 2026).

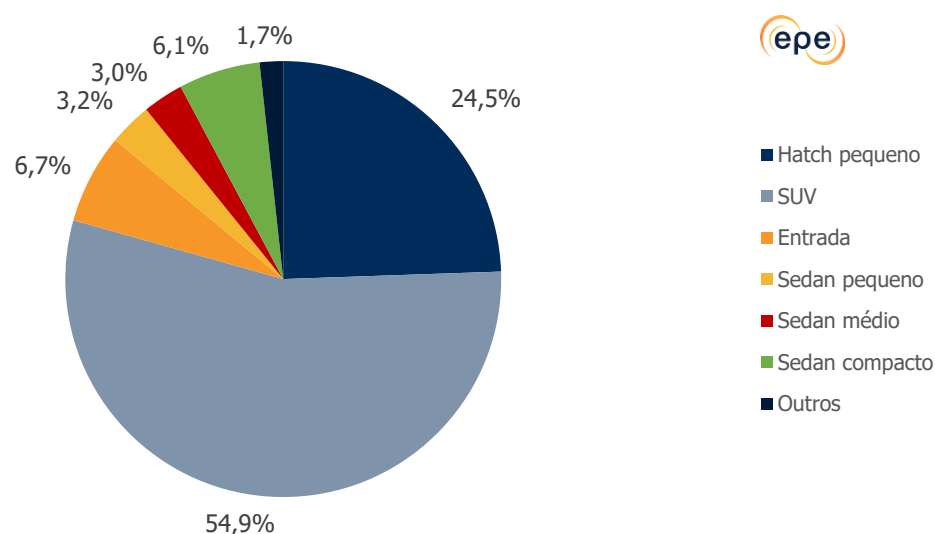
Gráfico 21 - Licenciamento de veículos leves por categoria



Fonte: Elaboração própria a partir de (ANFAVEA, 2026a).

Do total de licenciamentos de veículos leves, 78,3% corresponderam a automóveis e 21,7% a comerciais leves. Na desagregação por combustível, os veículos *flex fuel* mantiveram-se como categoria majoritária, respondendo por 74,3% dos licenciamentos, embora tenham registrado queda de 3,5% nas vendas — terceiro ano consecutivo de redução de participação no total licenciado. Os veículos movidos a diesel e a gasolina representaram 10% e 4,5% dos licenciamentos, respectivamente. Já os veículos eletrificados – híbrido (HEV), híbridos *flex* (HEV Flex), híbridos *plug-in* (PHEV) e elétricos a bateria (BEV) – somaram 8,8% das vendas, sendo a categoria que apresentou o maior crescimento, com aumento de 39% nos licenciamentos em relação a 2024. O perfil tecnológico conta ainda com 2,4% de veículos que contêm uma pequena unidade elétrica, os híbridos leves (MHEV - *Mild Hybrid Electric Vehicle*) (ANFAVEA, 2026a, 2026b). Em relação ao porte, aproximadamente 55% dos veículos leves comercializados em 2025 foram SUVs, seguidos por modelos *hatch* pequenos com cerca de 25%, conforme ilustrado no Gráfico 22 (FENABRAVE, 2026).

Gráfico 22 – Licenciamento de automóveis por porte em 2025



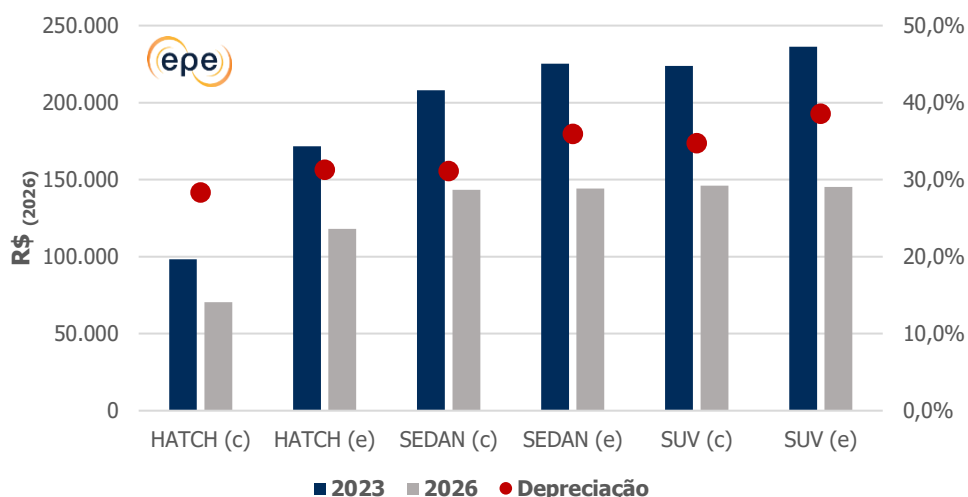
Fonte: Elaboração própria a partir de (FENABRAVE, 2026).

No que diz respeito ao licenciamento de veículos novos por segmento de comprador, as locadoras vêm ampliando continuamente sua relevância no mercado de mobilidade. Esse movimento reflete a crescente adesão dos consumidores ao modelo de carro por assinatura, atraídos pela relação custo-benefício dessa modalidade (AUTODATA, 2025a). Em 2025, as empresas locadoras licenciaram 629 mil veículos leves, representando 24,6% do licenciamento total do segmento. Embora esse volume tenha sido 3,1% inferior ao registrado em 2024, destaca-se o crescimento de 159,3% dos veículos eletrificados nas compras das locadoras. Dessa forma, a frota de veículos leves dessas empresas cresceu 6% em relação ao ano anterior, alcançando 1,7 milhão de unidades (ABLA, 2026).

O mercado de veículos leves usados teve crescimento de 17% em relação a 2024, alcançando a venda de 13,66 milhões de automóveis e comerciais leves (FENAUTO, 2026). Dessa forma, os veículos usados representaram 84,3% das vendas totais (novos + usados). Para cada automóvel novo vendido, foram comercializados cerca de 6 usados; para comerciais leves essa proporção foi de aproximadamente 4. Além dos veículos leves, também foram vendidas 4 milhões de motos usadas, um aumento de 15,3% em relação ao ano anterior (FENAUTO, 2026). A maior participação dos veículos usados nas vendas pode ser explicada por fatores como a ampla disponibilidade de modelos e preços nesse mercado, além do aumento no preço dos veículos novos, impulsionado pela inflação, pelas melhorias tecnológicas, entre outros fatores.

Por outro lado, o mercado de veículos eletrificados usados tende a ser menos atrativo, uma vez que esses modelos apresentam desvalorização mais acelerada em comparação com seus equivalentes a combustão interna, conforme apresentado no Gráfico 23, para diferentes categorias de automóveis. Ao se observarem modelos vendidos com 3 anos de uso, os veículos convencionais apresentaram depreciação média de 31%, enquanto nos eletrificados esse percentual alcança 35%. Essa depreciação é ainda mais expressiva nos veículos de maior porte, como os SUVs. A maior desvalorização observada para veículos eletrificados é impulsionada por fatores como a degradação da bateria e a disponibilidade ainda limitada de infraestrutura de recarga¹⁶, que afetam diretamente os requisitos de autonomia dos consumidores e sua consequente decisão de aquisição. Além disso, rápidos avanços tecnológicos e a crescente concorrência nesse mercado intensificam esse processo (BV, 2026).

Gráfico 23 - Depreciação dos veículos: convencionais (c) vs eletrificados (e)

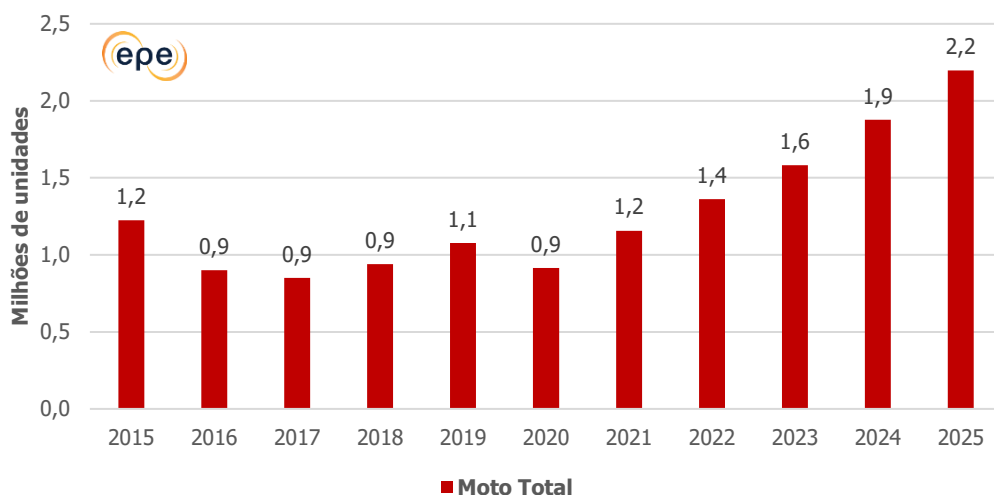


Nota: Os modelos considerados para as categorias hatch, sedan e SUV foram, respectivamente (c/e): VW Polo/BYD Dolphin, Toyota Corolla Flex/Toyota Corolla Hybrid e Toyota Corolla Cross Flex/Toyota Corolla Cross Hybrid.
Fonte: Elaborado a partir de (ABVE, 2026a; FENABRAVE, 2024; FIPE, 2026).

Em relação às motocicletas, o mercado vem apresentando crescimento contínuo no período pós-pandemia. Em 2025, foram licenciadas aproximadamente 2,2 milhões de unidades, estabelecendo um recorde histórico de vendas no setor e um crescimento de 17% em relação a 2024 (ABRACICLO, 2026). A crescente demanda por motocicletas pode ser explicada por características próprias desses veículos, tais como menor custo de aquisição, baixo custo de manutenção, economia de combustível e flexibilidade como meio de transporte (AUTODATA, 2026b). Dessa forma, as motocicletas encontram amplo mercado na mobilidade, seja como meio de transporte pessoal, seja como instrumento de trabalho, este último impulsionado pelo crescimento do comércio eletrônico e dos serviços de entrega.

¹⁶ Inclui a quantidade de eletropostos e a capacidade dos carregadores: lentos, rápidos e ultrarrápidos.

Gráfico 24 - Licenciamento de motocicletas



Fonte: Elaboração própria a partir de (ABRACICLO, 2026).

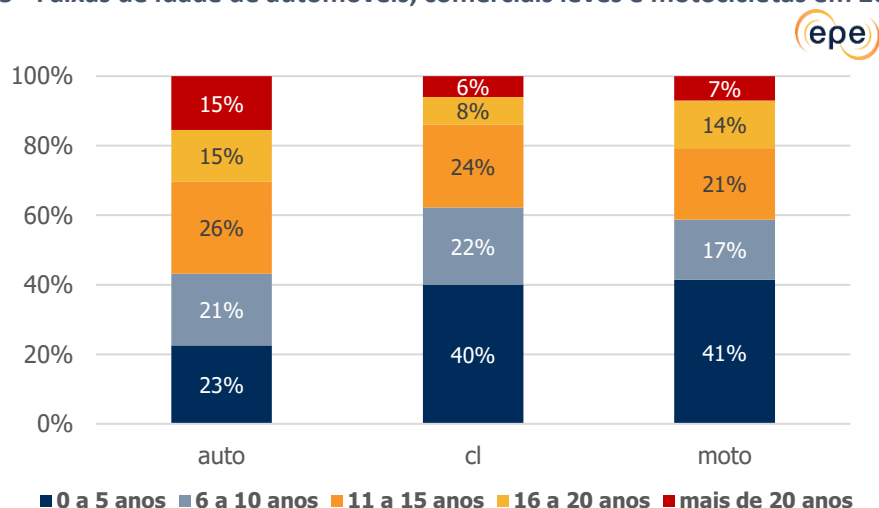
O transporte motorizado individual tem grande representatividade: 22,6 milhões de pessoas utilizam automóvel (32,3%) e 11,4 milhões utilizam motocicleta (16,4%), de acordo com os dados de deslocamentos para trabalho e estudo obtidos através do Censo Demográfico 2022. Em contrapartida, os meios de transporte coletivos respondem por 25% dessas categorias de deslocamentos, distribuídos entre ônibus (21,4%), trens e metrô (1,6%), vans (1,4%), BRTs (0,3%) e embarcações (0,3%). O uso de automóveis é mais expressivo nas regiões Sul (45,9%) e Centro-Oeste (38,8%), ao passo que as motocicletas predominam no Norte (28,5%) e no Nordeste (26%) (IBGE, 2025).

Frota

Como resultado do licenciamento observado em 2025, estima-se que a frota brasileira de veículos leves tenha totalizado 52 milhões de unidades, sendo 45,6 milhões de automóveis e 6,4 milhões de comerciais leves. Em termos de composição por combustível, os veículos *flex fuel* predominam com 73,3% da frota, seguidos pelos movidos a gasolina (17,7%), a diesel (6,3%), a etanol (1,5%) e pelos veículos eletrificados (1,2%). A frota de motocicletas é estimada em 18,7 milhões.

Apesar do crescimento do licenciamento de veículos nos últimos anos, a frota brasileira vem passando por um processo contínuo de envelhecimento ao longo da última década. Em 2025, estima-se que a idade média era de 12 anos e 7 meses entre os automóveis em circulação, de 8 anos e 7 meses entre os comerciais leves e de cerca de 9 anos entre as motocicletas. O Gráfico 25 apresenta a divisão da frota circulante por faixa de idade e categoria de veículo.

Gráfico 25 - Faixas de idade de automóveis, comerciais leves e motocicletas em 2025

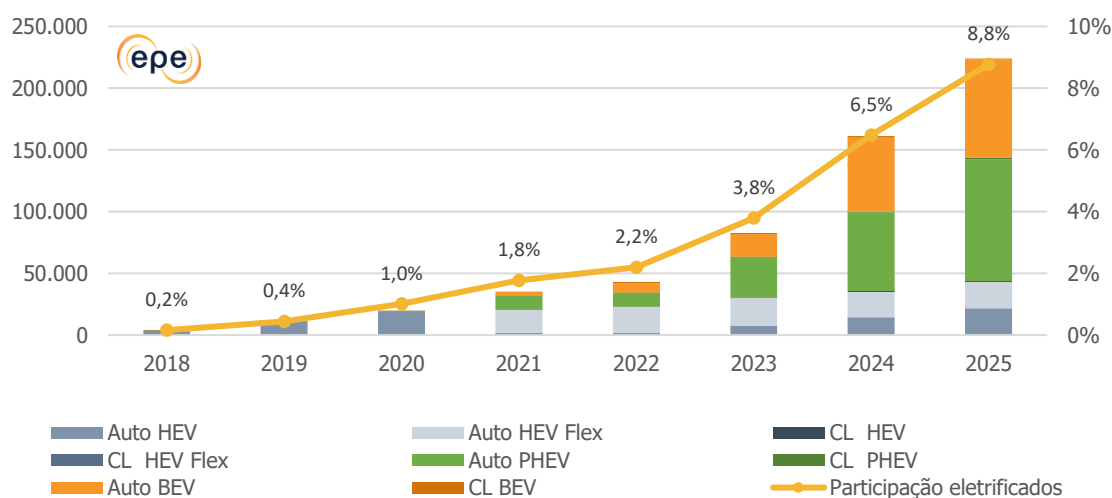


Fonte: EPE

Eletrificados

Em linha com o observado nos últimos anos, o licenciamento de veículos eletrificados – híbrido (HEV), híbridos *flex* (HEV Flex), híbridos *plug-in* (PHEV) e elétricos a bateria (BEV) – continuou se expandindo em 2025, alcançando aproximadamente 224 mil unidades (ABVE, 2026b). Esse resultado representou um crescimento anual de 39%, indicando um crescimento superior ao do mercado automotivo como um todo. Além disso, as vendas de eletrificados responderam por 8,8% do total de vendas de veículos leves no Brasil (Gráfico 26).

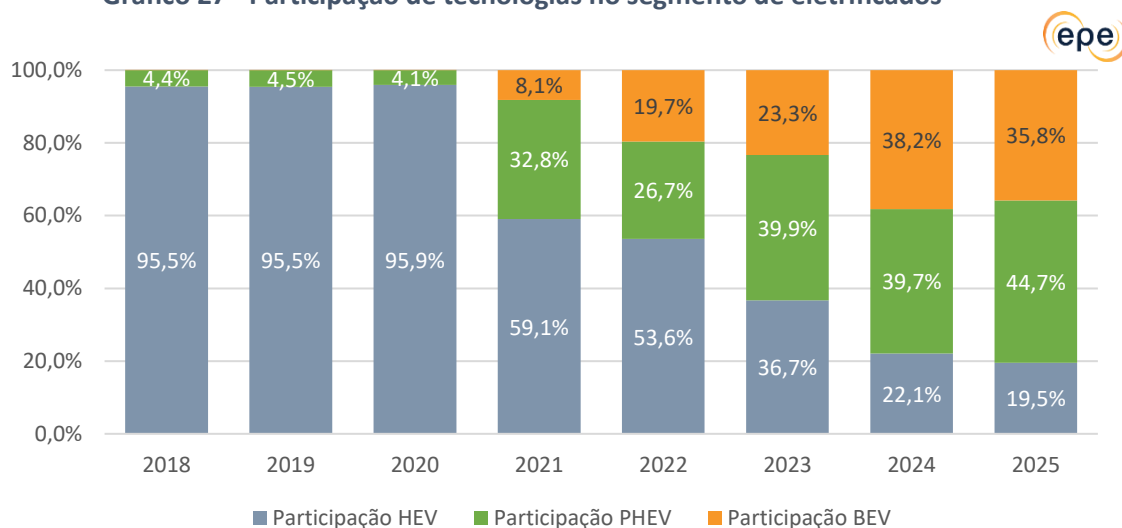
Gráfico 26 - Licenciamento de eletrificados e participação no licenciamento total



Fonte: Elaboração própria a partir de (ABVE, 2026b).

Considerando a classificação por tipo de veículo eletrificado, os veículos PHEVs predominaram em 2025, com 44,7% dos licenciamentos, seguidos pelos BEVs (35,8%) e pelos HEVs (19,5%), conforme ilustrado no Gráfico 27 (ABVE, 2026b).

Gráfico 27 - Participação de tecnologias no segmento de eletrificados



Fonte: Elaboração própria a partir de (ABVE, 2026b).

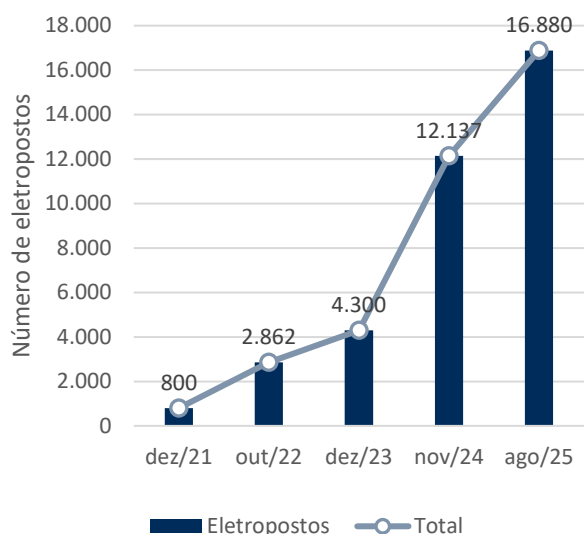
O crescimento do licenciamento de veículos eletrificados decorre, entre outros fatores, da maior oferta de modelos no mercado, com preços mais acessíveis aos consumidores. Em 2025, foram disponibilizados 400 modelos diferentes, o que representa um crescimento de 20% em relação aos 317 modelos ofertados no ano anterior (ABVE, 2026b). Soma-se a esse fator o início da produção nacional de veículos eletrificados, liderada por três grandes marcas: BYD, com planta em Camaçari (BA); GWM, que assumiu uma unidade fabril em Iracemápolis (SP); e GM, que terceirizou a produção de seus modelos eletrificados no polo produtivo da Comexport, em Horizonte (CE) (GLOBO, 2026).

Apesar da expansão do mercado de veículos eletrificados, a eletromobilidade ainda enfrenta diferentes barreiras, com destaque para a ansiedade em relação à autonomia (*range anxiety*), a infraestrutura de recarga ainda limitada e o elevado custo de substituição das baterias (EY, 2026).

Em 2025, a infraestrutura de recarga avançou até alcançar quase 17 mil eletropostos, representando um crescimento de 39% em relação a 2024 (ABVE, 2026b). No entanto, ao se observarem indicadores que permitem avaliar a disponibilidade da infraestrutura de recarga, nota-se que esse desenvolvimento ainda é limitado. Estima-se que existam 24 veículos elétricos¹⁷ por eletroposto, mais que o dobro da relação recomendada de 10 veículos por eletroposto (AUTODATA, 2025b; IEA, 2026). Além disso, a recarga lenta responde por aproximadamente 69% dos eletropostos instalados, de modo que há cerca de 1 kW de potência de recarga disponível por veículo elétrico, valor equivalente a cerca de um quarto da média mundial de 4,1 kW por veículo elétrico (IEA, 2026). O Gráfico 28 e o Gráfico 29 ilustram a evolução dos eletropostos e os indicadores qualitativos de recarga de veículos elétricos no Brasil.

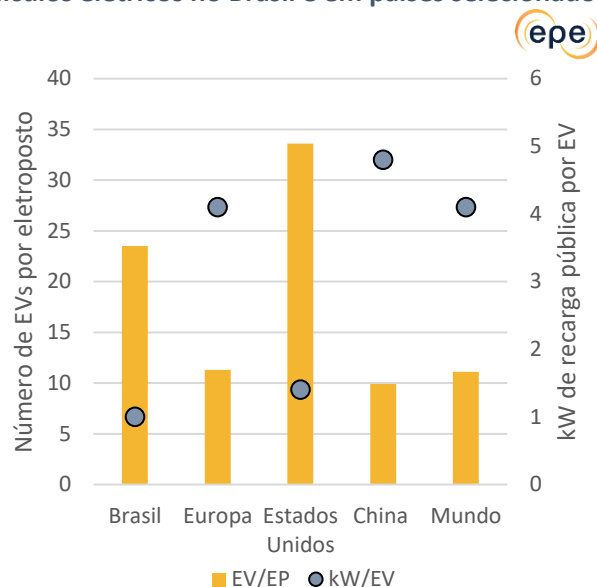
¹⁷ Consideram-se veículos elétricos aqueles que são movidos total ou parcialmente por energia elétrica armazenada em baterias recarregáveis que acionam um motor elétrico. Incluem os veículos elétricos a bateria (BEV – *Battery Electric Vehicles*), movidos exclusivamente a eletricidade, e os veículos elétricos híbridos *plug-in* (PHEV – *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*), que combinam motor elétrico e motor de combustão interna.

Gráfico 28 - Evolução de postos de recarga de veículos elétricos no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de (ABVE, 2026b).

Gráfico 29 - Indicadores qualitativos de recarga de veículos elétricos no Brasil e em países selecionados



Fonte: Elaboração própria a partir de (IEA, 2026).

Adicionalmente, a infraestrutura de recarga não se encontra distribuída de forma homogênea, concentrando-se nos principais núcleos urbanos do País (ABVE, 2026b). A região Sudeste, liderada pelo estado de São Paulo, responde por 44,5% dos eletropostos, enquanto a região Norte concentra apenas 3,1% do total. Por sua vez, embora os avanços tecnológicos tenham permitido uma redução considerável no preço das baterias nos últimos anos - aproximadamente 93% desde 2010 (BLOOMBERGNEF, 2025), o custo associado à substituição da bateria ainda representa uma limitação para os consumidores. Estima-se que, em nível mundial, o preço médio de uma bateria seja da ordem de US\$ 6.500 (IEA, 2025), o que equivale a R\$ 33.612 e corresponde a cerca de 30% a 40% do custo total de um veículo (MCKINSEY & COMPANY, 2026).

2.2. Contextualização Econômica

Em 2025, a venda de automóveis e comerciais leves registrou crescimento de 2,5%, enquanto em 2024, ambos os segmentos fecharam o ano com crescimentos de 13% e 17%, respectivamente.

O desempenho da atividade econômica e da renda destacaram-se positivamente, em contraponto ao movimento do custo do crédito. O Produto Interno Bruto (PIB) do País cresceu 2,3% em relação ao ano anterior, enquanto o PIB per capita alcançou R\$ 59.687, alta de 1,9% (AGÊNCIA IBGE, 2026a). Além disso, a taxa de desocupação continuou em trajetória de queda e encerrou 2025 em 5,1%, o menor nível da série histórica. Por sua vez, o salário-mínimo aumentou para R\$ 1.518, conforme estabelecido pela Política de Valorização do Salário-Mínimo¹⁸ (AGÊNCIA BRASIL, 2024). Soma-se a isso o rendimento médio mensal¹⁹, que avançou 5,4% em relação ao ano anterior e atingiu

¹⁸ A Política de Valorização do Salário-Mínimo, instituída pela Lei nº 14.663/2023, tem como objetivo assegurar ganhos reais aos trabalhadores, reajustando anualmente o valor do salário-mínimo com base na inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor — INPC, acumulado nos 12 meses anteriores, acrescida da taxa de crescimento real do Produto Interno Bruto — PIB do segundo ano anterior ao ano vigente (BRASIL, 2023b).

¹⁹ O rendimento médio real habitualmente recebido em todos os trabalhos pelas pessoas ocupadas é um indicador divulgado pelo IBGE que mensura o rendimento mensal recebido pelos trabalhadores, desconsiderando aumentos ocasionais e descontos esporádicos, e deflacionado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo — IPCA (AGÊNCIA IBGE, 2026b).

R\$ 3.367 (AGÊNCIA IBGE, 2026b). Esse conjunto de fatores impulsionou o Consumo das Famílias, que cresceu 1,3% em relação a 2024 (AGÊNCIA IBGE, 2026a). O conjunto positivo de indicadores econômicos contribuiu para que o Brasil fosse colocado pela primeira vez no grupo de países com elevado desenvolvimento humano. O Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) avançou de 0,744 (2012) para 0,805 (2024) (PNUD, 2026). Esse resultado é a consequência de várias políticas públicas direcionadas à melhora da qualidade de vida da população como um dos seus principais pilares.

Em relação à Selic, taxa básica de juros da economia brasileira definida pelo Comitê de Política Monetária (COPOM), a taxa iniciou 2025 em 12,25% e atingiu 15% no primeiro semestre, mantendo-se nesse patamar até o fim do ano (BCB, 2026a). A influência da Selic sobre as taxas de juros para aquisição de veículos foi heterogênea. No caso das concessões de crédito a pessoas físicas, esta diminuiu ao longo do ano, encerrando 2025 em 26,1%. Já para pessoas jurídicas, acompanhou a evolução da taxa Selic e encerrou o ano em 18,4% (BCB, 2026b).

Esse cenário de juros refletiu-se também no crescimento da oferta de crédito. As concessões a pessoas físicas para aquisição de veículos aumentaram 5,6%, enquanto as concessões destinadas a empresas recuaram 4,3% (BCB, 2026b). O índice de inadimplência dos créditos concedidos a pessoas físicas para aquisição de veículos alcançou 5,6% ao final de 2025. No caso das empresas, esse indicador encerrou 2025 em 3,7% (BCB, 2026b). Esse aumento do descumprimento das obrigações financeiras pode ter contribuído para uma oferta de crédito mais restrita ao longo do ano.

Diante desse contexto, o mercado de financiamento de veículos manteve trajetória positiva, registrando crescimento anual de 2% em 2025, com um total de 7,3 milhões de unidades financiadas. Esse resultado indica a terceira alta consecutiva no mercado de financiamentos, além do melhor resultado desde 2011 (AGÊNCIA BRASIL, 2026a). Cabe destacar que os veículos usados responderam por 4,6 milhões de unidades financiadas, correspondentes a 64% do total, evidenciando, mais uma vez, a relevância desse segmento e a lacuna existente entre a capacidade de compra dos consumidores e os preços dos veículos novos ofertados pelas montadoras.

No setor de autopeças, a balança comercial registrou *déficit* de US\$ 15 bilhões, 14,5% superior ao resultado do ano anterior (SINDIPEÇAS, 2026). As importações brasileiras foram lideradas pelas autopeças de origem chinesa, que responderam por 19% desse mercado (SINDIPEÇAS, 2026). Esse movimento é observado com cautela pelos produtores nacionais, que demandam avanços regulatórios capazes de assegurar condições equitativas de concorrência, tanto em termos de qualidade dos produtos quanto de exigências regulatórias (AUTODATA, 2025c).

Do lado das exportações, a diferença mais expressiva em relação ao resultado de 2024 foi a queda na representatividade das exportações destinadas aos Estados Unidos (SINDIPEÇAS, 2026). De fato, o setor foi diretamente afetado pelas políticas implementadas pelo governo estadunidense, que passou a incluir as autopeças no regime tarifário imposto a diversos produtos em 2025. Dessa forma, as autopeças destinadas a veículos leves²⁰ que ingressam nos EUA passaram a estar sujeitas a uma tarifa especial de 27,5% a partir de maio de 2025, enquanto aquelas destinadas a veículos pesados²¹ foram submetidas à sobretarifa de 50% imposta aos produtos brasileiros, totalizando uma tarifa de 52,5% a partir de agosto do mesmo ano (AUTODATA, 2026a). Como resultado, a participação das exportações de autopeças destinadas ao mercado estadunidense recuou 3,4 p.p., de 17,5%, em 2024, para 14,1% (SINDIPEÇAS, 2026).

²⁰ Inclui veículos com peso de até 5 toneladas (AUTODATA, 2025d).

²¹ Inclui veículos com peso superior a 5 toneladas, como caminhões, tratores e máquinas agrícolas (AUTODATA, 2025d).

Políticas Públicas e Investimentos no setor

O panorama de políticas públicas em torno da demanda de combustíveis continuou se fortalecendo ao longo de 2025 com a implementação de mecanismos previstos em programas instituídos nos últimos anos. Dando continuidade a essa consistência, visando suavizar os impactos econômicos da alta dos preços de combustíveis em virtude da guerra no Irã, deflagrada pelo ataque de EUA/Israel em fevereiro de 2026, foi estabelecida pelo Governo Federal a subvenção para a gasolina A no valor de R\$ 0,44/litro (BRASIL, 2026; MF, 2026).

O Programa Nacional de Mobilidade Verde e Inovação (MOVER), sancionado pela Lei nº 14.902/2024, que constitui a política industrial do setor automotivo brasileiro, teve uma série de decretos e portarias publicados em 2025. Dentre os diferentes mecanismos, o Decreto nº 12.549/2025 alterou as alíquotas do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para veículos com maior eficiência energética, que utilizem fontes de energia e tecnologias de propulsão limpas e que atendam aos requisitos de segurança e reciclabilidade estabelecidos. Nesse sentido, por exemplo, os veículos elétricos a bateria e os veículos híbridos, *plug-in*, *flex fuel* podem alcançar redução de 2 p.p. na alíquota do IPI. Além disso, o Decreto instituiu a modalidade do Carro Sustentável, que reduz a zero as alíquotas do IPI para veículos de alta eficiência energético-ambiental fabricados no País (BRASIL, 2025a).

O Carro Sustentável teve oito modelos registrados por cinco montadoras, que em geral já apresentavam preços mais acessíveis e com descontos comerciais, de modo que a isenção do IPI resultou em reduções de até 5% (MOBIAUTO, 2026). Desde a entrada em vigor do mecanismo, em 11 de julho de 2025, até o final daquele ano, observou-se crescimento de 15,6% nas vendas dos veículos habilitados nessa modalidade em relação ao mesmo período do ano anterior (ANFAVEA, 2026b). As vendas desses veículos representaram 9,7% do total.

Por sua vez, a Lei do Combustível do Futuro fortalece o marco regulatório de estímulo ao uso de biocombustíveis, impulsionando, dessa forma, a mobilidade sustentável de baixo carbono. No que se refere aos veículos leves, a Lei possibilita a ampliação para 35% do limite superior da proporção de etanol anidro adicionado à gasolina, superando o percentual de 27,5% estabelecido em marcos regulatórios anteriores (BRASIL, 2024b). Nesse contexto, a Resolução CNPE nº 9, de junho de 2025, elevou o percentual de mistura de etanol anidro na gasolina C para 30%, a partir de 1º de agosto daquele ano (BRASIL, 2025b). Cabe destacar que em 14 de julho de 2026 o CNPE aprovou novo aumento da mistura, para 32%, com vigência de 180 dias e possibilidade de prorrogação, uma única vez, por igual período (GOV.BR, 2026).

A política Nova Indústria Brasil (NIB) tem como objetivo promover o desenvolvimento da indústria nacional com base na inovação tecnológica e na sustentabilidade. Essa política está estruturada em seis missões, cada uma delas associada a metas específicas que orientam os esforços a serem conduzidos. A Missão 5, voltada à bioeconomia, à descarbonização e à transição e segurança energética, contempla, entre suas metas, ampliar a participação dos biocombustíveis e da eletricidade na matriz energética de transportes em 27% até 2026 e em 50% até 2050 (MDIC, 2025a). Esse programa se soma ao MOVER e à Lei do Combustível do Futuro, contribuindo para a configuração de um ambiente regulatório robusto, capaz de garantir previsibilidade e confiança ao setor produtivo e estimular novos investimentos no País.

Paralelamente às políticas mencionadas, o Marco Legal das Garantias, instituído pela Lei nº 14.711/2023, busca criar um ambiente mais seguro para a concessão de crédito, com implicações diretas para o setor automotivo. Entre as medidas que favorecem a ampliação da oferta de crédito, destacam-se a possibilidade de oferecer um mesmo bem em mais de uma garantia, a instituição do denominado agente de garantia e a execução extrajudicial mais ágil, por meio da qual os credores podem recuperar veículos financiados em caso de inadimplência sem a necessidade de recorrer ao Poder Judiciário (AUTOINDUSTRIA, 2025; EPE, 2025a).

Além disso, a Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025, estabelece a inclusão dos veículos na tributação do denominado Imposto Seletivo (IS), aplicável a bens considerados prejudiciais à saúde e ao meio ambiente (BRASIL, 2025c). Cabe destacar que a incidência desse imposto abrange todos os tipos de tecnologias de propulsão, incluindo os veículos elétricos a bateria e os veículos *flex fuel*, considerados algumas das principais alternativas sustentáveis no setor.

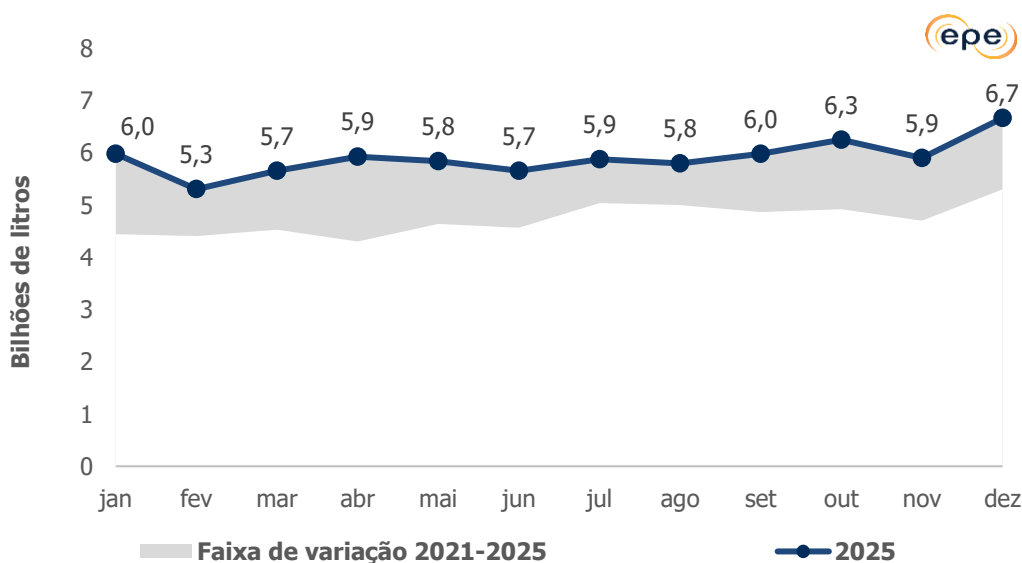
O impulso das políticas públicas adotadas nos últimos anos contribuiu para que o setor automotivo continuasse em expansão, mesmo com a influência da Selic. Nesse contexto, estima-se que o Programa MOVER tenha promovido R\$ 190 bilhões em investimentos, sendo R\$ 140 bilhões na indústria de veículos e R\$ 50 bilhões na indústria de autopeças (MDIC, 2025b).

2.3. Demanda de combustíveis da frota ciclo Otto

Em 2025, a demanda energética dos veículos leves do ciclo Otto foi de 63,9 bilhões de litros de gasolina equivalente, representando aumento de 4,6% em relação ao ano anterior. Esse crescimento reflete um mercado resiliente, que se mantém em contínua expansão em suas diferentes frentes: automóveis, comerciais leves e motocicletas. A participação das alternativas eletrificadas no licenciamento de veículos vem aumentando consideravelmente nos últimos anos, o que deverá produzir efeitos sistêmicos sobre a demanda de energia, associados à maior eficiência energética dessas tecnologias.

A demanda mensal de energia do ciclo Otto ao longo de 2025 manteve-se superior à observada nos últimos cinco anos, conforme apresentado no Gráfico 30. A evolução mensal da demanda preservou o comportamento registrado em anos anteriores, com incremento ao longo do ano, embora tenham sido observadas reduções mensais em fevereiro, junho e novembro.

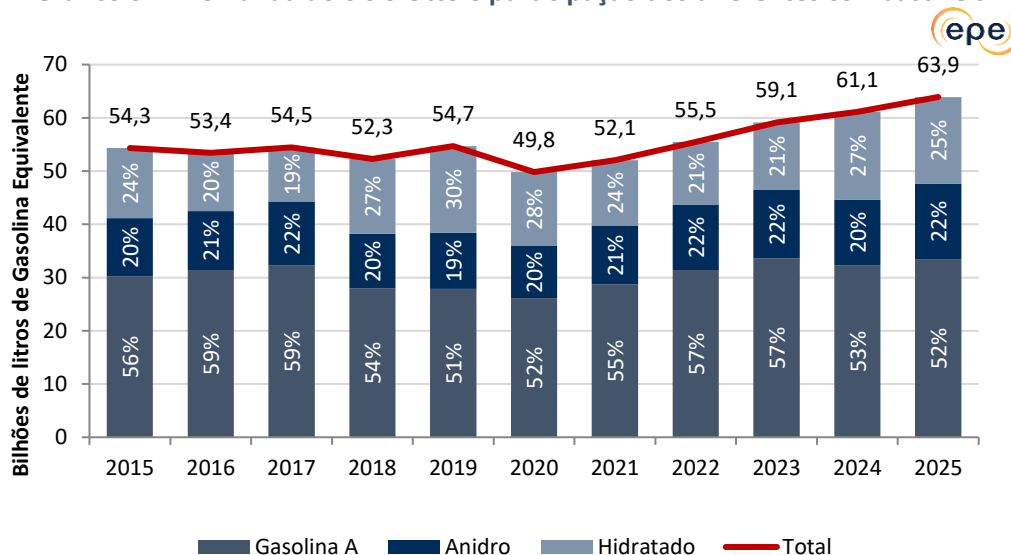
Gráfico 30 - Demanda do ciclo Otto – Faixa de variação dos últimos 5 anos versus 2025



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b) ; (EPE, 2026a); (MAPA, 2026a).

Conforme indicado no Gráfico 31, a participação energética da gasolina A foi de aproximadamente 52%, com redução de 0,5 p.p. em relação a 2024. O etanol hidratado também apresentou queda, alcançando participação de 25,4%, contra os 27% registrados no ano anterior. Por outro lado, a participação do etanol anidro aumentou de 20% para 22%.

Gráfico 31 - Demanda do ciclo Otto e participação dos diferentes combustíveis

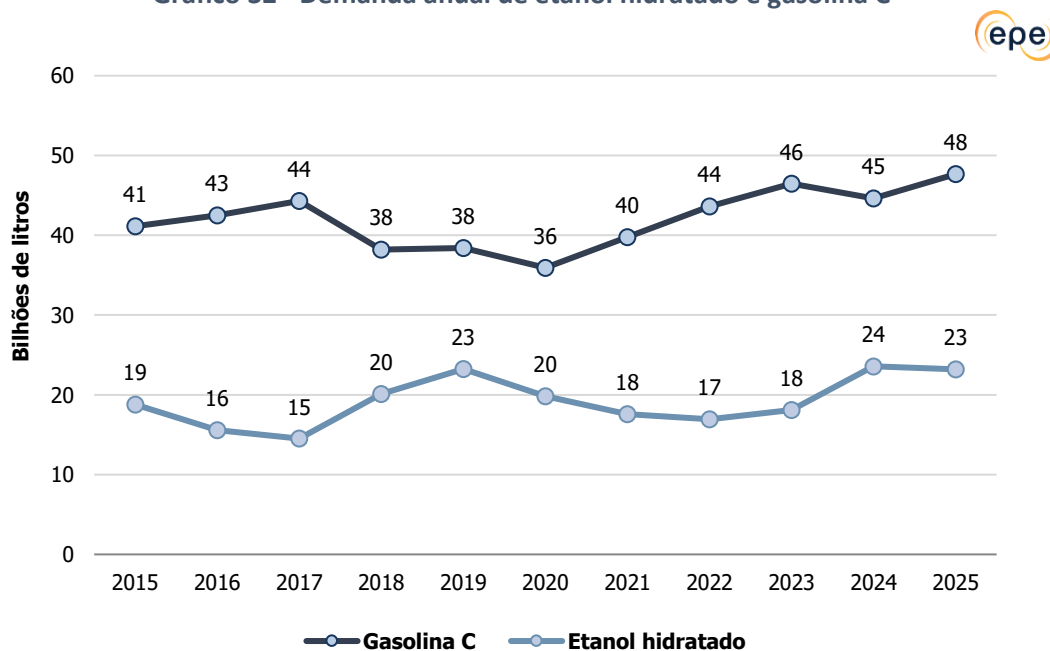


Nota: Os dados de demanda excluem a parcela relativa ao GNV.

Fonte: EPE a partir de (EPE, 2026a).

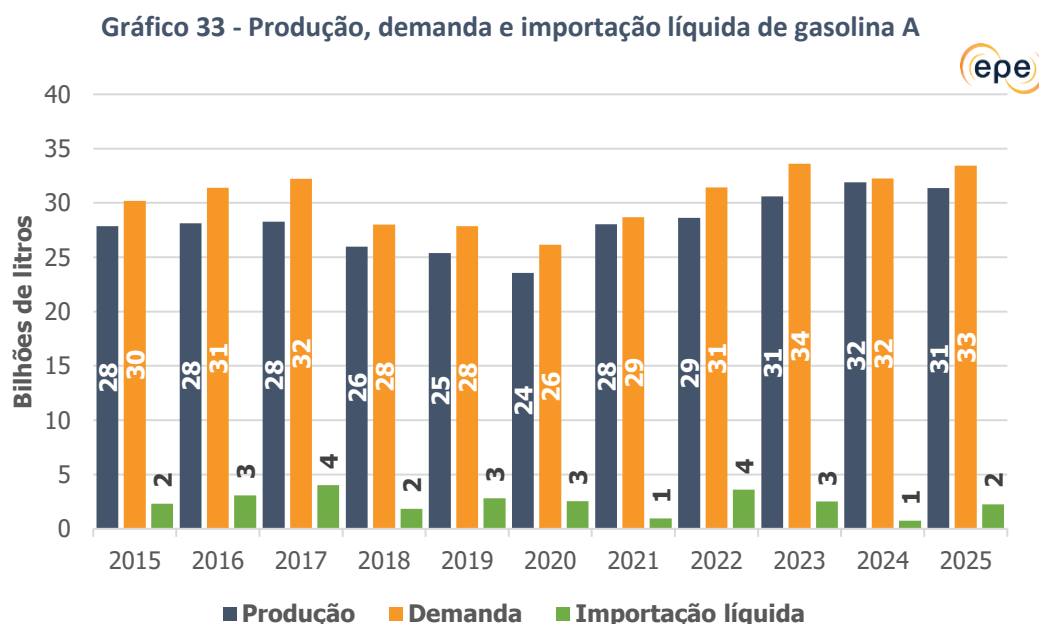
A demanda de etanol hidratado totalizou 23,2 bilhões de litros em 2025, enquanto o consumo de gasolina C alcançou 47,7 bilhões de litros, representando recorde de consumo na última década. Além disso, conforme ilustrado no Gráfico 32, a demanda de ambos os combustíveis apresentou tendência oposta à observada em 2024, isto é, variação positiva para gasolina C e negativa para etanol hidratado.

Gráfico 32 - Demanda anual de etanol hidratado e gasolina C



Fonte: EPE a partir de (EPE, 2026a).

O Gráfico 33 apresenta a evolução da demanda, da produção e da importação líquida de gasolina A no período 2015–2025.



Fonte: EPE a partir de (EPE, 2026a).

Em 2025, a demanda nacional de gasolina A aumentou 3,6% em relação ao ano anterior, alcançando 33,4 bilhões de litros, enquanto sua produção apresentou redução de 1,7%, diminuindo para 31,4 bilhões de litros. Dessa forma, o saldo comercial da gasolina A foi de 2,3 bilhões de litros de importação líquida, volume três vezes superior ao registrado no ano anterior. A carga total de petróleo processada nas refinarias diminuiu pelo segundo ano consecutivo, apresentando redução de 0,9% em relação a 2024 (ANP, 2026b).

3. Análise de preços e tributos dos combustíveis do ciclo Otto

O ano de 2025, seguindo a trajetória do ano anterior, sustentou o processo de retomada da atividade econômica. Conforme exposto no Capítulo 2, muitos índices apontaram a continuação de um ambiente macroeconômico aquecido no País, contribuindo para o crescimento da demanda de combustíveis do setor de transportes.

Para as análises deste capítulo, consideram-se como referência os preços, ponderados por volume, a valores constantes de dezembro de 2025.

3.1. Preços de combustíveis do ciclo Otto

Em 2025, a estrutura de tributação de combustíveis manteve-se alinhada às mudanças introduzidas nos anos anteriores, com a consolidação do modelo monofásico de incidência do ICMS²² sobre os combustíveis, conforme estabelecido pelas Leis Complementares nº 192/2022 e nº 194/2022. A sistemática, em vigor desde março de 2023, seguiu promovendo a uniformização das alíquotas específicas por unidade de volume em todo o território nacional, notadamente para a gasolina C e o diesel B, reduzindo a heterogeneidade tributária entre os estados e conferindo maior

²² O Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) divulga, a cada mês, os Preços de Referência dos Combustíveis, estabelecendo o Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final (PMPF), que serve como parâmetro para a cobrança do ICMS.

previsibilidade à formação de preços. Ao longo do ano, observou-se a continuidade de ajustes pontuais nos valores das alíquotas específicas, deliberados no âmbito do Confaz, refletindo tanto a necessidade de recomposição de receitas estaduais quanto a dinâmica dos preços relativos dos combustíveis. Tais aspectos serão mais detalhadamente explorados no item 3.2.

Em 2022, as alíquotas de PIS/Pasep, COFINS e CIDE foram zeradas a partir do segundo semestre, contribuindo para a redução dos preços médios dos combustíveis. Em março de 2023, foi publicada Medida Provisória que restabeleceu parcialmente²³ a incidência destas contribuições, até o final de junho daquele ano. A partir do segundo semestre de 2023, observou-se a recomposição integral dos impostos federais, condição que foi mantida ao longo de 2024 e 2025, sem alterações relevantes na estrutura de incidência. Desta forma, permaneceram vigentes os valores de R\$ 141,10/m³ para PIS/Pasep e R\$ 651,40/m³ para COFINS incidentes sobre a gasolina A, conforme Decreto nº 9.101/2017 (BRASIL, 2017b), e houve redução nos valores aplicados sobre o etanol hidratado para R\$ 34,33/m³ e R\$ 157,87/m³, respectivamente, conforme a Lei Complementar nº 214 (BRASIL, 2025c).

Observando-se a trajetória de preços ao longo dos meses de 2025, verificou-se uma suave redução no valor médio da gasolina de 3,6% entre janeiro e dezembro. No mesmo período, por sua vez, em trajetória mais acelerada, o etanol apresentou um acréscimo de 0,6%. Deste modo, a diferença absoluta entre os preços correntes entre gasolina C e etanol hidratado passou de R\$ 2,02/litro em dezembro de 2024 para R\$ 1,78/litro em dezembro de 2025. Comparando-se os preços médios anuais da gasolina C e do etanol hidratado entre 2024 e 2025, verificaram-se elevação de 2,9% e 8,3%, respectivamente. Os dados combinados revelam uma relação média entre o preço do etanol hidratado e do combustível fóssil de 69% em 2025, a qual favorece o consumo do biocombustível, cuja análise será aprofundada ao longo deste capítulo.

Em 2025, manteve-se um bom desempenho da moagem de cana nas usinas sucroenergéticas em território nacional, conforme descrito no Capítulo 1. A produção de etanol do milho permanece em uma trajetória de crescimento e, quando somada à produção de etanol de cana, manteve uma elevada produção total de etanol em 2025, reforçando a diversificação das rotas produtivas e a resiliência do abastecimento doméstico.

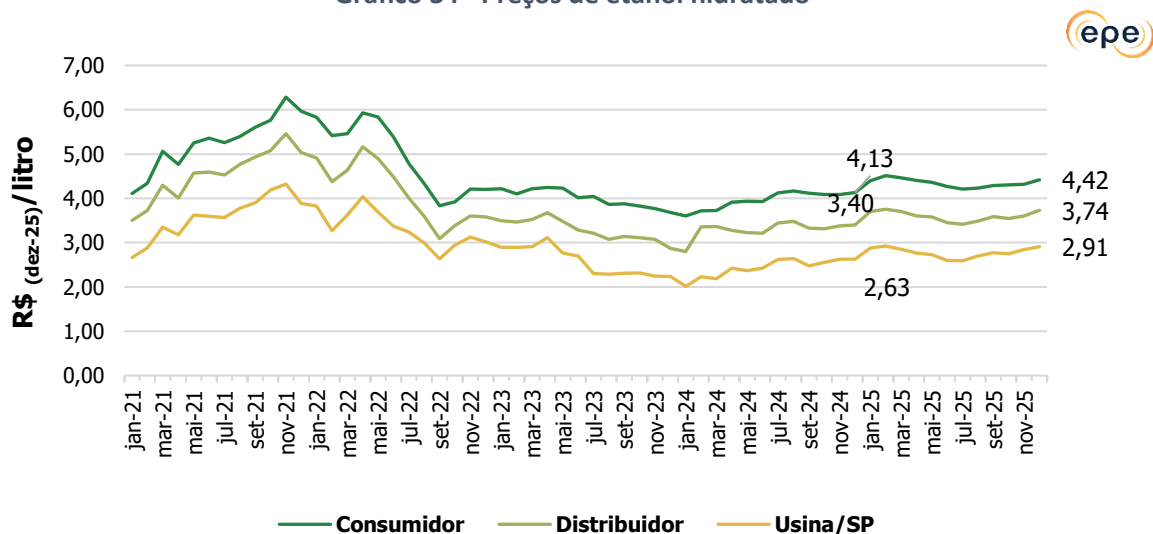
Quanto aos preços praticados no País, a partir de maio de 2023, a Petrobras adotou nova estratégia comercial, mantendo o compromisso de praticar preços competitivos e alinhados ao mercado nacional e internacional, ainda que sem vinculação formal ao Preço de Paridade Internacional, PPI (PETROBRAS, 2023). Ao longo do ano de 2025, o preço de revenda da gasolina C sofreu oscilações, terminando o ano com redução de 3,6% (ANP, 2025; IBGE, 2026). Ao longo de 2024 e 2025, essa diretriz foi mantida e permitiu à estatal manter uma relativa estabilidade²⁴ dos preços, contribuindo para mitigar os efeitos da volatilidade dos mercados internacionais de energia, ampliada por tensões geopolíticas como o conflito entre Estados Unidos e Irã que vieram a ocorrer em 2026. De forma a suavizar os impactos econômicos da alta dos preços provocadas pelo citado conflito e suas consequências, o Governo Federal implantou um conjunto de medidas, dentre as quais destacam-se os mecanismos de subvenção ao produtor e ao importador, bem como a pronta redução dos tributos federais incidentes na cadeia de comercialização do óleo diesel (AGÊNCIA GOV, 2026).

²³ A Medida Provisória nº 1.163, de 28 de fevereiro de 2023, postulou novos valores de PIS e COFINS para comercialização e importação de gasolina e de etanol. No caso do primeiro, o PIS passou a ser R\$ 83,84/m³ e o COFINS de R\$ 386,16/m³, onerando, em soma, R\$ 0,47 por litro. No caso do etanol, produtores e importadores pagaram R\$ 3,60/m³ de PIS e R\$ 16,40/m³ de COFINS, enquanto cooperativas pagaram R\$1,64/m³ de PIS e R\$7, 53/m³ de COFINS. Essa MP ficou em vigor até junho de 2023 (BRASIL, 2023c). A CIDE cobrada sobre a gasolina está estabelecida no valor de R\$ 0,10/litro desde julho de 2023 (BRASIL, 2001).

²⁴ Exemplo dessa atuação da Petrobras é o caso do diesel, cujo preço médio recuou 0,64% entre janeiro e dezembro de 2025, terminando em R\$ 6,19 por litro ao consumidor (FROTA&CIA, 2026).

O Gráfico 34 apresenta um comparativo histórico dos preços médios de etanol hidratado para o consumidor (Brasil), no distribuidor (Brasil) e nas usinas (São Paulo), ponderados por volume, deflacionados pelo IPCA em valores constantes de dezembro de 2025.

Gráfico 34 - Preços de etanol hidratado



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b; CEPEA/ESALQ, 2026b).

Em 2025, a diferença entre os preços máximo e mínimo do etanol hidratado ao consumidor (registros de janeiro e julho, respectivamente) foi de R\$ 0,31/litro. Esta diferença foi expressivamente inferior à observada em 2024 e 2023, ambos em R\$ 0,56/litro.

O preço do etanol hidratado em termos constantes (dezembro 2025) se mantém no patamar observado em 2024 e 2023, quando o litro do biocombustível custava em média cerca de R\$ 4,00. Tal manutenção pode ser explicada pela continuação dos níveis elevados na moagem de cana-de-açúcar, pelo expressivo crescimento de produção de etanol de milho no País e estoques elevados, além da manutenção da reoneração tributária iniciada no ano de 2024.

Realizando-se a comparação mês a mês entre 2025 e 2024, a diferença máxima de margem de revenda ocorreu em junho, chegando a R\$ 0,82 por litro (um índice cerca de 2% superior ao observado em 2024). Destaca-se que a margem média anual na revenda de etanol hidratado em 2025, de R\$ 0,75/litro, ficou 13,3% acima da média observada em 2024 (R\$ 0,66/litro)²⁵. Por outro lado, a média das margens na distribuição atingiram R\$ 0,82/litro, redução de 5,1% em relação a 2024.

Os preços médios anuais do etanol hidratado e da gasolina C, para o consumidor, ponderados pelos volumes e em valores constantes, são mostrados na Tabela 1, bem como o preço médio relativo (PE/PG) e suas respectivas variações.

²⁵ Em valores constantes de dezembro de 2025.

Tabela 1 - Preços médios anuais de etanol hidratado, gasolina C e relativo (PE/PG)

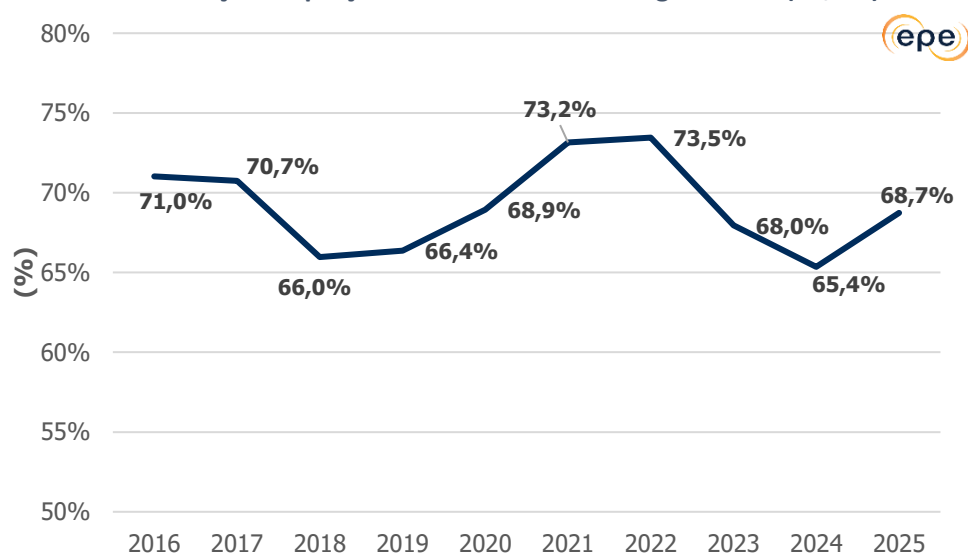
Ano	Hidratado (R\$dez25/l)	Var. (% a.a.)	Gasolina C (R\$dez25/l)	Var. (% a.a.)	PE/PG	Var. (% a.a.)
2016	3,97	8,1	5,59	4,5	0,71	3,3
2017	3,89	-2,0	5,51	-1,4	0,71	-0,4
2018	4,09	5,01	6,21	12,7	0,66	-6,7
2019	3,95	-3,3	5,96	-4,0	0,66	0,6
2020	3,56	-10,0	5,17	-13,2	0,69	3,9
2021	5,19	45,8	7,06	5,9	0,73	6,1
2022	4,93	-5,0	6,71	-4,9	0,73	0,4
2023	3,97	-19,4	5,85	-12,8	0,68	-7,5
2024	3,96	-0,3	6,06	3,6	0,65	-3,8
2025	4,29	8,3	6,24	2,9	0,69	5,2

Nota: Os preços foram ponderados por volume e deflacionados pelo IPCA, em relação a dezembro de 2025.

Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b; BC, 2026).

Ao longo de 2025, o preço do etanol hidratado acompanhou o comportamento observado para o preço da gasolina C, apresentando variações um pouco mais acentuadas, porém de forma análoga a anos anteriores. O seu valor médio na bomba foi de R\$ 4,29/litro, um aumento de 8,3% comparado com 2024, enquanto a gasolina C se elevou 2,9%, atingindo R\$ 6,24/litro. Dessa forma, houve aumento do preço relativo médio (PE/PG) de 2025, que alcançou 0,69, abaixo do valor limite (0,70), favorável para o consumo do etanol hidratado. O Gráfico 35 ilustra a variação do preço médio anual relativo (PE/PG) desde 2016.

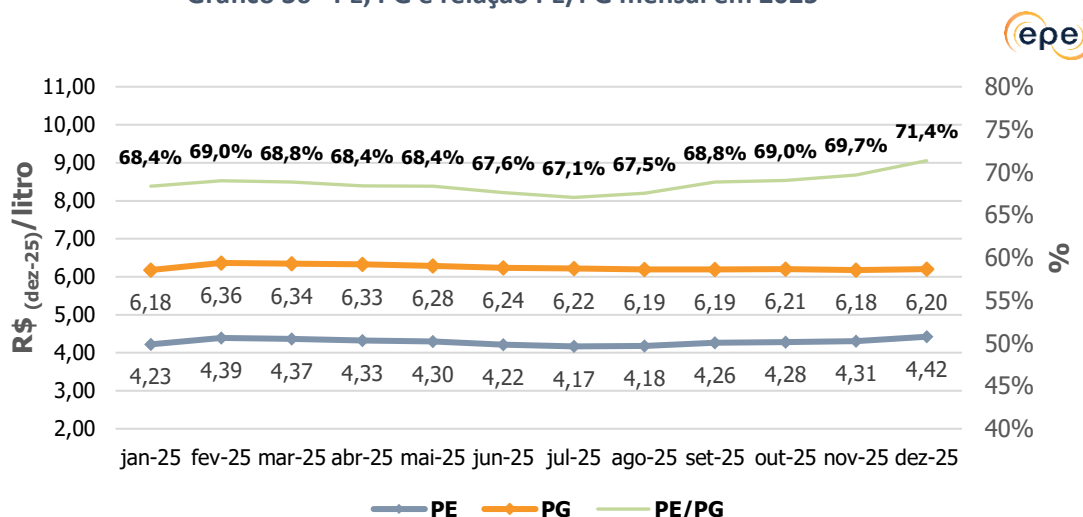
Gráfico 35 - Relação de preços entre o hidratado e a gasolina C (PE/PG)



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b).

A análise mensal de 2025 indica que, ao longo de todo o ano, o etanol hidratado mostrou-se competitivo, inclusive, mantendo-se em patamares bastante favoráveis à sua aquisição, vide Gráfico 36. Este ano, menos estados apresentaram relações PE/PG mensais favoráveis ao consumo do biocombustível, em relação ao ano passado. Em 2024, a lista de estados com relações PE/PG mensais favoráveis ao consumo do biocombustível continha, a saber: SP, MT, GO, MS, MG e PR. Em 2025, essa lista limitou-se a 4 estados: SP, MT, MS e PR, que representaram, respectivamente, 33,7%, 19,5%, 13,7% e 3,4% da produção total. Em GO e MG, com 14,6% e 7,5% da produção total, a relação PE/PG foi desfavorável, mas bem próximos ao 70%. Acre e o Distrito Federal também apresentaram relação próxima a 70%.

Gráfico 36 - PE, PG e relação PE/PG mensal em 2025



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b).

3.2. ICMS nos combustíveis do ciclo Otto

A Lei Complementar nº 192/2022 e suas atualizações estabeleceram mudanças significativas na cobrança do ICMS sobre combustíveis, como a adoção de alíquotas uniformes – o chamado regime de tributação monofásica²⁶ - e fixas por unidade de medida (litro para o diesel, gasolina e etanol anidro; e quilograma para o GLP)²⁷ em todo o País. A partir de 2023, o Confaz passou a centralizar as decisões sobre essas alíquotas, resultando em aumentos ou estabilizações nos valores cobrados, especialmente sobre gasolina e etanol.

A partir de fevereiro de 2025, entraram em vigor novos reajustes nas alíquotas do ICMS, aprovados pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz) em outubro de 2024 (pelos Convênios ICMS nº 126/2024 e nº 127/2024, conforme CONFAZ (2024): o ICMS da gasolina subiu R\$ 0,10 para R\$ 1,47 por litro, enquanto a do diesel aumentou R\$ 0,06, chegando a R\$ 1,12 por litro (CONFAZ/MF, 2024a, 2024b).

Quanto ao etanol, comparando-se valores do ano de 2025 com os valores de maio de 2024²⁸, dois estados apresentaram aumento no imposto sobre o biocombustível: Piauí e Rio Grande do Norte, com crescimento na alíquota de 1,1% e 4,7%, respectivamente.

²⁶ Monofasia tributária: incidência do tributo em uma única etapa da cadeia de combustíveis.

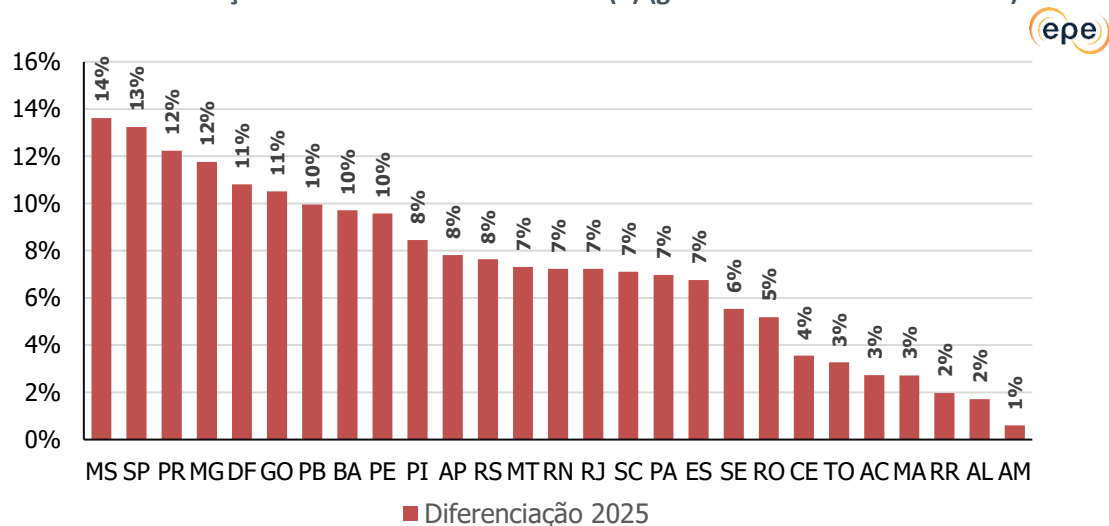
²⁷ Esta medida de incidência é chamada de alíquota *ad rem*. Previamente a esta lei, o modelo de recolhimento da alíquota era a *ad valorem*, um percentual sobre o preço médio de distribuição dos combustíveis nos postos.

²⁸ É escolhida a data de maio de 2023 por conta do início da vigência da alíquota "*ad rem*" sobre a gasolina a partir de junho do mesmo ano, conforme exposto anteriormente.

Por outro lado, a elevação do valor médio “*ad rem*” de ICMS sobre a gasolina C, de R\$ 1,33/litro em 2024 para R\$ 1,47/litro a partir de fevereiro de 2025, traduz-se em uma alíquota estimada maior para todos os estados e o Distrito Federal. Embora o etanol hidratado continue no regime “*ad valorem*”, calculando-se o imposto de forma isonômica, o valor médio correspondente ao ICMS “*ad rem*” sobre o biocombustível foi de R\$ 0,75/litro durante 2024 e de R\$ 0,80/litro durante 2025.

O Gráfico 37 traz a diferenciação das alíquotas “*ad rem*” sobre a gasolina e sobre o etanol, vigentes ao longo de 2025.

Gráfico 37 - Diferenciação Tributária - ICMS “*ad rem*” (*) (gasolina C x etanol hidratado) 2025



Note: (*) Valores “*ad rem*” de 2025 divididos pelos últimos PMPF da gasolina em maio de 2023 (trazidos para valores constantes de dezembro de 2025) e comparados com os valores de ICMS do etanol, obtidos de modo semelhante.

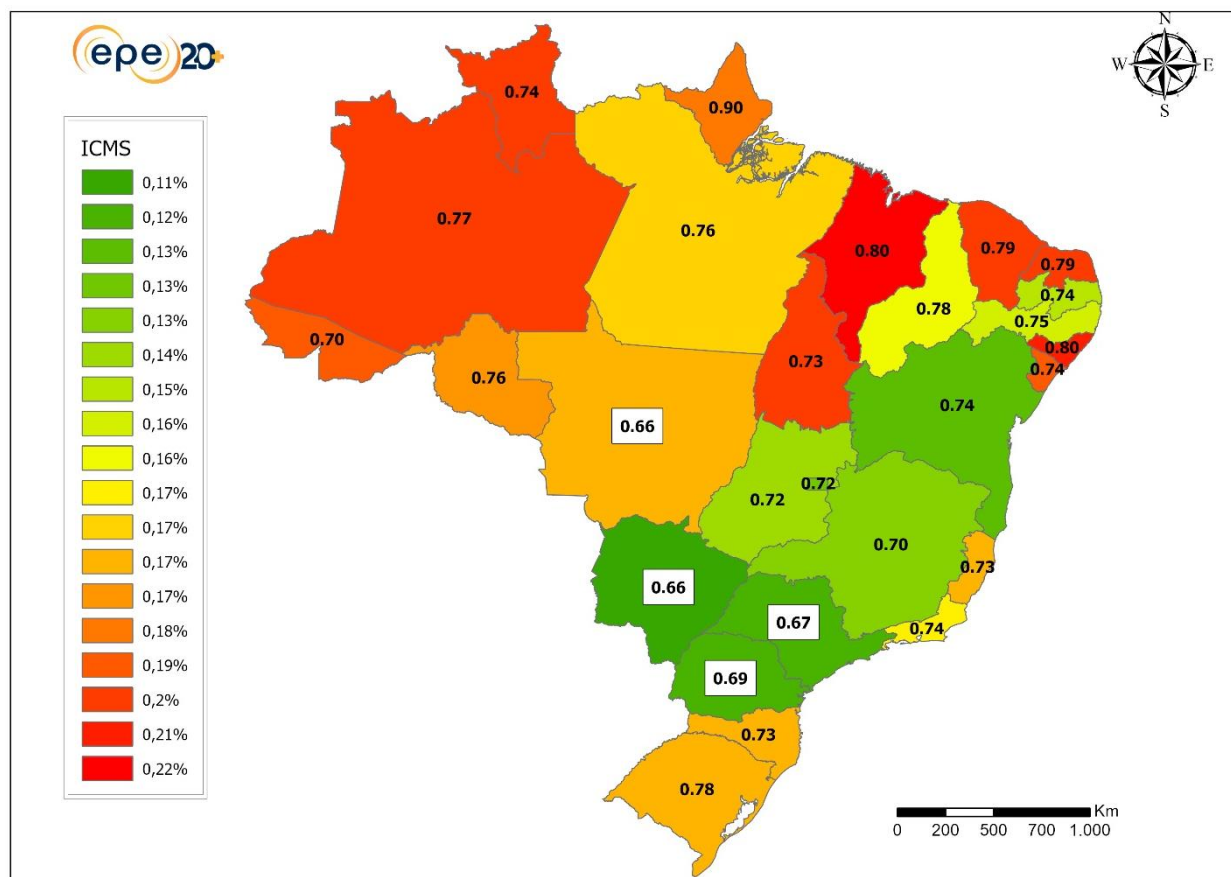
Fonte: (CONFAZ/MF, 2026a, 2026b; FECOMBUSTÍVEIS, 2026).

A partir do Gráfico 37, nota-se que os três estados de maior diferenciação tributária²⁹ entre etanol e gasolina consistem em Mato Grosso do Sul, São Paulo e Paraná, com diferenciais de alíquotas de 14%, 13% e 12%, respectivamente.

A Figura 1 ilustra a relação entre a taxa de ICMS e a competitividade do etanol hidratado nos estados brasileiros em 2025.

²⁹ A periodicidade das alterações do PMPF (Preço Médio Ponderado ao Consumidor Final) se mantém com publicações quinzenais, excluindo os combustíveis gasolina C e diesel, cujo último PMPF foi publicado no final de maio de 2023, conforme (CONFAZ/MF, 2026b). O PMPF se mostra relevante por servir como base de cálculo do ICMS.

Figura 1 - Alíquota de ICMS do etanol e relação PE/PG por estado em 2025



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b; CONFAZ/MF, 2024a, 2024b; FECOMBUSTÍVEIS, 2026).

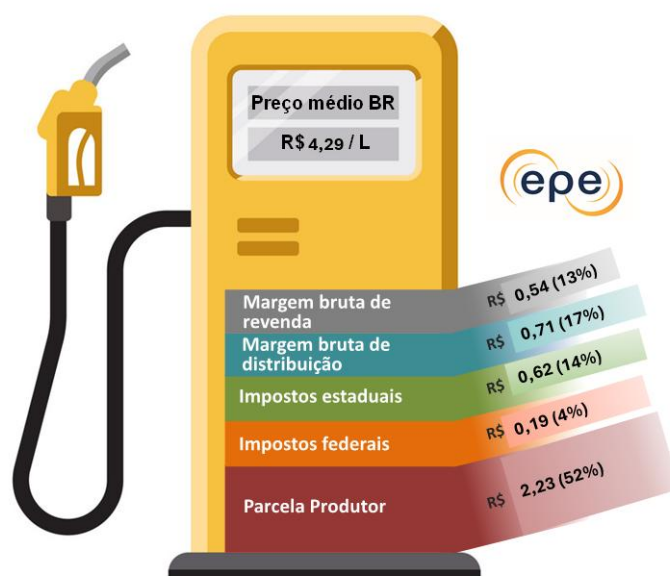
Em 2025, a relação média PE/PG para o Brasil foi de 69%. Os estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul apresentaram uma razão média anual de 66%, permanecendo como as duas menores do País. Em São Paulo, maior produtor e consumidor³⁰, a relação média foi de 67% (a alíquota de ICMS para o etanol foi a segunda menor em âmbito nacional, 13%). Os estados menos competitivos são o Amapá, Alagoas e Maranhão, onde o preço do etanol hidratado atingiu, em média, 90%, 80% e 80% do preço da gasolina C, respectivamente. Nos três estados, o preço do derivado fóssil se manteve pouco acima daquele registrado pelo biocombustível em todos os meses do ano.

Tópico especial sobre preços do etanol hidratado

Conforme destacado nas subseções sobre o ICMS, os tributos, bem como as margens de distribuição e revenda, representam componentes de destaque na formação do preço do EHC. A Figura 2 apresenta a formação de preços do etanol hidratado para o Brasil na média do ano de 2025.

³⁰ São Paulo representou 33,7% da produção nacional do etanol (anidro e hidratado) e 34,7% do consumo brasileiro de anidro e hidratado em 2025 (MAPA, 2026a).

Figura 2 - Formação de preço ao consumidor do etanol hidratado no Brasil em 2025.



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026b; CEPEA/ESALQ, 2026b).

A Figura 2 registra o preço médio do etanol hidratado para o mercado nacional, de R\$ 4,29/litro. A principal parcela desse preço é a do produtor, constituindo cerca de 52% do preço médio final, ou cerca de R\$ 2,23/litro. Os impostos federais (PIS e Cofins) e o imposto estadual (ICMS) constituíram, respectivamente, cerca de 4% e 14% do preço final, ou de R\$ 0,19/litro e R\$ 0,62/litro, na média nacional. Conforme anteriormente mostrado, a margem de distribuição e a margem de revenda representaram, respectivamente, 17% e 13% do preço médio final, isto é, R\$ 0,71 e R\$ 0,54 por litro. Comparativamente à estrutura de preços médios da gasolina comum, o etanol hidratado apresenta tributos federais e estadual menores (cerca de 18% para o etanol, comparado a cerca de 34% para a gasolina comum) e margens de revenda e distribuição maiores (aproximadamente 30% para o etanol, e cerca de 27% para o combustível fóssil). Finalmente, a parcela do produtor é maior para o etanol (52% vis-à-vis 28% para a gasolina comum), sendo que para a gasolina C ainda existe o componente da parcela de etanol anidro que representa cerca de 12% do preço final do derivado de petróleo (ANP, 2026b; BRASIL, 2024c; EPE, 2026b; PETROBRAS, 2026a).

Ressalta-se que o desempenho recorde da economia brasileira em 2025 — marcado pelo fortalecimento do mercado de trabalho (IBGE, 2026), aumento da renda (AGÊNCIA IBGE, 2026b; SENADO FEDERAL, 2025) e expansão do consumo³¹ — fortaleceu a demanda por combustíveis, favorecendo a expansão do consumo de biocombustíveis e consolidando o papel do etanol e do biodiesel na matriz energética nacional.

³¹ Observada a menor taxa de desemprego nos registros históricos desde 2012, com 5,6% (IBGE, 2026); registrado o aumento real do salário-mínimo de 2,5% (SENADO FEDERAL, 2025), e alcançado o maior crescimento histórico da massa salarial real (AGÊNCIA IBGE, 2026b).

4. Capacidade de produção e infraestrutura de etanol

4.1. Capacidade produtiva

No ano de 2025, houve uma implantação, uma reativação e a paralisação de duas usinas sucroenergéticas. Em dezembro, havia 330³² instalações em operação, sendo 12 unidades produtoras de açúcar, com uma capacidade de moagem efetiva de cerca de 750 milhões de toneladas. Com a moagem de 660 milhões de toneladas, a taxa de ocupação dessa indústria nesse ano foi de 88% (ANP, 2026a, 2026c; MAPA, 2026a, 2026b).

No que se refere ao etanol de milho, em 2025, havia 33 unidades em operação (sendo 21 *full* e 12 *flex*). A capacidade³³ total de processamento foi de 25,5 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de 12,4 bilhões de litros. Ocorreram três implantações de unidades *full* e uma ampliação de unidade para *flex*, nesse ano (ANP, 2026a). As instalações concentram-se no Centro-Oeste, sendo 51% localizadas no Mato Grosso, 19% em Goiás e 8% no Mato Grosso do Sul. A Região Norte/Nordeste possui três unidades em operação: uma em Coruripe (AL) implementada em 2024, a de Balsas (MA) e a de Ulianópolis (PA) que iniciaram suas operações em 2025. Adicionalmente, em março de 2026, entrou em operação uma unidade em Luís Eduardo Magalhães (BA) (ANP, 2026a).

Além desses insumos, existem quatro unidades que processam cereais e soja (capacidade de processamento de aproximadamente 180 mil toneladas e capacidade de produção de etanol de 31,8 milhões de litros por ano) e, ainda, oito unidades produtoras de etanol a partir de arroz e outras matérias-primas não especificadas de pequeno porte. Dessa forma, com base nas indicações acima, totaliza-se 363 unidades produtoras em dezembro de 2025 (ANP, 2026a, 2026c; MAPA, 2026a, 2026b).

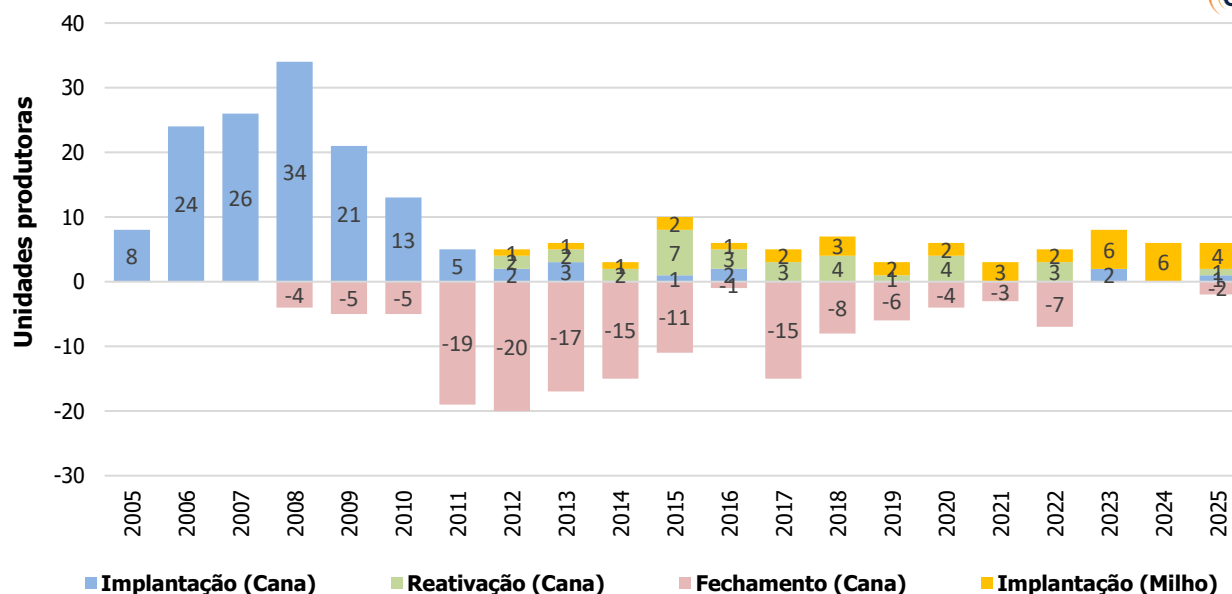
O Gráfico 38 mostra o fluxo de unidades produtoras de etanol entre 2005 e 2025³⁴. Pode-se observar que muitas usinas de cana entraram em operação entre 2005 e 2010, entretanto, diversas paralisaram suas atividades até 2017. Estima-se que a capacidade nominal de moagem de cana tenha aumentado cerca de 131 milhões de toneladas em todo o período, considerando as unidades implantadas, desativadas e reativadas. A entrada das usinas de etanol de milho iniciou em 2012 e desde 2018 é crescente a implementação de novas unidades a partir desta matéria-prima, com predominância do tipo *full*, tornando-se relevante para a capacidade nacional. Mais recentemente, projetos que utilizam outros cereais, como trigo, sorgo e soja têm se apresentado como mais uma opção para a oferta do biocombustível, sendo essas unidades em geral de menor porte.

³² Nesse total, estão incluídas as unidades de etanol de milho *flex* e duas unidades produtoras de aguardente e/ou etanol para outros usos.

³³ Inclui as unidades de etanol de milho *flex*. Ressalta-se que suas capacidades de produção de etanol e de processamento de milho são contabilizadas junto com as de milho *full*. Considera-se uma safra de 155 dias para as *flex*, quando utilizam apenas o grão.

³⁴ As paralisações indicadas na série histórica foram atualizadas conforme os registros de produção de açúcar e etanol de cana fornecidos pela ANP e pelo MAPA. As usinas produtoras de etanol combustível que possuem autorização vigente na ANP, mas publicaram informações nas mídias acerca da interrupção de suas atividades foram classificadas como paradas, podendo vir a ser reativadas caso retomem a operação. As exceções são a GranBio e Costa Pinto (Raízen) consideradas em operação.

Gráfico 38 - Fluxo de usinas de etanol de cana e milho no Brasil

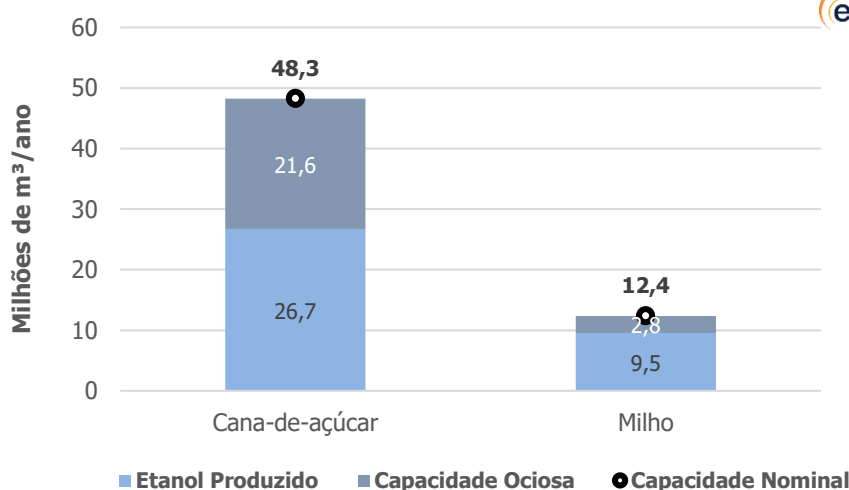


Nota: Unidades que usam soja e outros cereais como matéria-prima estão contabilizadas junto com as de milho.

Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026a, 2026c; MAPA, 2026a, 2026b; UNICA, 2014).

O Gráfico 39 e o Gráfico 40 apresentam a capacidade nominal das instalações produtoras de etanol referente ao ano de 2025, assim como a produção realizada de etanol (hidratado e anidro) e a capacidade excedente para o mesmo período³⁵. A ociosidade é maior na parcela referente às unidades sucroenergéticas (cerca de 40%), que podem alterar a destinação do ATR proveniente da cana para produzir mais etanol ou mais açúcar, a depender das condições de mercado (ANP, 2026a, 2026c; MAPA, 2026a, 2026b).

Gráfico 39 - Produção, capacidade excedente e nominal de etanol em 2025

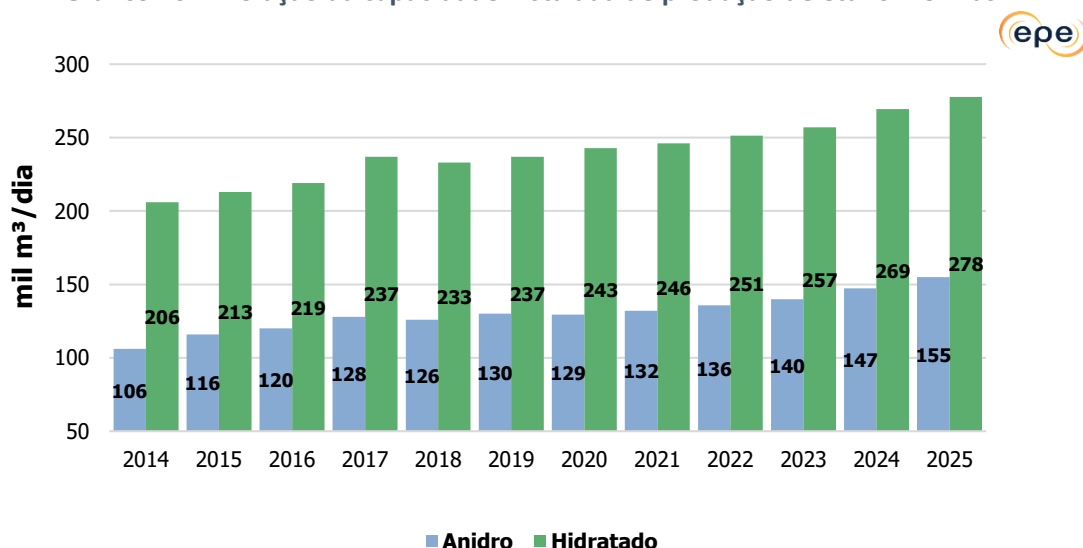


Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026a, 2026c; MAPA, 2026a, 2026b).

³⁵ Existem 12 unidades produtoras de etanol a partir de outras matérias-primas, distintas de cana-de-açúcar e milho/sorgo, responsáveis por aproximadamente 1% da capacidade nominal de toda produção de etanol, que produziram em média 32% de todo o volume referente ao somatório de suas capacidades instaladas em 2025 (ANP, 2026e, 2026a).

Adicionalmente, havia 33 solicitações³⁶ para construção de novas usinas entre janeiro e abril de 2026, que adicionarão uma capacidade de 15,4 mil m³/dia de anidro e 18,1 mil m³/dia de hidratado. Existiam, ainda, 42 unidades com indicação de ampliação da capacidade de produção desses biocombustíveis (ANP, 2026a). O Gráfico 40 apresenta a evolução da capacidade instalada de produção de etanol no Brasil desde 2014, no qual observa-se um incremento de 72 mil m³/dia para o hidratado e 49 mil m³/dia para o anidro.

Gráfico 40 - Evolução da capacidade instalada de produção de etanol no Brasil



Nota: Os dados foram extraídos a partir das capacidades diárias dos produtores de etanol autorizados pela ANP.

Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026a).

O MAPA realiza o controle das unidades do setor sucroenergético que estão em operação, inclusive as usinas dedicadas à produção de açúcar. Já a ANP controla as unidades que estão aptas a comercializarem o etanol anidro e hidratado, mesmo que não estejam em operação em uma determinada data. Divergências entre seus relatórios devem-se aos diferentes objetivos almejados.

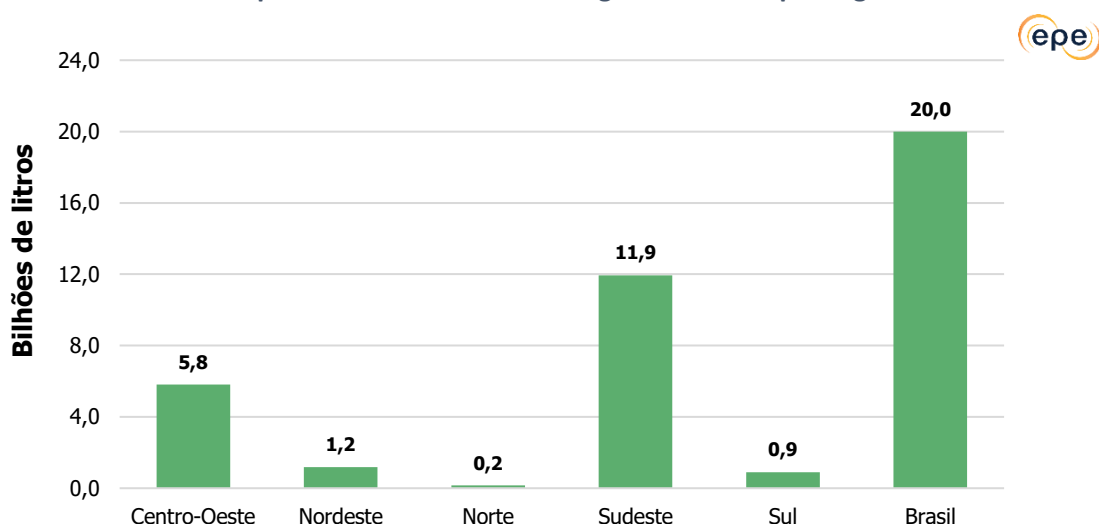
4.2. Tancagem

Em 2025, o Brasil registrou uma capacidade de tancagem³⁷ de etanol de 20,0 bilhões de litros. Dentre as regiões, destaca-se a Sudeste com 11,9 bilhões de litros (60%), o que mostra conformidade com os maiores volumes produzidos e consumidos por ela (ANP, 2026a). O Gráfico 41 apresenta a capacidade brasileira de tancagem por tipo de etanol e por região.

³⁶ As autorizações contemplam unidades de etanol de cana (sete, sendo que duas já operam produzindo aguardente), milho/sorgo (dezenove), cereais (sete) (ANP, 2026a).

³⁷ Desde 2024, a ANP não discrimina a tancagem por tipo de etanol (hidratado, anidro e outros álcoois).

Gráfico 41 - Capacidade brasileira de tancagem de etanol por região em 2025



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026a).

4.3. Dutos

A maior parte da distribuição de etanol no Brasil é feita pelo modo rodoviário. No entanto, existem alternativas de transporte com menor emissão de gases de efeito estufa por volume transportado, como os modos dutoviário e ferroviário. A Figura 3 ilustra o sistema integrado de logística para o etanol da Logum, que consiste em polidutos próprios e a utilização de outros existentes, cuja extensão atual é de aproximadamente 1.100 km³⁸, com capacidade anual máxima de transporte de até 9 bilhões de litros de etanol (LOGUM, 2026a).

Figura 3 - Sistema integrado de logística para o etanol



Fonte: (LOGUM, 2026a).

³⁸ O projeto inicial da Logum contemplava a expansão até o porto de Santos, e um total de 1.400 km de dutos. Contudo, não há informações sobre essa ampliação.

Os trechos dos dutos que se encontram em operação são:

- i. Próprios: Uberaba (MG) – Ribeirão Preto (SP) (capacidade operacional de 1,8 bilhão de litros/ano); Ribeirão Preto (SP) – Paulínia (capacidade operacional de 2,8 bilhões de litros/ano); e Guararema (SP) – Guarulhos (SP) - São Caetano do Sul (SP) – São José dos Campos;
- ii. Subcontratados: Paulínia (SP) – Barueri (SP); Paulínia (SP) – Rio de Janeiro (RJ).

A capacidade de armazenamento dos tanques (volume útil) nos terminais operacionais do sistema é de 617 milhões de litros. Em 2025, o volume de etanol movimentado foi de 4,7 bilhões de litros, 6% a menos do que no ano anterior (LOGUM, 2026b).

A Logum espera movimentar até 9 bilhões de litros de etanol ao ano até 2030, deslocando 1,2 milhão de viagens rodoviárias e evitando a emissão de aproximadamente 1,4 milhão de toneladas de CO₂, com seu sistema operacional funcionando plenamente e com a implantação de melhorias (LOGUM, 2026b; UDOP, 2023).

Recentemente, foi divulgado um projeto de etanolduto de Sinop (MT) até Paulínia (SP), com extensão de 2.100 km e capacidade operacional de 13 bilhões de litros, conectando o maior estado produtor de etanol de milho à infraestrutura existente na região de destino. O investimento estimado é de R\$ 22 bilhões e está em fase de articulação, com foco no estabelecimento de parcerias para viabilizar seu financiamento e execução (CGP, 2026; CORREIO DA MANHÃ, 2026).

Estudos da EPE, apresentados no seu Plano Indicativo de Oleodutos, indicam potencial para implantação de quatro dutos de etanol, com investimentos estimados entre R\$ 1,4 bilhão e R\$ 9,3 bilhões, identificando oportunidades e ampliando as alternativas menos energo-intensivas, com menores emissões para o transporte de etanol no Brasil (EPE, 2025b).

4.4. Portos

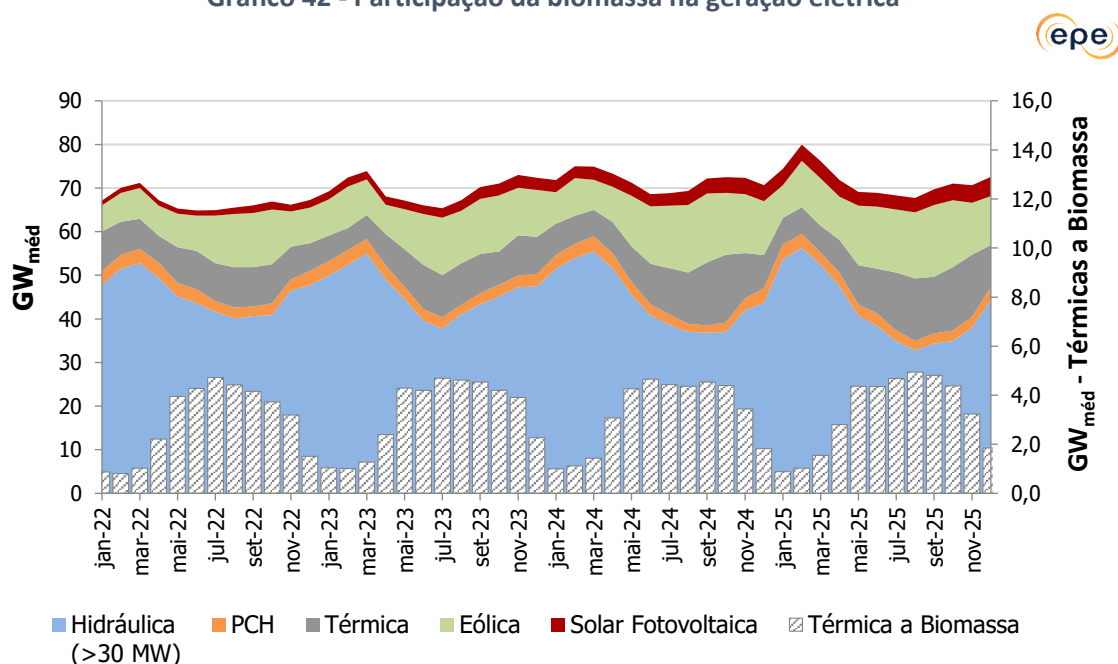
Em 2025 as transações internacionais de etanol brasileiro se deram majoritariamente por via marítima (99,6% do exportado e 100% do importado). O Porto de Santos – SP representou 92,6% dos volumes exportados, seguido pelo de Paranaguá – PR, com 6,4%. O Porto de São Luís – MA (43,6%) foi a principal porta de entrada do etanol importado seguido pelo Porto de Suape – PE (43,2%) (MDIC, 2026).

5. Bioeletricidade

A geração térmica a partir da biomassa ocupa papel importante no panorama energético nacional. Em 2025, verificou-se a manutenção do montante ofertado em comparação a 2024. Em relação ao total de energia exportada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizando biomassa como fonte energética, o bagaço de cana continua sendo o combustível mais utilizado, com 72,2%, seguido de licor negro proveniente da indústria de papel e celulose, com 20,3%, e resíduos florestais, com 3,1%, conforme será descrito no item 5.2.

Em vários ciclos consecutivos, a participação da energia elétrica oriunda da cana-de-açúcar na matriz nacional registrou retração na comparação anual. Esse comportamento pode ser explicado pelo crescimento contínuo da matriz elétrica brasileira, que reduz a representatividade relativa da fonte, aliado à ausência de acréscimos significativos tanto na área plantada quanto na produtividade agrícola nos anos recentes, como evidenciado no Capítulo 1. Em 2025, a energia exportada da cana-de-açúcar ao SIN respondeu por 3,2% do total. As usinas sucroenergéticas injetaram no SIN 2,3 GW_{méd}, mantendo-se no patamar de 2024. O Gráfico 42 apresenta a participação sazonal da biomassa na geração elétrica em 2022/2025. Nota-se a complementariedade com a fonte hídrica, uma vez que o aumento da geração da bioeletricidade ocorre durante a safra, período concomitante ao da estiagem (CCEE, 2026a).

Gráfico 42 - Participação da biomassa na geração elétrica



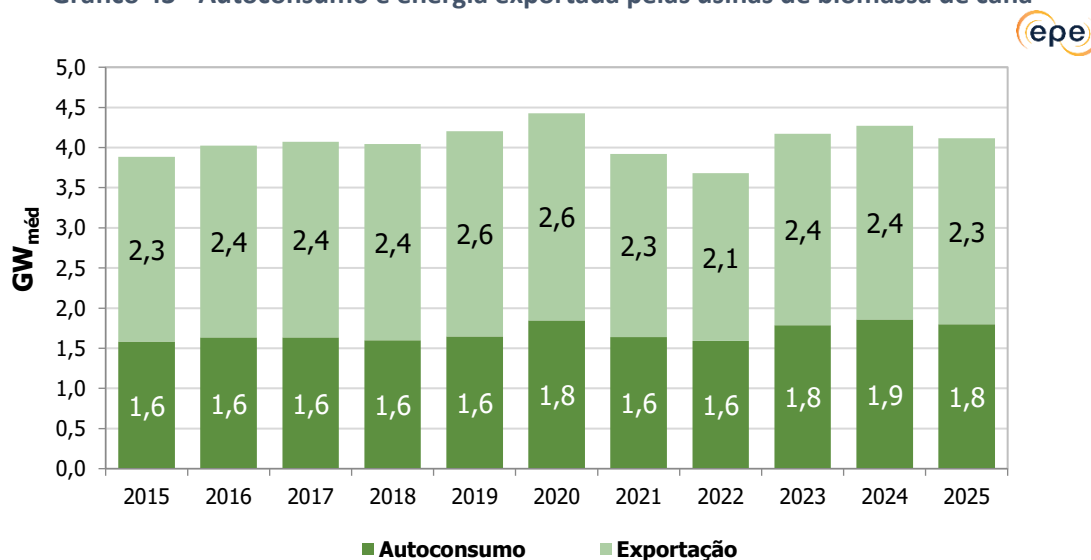
Fonte: EPE a partir de (CCEE, 2026a).

Em 2025, houve pequena variação (0,8%) na participação das térmicas a biomassa no atendimento da carga, comparado com 2024 (CCEE, 2026a).

5.1. Exportação e comercialização de energia

Além da autossuficiência energética, as usinas de biomassa de cana se caracterizam pela oferta de energia ao SIN³⁹. Conforme apresenta o Gráfico 43, a geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar em 2025 foi de 4,1 GW_{méd}. Esta tem oscilado em torno de um mesmo patamar no período apresentado, sendo o máximo valor de geração observado em 2020 e o mínimo, em 2022 (4,4GW_{méd} e 3,7 GW_{méd}, respectivamente).

Gráfico 43 - Autoconsumo e energia exportada pelas usinas de biomassa de cana



Fonte: EPE a partir de (CCEE, 2026a; EPE, 2026a).

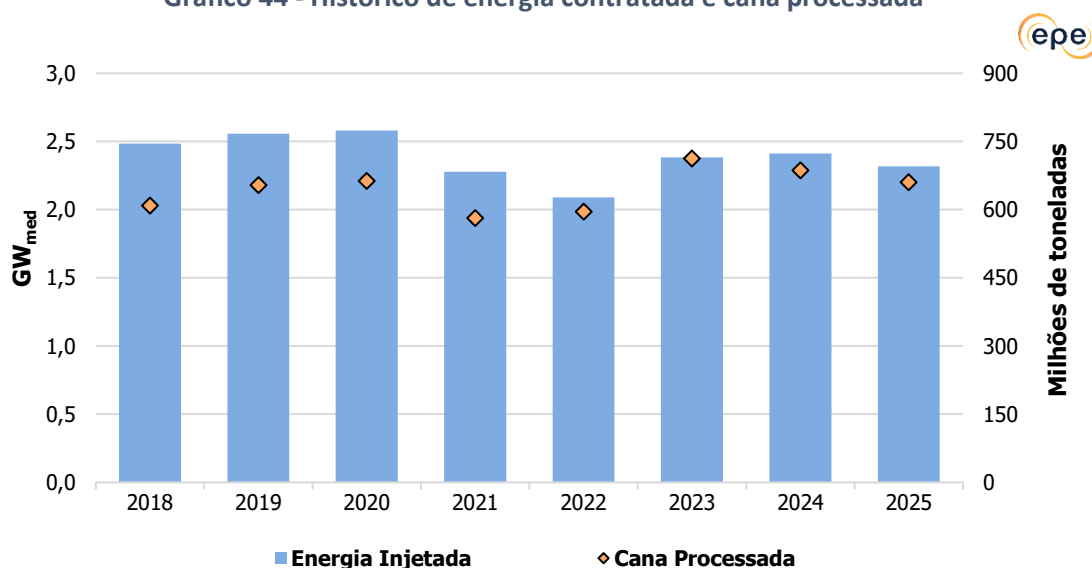
Dentre as 330 usinas a biomassa de cana-de-açúcar em operação em 2025, 256 comercializaram eletricidade, treze usinas a menos do que no ano anterior. Das que exportam energia para o SIN, parte atua exclusivamente no ACL (73%) ou no ACR (2,4%) e o restante (24,6%) vende em ambos os ambientes de contratação. Mais uma vez se observa a preferência pela comercialização da energia das usinas no ACL. Assim como nos últimos anos, observou-se reduzida negociação no ACR, especialmente pela baixa demanda das distribuidoras. As novas características do modelo de comercialização de energia têm se pautado na realização de leilões de capacidade e reserva, perfil que não favorece às usinas de bioeletricidade de cana. Um dos principais fatores que podem explicar este movimento é o aumento na geração distribuída, capacidade de despacho das usinas e da participação do ACL no conjunto de consumidores.

³⁹ As usinas comercializam energia elétrica nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL). No ACR, estão concentradas as operações de compra e venda de energia, por meio de licitações em que ocorrem os leilões de energia nova, de reserva (LER) e os de fontes alternativas (LFA). O modelo dos leilões foi estruturado de forma a assegurar maior transparência e competição na comercialização de energia. No ACL, atuam os agentes de geração, de comercialização, de importação, de exportação e os consumidores livres, em contratos bilaterais de compra e venda de energia livremente negociados, não sendo permitida às distribuidoras a aquisição de energia neste mercado. Além disso, há o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado em 2004 (CCEE, 2026b; ENBPAP, 2026).

O modelo de negócios anteriormente predominante no setor elétrico estava pautado em grande parte na realização de leilões centralizados de energia. Com a finalidade de aumentar a competitividade das fontes derivadas da biomassa e estimular o crescimento da bioeletricidade na matriz elétrica brasileira, o governo federal promoveu a criação de mecanismos regulatórios e políticas de incentivo, como os leilões específicos. Em 2008, foi realizado o primeiro leilão de energia de reserva (LER 2008), voltado exclusivamente à biomassa. Nesta ocasião, foram contratados mais de 590 MW méd, máximo valor registrado, com início de operação programado para os anos de 2009 e 2012. Houve pequenos acréscimos de energia da biomassa nos certames ocorridos nos anos de 2021 e 2022. Para o ano de 2025, assim como em 2024, não houve certames para aquisição de energia nova no mercado regulado (CCEE, 2026b).

O Gráfico 44 destaca o montante exportado para o SIN (ACR e ACL) dessas unidades e a cana processada nos últimos anos. Observa-se que, em 2025, houve diminuição tanto da quantidade de cana processada (3,8%, conforme Capítulo 1), quanto da injeção no SIN (4%).

Gráfico 44 - Histórico de energia contratada e cana processada



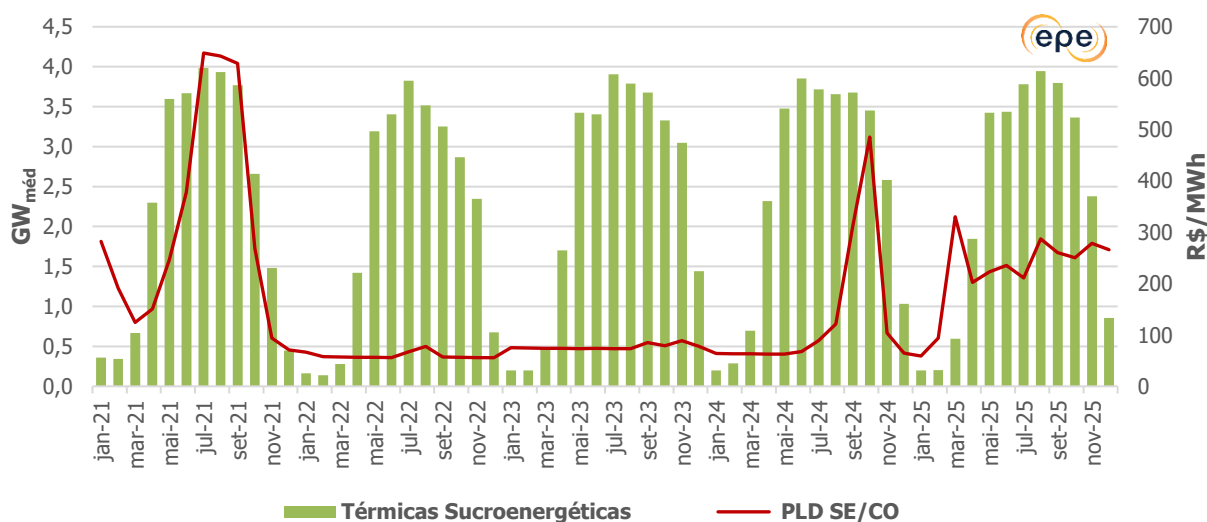
Fonte: EPE a partir de (CCEE, 2026a; MAPA, 2026a).

Com a maior parte da comercialização de energia do setor sucroenergético ocorrendo no mercado de contratação livre, as elevações de preço do PLD foram responsáveis por impulsionar aumento da geração deste setor no passado. Contudo, a reavaliação dos patamares máximos e mínimos diminuíram essa atratividade, reduzindo a correlação entre as variações de preço e a geração do setor sucroenergética. O Gráfico 45 ilustra a injeção mensal de energia no SIN pelas térmicas a biomassa de cana versus o preço do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças⁴⁰). No último ano o PLD estabilizou-se em patamar superior à média histórica recente. Esse movimento decorre da elevação da demanda, provocada por frequentes ondas de calor e do aumento do despacho termelétrico, que apresenta maiores custos operacionais.

⁴⁰ Atualizado semanalmente, este parâmetro tem por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada pelo uso dos combustíveis nas usinas termelétricas.

Adicionalmente, a expansão de fontes renováveis não controláveis, como eólica e solar, passou a exigir maior flexibilidade do sistema elétrico. Ao final de 2023 entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 1.078/2023 (ANEEL, 2023), que visa maior transparência, atualizações mais frequentes e maior detalhamento nos sistemas de despacho e precificação, essa resolução pode ter contribuído para um valor de PLD mais dinâmico durante o ano de 2025. Os valores estipulados pela CCEE para o PLD no ano de 2025 foram de R\$751,53/MWh como limite superior e R\$ 58,60/MWh para o valor inferior (aumento de 4,9% no limite superior e diminuição de 4,0%, para o limite inferior)⁴¹ (CCEE, 2026b).

Gráfico 45 - Geração térmica a biomassa de cana versus PLD



Nota: O PLD é calculado para os submercados N, NE, S, SE/CO. Neste gráfico, o valor utilizado para comparação do submercado é o referente a SE/CO.

Fonte: EPE a partir de (CCEE, 2026b).

Em ciclos passados, as unidades apresentavam um histórico de ganho de eficiência na exportação de energia elétrica por tonelada de cana processada, cenário que apresentou estagnação em períodos recentes. Os montantes captados por meio das linhas de financiamento do BNDES podem ser um fator determinante para essa mudança de tendência. Historicamente nota-se um decréscimo no valor destinado à cogeração de energia. Os maiores volumes ocorreram na época dos leilões, como o objetivo de incentivar o aumento de eficiência das usinas, tornando-as assim mais competitivas. Com as alterações dos modelos de contratação, dentre outros fatores, houve redução do valor destinado a essa atividade. Os valores requisitados pelas usinas por meio deste banco para a bioeletricidade têm sido baixos nos últimos anos, sendo de R\$ 28,5 milhões em 2025, uma diminuição de 13,3% em relação a 2024.

5.2. Bioeletricidade de outras biomassas

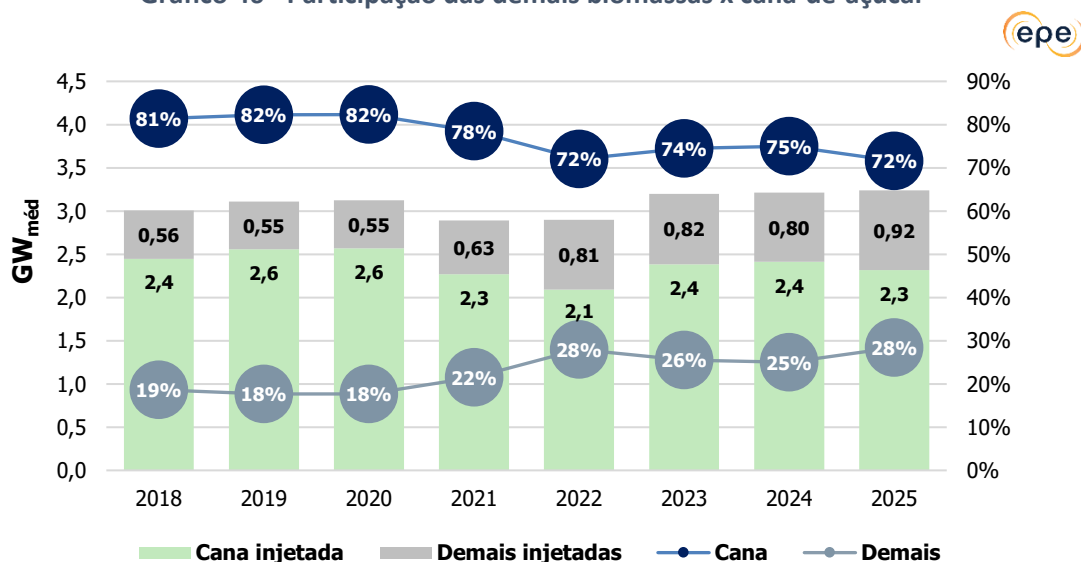
Em 2025, além dos já mencionados subprodutos da cana-de-açúcar, foram injetados 919,2 MW_{méd} gerados em empreendimentos que utilizam como combustível insumos provenientes de outras fontes de biomassa, animal ou vegetal. Este valor corresponde a um aumento de 14,6% em relação a 2024.

⁴¹ Os valores limítrofes para o PLD definidos para o ano de 2025 foram de R\$751,73/MWh e R\$58,60/MWh, um aumento de 4,9% e retração de 4,0%, respectivamente, em relação ao ano anterior. Registra-se quem em 2025 o PLD máximo horário de R\$1.542,23/MWh, 4,9% superior ao registrado em 2024. Para 2026, o máximo valor horário para este indicador é de R\$1.611,04 (ANEEL, 2024; CCEE, 2026b).

A geração através destas outras biomassas (exclusive cana) representou 1,3% da matriz elétrica em 2025. Destacam-se mais uma vez, a maior participação do licor negro (651,8 MW_{méd}, 71%), em grande parte impulsionado pelo crescimento de produção do setor de celulose, os resíduos florestais (99 MW_{méd}, 10,8%) e o biogás de diversas fontes (94,9 MW_{méd}, 10,3%). Com menor participação, contribuem o carvão vegetal, casca de arroz, gás de auto forno e lenha.

Em 2025, a participação dessas fontes na composição total da energia exportada pelas biomassas no SIN foi de 28,4%, um aumento de 3,42% em relação ao ano anterior. A participação neste ano se igualou ao ano de 2022, apresentando, contudo, valor absoluto ligeiramente maior. Nos últimos 5 anos foram adicionados cerca de 4,0 GW_{méd}, conforme ilustra o Gráfico 46.

Gráfico 46 - Participação das demais biomassas x cana-de-açúcar



Fonte: EPE a partir de (CCEE, 2026a).

Diferentemente da cana-de-açúcar, que tem uma sazonalidade bem definida, e consequentemente uma variação elevada da energia exportada para o *grid*, a geração proveniente das demais biomassas pode-se dizer mais controlável e determinística, devido, principalmente, à possibilidade de estocagem do combustível⁴². Note-se que este é um atributo importante para o setor elétrico, contribuindo para o aumento da segurança energética e confiabilidade sistêmica, em um momento de grandes desafios e mudanças estruturais que vêm ocorrendo no parque gerador.

⁴² Usinas de milho dedicadas tendem a utilizar biomassa vegetal como fonte de energia para sua produção de etanol. Usinas flex, que também produzem etanol de cana-de-açúcar, tem como fonte o bagaço (FAVA-NEVES, 2021).

6. Biodiesel

A Lei nº 11.097/2005 apresenta uma definição ampla para o biodiesel, como sendo qualquer combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores do ciclo Diesel (BRASIL, 2005). Atualmente, encontra-se em vigor a Resolução ANP nº 920/2023, que define a especificação do biocombustível como sendo composto por uma mistura de ésteres de ácidos graxos (ANP, 2023b).

Em 2025, foram consumidos 9,9 bilhões de litros de biodiesel no Brasil, aumento de 8,3 % em relação a 2024. O percentual de adição obrigatória do biodiesel à mistura com o diesel fóssil iniciou o ano em 14 % em volume (B14), aumentou para 15% em 1º de agosto, mantendo-se neste patamar até o fim do ano (CNPE, 2023).

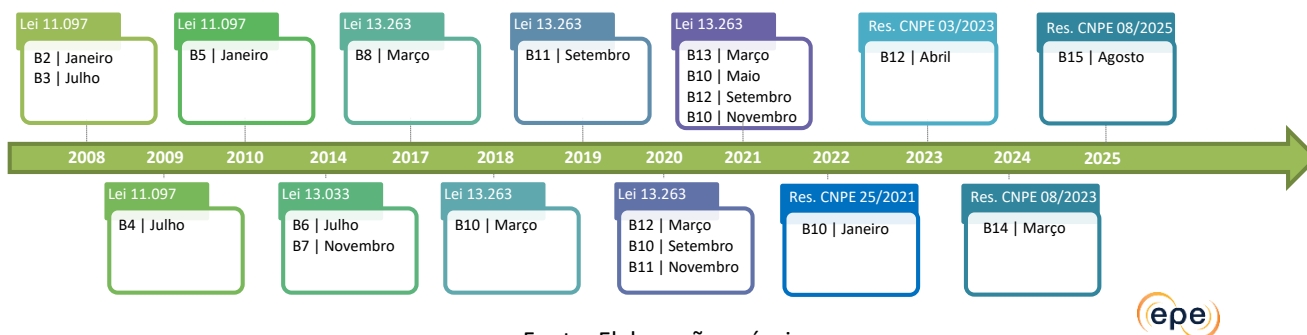
Desde o início do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB) em 2005, já foram produzidos mais de 86,5 bilhões de litros deste biocombustível. Comparativamente, o Brasil continua entre os três maiores produtores e consumidores de biodiesel no *ranking* internacional. O setor nacional de biodiesel registrou um total de 59 usinas produtoras em dezembro de 2025, mantendo a concentração nas regiões Centro-Oeste e Sul do País (ANP, 2026d).

6.1. Evolução do marco regulatório do biodiesel

Desde que foi instituído o uso obrigatório do biodiesel na mistura com o diesel fóssil, por meio da Lei nº 11.097/2005, observou-se uma rápida evolução para a adição do biocombustível em maiores teores (BRASIL, 2005). O valor inicial foi fixado em 2% em volume, em 2008, alcançando 5% já em 2010, quando o previsto originalmente ocorreria somente em 2013. Nos anos subsequentes, houve a elevação gradual dos percentuais mínimos obrigatórios no diesel B, com algumas oscilações entre 2020 e 2022.

Em 19 de dezembro de 2023, a Resolução CNPE nº8 alterou a evolução do percentual de mistura de biodiesel no diesel B, estabelecendo o percentual de 14%, a partir de março de 2024, e de 15%, a partir de 1º março de 2025. Porém, a Resolução CNPE nº6 de fevereiro de 2025 suspendeu temporariamente a elevação para o teor de 15%, mantendo o percentual em 14%. Em 02 de julho de 2025, a Resolução CNPE nº 8 estabeleceu o percentual de 15% a partir de 1º de agosto desse ano. A evolução dos teores de adição obrigatória de biodiesel ao diesel fóssil está detalhada na Figura 4.

Figura 4 - Evolução do marco legal do biodiesel

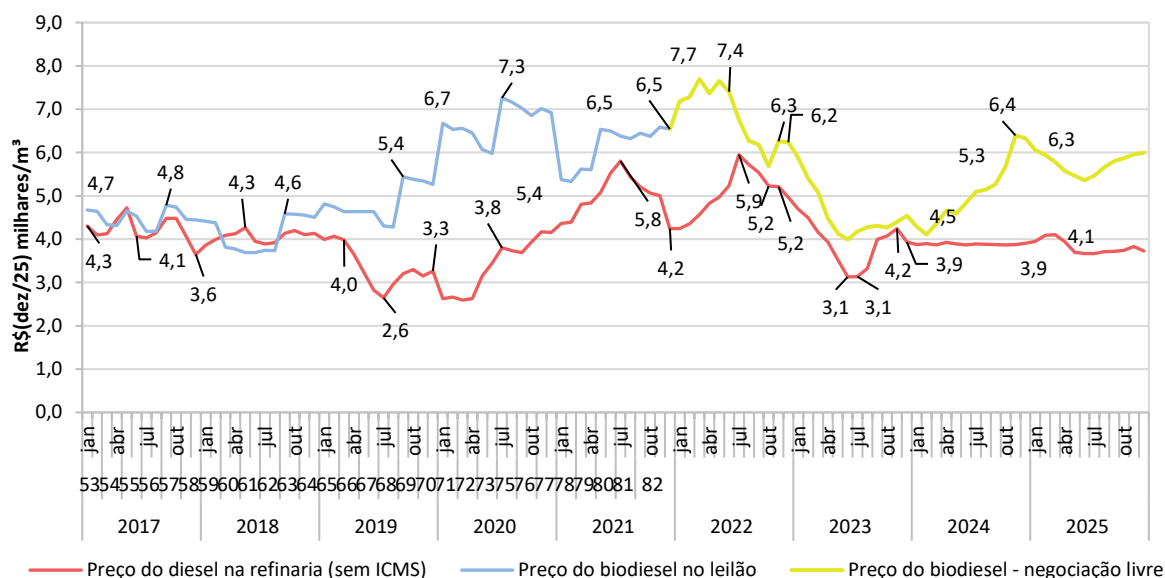


Fonte: Elaboração própria



A partir de janeiro de 2022, a sistemática de comercialização do biodiesel no mercado nacional, que antes ocorria por meio de leilões públicos organizados pela ANP, foi alterada, por meio da Resolução CNPE nº 14/2020. O normativo definiu que a comercialização se daria diretamente entre produtores e distribuidores (CNPE, 2020), cuja relação está regulamentada na Resolução ANP nº 857/21 (ANP, 2021). O Gráfico 47 apresenta os preços médios a partir de 2017 do biodiesel e do diesel A, este último estável em 2024 e 2025 no mercado doméstico, assim como no mercado internacional. Com a deflagração da guerra no Irã, iniciada pelo bombardeio dos Estados Unidos em fevereiro de 2026, foram observadas elevações de preço do diesel A em 2026.

Gráfico 47 - Preços médios - biodiesel e diesel sem ICMS



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026e).

A Resolução CNPE nº3/ 2015 definiu as diretrizes para autorizar a comercialização e o uso voluntário de biodiesel, em quantidade superior ao percentual de sua adição obrigatória ao óleo diesel⁴³. Essas regras para o biodiesel autorizativo têm como objetivo aproveitar e estimular as condições que podem torná-lo competitivo frente ao óleo diesel, principalmente em regiões distantes de refinarias de petróleo e com abundância de capacidade produtiva.

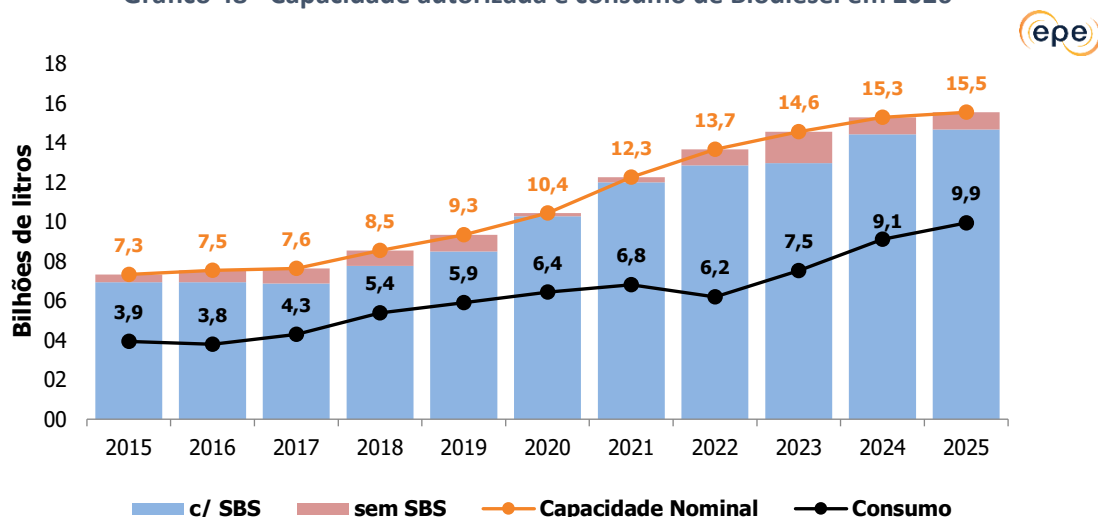
Com o objetivo de descarbonizar suas operações logísticas, algumas empresas têm utilizado o biodiesel puro (B100) como substituto ao diesel fóssil, tanto em caminhões da frota própria (BIODIESELBR, 2024a, 2024b) como em embarcações fluviais (ANP, 2024a). Há também iniciativas para o uso do biocombustível no transporte marítimo adicionado a combustíveis fósseis como a comercialização pela Petrobrás do VLS B24, combustível marítimo com 24% de biodiesel e 76% de bunker mineral (BIODIESELBR, 2024c).

⁴³ Os percentuais máximos, em volume, de adição de biodiesel ao óleo diesel são: 20% em frotas cativas ou consumidores rodoviários atendidos por ponto de abastecimento; 30% no transporte ferroviário; 30% no uso agrícola e industrial; e 100% no uso experimental, específico ou demais aplicações (CNPE, 2015).

6.2. Capacidade instalada e produção regional

Segundo dados da ANP, em dezembro de 2025, a capacidade instalada correspondeu a 15,5 bilhões de litros, dividida entre as 59 usinas produtoras autorizadas, sendo que 55 detinham o Selo Biocombustível Social (SBS⁴⁴) (MDA, 2026). O Gráfico 48 apresenta a capacidade autorizada anual, com distinção para as usinas que possuem o SBS, assim como o consumo anual, demonstrando o efeito de sobre capacidade desde 2008 (ANP, 2026d). Observa-se que o consumo deste biocombustível, em 2025, correspondeu a 63,2 % da capacidade instalada no País.

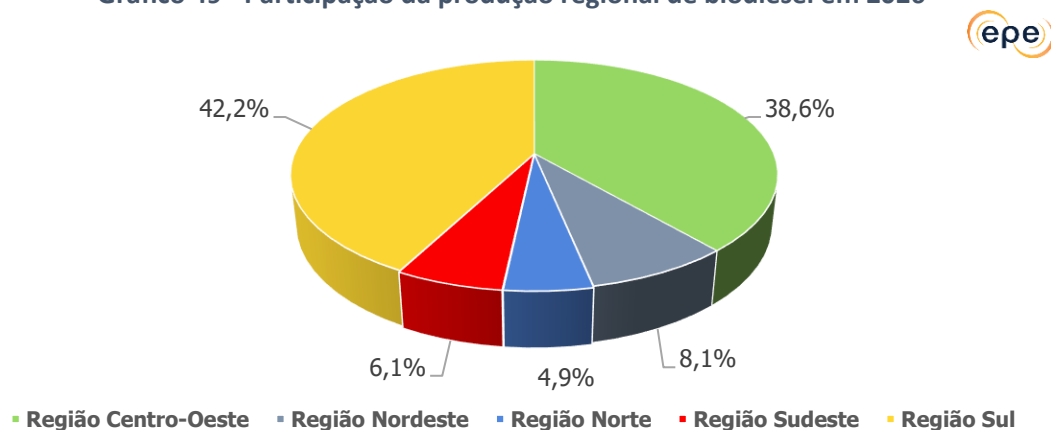
Gráfico 48 - Capacidade autorizada e consumo de Biodiesel em 2026



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026d; EPE, 2025a).

A disponibilidade das principais matérias-primas, soja, materiais graxos e sebo bovino, nas regiões Sul e Centro Oeste, faz com que essas regiões sejam as maiores produtoras de biodiesel. Em contraste, o maior consumo se concentra na região Sudeste. O Gráfico 49 apresenta a produção regionalizada de biodiesel em 2025, com maior concentração da produção nas regiões Sul (42,20 %) e Centro-Oeste (38,6 %) do País.

Gráfico 49 - Participação da produção regional de biodiesel em 2026



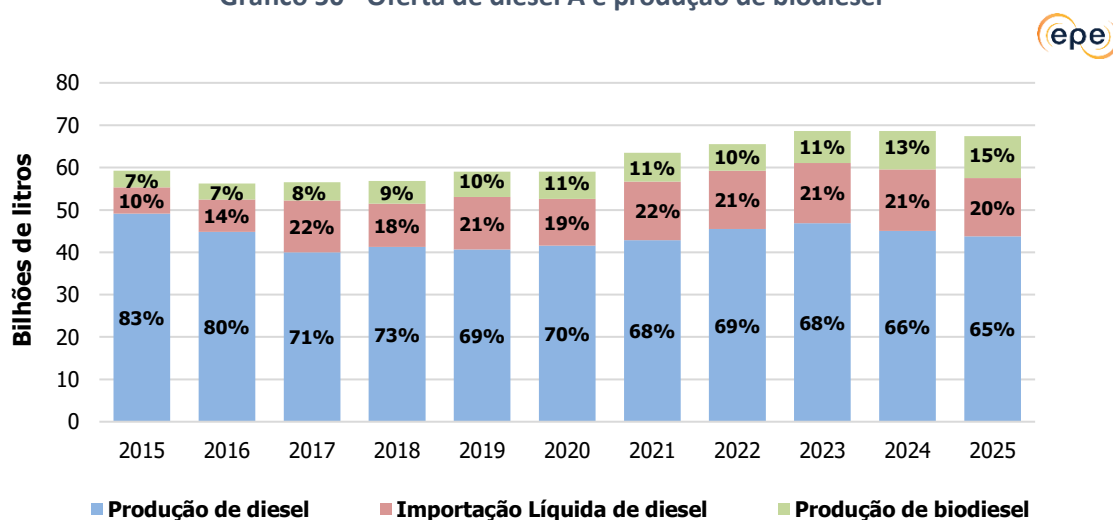
Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026e).

⁴⁴ O SBS é uma distinção conferida às empresas produtoras de biodiesel que utilizam, em sua cadeia produtiva, produtos oriundos da agricultura familiar. O objetivo é a garantia de renda e estímulo à inclusão social das famílias produtoras. As empresas produtoras de biodiesel e detentoras do SBS são beneficiadas com o acesso a melhores condições de financiamento junto às instituições financeiras.

O panorama observado acima pode vir a se modificar nos próximos anos em função das propostas da Resolução CNPE nº 03/2023 (CNPE, 2023), uma das quais estabelece “como critério adicional para manutenção do direito de uso do Selo Biocombustível Social, para cada produtor de biodiesel, o percentual mínimo do valor efetivo destinado ao fomento e aquisições no âmbito do SBS para as Regiões Norte, Nordeste e Semiárido: I - 10% em 2024; II - 15% em 2025; e III - 20% a partir de 2026”. Esses percentuais se referem aos totais despendidos por cada produtor nos respectivos anos.

Em relação a 2024, ocorreu uma queda na produção de diesel A pelo parque nacional em 2,7 % e redução de 4,8 % na importação líquida. Verifica-se, ainda, que a produção do biocombustível teve um aumento de 8,8% em relação ao ano anterior, em consequência do aumento do percentual mandatório. O Gráfico 50 mostra a evolução da produção e importação de diesel A e a oferta de biodiesel.

Gráfico 50 - Oferta de diesel A e produção de biodiesel

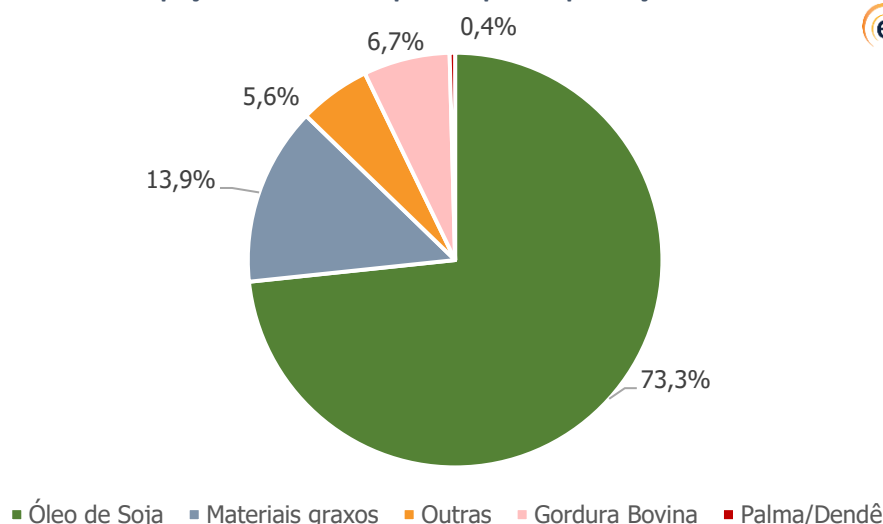


Fonte: EPE, a partir de (EPE, 2026a).

6.3. Matéria-prima para o biodiesel

Conforme pode ser visto pelo Gráfico 51, em 2025, o óleo de soja figurou como o insumo mais importante para a produção de biodiesel, totalizando 7,3 bilhões de litros (aumento de 1,6 % em relação ao ano anterior), o que corresponde a 73,3% do volume produzido. Em seguida, destacam-se os “materiais graxos”, com 13,9%, enquanto o sebo bovino aparece com 5,6%. O óleo de palma corresponde a 0,4% e a categoria “outras” soma 6,7%, englobando insumos como óleo residual de fritura, gordura de frango, gordura suína, óleo de milho, óleo de algodão e óleo de colza (ANP, 2026d).

Gráfico 51 - Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel em 2026



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026d).

A soja permanece como a principal matéria-prima empregada na produção de biodiesel no Brasil, com tendência de manutenção de sua liderança em curto e médio prazos. No entanto, nos últimos cinco anos, tem ocorrido uma expansão relevante da participação da categoria denominada “Materiais graxos” na matriz de insumos utilizada pelo setor. Atualmente, essa categoria ocupa a segunda posição em representatividade (ANP, 2026d; EPE, 2025a).

Informações obtidas junto às entidades representativas do setor produtivo indicam que a classificação “outros materiais graxos” engloba, majoritariamente, misturas de óleo de soja com outros óleos vegetais. Contudo, a caracterização precisa dessa fração carece de maior detalhamento, uma vez que sua representatividade tem aumentado significativamente. Dada sua crescente importância, é necessária a adoção de medidas que promovam o aprimoramento dos mecanismos de classificação e monitoramento desses insumos, de modo a garantir maior transparência e acurácia na avaliação da matriz de matérias-primas do setor.

Considerando a perspectiva de elevação dos percentuais mandatórios de mistura de biodiesel ao diesel, projeta-se um aumento progressivo na demanda por matérias-primas. Embora as projeções para a produção de soja sejam positivas, observa-se a necessidade de formulação e implementação de políticas públicas que incentivem a diversificação da base de insumos. A inclusão de culturas como macaúba, dendê e outras oleaginosas regionais é estratégica para promover o desenvolvimento socioeconômico de diferentes regiões do País e reduzir a dependência de um único insumo. Neste sentido, foi instituído pelo CNPE no primeiro trimestre de 2025 um Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de avaliar a viabilidade de ampliação da oferta de novas matérias primas para a produção de biocombustíveis, incluindo agricultores familiares e pequenos produtores. Dentre seus objetivos, o GT deverá propor medidas para reduzir a dependência de insumos específicos, conferir maior estabilidade e sustentabilidade para o mercado e promover o desenvolvimento regional, principalmente no Norte, Nordeste e Semiárido, onde o potencial produtivo de biocombustíveis é grande, mas ainda subaproveitado (GOV.BR, 2025a). Esta discussão é aprofundada no Capítulo 9 de Inovações e perspectivas emergentes para biocombustíveis.

6.3.1. Safra de soja

A safra de soja em grãos no Brasil foi de 171,5 milhões de toneladas em 2025 (154,4 milhões em 2024), representando um aumento de 11% em relação ao ano anterior. Já a produção de óleo de soja foi de 11,9 milhões de toneladas, expressando um acréscimo de 5,3%. O processamento doméstico cresceu 1,6% em comparação a 2024 (ABIOVE, 2026).

A capacidade de processamento de soja foi 76,4 milhões de toneladas anuais, com um acréscimo de 5,7 %, segundo a Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE, 2026). Pelo fato da legislação em vigor privilegiar a exportação do grão, essa indústria opera com ociosidade. A Tabela 2 resume a situação do complexo da soja nos anos 2024 e 2025.

Tabela 2 - Complexo soja⁴⁵

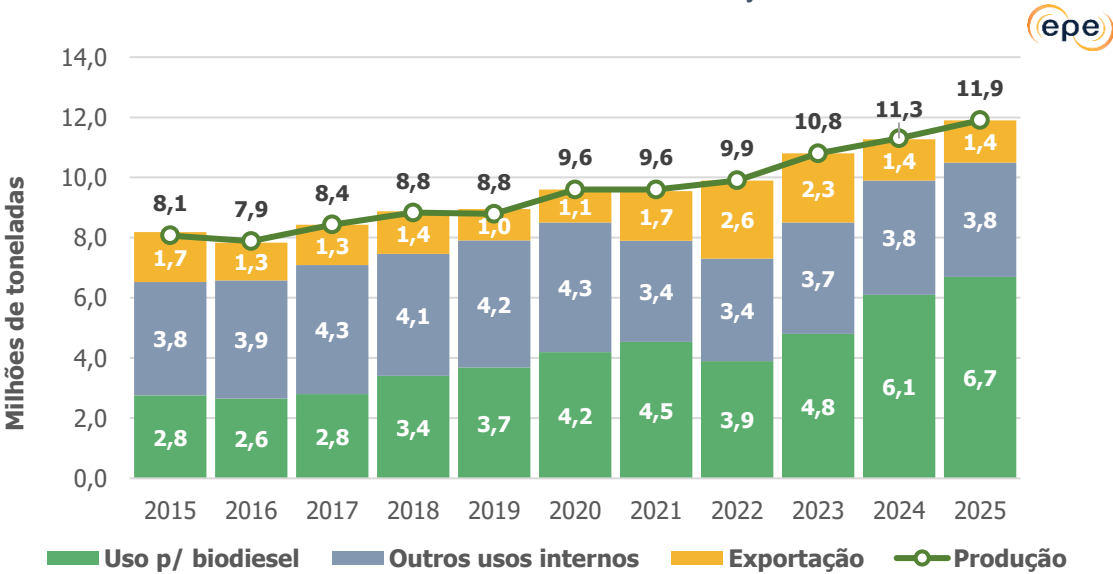
Milhões de toneladas	2024	2025	Δ % (2024-2025)
Produção de soja	154,4	171,5	11%
Capacidade instalada de processamento	72,3	76,4	5,7%
Exportação de soja em grão	98,8	108,2	9,5%
Soja processada	55,8	56,7	1,6%
Farelo de soja produzido	42,7	44,9	5,2%
Óleo de soja produzido	11,3	11,9	5,3%
Exportação de óleo de soja	1,4	1,4	0,0%
Consumo de óleo de soja para biodiesel	6,6	6,7	1,5%
Consumo de óleo alimentício e outros	3,2	3,8	18,8%

Nota: A densidade considerada para o óleo de soja foi 0,92 kg/l. Considerou-se 330 dias de operação no ano para a capacidade de processamento de soja.

Fonte: (ABIOVE, 2026; ANP, 2026d).

O Gráfico 52 ilustra o comportamento do mercado de óleo de soja brasileiro desde 2015.

Gráfico 52 - Mercado de óleo de soja



Fonte: EPE a partir de (ABIOVE, 2026)

⁴⁵ Os valores referentes ao consumo interno de “soja semente” e outros fins não foram considerados.

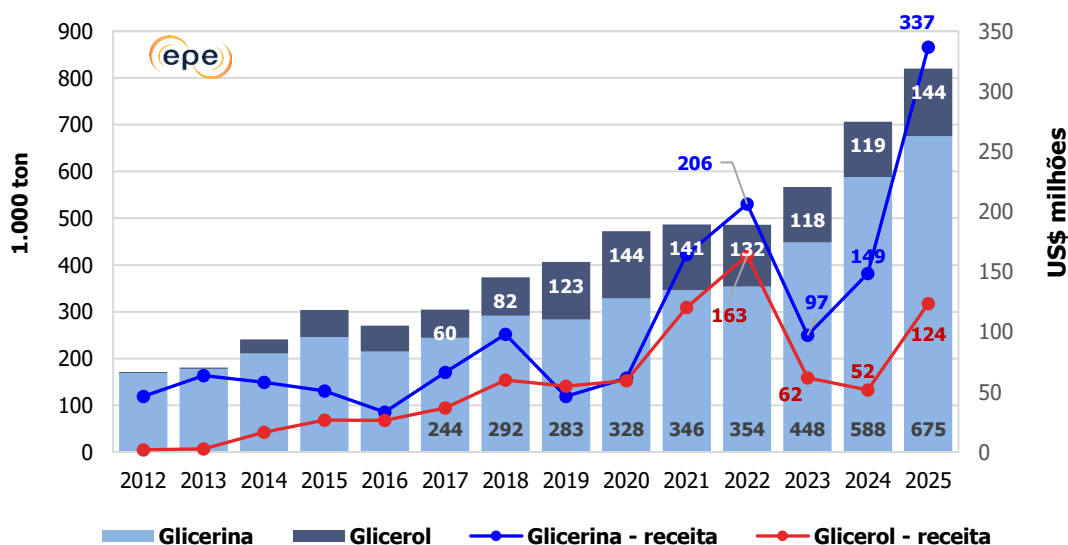
A produção mássica de óleo de soja entre 2013 e 2025 aumentou 67,6%, segundo a ABIOVE. Este crescimento é muito inferior àquele destinado à obtenção do biodiesel, que, em valores absolutos, saiu de 2,0 milhões para 6,7 milhões de toneladas, aumento de 235% neste mesmo período. As exportações de óleo de soja em 2025 apresentaram estabilidade, sendo o mesmo valor do exportado em 2024 (ABIOVE, 2026).

6.4. Coprodutos do biodiesel

A glicerina é um coproduto da cadeia do biodiesel, que corresponde a aproximadamente 10% em massa do biocombustível produzido, em sua maioria dirigida à exportação. Em 2025, estima-se que tenham sido produzidas um milhão de toneladas de glicerina bruta. A exportação atingiu 675,3 mil toneladas, superando em 15% o valor de 2024. Por sua vez, a receita cresceu 126%. Esse aumento foi causado principalmente pela elevação do preço médio de venda do produto no mercado internacional. O glicerol é uma classificação para a glicerina refinada, que tem melhores preços no mercado internacional que a glicerina bruta. A exportação de glicerol, atingiu 144,4 mil toneladas em 2025, valor 21,4% superior a 2024. O Gráfico 53 indica os volumes exportados bem como a receita obtida com os dois produtos, glicerina com US\$ 336,8 milhões e glicerol com US\$ 123,5 milhões.

O número de usinas que estão instalando equipamentos para purificação da glicerina, visando melhores receitas, tem aumentado continuamente (ME, 2026). A China continua como o maior destino das exportações, sendo 86 % da glicerina bruta e 24 % do glicerol (ME, 2026).

Gráfico 53 - Exportação de glicerina e glicerol



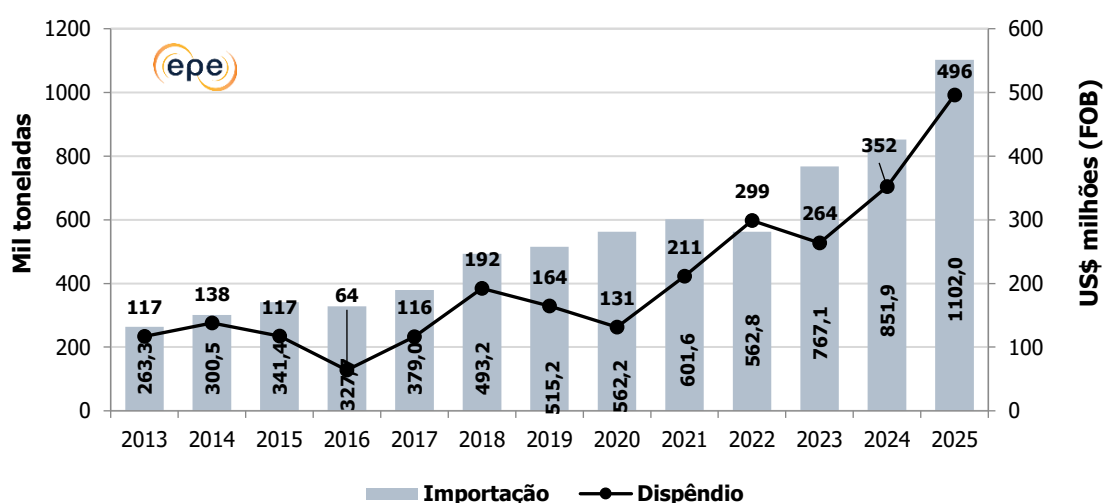
Fonte: EPE a partir de (MDIC, 2026).

6.5. Metanol

O metanol é um insumo fundamental para a obtenção do biodiesel produzido pelo processo de esterificação/transesterificação. Os EUA concentram a produção mundial devido aos baixos preços do gás natural, que é a matéria-prima básica em seu processo produtivo. O Brasil importou 1,1 milhão de toneladas deste insumo em 2025 para a produção de biodiesel, sendo a maior parte oriunda de Trinidad e Tobago, Venezuela e Estados Unidos. O Gráfico 54 mostra a quantidade de metanol importado exclusivamente para a produção de biodiesel e o dispêndio resultante. O total em 2025 foi 29,4 % maior que em 2024 e o desembolso totalizou US\$ 496 milhões, 41,0 % maior que 2024 (ANP, 2026e; ME, 2026).

O metanol é uma *commodity* e, portanto, tem seu preço de venda determinado pela interação entre oferta e demanda no mercado mundial. Este fator se configura como um ponto de atenção para o desenvolvimento de uma futura produção nacional.

Gráfico 54 - Importação de metanol para biodiesel



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026e; ME, 2026).

7. Biogás e Biometano

Cada vez mais relevante no cenário energético nacional, o biogás segue aumentando a sua participação na oferta interna de energia, atingindo 474⁴⁶ mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2025, tendo partido de apenas 14 mil tep em 2010 (EPE, 2026c). As perspectivas positivas para a fonte ganharam novo impulso em 2024, como consequência de avanços regulatórios e de políticas públicas, bem como sinais de interesse do lado da demanda, especialmente por agentes que buscam a descarbonização de suas atividades. O momento favorável ao setor se concretiza em particular para o biometano, sendo observado um rápido aumento nas usinas em operação e um conjunto de novas unidades em construção.

O biogás é um combustível versátil, que pode ser utilizado localmente como fonte de energia térmica e para a geração distribuída de energia elétrica. Composto majoritariamente por CH₄ e CO₂, após sua purificação pode gerar um biocombustível padronizado denominado biometano, definido como o “biocombustível gasoso constituído essencialmente de metano, derivado da purificação do biogás”, cuja qualidade é regulada pela ANP (ANP, 2022a, 2022b). Cumprindo os requisitos estabelecidos pela Agência, ele passa a ser intercambiável com o gás natural, o que significa que pode substituir ou ser misturado a esse combustível em quaisquer proporções. Essa possibilidade abre um mercado amplo a ser explorado pelo biocombustível, além de permitir sua movimentação pela malha de gasodutos e outras soluções de entrega vinculadas originalmente ao gás de origem fóssil.

De forma análoga a outros biocombustíveis, o biometano pode ser utilizado no setor de transportes. Neste documento, interessam principalmente o biometano e todo o biogás produzido internamente ao processo de produção de outros biocombustíveis, como no setor sucroenergético.

7.1. Biogás no setor elétrico

A geração de energia elétrica a partir do biogás se divide principalmente entre as plantas de micro ou minigeração distribuída e aquelas detentoras de registro ou autorização pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A micro e minigeração distribuída se caracteriza pelo sistema de compensação de energia elétrica, regulamentado inicialmente pela ANEEL na Resolução Normativa nº 482 de 2012. Sob esse sistema, que permite a geração de créditos para abatimento do consumo, as primeiras plantas de biogás surgiram em 2014. Em 2025, foram adicionadas 14 novas unidades geradoras, com capacidade agregada de 11 MW, totalizando 161 MW de potência instalada em 555 unidades, somando as diferentes matérias-primas: resíduos animais, resíduos urbanos, agroindústria e floresta (ANEEL, 2026a). Além desse total de unidades incluídas no sistema de compensação, existem outras 51 cadastradas na ANEEL para a geração de energia elétrica, com 390 MW de capacidade instalada.

O sistema de compensação contempla o maior número de usinas a biogás, mas as regras limitam a capacidade instalada a 5 MW. Por outro lado, em geral, as usinas não enquadradas no sistema de compensação são de maior porte. Em 2025, segundo o Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA, o biogás terminou o ano com 54 usinas em operação com registro ou autorização⁴⁷,

⁴⁶ Valor ligeiramente menor que o registrado em 2024, decorrente da redução da geração elétrica centralizada.

⁴⁷ Cabe notar que o CIBiogás realiza levantamento próprio das plantas de biogás no País. Referente ao ano de 2025, o Centro apontou 1.489 unidades de geração elétrica, reunindo também plantas que têm operação isolada. Além destas plantas e das de biometano, são registradas outras 180 plantas que utilizam o biogás como fonte de energia térmica e 6 para energia mecânica.

totalizando 253,7 MW de potência outorgada. A maior parte dessa capacidade, correspondente a 211,7 MW, usa biogás de resíduos sólidos urbanos como combustível (ANEEL, 2026b).

7.2. Biometano

Em meados de 2026, havia 21 usinas detentoras de autorização da ANP, correspondendo a uma capacidade total de produção de 1.368.145 Nm³/ dia. Ao longo do ano de 2026, seis usinas adquiriram autorização da ANP para produzir biometano, adicionando 410.024 Nm³/dia à capacidade nacional de 2025, das 15 usinas já existentes (ANP, 2026f). A maior parcela dessa capacidade tem como substrato o biogás obtido de resíduos urbanos depositados em aterros sanitários, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Plantas de biometano com autorização de operação na ANP, RenovaBio.

Empresa	Município	UF	Capacidade [Nm ³ /dia]	Matéria-prima	RenovaBio – NEEA [gCO ₂ eq/MJ]
COCAL ENERGIA	Narandiba	SP	27.112,8	Agrossilvopastoris e comerciais	75,66
ENGEPI AMBIENTAL	Jambeiro	SP	30.000	RSU em aterro sanitário	Não
GÁS VERDE	Seropédica	RJ	204.000	RSU em aterro sanitário	76,73
GNR DOIS ARCOS	São Pedro d'Aldeia	RJ	16.000	RSU em aterro sanitário	78,97
GNR FORTALEZA	Caucaia	CE	110.000	RSU em aterro sanitário	80,77
METAGÁS BIOGÁS	São Paulo	SP	30.000	RSU em aterro sanitário	80,45
RAÍZEN-GEO BIOGÁS COSTA PINTO LTDA.	Piracicaba	SP	130.368	Agrossilvopastoris e comerciais	Não
ESSENCIS BIOMETANO S.A.	Caieiras	SP	67.200	RSU em aterro sanitário	79,80
ADECOAGRO VALE DO IVINHEMA S.A.	Ivinhema	MS	8.000	Sucroenergético e RSU em aterro sanitário	Não
GEO ELÉTRICA TAMBOARA BIOENERGIA LTDA.	Tamboara	PR	31.200	Agrossilvopastoris e comerciais	Não
CRI GEO BIOGÁS S.A.	Elias Fausto	SP	23.694	Agrossilvopastoris e comerciais	Não
ZEG BIOGÁS AROEIRA SPE LTDA.	Tupaciguara	MG	16.912	Agrossilvopastoris e comerciais	Não
ORIZON BIOMETANO JABOATÃO DOS GUARARAPES LIMITADA	Guararapes	PE	108931	RSU em aterro sanitário	Não
SPE CENTRAL DE TRATAMENTO INTEGRADO RESÍDUO ZERO LTDA	Triunfo	RS	36000	Agrossilvopastoris e comerciais	Não
BIOENERGIA SANTA CRUZ LTDA.	Fazenda Santa Cruz	SP	82.575	Agrossilvopastoris e comerciais	Não
BIOMETANO SUL S.A.	Minas do Leão	RS	64.848	RSU em aterro sanitário	Não
BIOMETANO VERDE PAULÍNIA S.A.	Paulínia	SP	106.867	RSU em aterro sanitário	Não
AGRIC ADUBOS E GESTÃO DE RESÍDUOS INDUSTRIAIS E COMERCIAIS S.A.	Campos Novos	SC	31.440	Produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais	Não
BIOMETANO SÃO LEOPOLDO S.A.	São Leopoldo	RS	36.774	RSU em aterro sanitário	Não
COCAL ENERGIA PPT PARTICIPAÇÕES LTDA	Paraguaçu Paulista	SP	60.000	Produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais	Não
SCBIO ENERGIAS RENOVÁVEIS SPE LTDA	Campos Novos	SC	16.000	Produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris e comerciais	Não
Total (em operação)			1.368.145		

Notas: Marcação em verde referente às usinas do setor sucroenergético. Situação: julho de 2026.

Fontes: (ANP, 2026f).

Em julho de 2026, 48 usinas estavam com o processo de autorização em andamento, duas categorizadas como ampliação e o restante como construção de nova instalação. Caso efetivadas, essas usinas somariam 2.009.406 Nm³/dia à capacidade nacional de produção de biometano (ANP, 2026f). A Figura 5 apresenta as plantas produtoras de biometano classificadas por tipo de autorização e matéria-prima.

Figura 5 - Plantas produtoras de Biometano



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026f).

Em relação ao RenovaBio, das 17 plantas autorizadas pela ANP, 6 tinham certificado vigente em dezembro de 2025, representando 42% da capacidade de produção. Na média, o biometano detém a melhor nota de eficiência energético-ambiental dentre os biocombustíveis, rendendo mais CBIO por megajoule (MJ) comercializado que o etanol ou o biodiesel. A NEEA (nota de eficiência energética ambiental) média dos seis certificados vigentes é de 78,73 gCO₂e/MJ. Devido à produção a base de resíduos, todas as plantas têm 100% de volume elegível para a geração de CBIO, característica única entre os biocombustíveis que participam deste programa (ANP, 2026g). Adotando a nota média de 78,73 gCO₂e/MJ, calcula-se que o RenovaBio pode gerar uma receita adicional de cerca de R\$ 0,16 por Nm³ de biometano, considerando o preço do CBIO em R\$ 54,72⁴⁸.

7.3. Setor sucroenergético

O setor sucroenergético é singular para o desenvolvimento do biogás no Brasil, devido ao elevado potencial de produção a partir dos resíduos do processamento e da colheita da cana-de-açúcar. Nas usinas de cana podem ser instaladas plantas de grande porte, com diferentes modelos de negócio para o aproveitamento do biogás. Isso se deve à sua flexibilidade intrínseca, bem como às opções disponíveis no contexto de uma usina.

⁴⁸ Assumiu-se o preço do CBIO em R\$ 54,72, que foi o valor médio registrado em 2025, e uma concentração de CH₄ no biometano de 96,5%. Foram desconsiderados impostos e outros custos para o produtor.

Entre os modelos em operação há projetos de geração elétrica a partir do biogás, incluindo uma planta sob contrato obtido em leilão do ambiente regulado. Em alguns casos, a geração de energia elétrica é combinada à produção de biometano dentro da mesma usina.

Um dos usos alternativos do biogás com potenciais benefícios ambientais e financeiros para o setor sucroenergético é sua purificação e a utilização como biometano em substituição ao diesel consumido em caminhões e máquinas agrícolas. Esse modelo está previsto para unidades de produção de biometano em construção, e sua disseminação passa pelo amadurecimento do uso de veículos movidos a gás e sua adequação às atividades do setor.

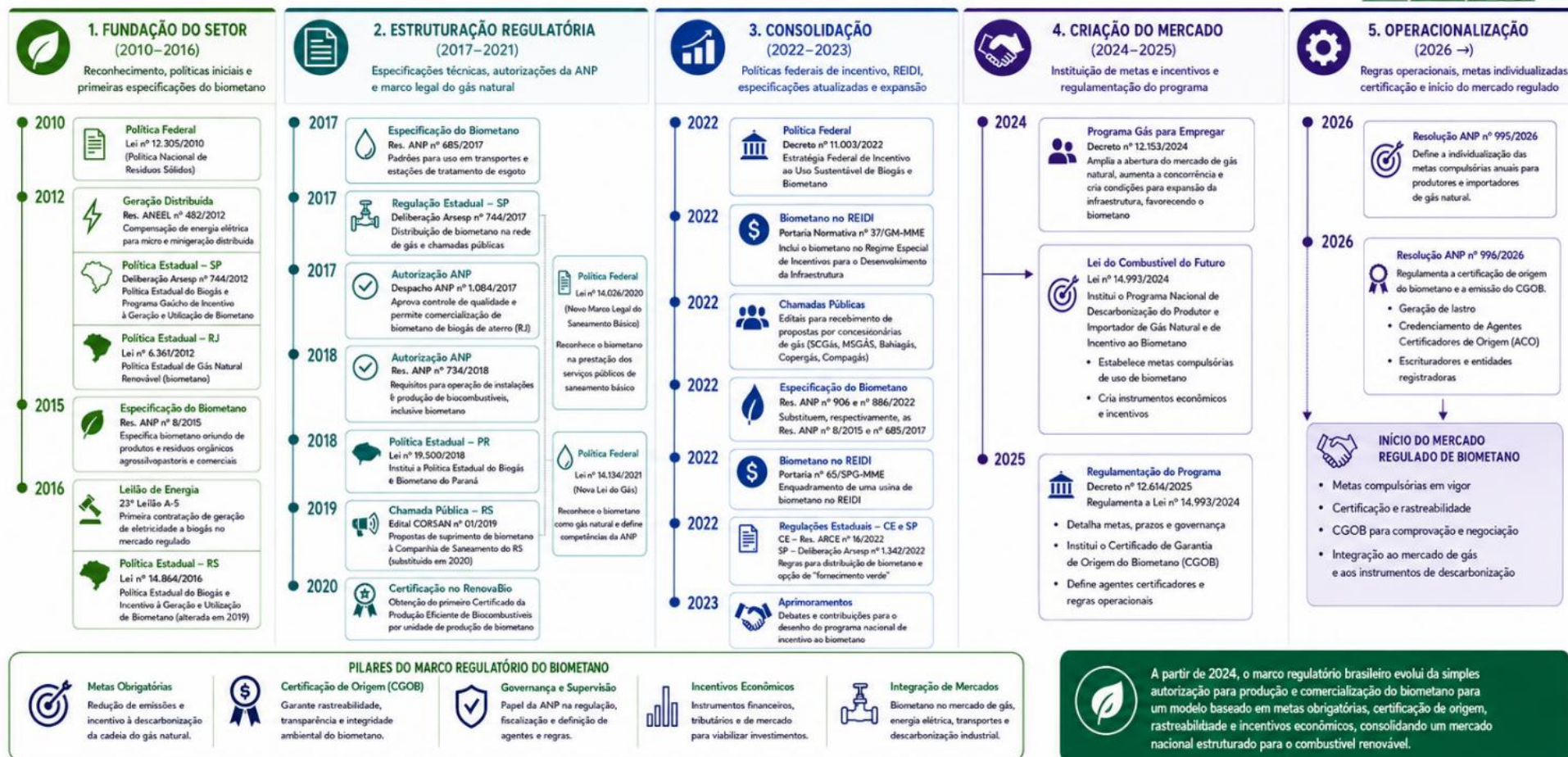
7.4. Regulação e políticas públicas

O ambiente regulatório e de políticas públicas relacionado ao biogás e o biometano passou por avanços importantes nos anos recentes, conforme mostra a Figura 6, que revisita alguns dos marcos regulatórios relevantes para o desenvolvimento do setor. Tais marcos regulatórios incluem resoluções de qualidade do biometano estabelecidas pela ANP, medidas federais direcionadas ao biometano ou que o contemplam, e iniciativas estaduais que abrangem o papel das agências reguladoras e das concessionárias de gás canalizado.

Figura 6 – Marcos regulatórios relevantes para o desenvolvimento do biometano

EVOLUÇÃO E ATUALIZAÇÃO DOS MARCOS JURÍDICOS E REGULATÓRIOS DO BIOMETANO

Da construção do arcabouço legal à implementação do mercado compulsório de biometano no Brasil



Fontes: Leis, Decretos, Resoluções e Portarias citadas. Atualização: maio/2026.

No âmbito federal, na frente tributária, nota-se a grande adesão dos produtores em solicitar o enquadramento de seus projetos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que os desonera ao suspender a incidência de PIS e COFINS sobre receitas decorrentes de determinadas aquisições destinadas à realização das obras. Desde a abertura do incentivo à produção de biometano, ao menos 26 projetos já obtiveram aprovação, reduzindo o montante de investimento inicial ou de ampliação ou melhorias (MME, 2022). A Tabela 4 apresenta a segmentação por estado da nova capacidade de produção, destacando os projetos que aderiram ao REIDI.

Tabela 4 - Capacidade produtiva de biometano, em construção, solicitantes ao REIDI

REIDI	Capacidade [Nm ³ /dia]		
	Habilitação	Não identificado	Total
AL		33.600	33.600
BA	76.400		76.400
ES	25.000		25.000
GO	21.620	29.900	51.520
MG	108.000	91.181	199.181
MS	110.101	64.000	174.101
MT	27.600		27.600
PE	45.760		45.760
PR	36.000	207.860	243.860
RJ	204.000	18.480	204.000
RS	72.744	28.192	100.936
SC	47.440	40.160	87.600
SE		60.000	60.000
SP	54.000	203.416	257.416
Total	828.665	758.309	1.582.654

Fonte: (ANP, 2026f; MME, 2026a).

Em termos de financiamento, o setor mantém o acesso a condições vantajosas. Projetos de biogás no setor sucroenergético vêm conseguindo captar recursos do Fundo Clima, do BNDES.

No âmbito da Lei do Combustível do Futuro, consta o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que criou o Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB), certificado de rastreabilidade lastreado em volume de biometano produzido e comercializado pelo produtor de biocombustível, emitido por agente certificador de origem credenciado pela ANP. Este programa de incentivo ao biometano visa estimular a produção e o seu consumo, além do biogás, por meio de projetos relacionados às respectivas cadeias de produção. Na referida Lei, também foi instituído que o CNPE definirá a meta anual de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural comercializado, vigorando a partir do dia 1º de janeiro de 2026 com um valor inicial de 1% e que não poderá exceder 10%. Em 01/04/2026, a Resolução CNPE nº 04/2026 definiu, excepcionalmente, o valor de 0,5% para 2026. A obrigação de redução de GEE será comprovada pela compra ou utilização de biometano e pelo registro anual da aquisição de CJOB.

O Decreto 12.153/2024 cria o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) (EPE, 2026c), com o objetivo de promover uma estratégia para o desenvolvimento da oferta, da demanda e da infraestrutura de gás natural e biometano no País. O PNIIGB abrangerá as instalações de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, assim como a distribuição por gás natural comprimido (GNC) e gás natural liquefeito (GNL) e as instalações para produção do biometano e posterior transporte.

8. Panorama internacional dos biocombustíveis

Em 2025, a produção global de etanol combustível alcançou 124 bilhões de litros, um aumento de 1,6% em relação a 2024 (122 bilhões). Os dois principais atores do mercado, Brasil e Estados Unidos (EUA), continuam com alta participação, com 80% da produção mundial do biocombustível (RFA, 2026a). O Brasil se mantém em destaque, desde o lançamento do *flex fuel*, o que incentivou a produção do etanol de cana a níveis que o colocaram em segundo lugar na produção global de biocombustíveis atualmente (somente atrás dos EUA), além de fornecer as condições para se tornar também um grande exportador de etanol. Mais recentemente, o País também se tornou uma potência mundial na produção de biodiesel, estando entre os três maiores produtores nos últimos três anos. A produção de biodiesel foi impulsionada pelas políticas do PNPB e, praticamente, todo o biodiesel produzido é destinado ao consumo interno.

Neste ano, o Brasil exportou 1,7 bilhão de litros de etanol (13,2% a menos do que em 2024) (Gráfico 45). Os principais destinos do etanol exportado foram: Coreia do Sul (837,5 milhões de litros – 49,7%), EUA (255,4 milhões de litros – 15,2%) e Países Baixos (230,7 milhões – 13,7%) (MDIC, 2026).

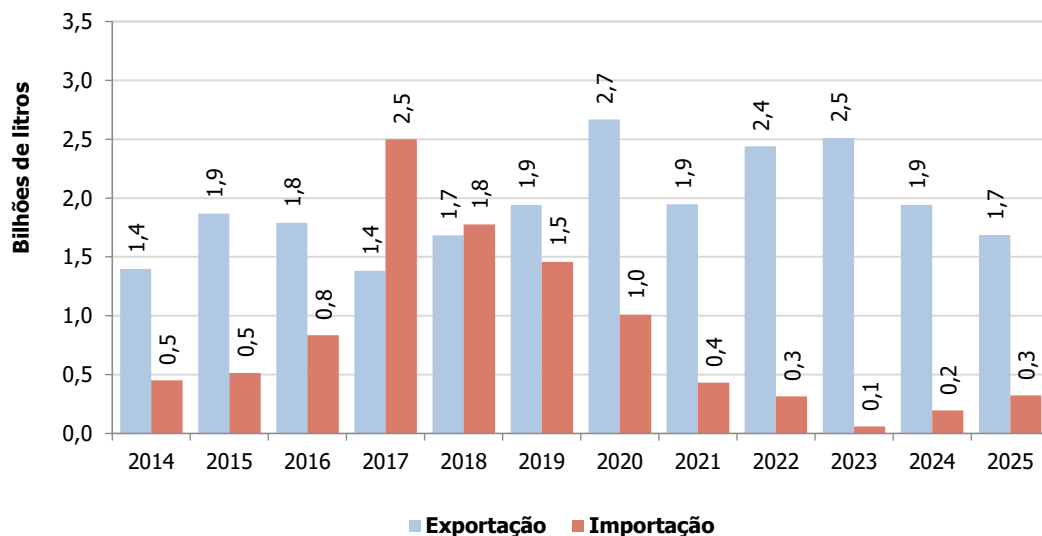
Os Estados Unidos foi o principal importador do etanol brasileiro no período de 2003 a 2020, sendo ultrapassado pela Coreia do Sul nos últimos quatro anos (MDIC, 2026). Ainda assim, os EUA representam um mercado para o etanol brasileiro, devido às políticas estadunidenses de uso de combustíveis renováveis e mitigação de GEE, tendo destaque a EISA⁴⁹, que considera o etanol de cana como biocombustível avançado e permite o seu uso interno para atendimento desta parcela de biocombustível, de acordo com a obrigação de consumo anual de biocombustíveis da RFS⁵⁰.

Apesar do grande volume de etanol produzido internamente, o Brasil também importa volumes pequenos, mas não insignificantes, de etanol. Estes ajudam no atendimento à demanda interna durante os meses de baixa produção, principalmente nas Regiões Norte e Nordeste. Até 2020, os Estados Unidos foi o seu principal fornecedor, com uma participação nos volumes importados acima de 95%. Porém, nos últimos cinco anos, sua participação tem diminuído, ao mesmo tempo em que cresceram em importância países do bloco do Mercosul, como Paraguai e Argentina. Em 2025, foram importados 0,3 bilhão de litros de etanol (66% a mais do que em 2024), dos quais 44% tiveram origem nos Estados Unidos, 30% do Paraguai e 26% da Argentina (MDIC, 2026). Desde 2024, o Brasil mantém uma tarifa de 18% sobre etanol importado de países fora do bloco do Mercosul. Portanto, é esperado que a participação dos países sul-americanos no fornecimento de etanol ao Brasil se mantenha relevante para os próximos anos.

⁴⁹ *Energy Independence and Security Act* de 2007, lei que promove a independência e segurança energética através de diversas políticas de eficiência do uso da energia, mitigação de GEEs e uso de fontes renováveis, com destaque para a *Renewable Fuels Standards* – RFS – que estabelece volumes anuais de combustíveis renováveis a serem consumidos na demanda carburante (EUA, 2007).

⁵⁰ Além da legislação nacional dos EUA, o etanol brasileiro também leva vantagem nas legislações estaduais, como a *Low Carbon Fuel Standards* - LCFS da Califórnia, cujo programa favorece as usinas sucroalcooleiras que atendem os requisitos de ciclo de vida da produção do biocombustível (CARB, 2026).

Gráfico 55 - Exportações e importações brasileiras de etanol – 2014 a 2025



Fonte: EPE a partir de (MDIC, 2026).

Além de etanol e biodiesel, o Brasil procura diversificar a sua matriz renovável com novos bioenergéticos, que representam mercados potenciais em que o País pode se tornar um grande participante mundial, com destaque para o combustível sustentável de aviação – SAF, conforme apresenta o item 9 (BRASIL, 2024a). O país é signatário do CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) e dos compromissos adotados na 41ª Assembleia da OACI (2022), que estabelecem crescimento carbono-neutro da aviação internacional e meta aspiracional de neutralidade climática até 2050 (ANAC, 2026).

Empresas brasileiras produtoras de etanol têm buscado novas oportunidades no mercado internacional, visando o atendimento às demandas de SAF em outros países, podendo produzir este biocombustível a partir do próprio etanol. Por meio da Certificação Internacional de Sustentabilidade e Carbono (ISCC - CORSIA)⁵¹, que atesta que o processo de produção atende aos requisitos internacionais para a produção e fornecimento de etanol para fabricação de SAF, as empresas conseguem acessar esse mercado restrito, o que pode ampliar as exportações deste biocombustível para os próximos anos. Até 07 de maio de 2026, havia nove empresas certificadas no padrão ISCC - CORSIA (ISCC, 2026).

Além do CORSIA, o país participa de diversos acordos internacionais para a promoção do mercado internacional de biocombustíveis.

Durante a reunião do G20 em setembro de 2023, em Nova Deli, foi criada a *Global Biofuels Alliance* (GBA), que conta com 32 países e 14 organizações internacionais. Esta iniciativa, liderada pela Índia, que presidia o G20 à época, objetiva posicionar os biocombustíveis como solução chave para a transição energética global, contribuindo para o crescimento socioeconômico das nações envolvidas. A GBA tem a ambição de avançar no desenvolvimento e implementação de biocombustíveis em todo o mundo, unindo os maiores consumidores e produtores nesta iniciativa. A GBA pretende, ainda, ter um impacto significativo ao acelerar a adoção de biocombustíveis em países com metas existentes, e incentivar países sem metas de biocombustíveis a adotá-las. O Brasil passou presidir o G20 em 2024,

⁵¹ A certificação ISCC é um sistema global que abrange toda a cadeia de valor dos biocombustíveis, desde o cultivo da biomassa até o consumo final. O objetivo é garantir que os biocombustíveis sejam produzidos de forma sustentável, respeitando os critérios sociais, ambientais e econômicos (ISCC, 2026).

quando ocorreu a primeira reunião presencial do GBA em abril, com a presença de 12 nações e 9 organismos internacionais (GBA, 2026).

Em 25 de fevereiro de 2025, durante a 18ª Reunião de Autoridades de Aviação Civil da América Latina (RAAC/18), em São Paulo (SP), a Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) e a Agência da União Europeia para a Segurança da Aviação (EASA) assinaram um memorando de entendimento para fortalecer a cooperação técnica com foco na sustentabilidade. O acordo cria um canal permanente de troca de dados sobre produção, oferta e uso de SAF, incluindo matérias-primas, rotas tecnológicas e impactos na redução de emissões, além de ações conjuntas de capacitação, harmonização regulatória e atração de investimentos (AESA, 2025).

Em 13 de outubro de 2025, foi firmado entre a empresa brasileira RAIZEN S.A. e a chinesa SAFPAC Ltd. um memorando de entendimento para impulsionar o desenvolvimento e a produção em larga escala de SAF, tendo o etanol importado do Brasil como principal insumo, com foco na inovação tecnológica, descarbonização da aviação e parcerias industriais. A cooperação envolve intercâmbio tecnológico, uso de matérias-primas renováveis brasileiras (como o etanol de cana-de-açúcar) e integração entre políticas industriais e energéticas dos dois países (CPG, 2025).

Mais recentemente, o Acordo Mercosul e União Europeia começou a se concretizar no início de 2026: com a aprovação em 9 de janeiro pelo bloco europeu e assinatura formal em 17 do mesmo mês; com a aprovação pelo Senado Brasileiro em 4 de março e início provisório da parte comercial do acordo em 1º de maio. O acordo é fruto de um esforço conjunto para a cooperação comercial dos dois blocos, cujas primeiras negociações tiveram início ainda da década de 1990 e se mantiveram paralisadas pelos primeiros anos do Século 21, devido a divergências entre os dois blocos em relação ao acesso ao mercado agropecuário europeu e à abertura comercial do setor industrial sul-americano. As negociações foram retomadas a partir de 2016, em função das transformações no comércio mundial e, principalmente, pela eleição de Donald Trump à presidência dos Estados Unidos (SENADO FEDERAL, 2026).

O acordo facilita a entrada de diferentes bens de exportação agropecuários para o mercado europeu, através da liberação de tarifas de importação, com diversas salvaguardas. Entre os produtos encontra-se o etanol combustível, o qual passa a ter cotas de importação: uma para 570 milhões de litros (450 mil toneladas) de etanol anuais, sem tarifas, destinado para uso industrial, e outra de 255 milhões de litros (200 mil toneladas), no qual incide apenas um terço das tarifas normais, destinado a outros usos (incluindo carburante) (NOVACANA, 2026d; SENADO FEDERAL, 2026).

Em seguida, faz-se uma breve análise da participação de diversos países e blocos no panorama internacional dos biocombustíveis, aqueles com relativa importância para o mercado brasileiro neste setor.

8.1. Estados Unidos

A principal legislação estadunidense que trata da segurança energética, energia renovável e os biocombustíveis é a *Energy Independence and Security Act* de 2007 – EISA, na qual consta o *Renewable Fuel Standards* – RFS, um programa de consumo obrigatório anual de volumes mínimos de biocombustíveis em mistura com o combustível fóssil na demanda carburante. Todo ano, a Agência de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Agency* – EPA) atualiza os volumes da RFS, alterando-os em relação aos valores originais estabelecidos na EISA, em função das perspectivas de consumo do mercado americano para o ano em vigor e os próximos. Em 27 de março de 2026, a agência promulgou os volumes estabelecidos para os anos de 2026 e 2027, divulgando-os em valores

do crédito RIN (*Renewable Identification Numbers*). A Tabela 5 mostra os valores em créditos e convertidos para litros⁵² (EPA, 2026).

Tabela 5 - Volumes⁵³ de biocombustíveis da RFS para o período 2026-2027

Combustíveis	Bilhões de RIN		Bilhões de litros	
	2026	2027	2026	2027
Biocombustíveis celulósicos	1,36	1,43	5,15	5,41
Diesel de biomassa	9,07	9,20	21,08	21,38
Biocombustíveis avançados	11,10	11,32	28,76	29,40
Combustíveis renováveis	26,81	27,02	88,23	88,83

Fonte: (EPA, 2026).

Além da EISA, os Estados Unidos possuem diversas leis de fomento à energia renovável e sustentabilidade. Merece destaque o Ato de Redução da Inflação (*Inflation Reduction Act – IRA*), de agosto de 2022, com o objetivo de reduzir o déficit orçamentário do Governo e, assim, conter a inflação, através de uma frente ampla de ações visando diminuir os custos de saúde, financiar a receita federal e atuar contra a mudança climática (EUA, 2022). Neste último segmento, a lei representa o maior investimento já feito na história do país, direcionando aproximadamente US\$400 bilhões em fundos diretos para projetos em energia limpa. Destes, US\$ 23,4 bilhões foram destinados a projetos em melhoria do transporte e em veículos elétricos (MCKINSEY&COMPANY, 2022). Pelo IRA, os Estados Unidos almejam a uma meta de reduzir as emissões de carbono em, pelo menos, 50% até 2030, ambicionando alcançar uma economia com emissão líquida zero em 2050. Além disso, se pretende uma geração de eletricidade sem emissões a partir de 2035.

Em 2025, os Estados Unidos produziram 62,4 bilhões de litros de etanol combustível (aumento de 1,7% em relação a 2024) e consumiram 54,3 bilhões de litros, (aumento de 0,7% em relação a 2024) (EIA, 2026). O país consome o etanol combustível principalmente na forma da mistura E10, tendo também as misturas E15, aprovada para veículos montados a partir de 2001, e E85, permitida somente para veículos *flex fuel* (DOE/AFDC, 2026a).

Nos últimos anos, a produção de etanol tem alcançado valores recordes, culminando nos volumes de 2025 e resultando num grande aumento da oferta interna. Para ajudar a dar um destino a esses volumes, o governo americano tem lançado isenções às restrições sobre a venda de E15 em determinadas regiões do país, durante os meses de verão⁵⁴. As vendas desta mistura também atingiram um recorde de 5,2 bilhões de litros neste ano, impulsionadas pelas isenções e, também, pela expansão da infraestrutura⁵⁵, com aumento no número de postos de venda (RFA, 2026b).

⁵² Na conversão de créditos RIN para litros, foi considerada a equivalência de créditos RIN para galões em função do tipo de biocombustível (1 gal. etanol → 1 crédito; 1 gal. biodiesel (FAME) → 1,5 créditos; 1 gal. diesel renovável → 1,7 créditos), além da proporção entre o consumo de diesel renovável e biodiesel no mercado americano (64,5% diesel renovável e 35,5% biodiesel, com base nos últimos três anos).

⁵³ Combustíveis renováveis = etanol de milho + combustíveis avançados. Combustíveis avançados = biocombustíveis celulósicos + diesel de biomassa + outros combustíveis avançados.

⁵⁴ A EPA restringe a venda das gasolinas mais concentradas em etanol (acima de 10%) nestas regiões, durante os meses mais quentes do ano, observando sua volatilidade, com o propósito de monitorar e controlar a formação de ozônio troposférico (DOE/AFDC, 2026b).

⁵⁵ A expansão da infraestrutura do E15 foi facilitada por um financiamento de US\$ 537 milhões por meio do Programa de Incentivo à Infraestrutura para Misturas de Alto Teor Alcoólico (HBIIP, na sigla em inglês), juntamente com fundos adicionais fornecidos por um programa predecessor (RFA, 2026b).

Parte do que não é consumido internamente nos Estados Unidos é destinado ao mercado externo (sendo a diferença contabilizada na variação dos estoques de etanol). Em 2025, suas exportações de etanol totalizaram 8,3 bilhões de litros, aumento de 14,8% (7,3 bilhões de litros) em relação a 2024. Os principais destinos foram: Canadá (36%), União Europeia (17%), Reino Unido (9%) e Índia (9%). O Brasil recebeu cerca de 2% dos volumes exportados, correspondente a 0,1 bilhão de litros, e manteve a tendência de baixa nas importações de etanol advindas desse país (MDIC, 2026).

Os EUA utilizam o biodiesel majoritariamente na mistura B20⁵⁶. Em 2024, foram produzidos 4,4 bilhões de litros e consumidos 4,2 bilhões, com uma importação líquida de 0,2 bilhão de litros (EIA, 2026).

Nos últimos anos, o diesel renovável, combustível *drop-in* produzido a partir de óleos vegetais e animais, tem avançado nos Estados Unidos, ao ponto de ultrapassar a produção e o consumo de biodiesel a partir de 2023. O seu consumo se concentra majoritariamente na Califórnia, onde se beneficia das vantagens fornecidas pelo programa da LCFS. Em 2025, a produção de diesel renovável nos Estados Unidos alcançou 11,1 bilhões de litros e o seu consumo foi de 9,3 bilhões de litros (EIA, 2026).

Os EUA, historicamente, tem sido um grande polo do comércio internacional dos biocombustíveis, tendo o Brasil como um dos principais parceiros comerciais. No entanto essas relações foram abaladas devido às sanções tarifárias unilaterais tomadas sob a administração Trump, com a alegação de que os Estados Unidos têm sido prejudicados em acordos deficitários com os outros países. Em 2 de abril de 2025, o governo dos EUA estabeleceu uma tarifa de, no mínimo, 10% a todos os produtos importados (EUA, 2025a), além de tarifas adicionais a produtos específicos de diversos países. Posteriormente, em 30 de julho de 2025, o governo americano estabeleceu uma tarifa extra de 40% a diversos produtos brasileiros, totalizando 50% *ad valorem* somada à tarifa anterior de 10% (EUA, 2025b).

A reação do governo brasileiro à época foi o lançamento de um plano de apoio, em agosto, de R\$ 30 bilhões em crédito viabilizado por meio da medida provisória (MP) Brasil Soberano (BRASIL, 2025d). Após alguns encontros entre os presidentes, houve a retirada de alguns produtos da lista sob a tarifa de 40% (CNN, 2025).

8.2.União Europeia

A União Europeia estabeleceu uma forte legislação para a segurança energética e sustentabilidade, com especial atenção para o impacto causado na geração e uso da energia renovável, seja priorizando a utilização de fontes energéticas avançadas que não são produzidas a partir de gêneros alimentícios, ou com critérios específicos que visam inibir a geração de gases de efeito estufa (GEE) por uso indireto da terra⁵⁷. O bloco tem a Diretiva 2018/2418, com última revisão de 31 de outubro de 2023 (RED III), que tem como objetivo reforçar o compromisso de se atingir uma sociedade neutra em relação ao clima, ou seja, com zero emissões líquidas de GEE (CE, 2026a), além de facilitar a entrada de novas tecnologias, como o hidrogênio e eletricidade renováveis, em diferentes setores.

⁵⁶ Misturas B20 e de menores teores podem ser usadas em motores diesel comuns, devendo apenas atender as especificações da ASTM D7467. Misturas de maior teor são muito menos utilizadas devido à falta de incentivos regulatórios e exigência de equipamentos especiais tanto no armazenamento quanto nos próprios motores (DOE/AFDC, 2026c).

⁵⁷ Os critérios de uso indireto da terra levam em conta a geração de GEEs por meio do deslocamento das culturas alimentícias para áreas nativas, com destruição da vegetação original e consequente diminuição da retenção de carbono atmosférico.

Este compromisso de se atingir o status de uma sociedade climaticamente neutra e energeticamente independente está mais forte em virtude da “Guerra Russo-Ucraniana”, que expôs a fragilidade da Europa frente à dependência das fontes fósseis da Rússia. Em resposta à situação, o bloco adotou o plano RePowerEU, que visa diminuir as importações europeias do gás, petróleo e energia nuclear da Rússia, além de reforçar a necessidade de diversificar as fontes renováveis, em especial os biocombustíveis produzidos internamente (EURACTIV, 2022).

O bloco adotou um conjunto de objetivos climáticos e energéticos para 2030, 2040 e 2050, o chamado “Acordo Verde Europeu”, no qual, o objetivo final é alcançar uma sociedade climaticamente neutra em 2050, ou seja, com geração líquida zero de GEE. Para 2030, os objetivos climáticos são de mitigação de, no mínimo, 55% de geração de GEE, comparados aos níveis de 1990 e uma participação de energia renovável no consumo final em, pelo menos, 42,5%. Para 2040, o bloco pretende alcançar um nível de mitigação de, pelo menos, 90% (CE, 2026a).

Além das determinações da RED III, o bloco estabelece, através da Diretiva da Eficiência Energética, um objetivo de redução de consumo para 2030 em, pelo menos, 11,7%, comparado às projeções do Cenário de Referência 2020 (CE, 2026b). Isto corresponde a um limite máximo ao consumo interno de 992,5 MTep (e 763 para o consumo final) em 2030 (CE, 2023).

Os dados mais recentes do Instituto de Estatística da União Europeia (EUROSTAT) indicam que a União Europeia produziu internamente, em 2024, 16,0 bilhões de litros de biodiesel e 5,0 milhões de litros de etanol, enquanto seu consumo interno foi de 17,2 bilhões e 6,6 milhões, respectivamente (EUROSTAT, 2026).

8.3.Outros países

Em 2025, a China produziu 3,9 bilhões de litros de etanol (RFA, 2026a), destinados praticamente ao consumo interno. O país mantém o programa de mistura E10 facultativa em 10 províncias e restringe a produção de etanol combustível a usinas licenciadas que vendem o biocombustível para distribuidores e refinarias nacionais (USDA, 2025a). Em 2026, a China inaugura o seu 15º Plano Quinquenal, a principal ferramenta de desenvolvimento econômico e social do país, visando uma sociedade autossuficiente e segura contra fatores externos imprevisíveis. Este plano dá ênfase especial à transição energética e descarbonização da economia, com meta de redução da intensidade de carbono em, pelo menos, 17% e aumento da participação de renováveis em 25% no consumo total de energia até 2030. Com o 15º Plano, surgem oportunidades para o Brasil, principalmente em relação à investimentos em economia verde e ao mercado de veículos elétricos, onde os dois países têm potencial de gerar parcerias de desenvolvimento de tecnologia e criar polos industriais locais (IEDI, 2026).

Em 2025, a Indonésia consumiu 14,2 bilhões de litros de biodiesel de óleo de palma, através da mistura B40, que é o padrão nacional desde janeiro deste ano. Em função dos resultados do programa indonésio de biodiesel, o governo deve parar a importação do diesel de baixa qualidade e aumentar o teor da mistura para B50 a partir da segunda metade de 2026 (VN EXPRESS, 2026). O programa indonésio de biodiesel é financiado por fundos de impostos sobre exportações de óleo de palma (USDA, 2025b).

A Coreia do Sul importou 0,8 bilhão de litros do Brasil em 2025 (MDIC, 2026). O país usa o etanol exclusivamente na indústria e no setor alimentício, porém o governo estuda o seu uso como combustível, em virtude dos benefícios ambientais, de qualidade do ar nas grandes cidades e de segurança energética.

Em 2025, a Índia produziu 9,2 bilhões de litros de etanol, 48% a mais que em 2024, sendo o terceiro maior produtor mundial neste ano (RFA, 2026a). A principal legislação indiana para o setor, o Plano Nacional de Biocombustíveis de 2018, visa reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover o desenvolvimento sustentável por meio da promoção dos biocombustíveis. A lei estabelece o "Programa de Mistura de Etanol na Gasolina", o qual impulsiona a produção do biocombustível a partir de diversas matérias-primas, como caldo de cana, melaço, milho etc. A lei também estabelece metas de misturas de etanol, atualmente situada em E20 desde março de 2025. Em relação ao biodiesel, o país estabelece um marco de B5 para o ano de 2030 (USDA, 2026b).

9. Inovações e perspectivas emergentes para biocombustíveis

O Brasil vem consolidando seu papel como um dos protagonistas globais na produção de energia sustentável e, em especial, na produção de biocombustíveis. O atual arcabouço político e regulatório reforça o compromisso do País em se afirmar como uma potência no setor, aliando a disponibilidade de recursos naturais, *expertise* técnica e responsabilidade ambiental.

A sanção da Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024), em outubro de 2024, instituiu importantes diretrizes para o setor de biocombustíveis, estabelecendo um novo marco regulatório que incentiva investimentos, impulsiona a produção e o uso de biocombustíveis no Brasil e adiciona novos biocombustíveis à matriz energética brasileira. Adicionalmente, o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Lei nº14.948/2024) estabeleceu incentivos à produção de hidrogênio de baixo carbono, incluindo aquele obtido a partir de biomassa, e o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono – PHBC (Lei nº14.990/2024) reforçou os instrumentos de créditos fiscais e metas para o mercado interno.

Dentre as iniciativas associadas à Lei do Combustível do Futuro, destacaram-se em 2025, o avanço das discussões referentes à regulamentação do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) e das atividades de CCS/CCUS/BECCS, que resultaram em duas minutas de decreto colocadas para consulta pública em novembro (CP nº 204 e CP nº 205 do Ministério de Minas e Energia). Os decretos, uma vez sancionados, trarão maior detalhamento sobre o funcionamento destes programas e mercados, de forma a aumentar a segurança jurídica para investidores. Para o caso do ProBioQAV, destaca-se o estabelecimento das diretrizes para implementação do modelo de comercialização *book & claim*⁵⁸ e do alinhamento das exigências certificatórias brasileiras com o arcabouço estabelecido pela Organização de Aviação Civil Internacional (OACI), facilitando a participação de produtores nacionais em modelos multimercado. A obrigação de uso de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF⁵⁹) tanto no mercado doméstico quanto para voos internacionais se inicia em 2027, criando demanda imediata por esses biocombustíveis emergentes.

Na navegação, também se busca estruturar uma nova cadeia produtiva de combustíveis de baixo carbono com o lançamento, em 2026, do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Navegação (PNCSN) (AGÊNCIA CENÁRIO ENERGIA, 2026). A iniciativa é coordenada pelo MME e foi aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O programa surge como articulação brasileira para alinhar o Brasil às exigências regulatórias internacionais impostas pela Organização Marítima Internacional (IMO). Em abril de 2025, a IMO aprovou o Net-Zero Framework, em que estabeleceu o padrão global obrigatório de combustíveis (reduzindo intensidade de emissões) e a precificação de carbono para navios, com metas de atingir o *net-zero* até 2050. Essas emendas foram apresentadas com o objetivo de adoção de medidas juridicamente vinculantes em outubro de 2025, durante uma sessão extraordinária do Comitê de Proteção do Meio Ambiente Marinho (MEPC). No entanto, em reunião realizada naquele mês, o comitê decidiu adiar a deliberação por um ano, postergando o processo para 2026 (IMO, 2025).

⁵⁸ Definido como “modelo de comercialização de atributo ambiental desvinculado do produto físico” na minuta de decreto.

⁵⁹ Sigla do inglês para *Sustainable aviation fuel*.

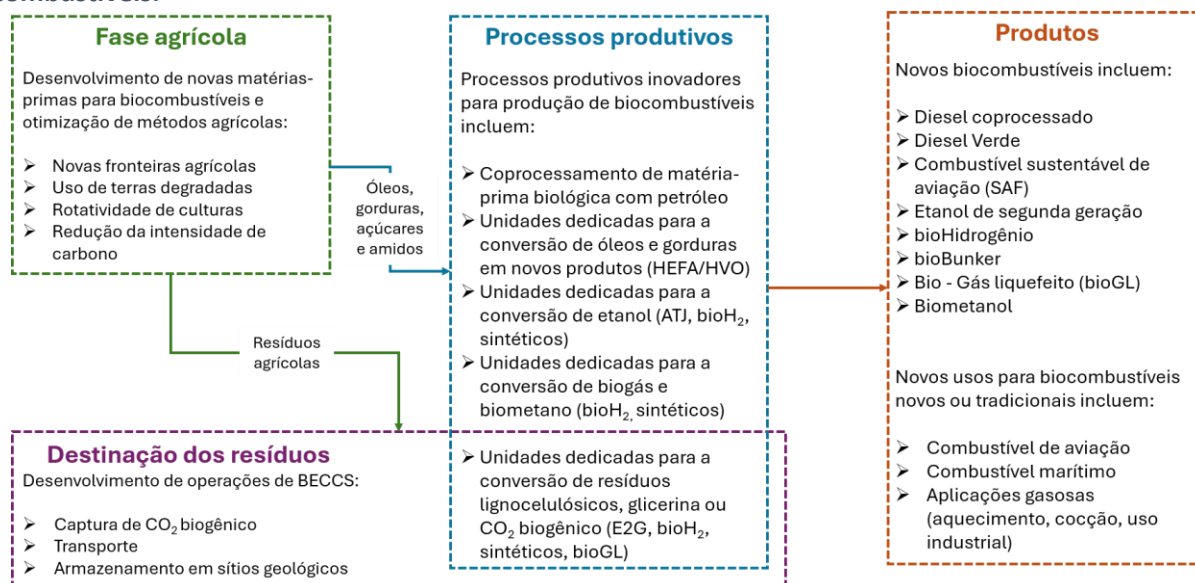
Do ponto de vista de investimentos, o Governo Federal sancionou a Lei nº 15.103/2025, que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN). Essa iniciativa tem como objetivo ampliar o acesso ao crédito para projetos sustentáveis, promover a modernização da infraestrutura energética nacional e fortalecer o compromisso do Brasil com o desenvolvimento sustentável e a liderança global na descarbonização (AGÊNCIA GOV, 2025). Ademais, o programa Eco Invest Brasil, parte do Novo Brasil (Plano de Transformação Ecológica do Ministério da Fazenda), foi instituído com o objetivo de destravar investimentos privados e atrair capital externo para projetos sustentáveis. O programa tem foco nos setores de transição energética, bioeconomia, economia circular e infraestrutura verde e adaptação, sendo uma alternativa interessante para financiamento de projetos inovadores para biocombustíveis (MFAZ, 2025).

Outro passo importante para alavancar novos biocombustíveis no Brasil foi a chamada pública conjunta entre Finep e BNDES “Planos de Negócios para investimentos em combustíveis de aviação e navegação de baixo carbono” para a seleção de propostas de negócios focadas no desenvolvimento e implementação de biorrefinarias, com o aporte de 6 bilhões de reais (50% de cada instituição) para fomentar a indústria de combustíveis de baixo carbono (GUIA MARÍTIMO, 2024). Lançada no segundo semestre de 2024, a chamada recebeu 43 propostas cujo interesse principal era a produção de combustíveis de aviação e 33 propostas para combustíveis marítimos, totalizando 76 projetos inscritos (BNDES, 2024b). Destas, 27 propostas de SAF e 21 propostas de combustíveis marítimos avançaram para negociações detalhadas no início de 2025. De maneira geral, a chamada pública captou iniciativas ainda não anunciadas para público, com grau de maturidade da decisão de investimento ainda incipiente. Ainda assim, é possível que alguns dos projetos com maior maturidade elencados ao longo deste capítulo também tenham participado da chamada.

Com base nesse novo arcabouço legal e na atual conjuntura nacional, este capítulo apresenta as principais iniciativas e projetos associados à cadeia de produção e uso de biocombustíveis emergentes com potencial de produção em larga escala no Brasil nos curto e médio prazos, considerando os incentivos regulatórios, a viabilidade tecnológica e as tendências do mercado energético global, bem como as potencialidades de expansão e ganhos de eficiência na cadeia dos biocombustíveis tradicionais, especialmente por meio do aproveitamento de resíduos e subprodutos como insumos energéticos.

Diversas inovações relacionadas aos biocombustíveis vêm sendo observadas no Brasil e no mundo recentemente, abarcando todos os elos da cadeia de biocombustíveis, desde a fase agrícola até a fase de uso. A Figura 7 ilustra de forma não-exaustiva as inovações possíveis associadas à produção e ao uso de biocombustíveis. Pode-se observar que as diversas possibilidades apresentadas estão intimamente relacionadas umas às outras, uma vez que novos processos produtivos se aproveitam e viabilizam novas matérias-primas e novos produtos. Ademais, a maior parte dos processos desenvolvidos podem ser utilizados para produzir diferentes tipos de combustível. Comumente, um mesmo projeto envolve a produção consorciada de mais de um produto e pode utilizar mais de um tipo de matéria-prima.

Figura 7 - Diagrama não-exaustivo do panorama de inovação nos diferentes elos da cadeia de biocombustíveis.



Fonte: EPE (2026)

Para fins de organização, os projetos inovadores associados a biocombustíveis mapeados neste capítulo foram classificados de acordo com os processos produtivos utilizados⁶⁰. As exceções são as iniciativas focadas exclusivamente na fase agrícola (desenvolvimento de novas matérias-primas) e aquelas focadas no uso de biocombustíveis tradicionais para aplicação marítima, que serão tratadas, respectivamente, nos itens 9.1 e 9.2. Este capítulo foca na descrição e análise de projetos em execução ou anunciados. Para maior detalhamento sobre aspectos técnicos e de mercado das tecnologias abordadas, demais estudos na área de biocombustíveis podem ser consultados na [página do site da EPE](#).

9.1. Novos insumos para produção de biocombustíveis

A diversificação de matérias-primas na produção de biocombustíveis é uma das estratégias adotadas para sustentar o aumento da oferta diante da crescente demanda prevista para os próximos anos. Nesse sentido, o CNPE instituiu um Grupo de Trabalho (GT) para estudar vias de ampliar a oferta de novas matérias-primas e incluir agricultores familiares e pequenos produtores na produção de biocombustíveis. Criado no primeiro trimestre de 2025, o GT tem o objetivo de desenvolver diretrizes e propostas regulatórias visando reduzir a dependência de insumos específicos, conferir maior estabilidade e sustentabilidade para o mercado e promover o desenvolvimento regional, principalmente no Norte, Nordeste e Semiárido, onde o potencial produtivo de biocombustíveis é grande, mas ainda subaproveitado (GOV.BR, 2025a).

Para a cadeia do etanol, além dos consolidados usos de cana e milho, entrou em operação em janeiro de 2026a primeira planta de etanol de trigo do Brasil, em Santiago (RS), com capacidade para produzir mais de 10 milhões de litros por ano, e pertencente à CB Bioenergia. Além do trigo fora de

⁶⁰ Nesta edição da Análise de Conjuntura de Biocombustíveis foi adotada essa classificação segundo os processos produtivos. Em edições anteriores, os projetos eram elencados de acordo com os produtos finais. Entretanto, como ainda existe grande incerteza com relação ao produto principal de diversos projetos anunciados, uma vez que muitos casos permitem flexibilidade operacional suficiente para que essa decisão seja condicionada por aspectos conjunturais de mercado que podem se modificar ao longo do tempo, optou-se por organizá-los de acordo com a tecnologia adotada.

especificação para alimentação⁶¹, a planta industrial com investimento de cerca de R\$ 100 milhões na sua instalação já está preparada para processar outros grãos, como triticale, cevada, centeio e milho, além de incentivar pesquisas sobre o uso do arroz como alternativa futura de matéria-prima (CHAVES, 2026).

Uma segunda usina de etanol de cereais, com capacidade de mais de 200 milhões de litros anuais a partir do fim de 2026, também está sendo erguida no Rio Grande do Sul, pela companhia Be8, com investimentos superiores a R\$ 1,0 bilhão.

No Nordeste, a aposta é na produção de etanol (1G e 2G), biogás e outros produtos a partir do agave, aproveitando o máximo possível de partes da planta. Iniciado em 2022, o Programa Brasileiro para o Desenvolvimento do Agave - BRAVE (*Brazilian Agave Development*) envolve a Unicamp, a Shell Brasil, o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai) e o Centro Integrado de Manufatura e Tecnologia (REVISTA LIDE, 2024). Com previsão de duração de cinco anos, o projeto conta com desenvolvimentos ocorrendo simultaneamente em três frentes de estudos: soluções biológicas para aumento da produtividade da cultura do agave (BRAVE Bio), novas tecnologias de mecanização para plantio e colheita (BRAVE Mec) e processamento de diferentes espécies (BRAVE Ind), além de construção de plantas-piloto para validar o escalonamento dos processos (BRASILAGRO, 2022). Em dezembro de 2025, o programa foi reconhecido por seu potencial de transformar conhecimento científico em soluções sustentáveis para a transição energética, sendo um dos vencedores do Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2025, realizado pela ANP, uma das mais importantes distinções do setor de óleo, gás e energia no País (INOVA UNICAMP, 2025).

Na cadeia de biocombustíveis a partir de óleos e gorduras, foi criado o Programa Nacional de Oleaginosas (PNO), uma iniciativa estratégica de política pública no Brasil voltada a organizar e expandir a produção de culturas oleaginosas (soja, canola, palma, macaúba, camelina etc.) com foco em energia, alimentos e indústria no período decenal (2025-2035). As principais oportunidades envolvem a inclusão de culturas alternativas como canola, carinata, camelina e macaúba como soluções para o aumento da demanda de SAF frente às metas do CORSIA e ProBioQAV; palma-de-óleo (dendê), canola e girassol para a diversificação na cadeia do biodiesel e investimento das culturas adaptáveis no Norte, Nordeste e área degradadas, além de disponibilidade de áreas para segunda safra sem desmatamento (FLOSS, 2025).

Das matérias-primas elencadas, o estudo e desenvolvimento da macaúba tem recebido investimentos da empresa Acelen Renováveis. No longo prazo, o projeto da Acelen prevê o plantio de 180 mil hectares, com investimento total estimado em R\$ 15 bilhões até 2038. Para sustentar essa expansão, a empresa realizou investimentos de R\$ 300 milhões na implantação de um centro de produção de mudas com 138 hectares, localizado em Montes Claros (MG) (CAMARGO, 2026). A companhia anunciou recentemente que atingiu taxas de germinação de macaúba de 80% (ACELEN RENOVÁVEIS, 2026).

⁶¹ Refere-se ao trigo fora de especificação para alimentação, trigo não-panificável, ou *feed wheat* (trigo para ração ou trigo forrageiro), porque não atende aos requisitos da indústria alimentícia.

9.2. Uso marítimo de biocombustíveis

O uso dos biocombustíveis para reduzir a emissão dos GEE no transporte marítimo internacional tem sido ativamente discutido nas negociações da IMO. Nesse contexto, o Brasil tem ganhado protagonismo ao demonstrar o potencial de tais produtos para descarbonização, incluindo até mesmo a possibilidade de emissões negativas em 2050 (EPE, 2024a). Algumas iniciativas nacionais que avançam nesse sentido se destacam, conforme apresentado a seguir.

A Petrobras vem avançando na inserção do combustível marítimo renovável VLS B24 no mercado global, conforme evidenciado por acordo recente com a armadora norueguesa Odfjell para fornecimento de até 12 mil toneladas do produto ao longo de 2026. O VLS B24 é um óleo combustível marítimo de baixo teor de enxofre (VLSFO) que incorpora 24% de biodiesel misturado ao combustível fóssil, permitindo redução das emissões sem necessidade de adaptação dos navios. A iniciativa reflete a estratégia da companhia de expandir sua atuação em combustíveis de baixo carbono e atender à crescente demanda internacional por soluções compatíveis com regulações como a FuelEU Maritime e que sigam padrões internacionais de qualidade através da certificação *International Sustainability and Carbon Certification EU (ISCC EU)*, posicionando o VLS B24 como uma alternativa imediata *drop-in* para a descarbonização da navegação (AGÊNCIA PETROBRAS, 2026a).

A companhia também adicionou ao seu portfólio este ano o novo Diesel Verana, único diesel *premium* destinado ao mercado náutico de lazer, produzido na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP) e passa a incorporar 5% de conteúdo renovável. O produto será disponibilizado no Espírito Santo, Rio de Janeiro, Santa Catarina e São Paulo (AGÊNCIA PETROBRAS, 2026b).

Outro biocombustível que vêm sendo testado é o diesel verde (HVO). A Vast, responsável pela infraestrutura de operação do Terminal de Líquidos do Açúcar (TLA), junto com a OceanPact, iniciaram em setembro de 2025 testes com HVO no Porto do Açúcar, no norte do estado do Rio de Janeiro. O objetivo é testar sua viabilidade nas embarcações da OceanPact que atuam no terminal de transbordo de petróleo da Vast (T-Oil), contribuindo com a descarbonização das operações (ROTA VERDE, 2025).

Outros projetos envolvendo portos brasileiros e combustíveis sintéticos vêm sendo anunciados e serão tratados com mais detalhes na seção 9.8 deste capítulo.

O etanol está emergindo como uma rota relevante de descarbonização marítima por ser um combustível renovável já disponível em escala e possuir infraestrutura existente (especialmente no Brasil, o que facilita a logística de distribuição). O ganho de notoriedade alcançou nível mundial este ano com a aprovação da pegada de carbono do etanol brasileiro de milho de segunda safra (safra de inverno) pela IMO em maio de 2026, durante reunião recente do Comitê de Proteção do Meio Ambiente Marinho (MEPC).

Empresas do setor de transporte marítimo, como a Maersk e a mineradora Vale, vêm adotando o etanol. O grupo Maersk realizou suas duas primeiras viagens utilizando 100% de etanol no primeiro trimestre de 2026, dando continuidade aos testes após fases iniciais com misturas de 10% e 50% de etanol. Os ensaios foram conduzidos em uma embarcação projetada para operar de forma flexível, tanto com metanol quanto com óleo combustível marítimo. Já a empresa Vale, que utiliza navios para transportar minério de ferro, firmou contrato com a empresa chinesa Shandong Shipping Corp para construir duas embarcações que podem operar com etanol, metanol ou óleo combustível pesado.

Além de projetos utilizando etanol em motores projetados a metanol, há também expectativa de uso desse biocombustível em motores de ciclo diesel. A Companhia Brasileira de Offshore (CBO) anunciou, em junho de 2025, a formalização do contrato do Projeto Etanol, marcando o início da conversão de um motor marítimo de grande porte para operar com um sistema dual-fuel diesel/etanol. A previsão é que o motor convertido entre em operação em 2027, após as etapas de instalação, comissionamento e testes em campo (ASSESSORIA DO GRUPO CBO, 2025).

Em termos de financiamento, a chamada pública do BNDES/FINEP teve três projetos envolvendo uso de biocombustíveis tradicionais para marítimos aprovados para negociações. Estes projetos apresentaram capacidades de produção variando entre escala-piloto até meio milhão de litros por ano e o início de operação variando entre 2026 e 2030.

9.3. Etanol de segunda geração

O etanol de segunda geração (E2G) é aquele produzido a partir de matérias-primas lignocelulósicas. No Brasil, as principais iniciativas dedicadas à produção de E2G focam-se na conversão do bagaço de cana-de-açúcar, em modelos integrados com as usinas tradicionais do setor sucroenergético. Apesar de existirem três plantas construídas no País com escala comercial, a única que está atualmente operando é a do parque de bioenergia Bonfim, da Raízen, localizada em Guariba (SP). Ela possui capacidade nominal de 82 milhões de litros/ano, sendo a maior unidade produtora de E2G do mundo (RAÍZEN, 2024).

A Raízen também possui uma unidade de E2G em Piracicaba (SP), com capacidade nominal de 42 milhões de litros/ano, mas anunciou o encerramento da sua produção comercial em 2025, transformando-a para uso em testes (NOVACANA, 2025d). A companhia tinha planos de expandir fortemente a capacidade produtiva de E2G até 2030. Entretanto, por conta de dificuldades financeiras, no início de 2025, ela anunciou o congelamento de novos investimentos no setor (PORTO, 2025b). Ainda assim, indicou que a inauguração de quatro novas unidades de 82 milhões de litros/ano ainda deve ocorrer, nas cidades paulistas de Barra Bonita, Morro Agudo, Valparaíso e Andradina. As duas primeiras estão em fase final de comissionamento enquanto as duas últimas possuem obras em andamento.

A empresa GranBio possui uma unidade de produção de E2G de 30 milhões de litros/ano em seu complexo industrial Exygen I, em São Miguel dos Campos (AL). Entretanto, a planta não produz etanol lignocelulósico desde a safra 2021/22. Ainda assim, a empresa indica que mantém planos de comercialização do combustível, condicionados a um aumento do seu valor de venda em mercados dedicados (TEIXEIRA JUNIOR, 2025).

Finalmente, a *startup* 4WOOD Biotech anunciou a intenção de instalar, no Nordeste, uma unidade de produção de etanol lignocelulósico a partir de bambu. O projeto contempla o processamento de 450 mil toneladas de bambu por ano, com capacidade instalada de produção que pode variar de 112 a 126 milhões de litros/ano. O projeto passou por estudos de pré-viabilidade e a empresa anunciou que a implantação deve ser iniciada ainda em 2026 (CRUZ, 2025).

9.4. Coprocessamento de óleos vegetais e gorduras com petróleo

Existem diversas vias tecnológicas de integração de cargas renováveis na produção de combustíveis em refinarias de petróleo já operacionais, resultando em produtos parcialmente ou integralmente renováveis e com menor intensidade de carbono. Usualmente, utiliza-se uma fração determinada de carga renovável misturada com petróleo, resultando nas chamadas operações de coprocessamento. As principais matérias-primas renováveis utilizadas para coprocessamento incluem óleos vegetais, gorduras animais e resíduos orgânicos liquefeitos através de processos de pré-tratamento como a pirólise. O coprocessamento ocorre em unidades já estabelecidas, evitando a necessidade de grandes investimentos e permitindo maior flexibilidade e escalabilidade.

Atualmente, a Petrobrás é a única empresa que realiza esse processo no Brasil. A comercialização de diesel coprocessado é feita pela companhia desde 2023, misturando óleo vegetal às unidades de hidrogenação catalítica ou de craqueamento catalítico fluído (FCC) de algumas refinarias. O produto é atualmente vendido com 5% de conteúdo renovável, sob o nome comercial de Diesel R5⁶². Em seu plano estratégico anterior (2025-2029), a companhia anunciou intenção de expansão da capacidade produtiva do Diesel R5 para 63 mil barris por dia (onze vezes acima da capacidade atual), que ocorreria em cinco refinarias (PETROBRAS, 2024). Em seu plano estratégico mais recente (2026-2030), entretanto, a companhia não reiterou a informação, ainda que continue citando o Diesel R5 como parte de seu portfólio de produtos de biorrefino (PETROBRAS, 2026b).

A produção de SAF a partir de processos de coprocessamento, por sua vez, é destacada como estratégica no atual plano da companhia. É esperada a produção de até 1,3 mil barris por dia (56 mil m³ por ano) de combustível de aviação com conteúdo renovável até o segundo semestre de 2026, ocorrendo em quatro refinarias (PETROBRAS, 2026b). O combustível já é produzido na Refinaria de Duque de Caxias (REDUC), no Rio de Janeiro, e na Refinaria Henrique Lage (REVAP), em São José dos Campos (SP), contendo 1% de conteúdo renovável. A primeira entrega de SAF coprocessado da Petrobrás ocorreu no final de 2025 (AGÊNCIA PETROBRAS, 2025). Espera-se ainda a implementação de produção na Refinaria Gabriel Passos (REGAP), em Betim (MG), e na Refinaria de Paulínia (REPLAN), em São Paulo. Nesta última, prevê-se a implementação de 5% de conteúdo renovável (PETROBRAS, 2026b).

Notavelmente, o combustível de aviação produzido na REDUC obteve recentemente a certificação de matéria-prima com baixo risco de mudança de uso da terra para comercialização no programa internacional CORSIA. Trata-se de óleo de soja certificado pela Bunge. Esse movimento representa um marco significativo porque reduz consideravelmente a intensidade de carbono do combustível no programa, aumentando sua competitividade (AGÊNCIA PETROBRAS, 2026c).

Finalmente, a Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR) iniciou, em 2026, a operação de uma unidade FCC com carga renovável, visando a produção de gás liquefeito renovável (BioGL). Se trata da primeira biorrefinaria autorizada pela ANP para esse fim. A refinaria anuncia que pode usar até 100% de óleo vegetal no equipamento⁶³, garantindo renovabilidade plena ao produto (POLETTI, 2026a).

⁶² Note-se que o diesel coprocessado é especificado como diesel C na resolução nº 968 da ANP (ANP, 2024b). O diesel C é considerado similar ao diesel A para fins de mistura, sendo, portanto, obrigatória a adição de biodiesel ao diesel C para comercialização em postos de combustível.

⁶³ No caso de implementação de carga 100% vegetal, a operação deixa de ser considerada uma unidade de coprocessamento, uma vez que prescinde totalmente o uso de petróleo. Entretanto, essa iniciativa foi elencada nesta seção por seguir a mesma lógica, em termos de reuso de equipamentos já instalados, de outras unidades de coprocessamento.

9.5. Hidroprocessamento de óleos vegetais e gorduras (HEFA)

O hidroprocessamento de óleos vegetais e gorduras (HEFA⁶⁴) é um processo catalítico que consiste, essencialmente, na transformação dessas matérias-primas em combustíveis através de seu tratamento com hidrogênio sob altas temperaturas e pressões. Operações do tipo HEFA, usualmente, resultam na produção consorciada de combustíveis sustentáveis de aviação (SAF), diesel verde (HVO⁶⁵), gás liquefeito de origem renovável (BioGL) e bionafta. A maioria dos projetos possui flexibilidade para otimizar a produção de SAF ou HVO.

A rota HEFA consiste na tecnologia mais madura para produção de SAF atualmente, correspondendo a aproximadamente três quartos da capacidade instalada globalmente do combustível em 2025 (EPE, 2025c). No Brasil, ainda não há nenhuma planta dedicada⁶⁶ em operação utilizando a tecnologia HEFA, mas alguns projetos de destaque foram anunciados.

A Petrobrás, em seu plano de negócios 2026-2030, divulgou planos de implementação de duas plantas HEFA dedicadas para produção consorciada de SAF e HVO. Ambos os projetos serão instalados dentro de parques de refino já existentes da companhia. O primeiro, classificado como “em implementação”, será implementado na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP), possuindo data prevista de partida em 2029 e capacidade total de produção de 15 mil barris por dia (653 mil m³ por ano). A decisão final de investimento dessa planta foi anunciada em junho de 2026 com valor estimado em aproximadamente US\$ 1,2 bilhão (AGÊNCIA PETROBRAS, 2026d). Já o segundo, classificado como “em avaliação”, deve ser instalado no Complexo Boaventura, no Rio de Janeiro (RJ), com data prevista de partida após 2030 e capacidade total de produção de 19 mil barris por dia (827 mil m³ por ano) (PETROBRAS, 2026b). A matéria-prima a ser utilizada nesses projetos ainda é incerta e poderá variar de acordo com oportunidades de mercado, com destaque para o possível uso de óleo de soja, sebo bovino e óleo técnico de milho.

A Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR), localizada em Rio Grande (RS), firmou em 2024 uma parceria com a dinamarquesa Topsoe para a implementação da tecnologia que possibilite o avanço no seu projeto de conversão total para uma biorrefinaria. O projeto inclui a produção de SAF e HVO pela rota HEFA e prevê o início das operações para o primeiro semestre de 2028, com capacidade estimada de 15 mil barris por dia (653 mil m³ por ano) (REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE, 2024). A companhia anunciou que a decisão final de investimento, estimado em US\$ 1 bilhão, para o projeto poderia ocorrer em junho de 2026, mas não havia sido divulgada até o término desta edição da Análise de Conjuntura (BIODIESELBR, 2026).

⁶⁴ Sigla do inglês para *Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*.

⁶⁵ Quando produzido a partir do hidroprocessamento de óleos vegetais e gorduras, o diesel verde é chamado de HVO, sigla do inglês para *Hydrotreated Vegetable Oil*.

⁶⁶ Plantas dedicadas consistem naquelas cujas cargas sejam totalmente renováveis. Formalmente, pode-se considerar que os projetos de coprocessamento com petróleo apresentados na seção anterior consistem também em projetos de hidroprocessamento de óleos vegetais.

A Acelen Renováveis anunciou investimento de US\$ 1,5 bilhão para conversão da Refinaria de Mataripe em uma biorrefinaria para produção de 1 bilhão de litros/ano de combustíveis renováveis (SAF e HVO) até 2035. A empresa anunciou recentemente a decisão final de investimento no projeto, com intenção de iniciar as operações em 2029. Segundo a companhia, cerca de 90% da produção de combustível para essa planta já possui contratos de *offtake* firmados em mercados internacionais (CHIAPPINI, 2026). Além da construção industrial, o projeto da empresa engloba também o desenvolvimento da macaúba como matéria-prima, mesmo que tenha que recorrer ao óleo de soja, óleo de cozinha usado (UCO) ou gordura animal nos primeiros anos de operação. A companhia anunciou possuir acordo com a figura para fornecimento de UCO importado por cinco anos a partir de 2029 (COUTO, 2026).

Finalmente, a chamada pública do BNDES/FINEP, de 2024, teve 10 solicitações de financiamento para projetos utilizando a tecnologia HEFA aprovadas para negociação. Estes projetos apresentaram capacidades de produção variando entre escala-piloto até 1 bilhão de litros por ano, com investimento total solicitado de 23,3 bilhões de reais.

9.6. Oligomerização de etanol (ATJ)

A oligomerização de etanol (ATJ⁶⁷) consiste em uma rota tecnológica que transforma o álcool⁶⁸ em combustíveis de cadeia longa através de processos catalíticos de desidratação, oligomerização e hidrotratamento. Operações do tipo ATJ costumam resultar na produção consorciada de SAF, diesel verde e bionafta, embora a rota permita otimizar a produção de SAF com seletividades mais elevadas do que HEFA. Algumas configurações podem incluir também a produção de BioGL⁶⁹.

A rota ATJ é menos madura que rota HEFA, mas consiste em um processo que já possui representatividade comercial em nível global e para a qual diversos projetos têm sido anunciados no Brasil, especialmente devido à disponibilidade de etanol competitivo e com baixa intensidade de carbono no país.

O plano de negócios 2026-2030 da Petrobrás divulgou a intenção de instalação de uma planta ATJ na Refinaria de Paulínia (REPLAN), no Estado de São Paulo, focada exclusivamente na produção de SAF. O projeto é classificado pela companhia como “em avaliação”, possuindo data prevista de partida para após 2030 e capacidade planejada de produção de 10 mil barris por dia (435 mil m³ por ano) de combustível (PETROBRAS, 2026b).

Também em Paulínia, a empresa Energis8 anunciou a intenção de investir na construção de uma unidade ATJ focada na produção consorciada de SAF (produto principal), HVO e bionafta. A unidade utilizará tecnologia da empresa americana Honeywell UOP, possuindo capacidade prevista de produção de 17 mil barris por dia (740 mil m³ por ano) e data prevista de partida em 2031 (ENERGIS8, 2026). A empresa anunciou a intenção de usar etanol de segunda geração para o empreendimento, embora a confirmação da matéria-prima ainda seja incerta (NOVACANA, 2024).

⁶⁷ Sigla do inglês para *Alcohol to Jet*.

⁶⁸ Atualmente os álcoois aprovados pela norma ASTM D7566 (padrão internacional adotado pela ANP como referência técnica) são etanol e isobutanol. Alguns outros estão em avaliação, mas ainda sem certificação.

⁶⁹ BioGL – gás liquefeito de origem na biomassa renovável

Paulínia também abriga o projeto anunciado pela empresa norte-americana Summit Agricultural Group, que pretende investir US\$ 2 bilhões na construção de uma planta ATJ para produção consorciada de SAF (produto principal) e diesel verde ou bunker renovável. O projeto se dará por meio de uma subsidiária nomeada JetBio. A empresa é acionista do grupo americano FS, produtor de etanol de milho no Brasil, e pretende utilizar seu etanol associado à captura e armazenamento de carbono (seção 9.8) como matéria-prima para o SAF, em conjunto com etanol de cana de açúcar. A companhia prevê início de operação em 2030 e capacidade planejada de 1 bilhão de litros por ano (MEDEIROS, 2026; MOREIRA, 2026; TEIXEIRA JUNIOR, 2026a).

A empresa chinesa Envision Group anunciou a intenção de investir cerca de US\$ 1 bilhão na construção de um parque industrial net-zero no Brasil, que incluiria uma unidade de biorrefino ATJ para produção de SAF. Os detalhes do projeto ainda não foram divulgados (MACHADO, 2025).

Finalmente, a chamada pública do BNDES/FINEP, de 2024, teve 9 solicitações de financiamento para projetos utilizando a tecnologia ATJ aprovadas para negociação. Estes projetos apresentaram capacidades de produção variando entre escala-piloto até 3 bilhões de litros por ano, com investimento total solicitado de R\$ 31,1 bilhões.

9.7. Gaseificação de biomassa e reforma

A gaseificação consiste em um processo de conversão de biomassas sólidas – como recursos madeireiros (ex. maravalha e cavacos de madeira) ou resíduos agrícolas e agroindustriais (ex. palhas e bagaços ou licor negro) – em gás de síntese, uma mistura gasosa composta essencialmente de hidrogênio (H_2) e monóxido de carbono (CO). Tal mistura pode ser então convertida em diversos biocombustíveis sintéticos através de operações como a produção de e-metanol e a síntese de *Fischer-Tropsch*, que produz o chamado “petróleo sintético”, passível de ser refinado para gerar biocombustíveis sintéticos. Alternativamente, o gás de síntese pode ser tratado para produção de hidrogênio com alta pureza.

Apesar de se tratar de uma tecnologia madura, ainda é pouco utilizada no país. Os projetos brasileiros envolvendo essa rota termoquímica estão, em sua maioria, em escala laboratorial ou, no máximo, já têm alguns testes em escala piloto e demonstrações em campo. O projeto mais próximo da escala comercial é o desenvolvido pela empresa Suzano em sua fábrica de celulose construída em Ribas do Rio Pardo (MS). Reconhecida por organizações globais durante a COP30, em novembro de 2025, a tecnologia de gaseificação de biomassa implementada na planta produz combustível renovável para os fornos de cal, onde o óleo combustível, derivado do petróleo, é substituído pelo gás de síntese (SUZANO, 2025).

Já a reforma é uma operação termoquímica que converte matérias-primas líquidas ou gasosas em gás de síntese. A partir desse produto, as mesmas rotas descritas anteriormente podem ser aplicadas para a produção de biocombustíveis sintéticos. A reforma a vapor do metano de origem fóssil é uma operação consolidada usada na produção de gás de síntese fóssil, podendo ser diretamente estendida para uso de biometano como matéria-prima. O processo pode também ser aplicado para etanol, glicerina e outras moléculas associadas à bioenergia.

O uso de glicerina vem sendo estudado pelo Instituto Senai de Inovação em Energias Renováveis em parceria com a Sociedade Alemã para Cooperação Internacional (GIZ, na sigla original), que instalou uma planta piloto em Natal (RN) para conversão de glicerina purificada em SAF, com capacidade de produção de 5 litros de petróleo sintético por dia (G1 RN, 2023). O principal atrativo da glicerina purificada é agregar valor a um subproduto da indústria de biodiesel, dentro do conceito de economia circular (BIODIESELBR, 2025).

Em abril deste ano, a Itaipu Binacional e o Centro Internacional de Energias Renováveis Biogás (CIBiogás) reinauguraram a Unidade de Demonstração (UD) de Biocombustíveis Itaipu, no Paraná (SANEAMENTO AMBIENTAL, 2026). Em funcionamento desde 2017, essa unidade de demonstração do biogás passa a contar com uma planta piloto focada na reforma de biogás com suplementação de hidrogênio eletrolítico para conversão em SAF, com capacidade de produção de 6 kg de petróleo sintético por dia (CIBIOGAS, 2024).

O Estado do Paraná, no Sul do Brasil, tem se destacado pelos projetos na área do biogás e da biomassa residual. Em seu projeto, a Universidade Federal do Paraná (UFPR) utiliza o biogás gerado em uma estação de tratamento de esgoto para produzir até 100 toneladas de hidrogênio renovável de baixa emissão de carbono por ano com o uso da tecnologia de reforma catalítica. A UFPR integra o Consórcio Biogas-to-H₂ Paraná (B2H₂) que está entre os cinco projetos selecionados pelo MME para compor o plano de investimentos do Brasil para os Fundos de Investimento Climático – Descarbonização da Indústria (CIF-ID, da sigla em inglês) (TOKARSKI, 2025). A seleção se deu por meio da chamada pública para hubs de hidrogênio de baixa emissão de carbono para descarbonização da indústria, uma das principais ações do Programa Nacional do Hidrogênio, e contou com 70 inscrições vindas de diferentes regiões do País (AGÊNCIA CENÁRIO ENERGIA, 2025). Após a avaliação final, foram selecionadas cinco propostas com grande potencial de execução até 2035, sendo o projeto paranaense o único que envolve a produção de hidrogênio utilizando a biomassa como matéria-prima (GOV.BR, 2025b).

Também utilizando biogás, a Geo bio gas&carbon, em parceria com a Copersucar, tem um projeto anunciado de uma planta demonstrativa que converte biogás e biometano em combustíveis de aviação, utilizando o processo de Fischer-Tropsch e visando aprimorar a tecnologia para escalonamento futuro. Este projeto, financiado pela FINEP, promete fornecer 270 mil litros de SAF por ano (MACHADO, 2024b). A Geo também assinou, em 2026, memorando de entendimento com a empresa norte-americana Syzygy Plasmonics para desenvolver projetos de produção de combustível sustentável de aviação a partir de biogás brasileiro oriundo de vinhaça e torta, resíduos do setor sucroenergético (NOVACANA, 2026e).

Já a reforma de etanol para produção de hidrogênio é destaque em um projeto-piloto desenvolvido na Universidade de São Paulo (USP) em parceria com a Shell, Hytron, Raízen e SENAI CETIQT (AGÊNCIA FAPESP, 2025). O reformador instalado no campus da universidade integra a primeira planta-piloto mundial dedicada à produção de hidrogênio renovável a partir do etanol e pode produzir 100 quilos de hidrogênio por dia, usados para abastecer três ônibus urbanos e dois automóveis (SHELL, 2025).

Na chamada pública do BNDES/FINEP, de 2024, dois projetos de produção de biometanol foram aprovados para negociações. Estes apresentaram capacidades de produção ainda limitadas a menos de 12 milhões de litros, com investimento total solicitado em torno de R\$ 260 milhões.

9.8. Captura, utilização e armazenamento de CO₂ biogênico (bio-CCUS / BECCUS)

O CO₂ biogênico é gerado na cadeia da bioenergia. Sistemas de captura, utilização e armazenamento de CO₂ biogênico (bio-CCUS ou BECCUS⁷⁰) consistem em operações que promovem sua separação de outros compostos gasosos (captura), seu transporte e sua destinação para outros fins, sejam eles fins produtivos (utilização) ou seu armazenamento permanente em reservatórios geológicos (armazenamento).

⁷⁰ Sigla do inglês para *Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage*.

O uso de BECCUS tem emergido como opção promissora diante de estímulos econômicos para uma economia de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE). O CO₂ biogênico se apresenta como um insumo interessante porque a sua utilização é neutra em carbono e seu armazenamento cria um fluxo de remoção de carbono da atmosfera⁷¹. Ademais, algumas fontes de CO₂ biogênico o disponibilizam em graus de pureza muito elevados, evitando custos associados à captura e favorecendo a economicidade dos processos. São os casos da fermentação em usinas de etanol (o CO₂ é um subproduto da conversão de açúcares em etanol) e da produção de biometano (a purificação do biogás a biometano incorre justamente na remoção do CO₂ do primeiro). Assim, as principais iniciativas identificadas no Brasil relacionadas à BECCUS estão associadas à estas fontes.

Captura e armazenamento (bio-CCS / BECCS)

No contexto do armazenamento, a FS anunciou recentemente que pretende iniciar a injeção de CO₂ oriundo da fermentação de sua planta de etanol de milho em Lucas do Rio Verde (MT) em agosto de 2026. A perfuração do poço foi finalizada no final de 2025 (AGÊNCIA CENÁRIO ENERGIA, 2025b). Ao todo, o projeto investiu R\$ 180 milhões captados da FINEP e outros R\$ 350 milhões do Fundo Clima do BNDES e terá capacidade para armazenar 420 mil toneladas de CO₂ por ano (TEIXEIRA JUNIOR, 2026b). A injeção ocorrerá na Bacia dos Parecis, nas iminências da usina, e será o primeiro projeto de BECCS a operar no Brasil. Ademais, a FS também anunciou planos preliminares de estabelecer uma operação de BECCS em sua planta de Sorriso (MT) (CHIAPPINI, 2025).

A UISA, de Nova Olímpia (MT), também divulgou planos para estabelecimento de uma operação de captura e armazenamento com CO₂ de fermentação. Embora a iniciativa esteja em fases preliminares, a empresa anunciou que está desenvolvendo estudos sísmicos e de engenharia, com expectativas de iniciar a operação em 2028 ou 2029 no caso de resultados positivos (MELLO, 2025). O local de injeção não foi divulgado.

Finalmente, a Secretaria de Meio Ambiente, Infraestrutura e Logística do Governo do Estado de São Paulo (SEMIL-SP) anunciou recentemente a formação de um consórcio envolvendo parceiros da academia e do setor privado para desenvolvimento do primeiro projeto-piloto de captura e armazenamento de carbono em usinas de etanol de cana de açúcar. O projeto, com aporte total de R\$ 30 milhões, pretende desenvolver o mapeamento geológico do estado e estabelecer a planta-piloto em localidade ainda não definida (SEMIL, 2026).

Captura e utilização (bio-CCU / BECCU)

Ao ser capturado, o CO₂ pode ser utilizado para fins energéticos ou não-energéticos. O uso energético do insumo consiste na sua utilização para produção de combustíveis sintéticos por meio da reação com hidrogênio de baixo carbono⁷². Nesse âmbito, algumas iniciativas têm sido anunciadas no Brasil, especialmente para e-metanol.

⁷¹ Caso a quantidade de CO₂ biogênico capturada exceda as emissões de GEE oriundas das etapas de produção, transporte e processamento de biomassa, é possível atingir níveis de emissões negativos na cadeia de biocombustíveis através de BECCS.

⁷² Após ajustes, a combinação do CO₂ biogênico com hidrogênio externo gera uma mistura com composição similar ao gás de síntese descrito na seção 9.7. Assim, os processos de produção de combustíveis sintéticos por essa rota são idênticos aos descritos para gaseificação e reforma a partir da geração deste intermediário.

Diversos portos têm anunciado intenções em integrar plantas produtivas desse produto, visando seu uso como combustível marítimo⁷³. São os casos do porto de Pecém (CE), Açu (RJ) e Suape (PE). Entretanto, o uso de CO₂ biogênico como insumo só foi confirmado no porto de Suape, onde dois projetos foram anunciados.

No primeiro, a European Energy assinou um acordo com o Governo de Pernambuco em 2024 para instalação de uma planta no complexo portuário. A expectativa é que a fábrica inicie suas operações em 2028, movimentando um total de 100 mil toneladas por ano de combustível com um investimento total de R\$ 2 bilhões de reais (MACHADO, 2024a). A Petrobras anunciou a intenção de participar desse empreendimento como parceira (O GLOBO, 2024), mas o projeto não aparece no plano de negócios 2026-2030 da companhia, no qual a produção de e-metanol e e-SAF é mencionada somente de forma especulativa.

No segundo projeto, a GoVerde foi vencedora de um certame público realizado pelo Governo de Pernambuco em 2025 para operar outra planta de e-metanol. O empreendimento tem previsão de capacidade inicial de 300 toneladas por dia, com início de operação esperada em 2027 ou 2028 e plano de expansão para atingir 900 toneladas por dia até 2032. O investimento previsto é de R\$ 2 bilhões para a primeira etapa (PORTO SUAPE, 2025).

De maneira mais incipiente, a Cocal anunciou uma parceria com a Siemens para desenvolvimento de estudos de pré-viabilidade visando a instalação de uma unidade de e-metanol utilizando o CO₂ de fermentação de uma de suas plantas no Estado de São Paulo. O projeto se enquadra no âmbito do programa de Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ) e prevê a possibilidade de transformação do e-metanol em SAF (COCAL, 2026; ICAO, 2026).

A chamada pública do BNDES/FINEP, de 2024, teve 11 solicitações de financiamento para projetos de produção de e-metanol com CO₂ biogênico de diferentes fontes aprovadas para negociações. Estes projetos apresentaram capacidades de produção variando entre escala-piloto até 260 milhões de litros por ano, com investimento total solicitado de 15,4 bilhões de reais.

A Eletrobras e a Suzano firmaram, em 2024, um memorando de entendimento para desenvolvimento de processos de produção de combustíveis sintéticos utilizando o CO₂ gerado em uma unidade de produção da empresa de papel e celulose (SUZANO, 2024).

Finalmente, a FS anunciou que estuda a implementação de uma planta de e-metanol com CO₂ de fermentação em sua planta de Primavera do Leste (MT) (CHIAPPINI, 2025).

Já o uso não-energético do CO₂ biogênico usualmente envolve os mercados de alimentos e bebidas ou medicinal. Nesse contexto, a Gás Verde garantiu, em 2025, financiamento de R\$ 51,3 milhões do Fundo Clima (BNDES) para implementação de uma unidade de purificação do CO₂ oriundo de sua planta de biometano de aterro sanitário localizada em Seropédica (RJ). A unidade produz cerca de 100 toneladas de CO₂ por dia com grau de pureza suficiente para uso em bebidas e alimentos (BNDES, 2025). A empresa já anuncia a disponibilidade do produto.

Já a Be8 firmou uma parceria com a Air Liquide para disponibilizar o CO₂ de fermentação de sua futura planta de produção de etanol de trigo em Passo Fundo (RS), mencionada na seção 9.1. Nesse modelo, a Air Liquide será responsável por purificar a corrente para padrões de exigência elevada, como alimentos e bebidas e aplicações medicinais (NOVACANA, 2025b).

⁷³ Além de e-metanol, há também anúncios de produção de e-amônia nos hubs instalados nos portos brasileiros. Porém, esses projetos não estão elencados por se tratar de um combustível que não requer CO₂ para sua obtenção.

10. Avaliação de emissões de gases de efeito estufa evitadas pela bioenergia

O perfil de emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil apresenta características diferentes da média mundial. Enquanto na maioria dos países o setor energético é o principal emissor, no Brasil o conjunto de agricultura, florestas e uso da terra (AFOLU – *agriculture, forest and other land use change*, na sigla em inglês) responde pela maior parcela das emissões líquidas de GEE.

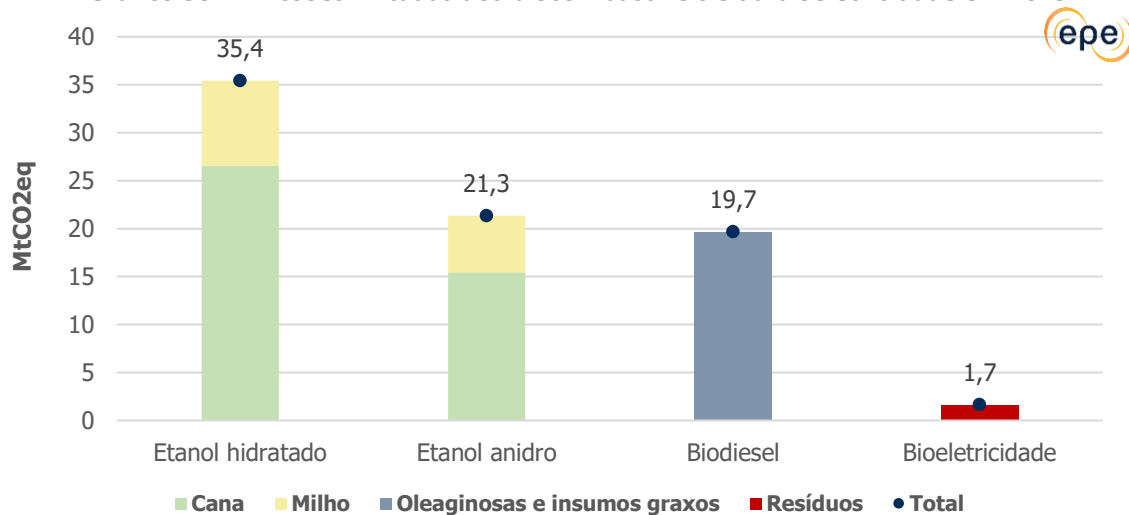
Ainda que a energia não seja a principal responsável pelas emissões nacionais de GEE, é preciso aplicar esforços para a transição com foco em assegurar a sustentabilidade, o acesso à energia e a segurança energética. O Brasil possui diversas vantagens comparativas nesse processo, principalmente em função da elevada disponibilidade de recursos energéticos renováveis, tanto para geração de energia elétrica quanto para produção de combustíveis com menor intensidade de carbono. Ao explorar essas oportunidades, a transição energética tem o potencial de catalisar o desenvolvimento tecnológico e industrial, além de promover a geração de emprego e renda para a população.

No setor elétrico, a bioeletricidade representou 8,4% da energia elétrica gerada em 2025, sendo a maior parcela proveniente da utilização do bagaço de cana nas usinas de etanol. Em 2025, a renovabilidade da matriz elétrica brasileira apresentou queda de 1,2% em decorrência da redução da geração hidrelétrica (-4,8%), associada ao aumento da geração a gás natural (+22,7%). Em paralelo, o incremento da geração eólica (+8,2%) e solar fotovoltaica (+24,7%) auxiliaram na manutenção do alto grau de renovabilidade da matriz elétrica brasileira (EPE, 2026a). Apesar dessa redução na renovabilidade da matriz elétrica brasileira, o fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi de apenas 0,0461 tCO₂/MWh, de acordo com o Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI, 2026). Esse fator é cerca de 15% inferior ao valor registrado em 2024, e essa queda se justifica devido ao aprimoramento na publicação dos fatores de emissão do SIN realizado pelo MCTI em junho de 2025 (MCTI, 2025), que ampliou a base de dados utilizada, resultando em uma redução dos fatores de emissão calculados.

Em relação aos biocombustíveis líquidos, como apresentado ao longo deste documento, em 2025 observaram-se dois movimentos simultâneos: aumento de aproximadamente 25% da produção de etanol de milho em 2025 e queda de 10% da produção de etanol de cana neste ano, ante a produção recorde observada em 2024. A participação dos biocombustíveis fez com que a matriz de transportes apresentasse um perfil 26,1% renovável (EPE, 2026a). Por conseguinte, as emissões evitadas pelo uso de etanol (anidro e hidratado de cana e milho de 1ª geração) e biodiesel, em comparação aos equivalentes fósseis (gasolina e diesel), somaram 78,13 MtCO₂ em 2025. Esse valor representa um nível de emissões evitadas 2% inferior do que o total observado no ano de 2024, ainda assim, o terceiro valor da série histórica. Vale ressaltar que devido a atualização dos fatores de emissão evitada do etanol anidro e hidratado realizada nesta edição, observa-se uma redução dos valores da base histórica comparado às versões anteriores.

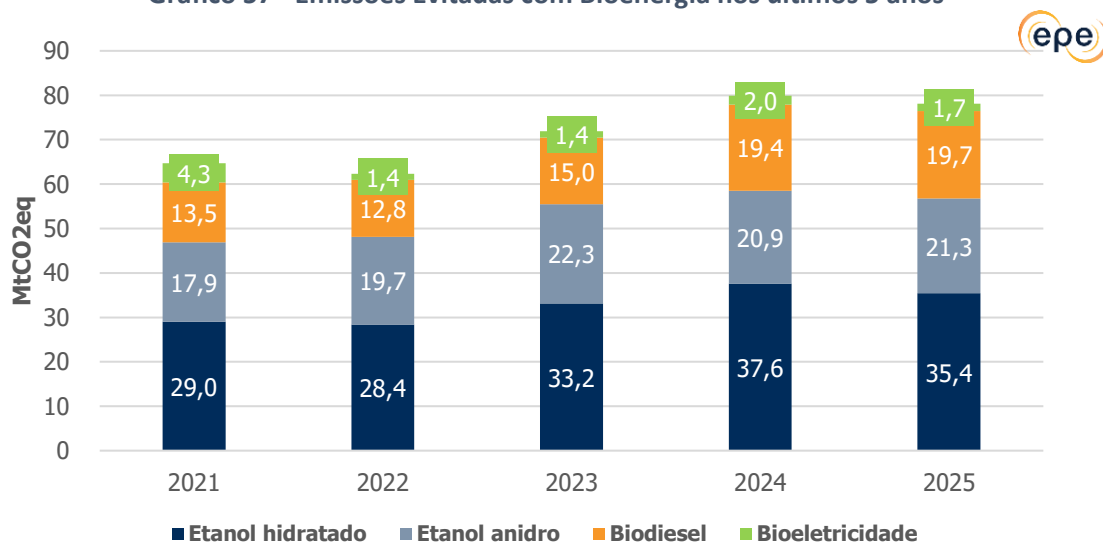
O Gráfico 56 ilustra as emissões evitadas decorrentes do uso de biocombustíveis e da bioeletricidade da cana em 2025, ao passo que o Gráfico 57 apresenta o panorama dos últimos cinco anos. A bioenergia deve ganhar ainda mais relevância com o avanço da transição energética, especialmente em função da possibilidade de mitigar emissões com biocombustíveis drop-in nos setores de difícil descarbonização. Esse processo deve ser impulsionado com a implementação de regulações nacionais e internacionais, tais como o Combustível do Futuro e as metas da ICAO e IMO.

Gráfico 56 - Emissões Evitadas dos biocombustíveis e da bioeletricidade em 2025



Fonte: EPE a partir de (EPE, 2009; IPCC, 2006; MCTI, 2026; ROSA, 2003).

Gráfico 57 - Emissões Evitadas com Bioenergia nos últimos 5 anos



Fonte: EPE a partir de (EPE, 2009; IPCC, 2006; MCTI, 2026; ROSA, 2003).

11. Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio)

Em 2025, a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) completou 6 anos de funcionamento integral. Instituído pela Lei nº 13.576, promulgada em 26 de dezembro de 2017 (BRASIL, 2017a) o RenovaBio entrou em vigor em 2019. Em 27 de abril de 2020 foi iniciada a comercialização e o registro do Crédito de Descarbonização (CBIO) na plataforma de negociação da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão e, algumas semanas depois, em 15 de junho de 2020 houve a primeira transação de CBIO (B3, 2026). O RenovaBio instituiu o Crédito de Descarbonização (CBIO) como o instrumento, registrado sob a forma escritural, para fins de comprovação da meta individual de redução de emissões de carbono do distribuidor de combustíveis.

Dentre os objetivos da Política estão: promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional e reforçar o compromisso do Brasil em reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Ao longo desses 6 anos, o RenovaBio contribuiu de forma relevante para reduzir a intensidade de carbono da matriz de transporte brasileira e para segurança do abastecimento de combustíveis.

11.1. Certificações e desempenho ambiental

O Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis consiste em um documento que habilita o produtor ou importador de biocombustível autorizado pela ANP a solicitar a emissão de CBIO em quantidade proporcional ao volume de biocombustível produzido ou importado e comercializado e possui validade de um a três anos, contados a partir da data de sua aprovação pela ANP (ANP, 2026h).

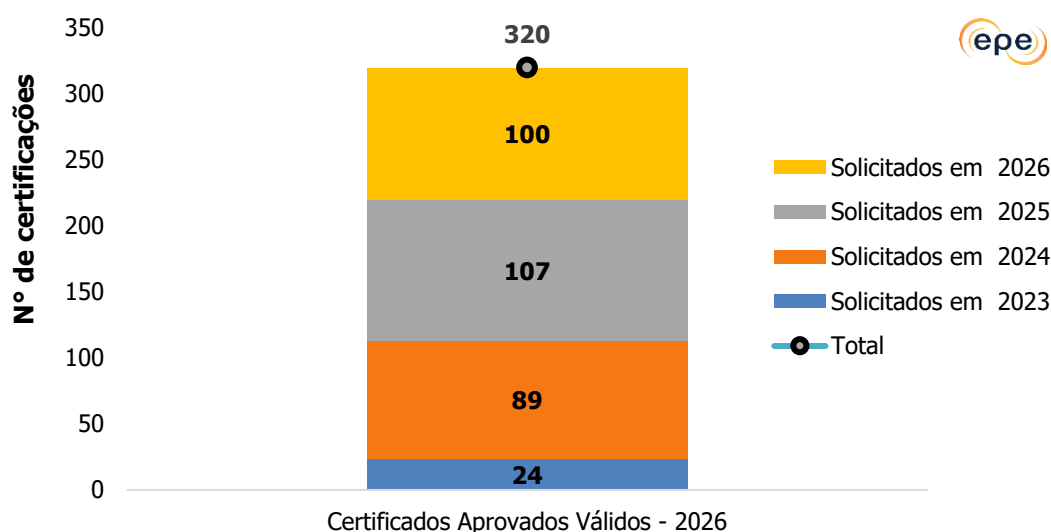
Em 2025, 107 agentes foram certificados a emitir CBIO, dos quais 7 obtiveram sua primeira certificação para os seguintes biocombustíveis: dois de etanol, três de biodiesel e dois de biometano. No primeiro semestre de 2026, 6 agentes receberam a emissão da primeira certificação: dois de etanol, dois de biodiesel e dois de biometano.

Dentre as 498 certificações vigentes aprovadas pela ANP no período compreendido entre junho/2023 e junho/2026, cerca de 98% foram emitidas com validade de três anos a partir de suas respectivas datas de emissão. As certificações com validade de dois e de um ano representam aproximadamente 1% cada. No caso destas últimas, todas correspondem à primeira certificação concedida ao respectivo agente.

Os processos de recertificações podem ser motivados por proximidade do vencimento da certificação vigente, alterações no percentual de volume elegível ou com o objetivo de obter maior Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) (MME, 2026a). Atualmente, 30 agentes têm prazo de validade de seus certificados até o fim de 2026, sendo que 13% deles já obtiveram renovação da certificação.

Conforme o Gráfico 58, havia 320 agentes com certificações de biocombustíveis válidas em junho de 2026, o que representa uma queda de 5,3% em relação a maio de 2025. Nesse período, 136 produtores tiveram suas certificações expiradas em decorrência de término de validade. Desses, 81% obtiveram recertificação e podem continuar a emitir CBIO; 18% permanecem com a certificação vencida e 1% chegou a ser recertificado, mas teve a certificação posteriormente revogada. Desta forma, essa parcela de produtores e importadores está impedida de emitir CBIO até a obtenção de novo certificado.

Gráfico 58 - Certificações de produção de biocombustíveis válidas



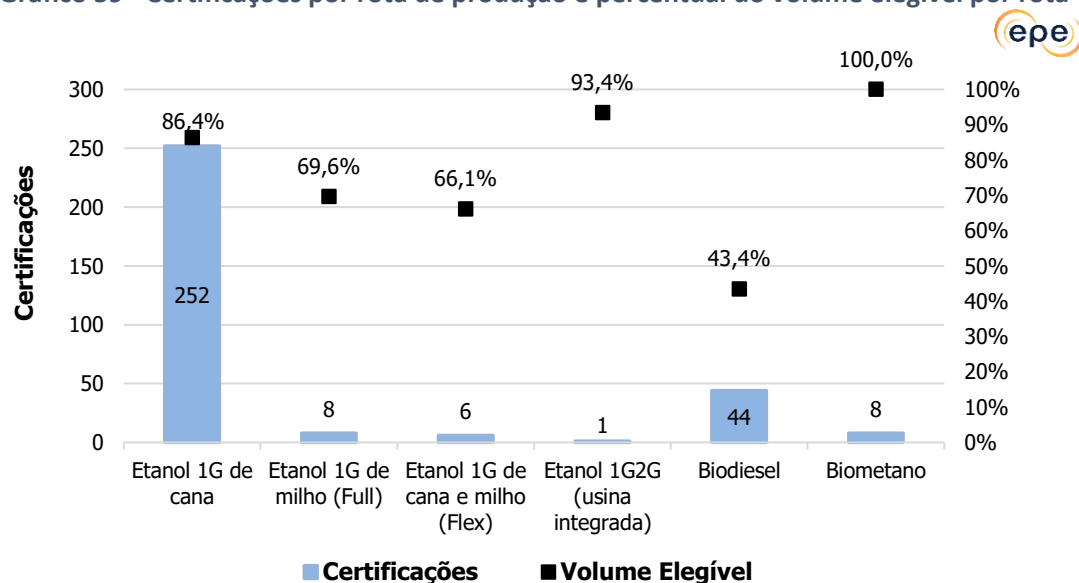
Fonte: (ANP, 2026h).

Adicionalmente, em junho de 2026, 15 empresas inspetoras estavam credenciadas para realizar o processo de certificação no RenovaBio, uma a mais que em maio de 2025 (ANP, 2026h). Desse total, apenas 9 empreendimentos atuaram nos processos certificações que se encontravam aprovados e válidos, existindo uma única empresa responsável por 73% das certificações emitidas.

O perfil das unidades certificadas por rota de produção e volume elegível, até junho de 2026, é apresentado no Gráfico 59. O volume elegível apresenta grande variação, principalmente pela dificuldade de rastreamento das culturas de soja e milho, devido à elevada diversidade de produtores e forma de aquisição destas matérias-primas⁷⁴. As rotas de produção que possuem maiores volumes elegíveis são o etanol de cana de 1ª geração (86,4%, queda de 1,2 p.p. frente a 2025), etanol de cana de 1ª e 2ª geração em usina integrada (93,4%, queda de 2,2 p.p) e o biometano (100%). O etanol oriundo de unidades *flex* (milho e cana), apresentou queda de 2,6 p.p., chegando a 66,1% e o proveniente de unidades *full* aumentou seu volume elegível em 3,8 p.p. A média do volume elegível das usinas de biodiesel seguiu a tendência de alta gradual, qualificando em elegibilidade 43,4% de sua produção, quando em 2024 era de 41,8%, refletindo um avanço na rastreabilidade das cadeias de matérias-primas. Destaca-se que usinas de etanol de cana de 1ª geração representam 79% do total das usinas certificadas e as de biodiesel, 14%.

⁷⁴ Em junho de 2022, a ANP elaborou o Informe Técnico nº 06/SBQ v.0, que estabelece os procedimentos para implementação e verificação da cadeia de custódia de grãos e óleos vegetais no âmbito do RenovaBio, que contou com o apoio da equipe técnica do *Brazil Energy Programme* (BEP), programa do Reino Unido voltado para estimular o desenvolvimento e sustentabilidade na área energética (ANP, 2026h).

Gráfico 59 - Certificações por rota de produção e percentual do volume elegível por rota



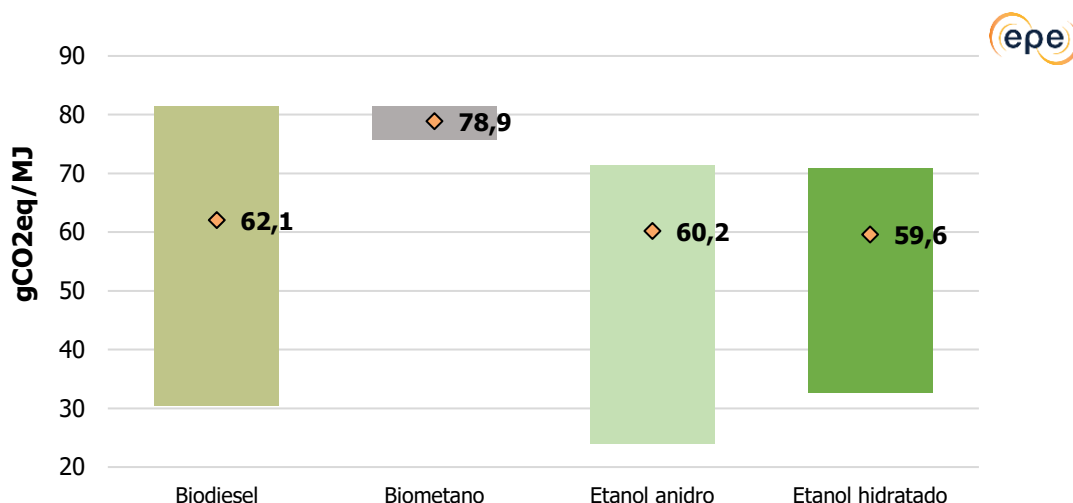
Fonte: (ANP, 2026h).

Considerando o número de unidades autorizadas a comercializar biocombustíveis pela ANP até junho de 2026, estavam certificadas 267 usinas de etanol de um total de 375 (71%), 44 de 58 plantas de biodiesel (76%) e 8 de 20 plantas de biometano (40%). A queda desses percentuais tem, em parte, motivação nas usinas que ainda se encontram em processo de recertificação, como mencionado anteriormente. Adicionalmente, houve a certificação de um importador de etanol de primeira geração de milho internacional (ANP, 2026i).

A Resolução ANP nº 984, publicada no DOU de 17 de junho de 2025, em substituição à Resolução ANP nº 758, publicada no DOU de 27 de novembro de 2018, reduz o tempo mínimo de operação para que uma nova instalação solicite seu primeiro processo de Certificação de Biocombustíveis para obtenção do Crédito de Descarbonização (CBIO). Conforme a Resolução ANP nº 758, era necessário preencher os dados industriais na RenovaCalc com base em informações industriais do ano civil anterior, enquanto segundo a Resolução atual admite-se utilizar dados referentes ao período mínimo de quatro meses de operação (ANP, 2018, 2025). Esta mudança vai permitir que as certificações de novas instalações sejam emitidas mais rapidamente, tão logo sejam cumpridos todos os critérios necessários.

O Gráfico 60 apresenta a média da Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA) das unidades certificadas para cada biocombustível, assim como a faixa entre os valores mínimos e máximos, até junho de 2026. Em relação a maio de 2025, houve uma redução de 6% na NEEA média do biodiesel e pequenas elevações nas do etanol e do biometano (+0,5%). O biometano se mantém com a nota mais elevada, com 100% de volume elegível.

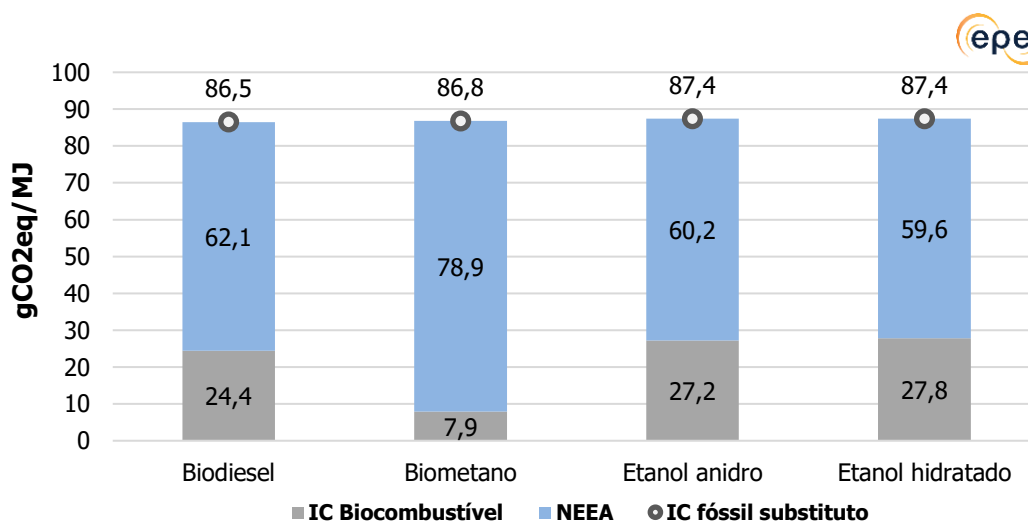
Gráfico 60 - Nota de Eficiência Energético-Ambiental das unidades certificadas



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026h).

Comparando a NEEA média de cada biocombustível com a intensidade de carbono (IC) do combustível fóssil substituto, chega-se à IC média do biocombustível, conforme pode ser observado no Gráfico 61. Considerando os indicadores da NEEA mínimos e máximos indicados no Gráfico 60, verifica-se um espaço para a redução das ICs dos biocombustíveis indicados.

Gráfico 61 - Intensidade de Carbono do biocombustível e de seu substituto fóssil e NEEA

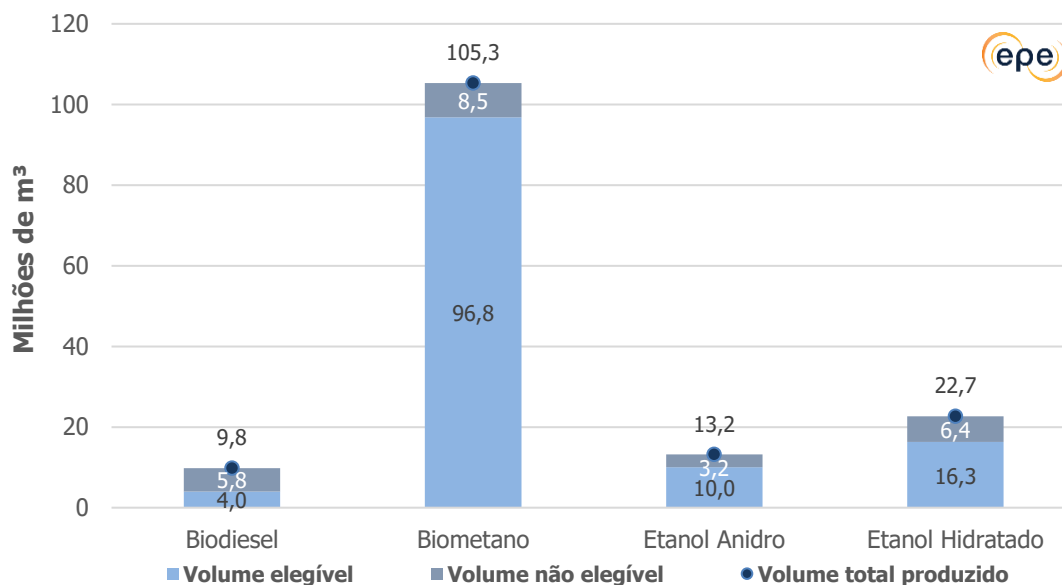


Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026h).

11.2. Produção e elegibilidade por rota

Este item busca avaliar o volume elegível para a geração de CBIO por rota de biocombustível em 2025, observando a variação entre o volume total produzido e o volume efetivamente apto para emissão de créditos pelas diferentes rotas, conforme Gráfico 62.

Gráfico 62 - Volume produzido, volume elegível e não elegível por rota em 2025



Fonte: Elaborado por EPE a partir de dados da ANP (ANP, 2026c, 2026h).

No caso do biodiesel, apenas 40,9% do volume produzido (9,8 bilhões de litros) foi considerado elegível para a geração de CBIO, o que indica um aproveitamento ainda baixo em comparação com as demais rotas. A baixa rastreabilidade das cadeias de grãos influencia esse resultado, existindo espaço para que o setor de biodiesel aumente sua participação no mercado de créditos.

As rotas de etanol anidro e hidratado apresentaram os seguintes percentuais de elegibilidade, 76,0% e 71,9%, respectivamente. Considerando a produção total de etanol em 2025 (35,9 bilhões de litros), foram elegíveis 10,0 bilhões de litros de etanol anidro e 16,3 bilhões de litros de etanol hidratado para a emissão de CBIO.

No caso do biometano, com oito produtores certificados de um total de 15 em operação, o desempenho apresentado foi bem mais expressivo em comparação ao volume dos demais 311 produtores de etanol e biodiesel certificados. Do volume total produzido, registrado pela ANP, cerca de 105 milhões de Nm³, 91,9% é elegível à emissão de CBIO (96,8 milhões de Nm³), refletindo elevada conformidade com os critérios estabelecidos. Esse índice pode ser atribuído, em parte, à origem da matéria-prima (resíduos orgânicos), que facilita a certificação de 100% da produção em uma mesma unidade.

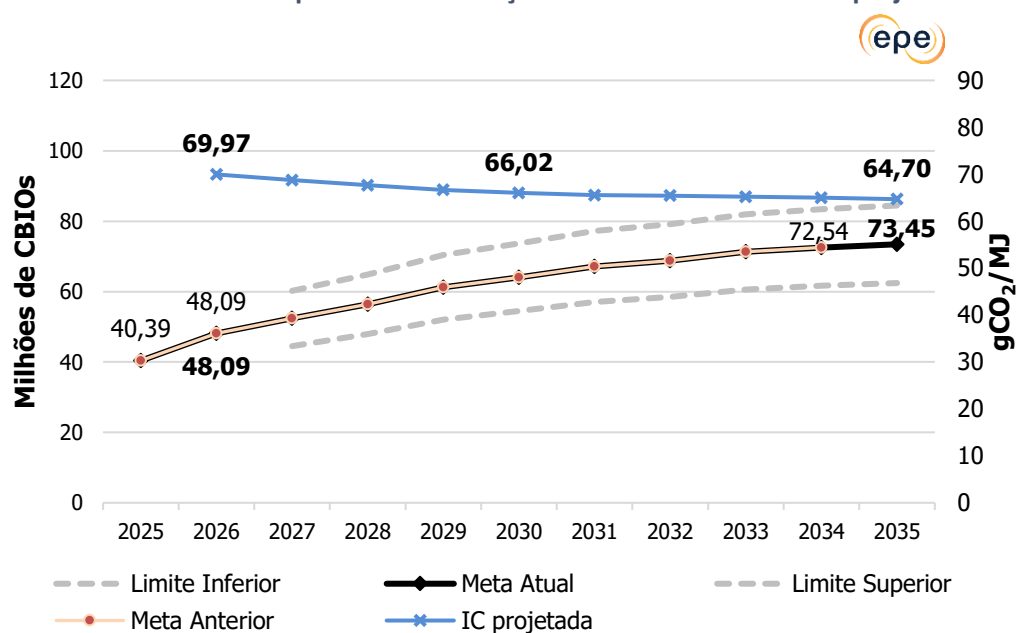
11.3. Metas compulsórias e balanço do exercício

Em dezembro de 2025, o CNPE definiu as metas compulsórias anuais de redução de emissões de GEE com base na estimativa de comercialização de combustíveis para o decênio seguinte, por intermédio da Resolução CNPE nº 21, incluindo o ano de 2035⁷⁵ (CNPE, 2025). A data limite para cumprimento das metas é até 31 de dezembro do ano corrente (BRASIL, 2023).

As metas anuais de descarbonização, assim como a intensidade de carbono projetada para a matriz de transportes, podem ser observadas no Gráfico 63.

⁷⁵ Conforme disposto no § 2º do artigo 5º da Resolução ANP nº 791/2019, ANP não aplicou redução à meta anual de CBIOs estabelecida pelo CNPE para 2026 no cálculo das metas individuais dos distribuidores, uma vez que não houve remoção definitiva de circulação de CBIOs do mercado por partes não obrigadas no ano anterior (ANP, 2019, 2026h).

Gráfico 63 - Metas compulsórias de redução de emissões de GEE e IC projetada



Fonte: (CNPE, 2024, 2025).

Dentre as 41 distribuidoras que não cumpriram integralmente suas respectivas metas individuais de aquisição de créditos, cerca de 80% poderão ser autuadas pelo não cumprimento da meta, enquanto as demais não, pois aposentaram CBIO em quantidade igual ou superior a 85% da meta, e cumpriram integralmente a meta referente ao ano de 2024, atendendo ao requisito do § 4º do artigo 7º da Lei nº 13.576 (MME, 2026a).

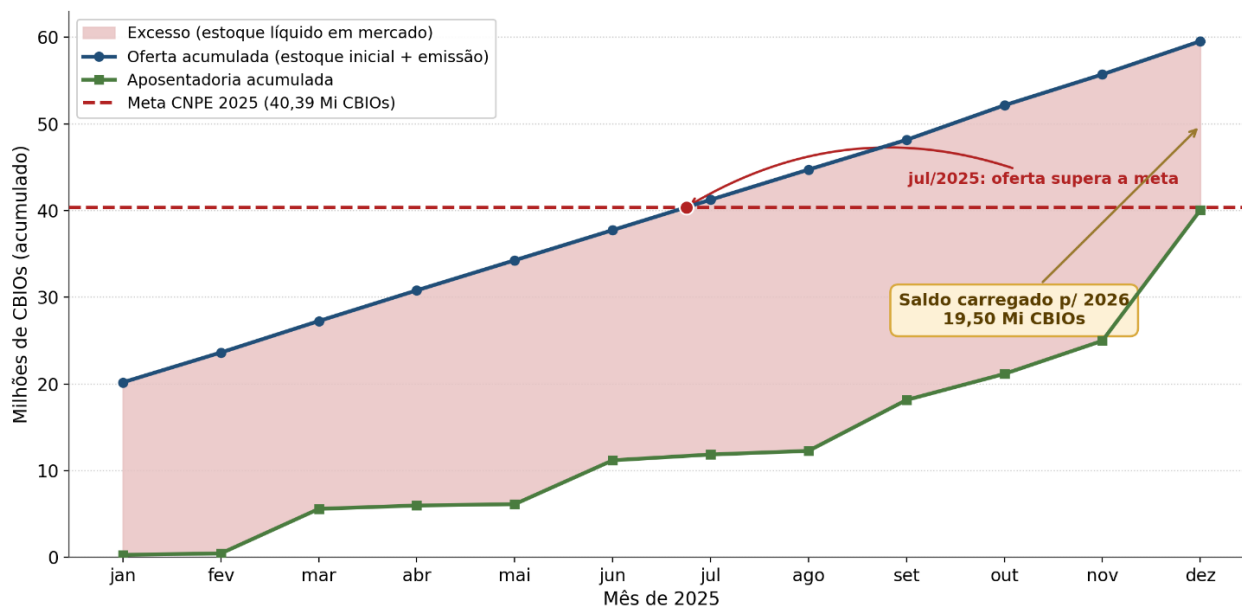
Segundo o Decreto nº 12.437, publicado no DOU de 17 de abril de 2025, os distribuidores de combustíveis em seu primeiro ano de atuação deverão comprovar o atendimento parcial de suas metas individuais em 30 de junho, 30 de setembro e 31 de dezembro, e no segundo ano de atuação haverá duas datas para comprovação, 30 de junho e 31 de dezembro. Os distribuidores, independente do tempo exercendo a atividade, que estiverem inadimplentes com a comprovação de suas respectivas metas individuais até 31 de dezembro do ano corrente, além de sujeitos à prática de crime, multa, sanções administrativas e pecuniárias, também terão seus nomes encaminhados ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), à Advocacia Geral da União (AGU), ao Ministério Público Federal e aos demais órgãos competentes (BRASIL, 2025).

Em 21 de julho de 2025, a ANP publicou pela primeira vez a chamada “lista suja” do RenovaBio, prevista no art. 9º-B da Lei nº 13.576/2017, com a relação inicial de 33 distribuidoras inadimplentes (e mais dez com nomes tarjados em razão de liminares). A inclusão na lista veda, na prática, a comercialização e a importação de combustíveis pelas empresas listadas, sob pena de multa que pode chegar a R\$ 500 milhões, conforme o Decreto nº 12.437/2025 (ANP, 2026j; UDOP, 2025). Esse instrumento, somado às decisões judiciais favoráveis ao programa, é apontado como um dos principais fatores para a redução significativa do número de distribuidores em descumprimento da meta no exercício de 2025.

Balanço acumulado de oferta e demanda de CBIOS em 2025

A dinâmica intra-anual é examinada no Gráfico 65, que apresenta o balanço acumulado entre a oferta total (estoque inicial em dezembro/2024 acrescido da nova emissão mensal) e a aposentadoria mensal cumulativa pelas partes obrigadas, contrastando ambas com a meta agregada definida pela Resolução CNPE nº 14/2024. Em julho de 2025, a oferta acumulada superou a meta nacional de 40,39 milhões de CBIOS, configurando excesso estrutural de ativos em mercado que se manteve crescente até o encerramento do exercício. O saldo final de 19,50 milhões de CBIOS foi carregado para 2026, contribuindo para o aprofundamento da queda de preço observada no segundo semestre.

Gráfico 64 – Balanço acumulado de oferta e demanda de CBIOS em 2025



Fonte: EPE a partir de ANP (ANP, 2026k; B3, 2026a).

Em 30 de dezembro de 2025, o CNPE publicou a Resolução CNPE nº 21, que ajusta a meta nacional de 2026 para 48,09 milhões de CBIOS e atualiza a trajetória decenal até 2035 (CNPE, 2025). A nova resolução mantém a lógica de previsibilidade da política e sinaliza uma elevação de 19% na meta agregada em relação ao patamar de 2025 (40,39 milhões), reforçando o compromisso brasileiro de redução da intensidade de carbono da matriz de transportes em consonância com a Política Nacional sobre Mudança do Clima.

Destaca-se que as metas individuais compulsórias de 2025 (40,39 milhões de CBIOS, conforme Resolução CNPE nº 14/2024), incluindo a parcela não cumprida relativa ao ano de 2024 (10,5 milhões) e a parcela a abater em decorrência de contratos de longo prazo com vigência terminada em 2024, totalizaram 49,36 milhões de CBIOS (ANP, 2026h).

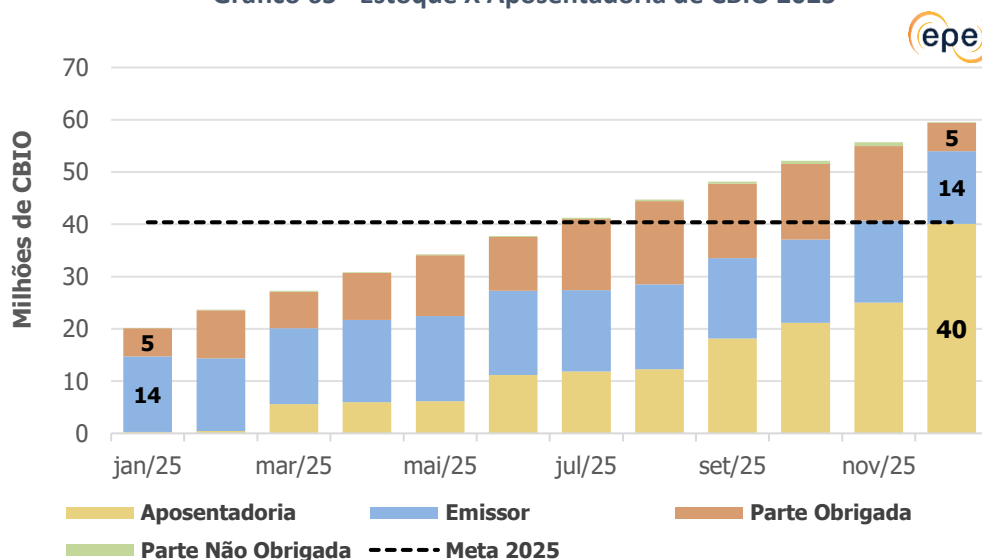
Dessa meta global de 2025, 30 distribuidoras não adquiriram 3,2 milhões, sendo adicionados às suas respectivas metas para 2026. Por outro lado, 2,3 milhões de CBIOS foram abatidos da meta global para 2026 em decorrência de contratos de longo prazo, firmados com produtores de biocombustíveis, cuja vigência terminou em 2025, o que leva a uma meta global de 49 milhões de CBIOS para este mesmo ano. Neste contexto, a participação das três maiores distribuidoras no total passa a 53% (ANP, 2026h). Existem ainda 12 distribuidoras que não tiveram suas metas individuais definidas para 2026 por possuírem medidas judiciais liminares referentes ao cumprimento da meta de 2025 (ANP, 2026h).

11.4. Estoque, aposentadoria e fluxos de CBIOS

Ao final do exercício de 2025, que se encerrou em dezembro, foram aposentados 40,06 milhões de CBIOS pelas partes obrigadas em cumprimento às metas individuais, correspondendo a 99% da meta estabelecida pelo CNPE e a 81,1% do total das metas individuais atribuídas pela ANP (49,36 milhões), que inclui a parcela não cumprida pelos distribuidores em 2024. Em relação ao exercício anterior, observa-se evolução significativa, tanto no percentual global de cumprimento quanto na redução do número de distribuidores inadimplentes. Até 06/05/2026, também foram aposentados 8,4 milhões de CBIOS referentes às metas individuais de 2026, com prazo de cumprimento até 31/12/2026 (ANP, 2026h).

Ao fim de dezembro de 2025, os CBIO disponíveis para comercialização (emitidos + em estoque) totalizaram 19,50 milhões, sendo: 13,92 milhões na posse dos emissores primários (71,4%), 5,47 milhões com a parte obrigada (28,0%) e 108,28 mil com partes não obrigadas (0,6%). O Gráfico 65 apresenta o estoque de CBIO ao longo do ano em posse de cada agente deste mercado, assim como a evolução das aposentadorias.

Gráfico 65 - Estoque X Aposentadoria de CBIO 2025

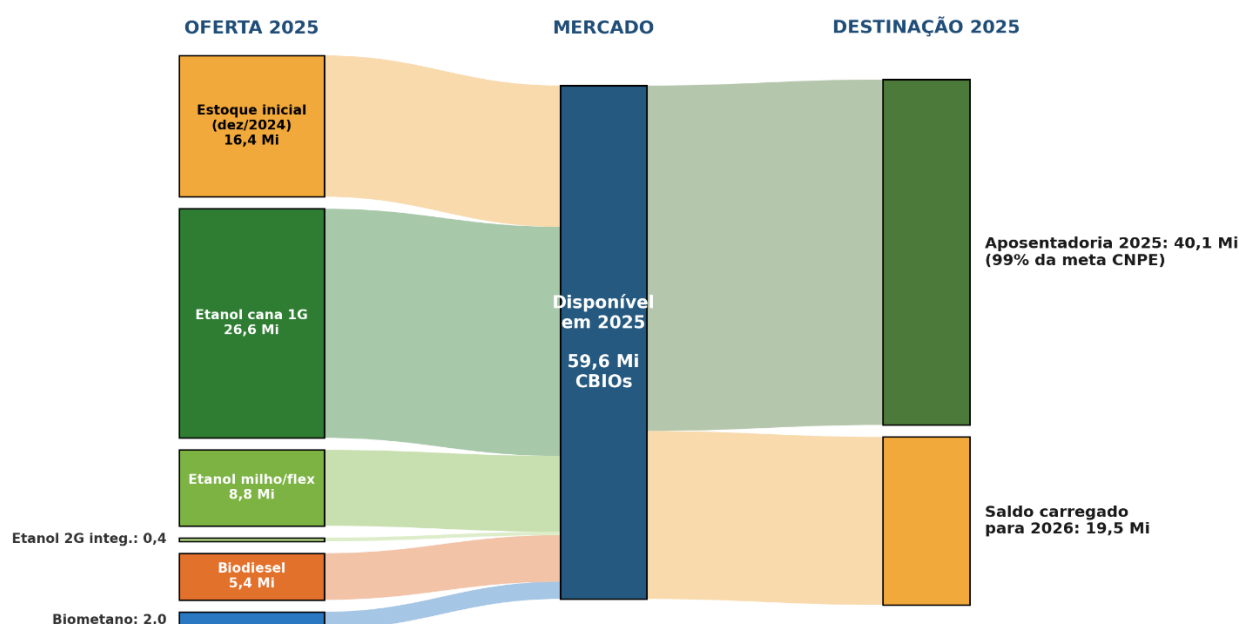


Fonte: EPE a partir de (B3, 2026a).

Fluxos de CBIO no exercício de 2025

Consolidando o conjunto desses movimentos, o Gráfico 66 representa, em formato Sankey, o ciclo completo do CBIO no exercício de 2025. Pelo lado da oferta, partiu-se do estoque inicial de 16,41 milhões de unidades herdadas de 2024, ao qual se somou a emissão do ano (43,15 milhões), predominantemente oriunda das rotas de etanol de cana-de-açúcar de 1ª geração (26,6 milhões) e etanol misto cana/milho (8,8 milhões). Do volume total disponível em mercado (59,56 milhões), a maior parte foi destinada à aposentadoria pelas partes obrigadas (40,06 milhões, correspondentes a 99% da meta CNPE), restando saldo de 19,50 milhões carregados para 2026, patamar que reforça a necessidade de monitoramento da pressão de estoque sobre a trajetória de preços no próximo exercício.

Gráfico 66 – Fluxos do CBIO no exercício de 2025 (milhões de unidades)



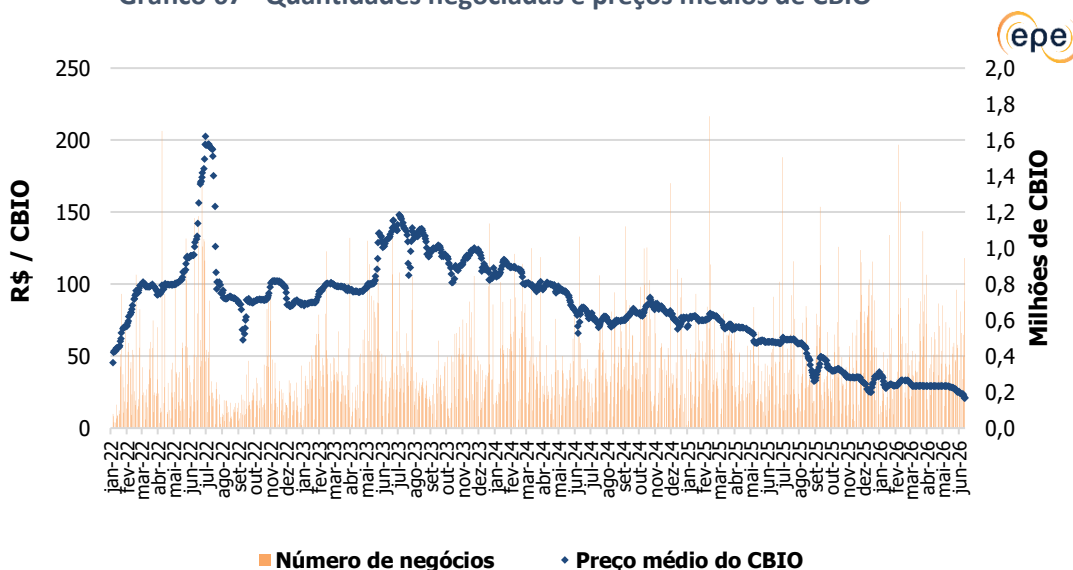
Fonte: EPE a partir de (ANP, 2026k; B3, 2026a). 1 CBIO $\equiv$ 1 tCO₂eq evitada.

11.5. Mercado de CBIO: preços, dinâmica e posicionamento

Após as oscilações observadas em 2022, o preço do CBIO demonstrou maior estabilidade em 2023, com uma elevação em junho, após a definição das metas globais e individuais de descarbonização, a partir do qual iniciou-se uma queda, finalizando o ano em cerca de R\$ 100,00. O preço médio anual do CBIO em 2023 foi cerca de R\$ 110,00, mesmo patamar registrado em 2022 (B3, 2026b). Já em 2024 essa trajetória de queda permaneceu e o preço médio foi de R\$ 88,02 (B3, 2025).

Em 2025, o preço médio anual do CBIO foi de R\$ 54,72 (queda de 38% em relação a 2024). Os maiores registros ocorreram no primeiro trimestre, com preço médio em torno de R\$ 71,70 até maio. A partir do segundo semestre, a trajetória de queda se intensificou: na primeira quinzena de dezembro, os títulos foram negociados, em média, a R\$ 28,06, ficando pela primeira vez no ano abaixo de R\$ 30,00 e atingindo o mínimo de R\$ 24,30 em meados do mês (B3, 2026b; NOVACANA, 2025c). Esse comportamento reflete o aprofundamento do excesso de oferta (estoque acima da demanda fixada pelo CNPE já a partir de julho) e a continuidade da judicialização por parte de distribuidoras inadimplentes com a compra de créditos que obtiveram decisões favoráveis (EIXOS, 2025). O Gráfico 67 apresenta a quantidade de créditos de descarbonização negociada e os respectivos preços médios corrente entre janeiro de 2022 e junho de 2026 (B3, 2026b).

Gráfico 67 - Quantidades negociadas e preços médios de CBIO



Fonte: (B3, 2026b).

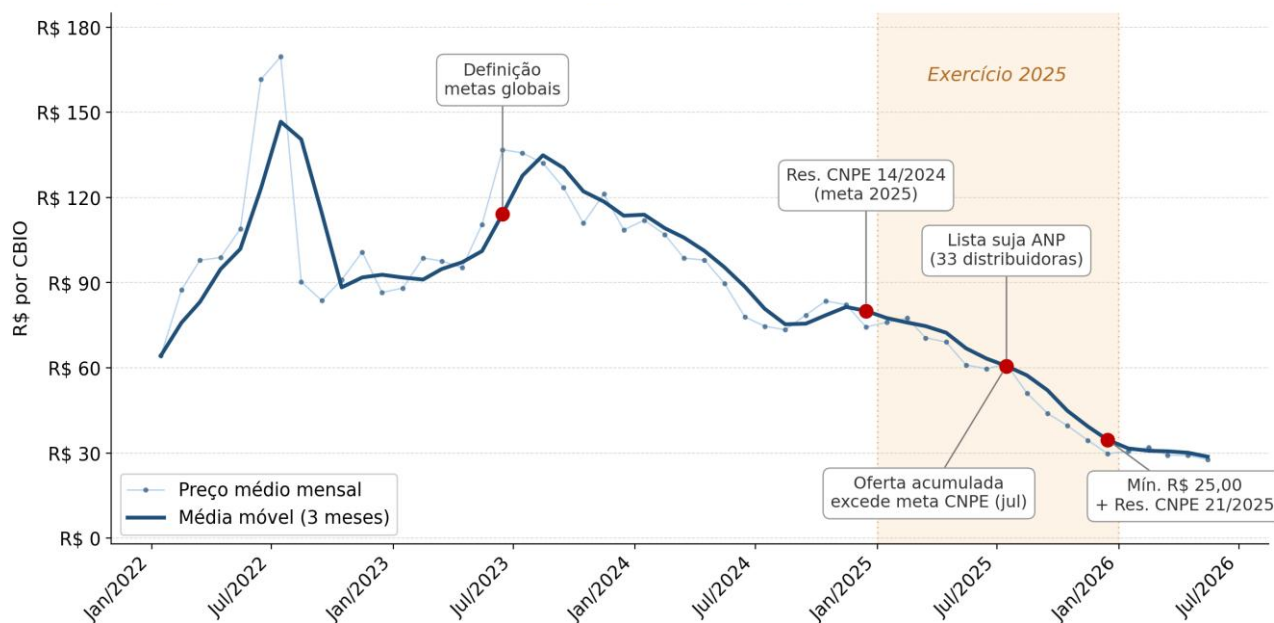
Estima-se que os produtores de biocombustíveis⁷⁶ tenham recebido uma receita de cerca de R\$ 2,4 bilhões em 2025, reflexo da queda expressiva do preço médio do CBIO no exercício (MME, 2026a).

Trajetória do preço do CBIO e marcos regulatórios

O Gráfico 68 apresenta a evolução mensal do preço médio do CBIO entre janeiro de 2022 e julho de 2026, juntamente com os principais marcos regulatórios que influenciaram a sua trajetória. Três fases se destacam. Entre 2022 e meados de 2023, o preço se manteve em patamar elevado, oscilando em torno de R\$ 110/CBIO, com elevação pontual em junho de 2023 após a definição das metas globais de descarbonização. A partir daí inicia-se uma fase de queda gradual ao longo de 2023 e 2024, refletindo a expansão acelerada da capacidade certificada e o consequente aumento da oferta de créditos no mercado. Em 2025, a trajetória de queda se intensifica: após a oferta acumulada superar a meta CNPE já em julho, o preço entra em forte aceleração negativa e atinge o menor valor do exercício de 2025, R\$ 24,30, em meados de dezembro. Os marcos regulatórios destacados no gráfico, a saber, a Resolução CNPE nº 14/2024 (fixação da meta para 2025), divulgação da lista suja pela ANP em julho de 2025, superação da meta em julho de 2025 e Resolução CNPE nº 21/2025 (meta elevada para 48,09 Mi de CBIOs em 2026), sinalizam tentativas sucessivas de fortalecer o sinal de preço, ainda em consolidação.

⁷⁶ O valor cobrado ao produtor de biocombustível por nota fiscal para a emissão de 1 CBIO foi atualizado em 21/03/2026 para R\$ 7,31. No período anterior, de 21/02/2025 a 20/03/2026, esse valor era de R\$ 5,73. A Plataforma CBIO é a ferramenta disponibilizada pelo Serviço Federal de Processamento de Dados (SERPRO) para prestação de serviços de informática relativos à geração das informações necessárias para emissão de CBIO (ANP, 2026h).

Gráfico 68 – Preço mensal do CBIO e marcos regulatórios (jan/2022 – jul/2026)



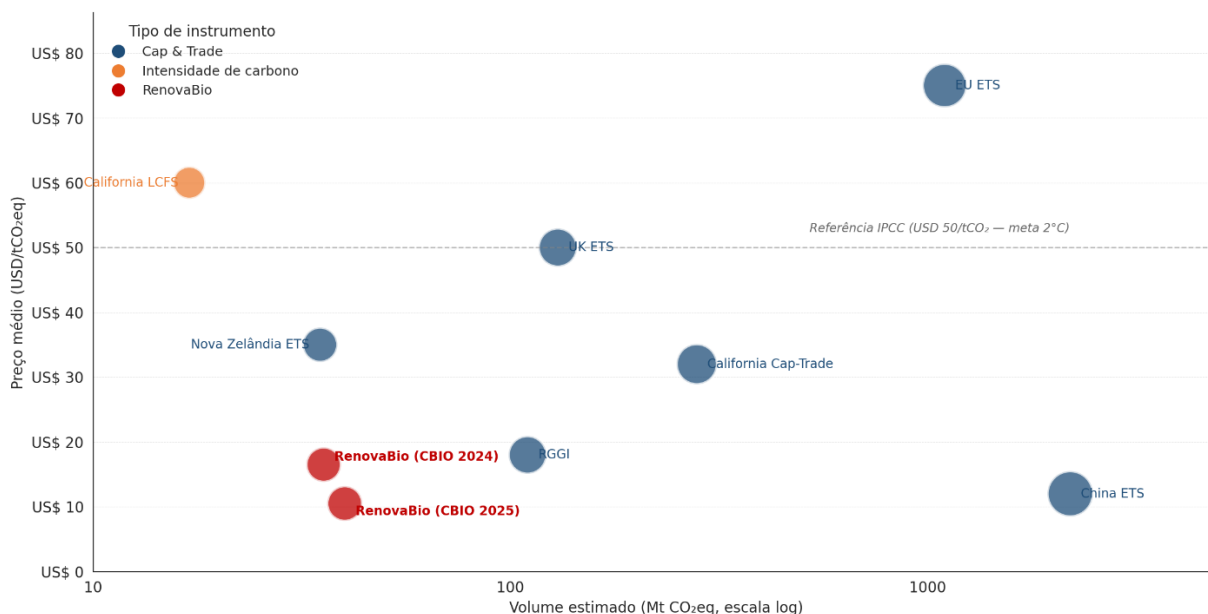
Fonte: EPE a partir de (B3, 2026a).

Nota: Média móvel calculada com janela de 3 meses; marcos regulatórios indicados nas datas oficiais de publicação ou ocorrência.

Posicionamento internacional do RenovaBio

Esse patamar de preço ganha nova dimensão quando contextualizado internacionalmente. O Gráfico 69 compara o preço médio (USD/tCO₂eq) e o volume estimado de créditos negociados em 2025 entre os principais sistemas de precificação de carbono em operação no mundo, distinguindo mecanismos de *cap-and-trade* (EU ETS, California Cap-Trade, RGGI, UK ETS, China ETS, Nova Zelândia) de instrumentos baseados em intensidade de carbono (California LCFS e RenovaBio). Em 2025, o RenovaBio operou com preço médio equivalente a USD 10,3/tCO₂eq, significativamente abaixo da referência de USD 50,00/tCO₂ usualmente associada à meta climática de 2°C (IPCC) e bem inferior ao seu próprio patamar de 2024 (USD 16,50). Mesmo em comparação com outras políticas baseadas em intensidade de carbono, o sinal de preço brasileiro é particularmente baixo, o que indica espaço para ajustes regulatórios que reforcem a previsibilidade da demanda e a credibilidade do instrumento.

Gráfico 69 – Posicionamento do RenovaBio entre as principais políticas de precificação de carbono (2025)



Fonte: EPE a partir de (B3, 2026a; CARB, 2026; EEX, 2026; ICAP, 2026).

Nota: Preço CBIO convertido a USD pela taxa média 2025 (1 USD = R\$ 5,30).

11.6. Judicialização, *enforcement* e perspectivas

A Plataforma CBIO passou a contar com Módulo de Contratos de Longo Prazo a partir de 29 de novembro de 2023, de modo que 16% das distribuidoras foram beneficiadas com o abatimento de CBIO de suas respectivas metas individuais para 2026, em razão de contratos de longo prazo com vigência terminada em 2025. Dentre essas distribuidoras, Raízen, Vibra e Ipiranga concentram 84% dos abatimentos de CBIO (ANP, 2026h). Espera-se que essas alterações fomentem a realização desse tipo de contratos com produtores de biocombustíveis de maior NEEA e o aumento da previsibilidade do mercado de CBIO.

Em 30 de dezembro de 2024, foi sancionada a Lei nº 15.082, que altera a Lei nº 13.576 (RenovaBio), para nela incluir os produtores independentes de matérias-primas destinada à produção de biocombustível. No caso dos produtores de cana-de-açúcar, tem-se que a entrega desse insumo com o uso do perfil padrão agrícola lhes garante, no mínimo, 60% das receitas provenientes da comercialização de CBIOs; enquanto aqueles que disponibilizarem os dados primários necessários para o cálculo da NEEA utilizando o perfil específico agrícola, e que forem inseridos na certificação do produtor com esse perfil, farão jus a, no mínimo, 85% da receita adicional oriunda da comercialização de CBIOs. Para os produtores das demais biomassas que sejam elegíveis e inseridos na certificação dos produtores de biocombustíveis, não está estabelecida uma parcela mínima de direito, sendo essa definida por meio de um acordo na esfera privada, podendo ser repassada na forma de prêmio (isento de tributação) (BRASIL, 2024c).

O Art. 9º estabelece que o não atendimento à meta individual constitui crime ambiental e sujeita o distribuidor e seus dirigentes às penas previstas no referidos dispositivos, além de multa proporcional à quantidade de CBIOS, que deixou de ser comprovadamente adquirida e aposentada, sem prejuízo das demais sanções administrativas e pecuniárias previstas na Lei nº 9.847 e de outras de natureza civil e penal cabíveis (BRASIL, 2024c). De acordo com o Art. 9º-B, os fornecedores de combustíveis e biocombustíveis ficam vedados de comercializarem esses produtos com o distribuidor inadimplente com sua meta individual, a partir da inclusão do nome deste em lista de sanções a ser publicada e mantida atualizada pela ANP (BRASIL, 2024c).

A Lei tem por objetivo assegurar a continuidade do programa RenovaBio, assim como o atendimento da aquisição e aposentadoria de créditos de carbono por parte das distribuidoras e instituir penalidades que impeçam seu funcionamento quando evidenciado o descumprimento das metas. O MME já ajuizou ação no Superior Tribunal da Justiça (STJ) a fim de suspender liminares favorecendo distribuidoras inadimplentes, de modo a conter a judicialização do RenovaBio e combater a concorrência desleal (EIXOS, 2025). Em maio de 2026, a judicialização permanecia relevante, embora com sinais de arrefecimento após a entrada em vigor do mecanismo da “lista suja”. A divulgação da lista pela ANP em 21 de julho de 2025, com 33 distribuidoras inadimplentes (além de outras dez com nomes tarjados em razão de liminares), passou a vedar a comercialização e a importação de combustíveis pelas empresas listadas, sob pena de multa que pode chegar a R\$ 500 milhões, conforme o Decreto nº 12.437/2025. Esse instrumento, aliado às decisões do STJ favoráveis ao MME e à ANP, contribuiu para o expressivo aumento do percentual de cumprimento das metas em 2025 (88,2% das metas individuais, ante 77% em 2024) (ANP, 2026j; UDOP, 2025).

12. Artigo - Biometano: Quais as principais oportunidades?

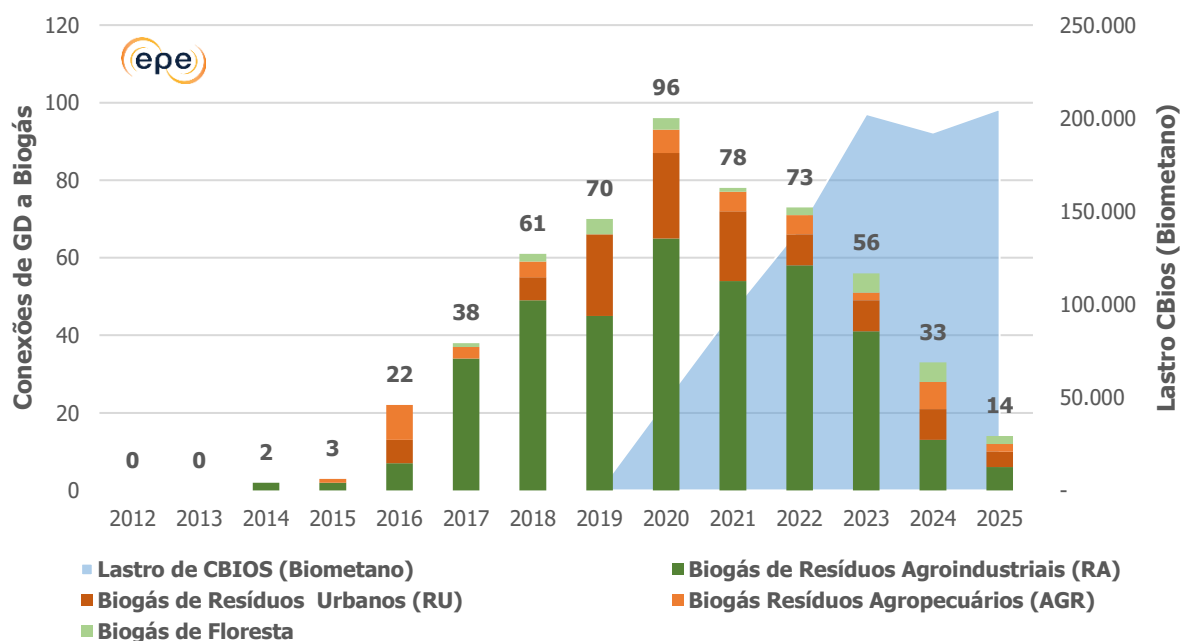
12.1. Introdução

A trajetória do biogás no Brasil está associada à expansão da suinocultura, da bovinocultura leiteira/confinamento e aos sistemas de tratamento de resíduos urbanos nas décadas de 1970 e 1980.

A primeira sinalização econômica relevante para o setor surgiu com o Protocolo de Quioto e a criação do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL), que permitiu a monetização da captura de metano por meio de créditos de carbono, entre 2004 e 2019. Embora a atratividade do mecanismo tenha diminuído após o encerramento de sua fase inicial e a transição para o novo regime climático internacional, sua principal contribuição foi estabelecer capacidades técnicas e institucionais de monitoramento, reporte e verificação de emissões, que posteriormente serviriam de base para novos instrumentos de descarbonização (GEF BIOGÁS, 2025; WBA, 2026).

Com a perda de protagonismo dos mecanismos internacionais, a expansão do setor passou a depender crescentemente de instrumentos regulatórios domésticos. Nesse contexto, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 criou a primeira rota estruturada de monetização do biogás por meio da geração distribuída de energia elétrica. Os efeitos iniciais foram modestos, evidenciando que marcos regulatórios isolados não são suficientes para mobilizar investimentos. A partir de 2015, a ampliação do limite da minigeração distribuída e a introdução de novas modalidades de compensação de energia favoreceram arranjos mais adequados às características dos empreendimentos agroindustriais, impulsionando o crescimento das conexões ao sistema. Como ilustrado no Gráfico 70, esse movimento consolidou a geração elétrica como principal forma de aproveitamento energético do biogás ao longo da década seguinte (ANEEL, 2026a).

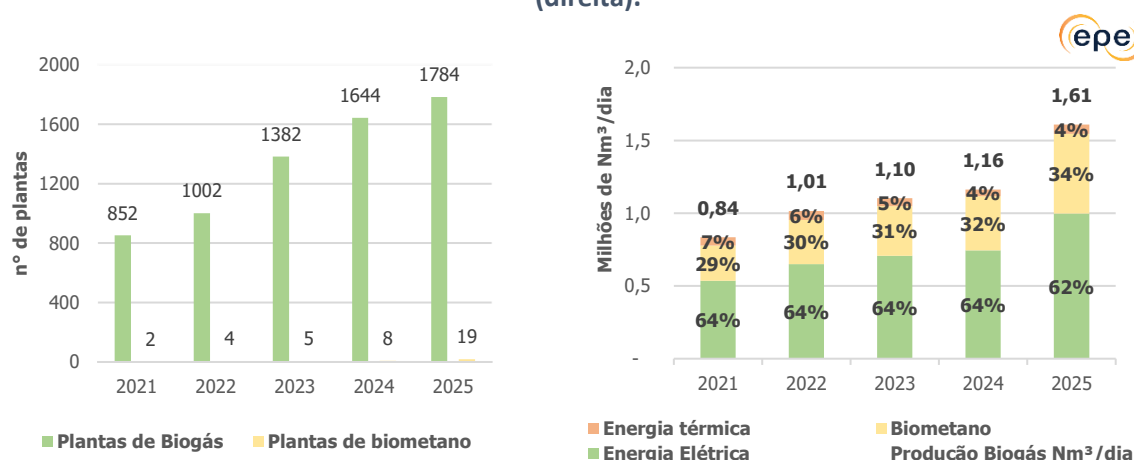
Gráfico 70 - Conexões de GD a biogás por ano.



Fonte: Elaboração própria a partir de (ANEEL, 2026a; ANP 2026g).

Em paralelo à expansão da geração distribuída, a criação do RenovaBio pela Lei nº 13.576/2017 introduziu uma nova lógica de mercado para o setor ao associar a produção de biocombustíveis à geração de créditos de descarbonização (CBIO⁷⁷), vinculados às emissões evitadas em relação aos combustíveis fósseis (WBA, 2026). O aumento do número de lastros de CBIO associados ao biometano indica avanço gradual da produção comercial certificada, conforme Gráfico 70, ainda que em escala limitada frente ao conjunto dos biocombustíveis (ANP, 2026g). Conforme ilustrado por meio do Gráfico 71, a participação do biometano no aproveitamento energético do biogás cresceu entre 2021 e 2025, acompanhada pelo aumento do número de plantas com refino; entretanto, essa valorização da molécula ainda permanece concentrada em número relativamente reduzido de empreendimentos. Esse movimento sugere uma transição em curso da geração elétrica para a valorização do biometano, mas também evidencia que os instrumentos então disponíveis eram insuficientes para promover uma expansão mais ampla da cadeia (ANP, 2026g; CIBIOGÁS, 2026).

Gráfico 71 - Plantas de biogás e biometano (esquerda) e volume de biogás por uso energético (direita).



Fonte: (ANP 2026f; CIBiogás 2026).

A mudança de escala desse mercado começou a se materializar com a aprovação da Lei do Combustível do Futuro. Ao estabelecer a obrigatoriedade de descarbonização do consumo de gás natural por meio da incorporação progressiva de biometano, a lei criou, pela primeira vez, uma demanda mandatória para o biocombustível, com metas anuais definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O mecanismo é complementado pelo Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CJOB), regulamentado pela Resolução ANP nº 996/2026, que permite separar o atributo ambiental da molécula física e negociar o certificado de forma independente (ANP, 2026l). Com isso, o biometano passa a contar com um instrumento capaz de ampliar a liquidez do mercado e reduzir parte das limitações associadas à distância entre os centros produtores e consumidores.

Os efeitos dessa mudança regulatória já se refletem no número de plantas autorizadas para produção de biometano, que aumentou de 8 em 2024 para 19 em fevereiro de 2026, com outras 40 unidades em autorização na ANP (CIBiogás, 2026).

⁷⁷ O lastro de CBIO equivale ao registro documental ancorado na nota fiscal de venda do biocombustível que viabiliza a emissão de créditos de descarbonização no âmbito do RenovaBio, funcionando como indicador auditado da produção.

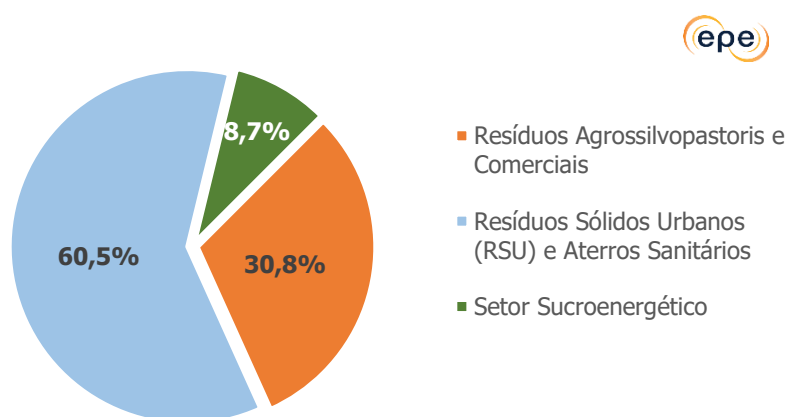
12.2. Estrutura atual da oferta: muitos projetos, pouca escala agregada

A distribuição dos substratos utilizados na produção de biogás revela as diferenças de escala que ainda caracterizam o setor brasileiro. Dejetos animais e resíduos agrícolas, associados à origem histórica da biodigestão no País, ainda representam 79% das plantas em operação, mas respondem por apenas 19% da produção. Em sentido oposto, resíduos sólidos urbanos e efluentes de esgoto concentram apenas 10% das unidades, mas são responsáveis por 64% do volume nacional, refletindo a escala superior dos projetos urbanos. Essa assimetria indica que o Brasil construiu um setor numeroso em unidades, mas ainda restrito em capacidade produtiva agregada (CIBIOGÁS, 2026).

Essa diferença de escala também aparece na rota específica de refino e purificação para biometano. Segundo a base de outorgas da ANP, considerando plantas autorizadas e em processo de licenciamento, a capacidade nominal projetada supera 2,7 milhões de Nm³/dia e permanece concentrada em matrizes residuais capazes de sustentar arranjos centralizados de maior porte. Resíduos sólidos urbanos e aterros sanitários respondem por mais de 60% da capacidade mapeada, favorecidos pela existência prévia de infraestrutura de captação e queima de biogás em empreendimentos de grande escala. Resíduos agropecuários e agroindustriais compõem o segundo maior grupo, com 30,7% da capacidade em estruturação, enquanto o setor sucroenergético, apesar de seu elevado potencial teórico, ainda representa parcela menor da capacidade mapeada para biometano, associada sobretudo a resíduos como vinhaça e torta de filtro (ANP, 2026g).

O Gráfico 72 sintetiza essa distribuição e evidencia que a expansão inicial do biometano tende a se apoiar em substratos com maior escala e maior grau de centralização logística.

Gráfico 72- Distribuição da capacidade projetada de biometano por substrato.



Fonte: (ANP 2026f).

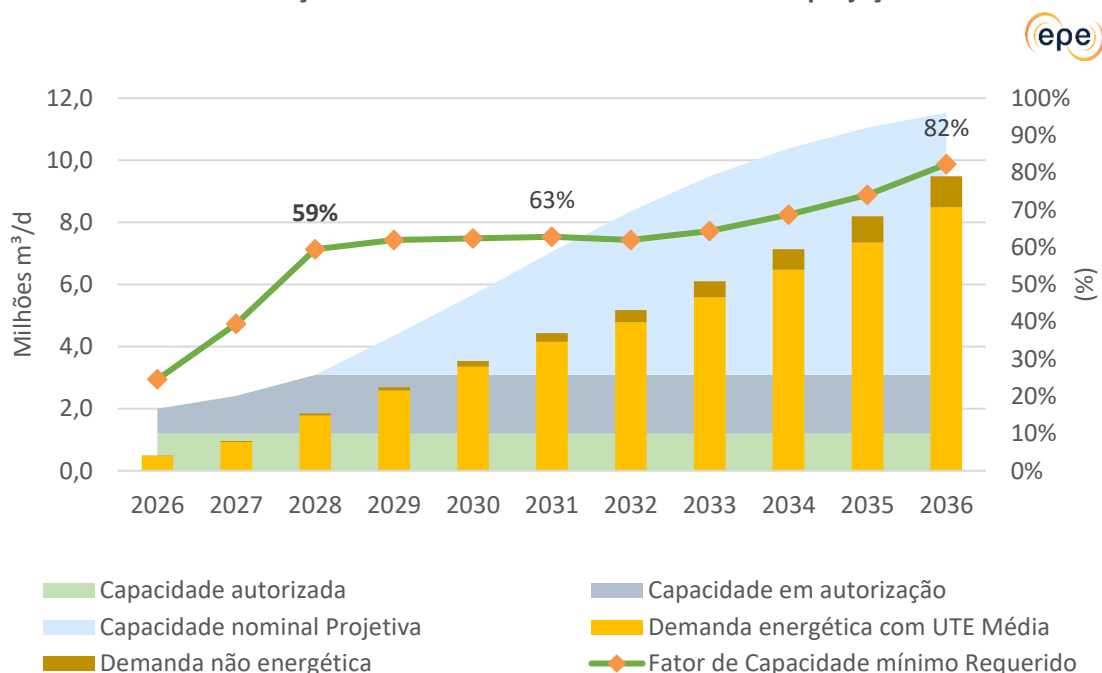
Em conjunto, esses dados revelam uma assimetria estrutural da oferta brasileira de biogás e biometano. Enquanto o saneamento concentra poucos empreendimentos de grande escala e responde pela maior parte do volume produzido, a agropecuária reúne cerca de 79% das plantas em operação, mas apenas 19% do volume energético nacional, evidenciando sua elevada capilaridade e menor escala média por unidade. Essa configuração indica que a expansão do biometano tende a partir de bases produtivas já consolidadas em projetos centralizados, ao mesmo tempo em que o aproveitamento do potencial agropecuário e agroindustrial dependerá de soluções capazes de superar a fragmentação espacial dos substratos e os custos de agregação logística.

12.3. Metas de descarbonização e segurança de suprimento no horizonte decenal

A criação de mandatos progressivos de descarbonização do consumo de gás natural desloca a discussão sobre o biometano para uma questão central de planejamento energético: a oferta projetada será suficiente para atender à nova demanda mandatória? No horizonte decenal, o crescimento previsto das metas amplia gradualmente a necessidade de biometano, ao mesmo tempo em que o pipeline de projetos em autorização indica aceleração da capacidade produtiva. Assim, a análise da segurança de suprimento deve considerar não apenas a capacidade nominal anunciada, mas também o ritmo de entrada em operação das plantas, seus fatores de capacidade e a possibilidade de atendimento das obrigações por meio dos certificados de origem. O Gráfico 73 apresenta o balanço entre a demanda mandatória estimada e a capacidade projetada de produção de biometano no horizonte decenal.

Para a construção da curva de demanda apresentada no Gráfico 73, considerou-se o escalonamento previsto na legislação, com início em 0,5% em 2026, avanço para 1% em 2027 e 2% em 2028, até o limite superior de 10% no horizonte de análise, aplicado ao consumo de gás natural das Usinas Termelétricas (UTES) de despacho médio. Nesse cenário, o cruzamento entre a demanda estimada e as projeções de capacidade instalada indica, em termos nominais, margem favorável de atendimento ao longo do horizonte analisado (EPE, 2025d). Contudo, a avaliação da segurança de suprimento não deve se limitar à capacidade nominal das plantas. A produção efetiva depende de fatores operacionais, como paradas para manutenção, desempenho dos sistemas de purificação, sazonalidade dos substratos e variações na carga orgânica dos reatores, o que torna necessário aplicar um fator de capacidade à curva de oferta projetada.

Gráfico 73 - Balanço de demanda e oferta de biometano na projeção decenal.



Fonte: Adaptado e complementado a partir de (ANP, 2026f).

Essa hipótese conservadora de demanda mandatória ao longo do horizonte analisado requer operação entre 60% e 82% da capacidade nominal instalada. No curto prazo, a introdução da meta de 0,5% em 2026 resultaria em demanda de aproximadamente 504 mil Nm³/dia, enquanto a capacidade instalada exclusiva de biometano poderia alcançar 1,99 milhão de Nm³/dia. Após a aplicação do fator de capacidade, o volume efetivo ainda se manteria acima de 1,4 milhão de Nm³/dia, equivalente a quase três vezes o volume compulsório demandado. Em 2028, com o mandato fixado em 2%, a capacidade nominal projetada alcançaria 3,08 milhões de Nm³/dia. No médio e longo prazo, a margem de atendimento permanece positiva: em 2030, com meta de 4%, a demanda estimada seria de 3,53 milhões de Nm³/dia, diante de capacidade nominal superior a 5,67 milhões de Nm³/dia; em 2036, no limite superior de 10%, a demanda projetada atingiria 9,49 milhões de Nm³/dia, amparada por infraestrutura nominal prevista de 11,53 milhões de Nm³/dia (ANP, 2026f; EPE, 2025d). Os resultados indicam que os projetos atualmente mapeados apresentam lastro produtivo suficiente para atender à demanda mandatória até 2029, mesmo após a aplicação de hipóteses conservadoras de fator de capacidade. Nesse contexto, o CGOB assume papel central na viabilização do mercado. Ao separar o atributo ambiental da molécula física, o certificado permite que o cumprimento das metas de descarbonização não dependa necessariamente da coincidência espacial entre produtores e consumidores, reduzindo restrições associadas à interiorização da oferta e à infraestrutura de gasodutos. Assim, a segurança de suprimento do novo mercado dependerá não apenas da capacidade produtiva projetada, mas também da efetiva operacionalização dos certificados e da entrada tempestiva dos projetos em operação.

A Complementariedade entre CGOB, CBIO e Créditos de Carbono

A criação do Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CGOB) pela Lei nº 14.993/2024 introduz um novo instrumento de rastreabilidade ambiental no setor energético brasileiro. Diferentemente do CBIO, que remunera a redução de emissões de GEE por meio da IC dos combustíveis, o CGOB garante a origem renovável da molécula de biometano e sua contribuição ao cumprimento das metas de participação do biometano na matriz de gás natural, enquanto os créditos de carbono de mecanismos *economy-wide* representam redução ou remoção de emissões, sujeita a critérios específicos de integridade ambiental. Dessa forma, observa-se a possível coexistência e complementariedade entre CGOB, CBIO e créditos de carbono, desde que cada instrumento remunere atributos ambientais distintos e seja utilizado para finalidades regulatórias diferentes.

apresenta uma comparação entre os principais instrumentos potencialmente capazes de promover a valorização de atributos ambientais associados à produção e uso de biometano. Essa comparação evidencia que, embora todos possuam alguma relação com atributos ambientais ou redução de emissões, cada instrumento remunera aspectos distintos, o que é fundamental para avaliar coexistência e complementariedade entre os mecanismos.

Tabela – Principais instrumentos para a valorização de atributos ambientais associados a produção e uso de biometano.

Critério	CGOB (Biometano)	GasREC	CBIO (RenovaBio)	SBCE (regulado em implementação)	Mercado voluntário (VCM)	I-REC (energia renovável)
Tipo de instrumento	Certificado de origem de biometano	Certificado de origem de gás renovável (biogás e/ou biometano)	Crédito de carbono setorial regulado	Crédito de carbono economy-wide (cap-and-trade)	Crédito de carbono a nível de projeto	Certificado de origem de energia renovável
Unidade	100 m³ de biometano + IC (voluntário)	MMBtu ou m³ de gás renovável	tCO ₂ e evitada	tCO ₂ e	tCO ₂ e	MWh
Metodologia de cálculo da unidade	Produção verificada	Injeção/produção verificada	Intensidade de carbono (ACV)	Inventário de emissões	Metodologias diversas (baseline vs. projeto)	Geração verificada
Produtor calcula a IC do combustível renovável?	Não é exigido. Cálculo próprio é voluntário	Não é exigido. Cálculo próprio é voluntário	Sim (central). RenovaCalc	Não diretamente	Depende da metodologia	Não é exigido. Cálculo próprio é voluntário
Quem gera	Produtor/importador de biometano	Produtores de biometano/gás renovável	Produtor e importador de biocombustível certificado	Empresas com projetos ou alocação de permissões	Desenvolvedores de projetos	Geradores de energia renovável

Quem compra	Produtores/importadores de gás natural	Empresas consumidoras de gás (ESG, escopo 1)	Distribuidores de combustíveis	Empresas emissoras reguladas	Empresas (ESG, compromisso net zero)	Empresas (escopo 2)
Compra é obrigatória?	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não
Meta setorial obrigatória?	Sim	Não	Sim	Sim	Não	Não
Tipo de meta	Aumento da participação volumétrica de biometano no setor de gás	Não há	Redução da intensidade de carbono da matriz de transportes	Redução das emissões absolutas	Não há	Não há

Fonte: Elaboração própria

12.4. Complementariedade entre CGOB, CBIO e Créditos de Carbono

A criação do Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CGOB) pela Lei nº 14.993/2024 introduz um novo instrumento de rastreabilidade ambiental no setor energético brasileiro. Diferentemente do CBIO, que remunera a redução de emissões de GEE por meio da IC dos combustíveis, o CGOB garante a origem renovável da molécula de biometano e sua contribuição ao cumprimento das metas de participação do biometano na matriz de gás natural, enquanto os créditos de carbono de mecanismos *economy-wide* representam redução ou remoção de emissões, sujeita a critérios específicos de integridade ambiental. Dessa forma, observa-se a possível coexistência e complementariedade entre CGOB, CBIO e créditos de carbono, desde que cada instrumento remunere atributos ambientais distintos e seja utilizado para finalidades regulatórias diferentes.

A análise das diferentes rotas de uso do biometano evidencia a complementariedade entre os instrumentos. No transporte rodoviário por meio do uso do biometano veicular, o produtor pode gerar CGOB ou CBIO. Em aplicações integradas, como etanol, SAF, diesel verde e hidrogênio renovável, o CGOB permanece vinculado ao biometano, enquanto a redução da intensidade de carbono do combustível final pode gerar CBIO adicionais. Em mercados de carbono *economy-wide*, também podem surgir créditos ou prêmios ambientais, desde que não haja sobreposição de atributos.

Dessa forma, o CGOB representa um instrumento de rastreabilidade e cumprimento de metas setoriais, podendo complementar os mecanismos já existentes de valorização da descarbonização. A correta delimitação dos atributos ambientais de cada instrumento será fundamental para garantir a integridade ambiental e maximizar o papel do biometano na transição energética brasileira.

12.5. O tamanho da oportunidade: potencial técnico e aproveitamento atual

Enquanto países como Alemanha e França já converteram cerca de 13% de seus potenciais energéticos em produção de biogás (EBA, 2022), o Brasil utiliza apenas 1,33% de um potencial estimado em 750 TWh, o maior entre os países avaliados (WBA, 2026). Essa diferença indica que o desafio brasileiro não está na disponibilidade de recursos, mas na conversão de uma base ampla e dispersa de substratos em oferta energética efetiva.

As estimativas do SI Energia⁷⁸ (EPE, 2026d) reforçam essa leitura. Em 2022, o potencial técnico associado a resíduos agropecuários, agroindustriais e urbanos alcançava 83,78 bilhões de Nm³ de metano, dos quais cerca de 65% estavam associados ao setor agrícola, com 54,63 bilhões de Nm³ (EPE, 2026d). Mesmo no cenário de maior ambição do mandato de descarbonização, com substituição equivalente a 10% do consumo de gás natural, a demanda adicional corresponderia a apenas 2,3% do potencial técnico total. Quando se considera apenas o potencial oriundo de resíduos da criação animal, substrato consolidado na digestão anaeróbia brasileira, a mesma demanda representaria 78% do potencial disponível, evidenciando a importância de ampliar o aproveitamento para outras matrizes residuais. A Tabela 7 detalha a distribuição desse potencial por grupos de resíduos e evidencia a relevância das culturas agrícolas e dos resíduos pecuários para a expansão futura da oferta.

⁷⁸ Sistema de Informações para Energia - plataforma que integra dados e ferramentas de análise para realizar estudos econômico-energéticos e ambientais, incluindo estimativas especializadas do potencial energético de resíduos e da produção de biogás e biometano.

Tabela 7 - Potencial de produção de biometano a partir de resíduos.

Divisão	Grupo	Produto	Produto (2022)	Unidade de medida	Coproduto	Coproduto (mil t)	Disponibilidade	Coproduto Energético (mil t)	Biometano (Mm³)
Agropecuária	Lavouras	Banana	6.923	mil t	Resíduo da Banana	8.308	40%	3.323	831
	Permanentes	Café	3.179	mil t	Resíduos do Café	1.431	40%	572	143
	Lavouras	Arroz	10.774	mil t	Palha de Arroz	14.844	40%	5.938	1.484
	Temporárias	Cana de açúcar	726.026	mil t	Palha de Cana	145.211	40%	58.084	14.521
		Feijão	2.826	mil t	Palha de Feijão	3.702	40%	1.481	370
		Milho	109.739	mil t	Palha de Milho	204.846	40%	81.938	20.485
		Soja	121.290	mil t	Palha de Soja	163.068	30%	48.920	12.230
		Trigo	10.343	mil t	Palha de Trigo	25.743	40%	10.297	2.574
		Mandioca	17.826	mil t	Rama da Mandioca	12.874	40%	5.150	1.287
		Algodão Hebáceo	6.334	mil t	Resíduo do Algodão	7.038	40%	2.815	704
		Pecuária (Rebanho)	Bovino de Corte	219.176	cbcs	Esterco Bov. corte	1.199.989	80%	959.991
	Bovino de Leite		15.676	cbcs	Esterco Bov. leite	85.823	80%	68.659	1.167
	Frango		1.311.337	cbcs	Esterco de Frango	47.864	100%	47.864	4.308
	Galinha		257.181	cbcs	Esterco de Galinha	9.387	100%	9.387	845
	Suíno (Corte e Matriz)		44.388	cbcs	Esterco Suíno	40.504	100%	40.504	1.782
Agroindustrial	Sucroenergético	Moagem de Cana	531.930	mil t	Torta de Filtro	20.572	100%	10.286	573
		Etanol Hidratado	27.429	mil m³	Vinhaca	274.292	100%	274.292	2.290
Resíduos	Resíduos Urbanos e Esgotos	Esgotos	6.101.382	mil m³	Mat. Orgânica - Efl.	610	100%	610	67
		RSU	63.795	mil t	Mat. Orgânica - Res.	32.791	100%	32.791	1.803
Total						2.298.896	-	1.662.903	83.785

Fonte: Adaptado de (EPE, 2026d).

Utilizando os mesmos fatores de conversão e metodologia de cálculo aplicados às projeções de produção agropecuária do MAPA, esse potencial poderia alcançar 127,75 bilhões de Nm³ de biometano em 2030.

Do ponto de vista geográfico, a distribuição do potencial de todos esses recursos pode ser apresentada conforme Figura 8. Como o aproveitamento dessa biomassa residual requer coleta e processamento do material, é possível gerar postos de trabalho para as pessoas em condições de vulnerabilidade social, informação disponível a partir do Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM). Apesar da revisão publicada em 2026 mostrar que o Brasil está no melhor nível da série histórica, ainda existem lugares em que o IDHM é baixo e programas de desenvolvimento energético e ambiental podem surtir positivos efeitos sociais. A Figura 9 compatibiliza o mapa anterior (Figura 8) com o IDHM e indica os lugares mais propícios a esse tipo de atividade visando melhoria das condições da qualidade de vida, aproveitamento dos resíduos para uso energético, alinhados com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU da Agenda 2030 e de uma transição energética justa e inclusiva.

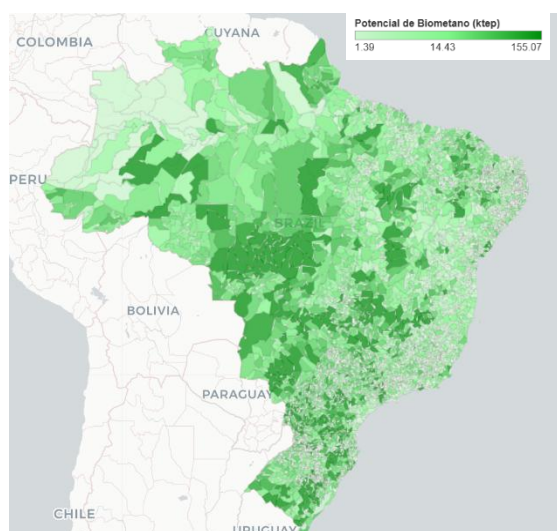


Figura 8 - Distribuição do potencial de biometano a partir da biomassa residual

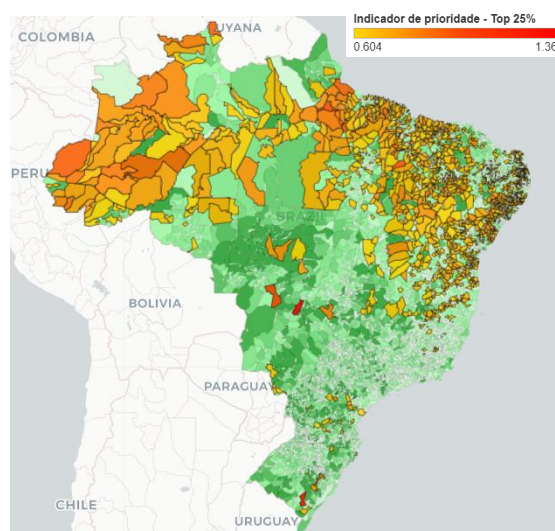


Figura 9 - Maiores potenciais de biometano de biomassa residual e menores IDHM

Fonte: (EPE, 2026d; PNUD, 2013).

A conversão desse potencial técnico em oferta efetiva depende, contudo, da viabilidade econômica de coleta, transporte e agregação dos substratos. Em geral, os custos tendem a ser menores em resíduos urbanos e industriais, intermediários em sistemas pecuários mais concentrados e mais elevados em resíduos agrícolas dispersos, nos quais a logística de recolhimento e agrupamento representa uma barreira relevante. Nesse sentido, as simulações realizadas considerando uma remuneração de R\$ 2,90/m³ de biometano, permitem identificar municípios com potencial econômico para instalação de unidades de biometano e regiões com disponibilidade de substratos rurais para digestão anaeróbia (EPE, 2025e). A Figura 10 apresenta a distribuição territorial do potencial economicamente viável oriundo, respectivamente, de resíduos agrícolas e pecuários.

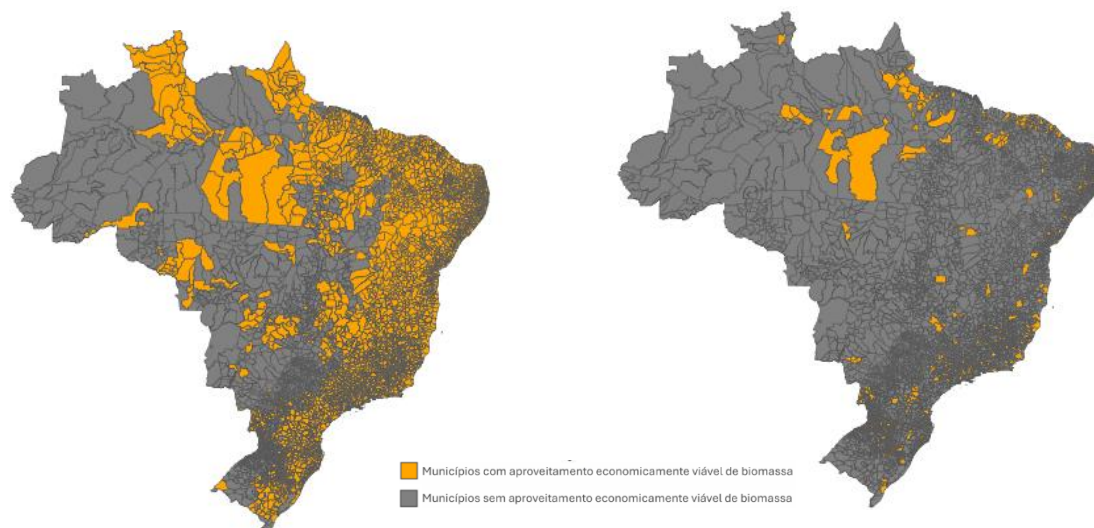


Figura 10 - Potencial economicamente viável oriundo de resíduos: agrícolas (esquerda) e pecuários (direita)

Fonte: (EPE, 2025e).

Quando expressos em diesel equivalente, os clusters economicamente viáveis associados a resíduos agrícolas somam cerca de 29 bilhões de litros, enquanto os resíduos pecuários representam aproximadamente 2 bilhões de litros. Embora menor, o potencial pecuário permanece relevante diante da dependência externa brasileira de óleo diesel A: em 2024, o País importou cerca de 16 bilhões de litros, frente a um consumo nacional de 57,8 bilhões de litros. Assim, mesmo parcelas economicamente viáveis do potencial rural poderiam contribuir para reduzir vulnerabilidades no suprimento de combustíveis líquidos, favorecer a balança comercial e ampliar a interiorização da oferta de energia renovável (ANP, 2026e). Ressalta-se que essa análise considerou os valores “default” do simulador de viabilidade econômica, cujo código fonte está disponível EPE (2026d).

A abundância de substratos, portanto, não se traduz automaticamente em oferta de biometano. Por outro lado, é visível a sobreposição entre parte da viabilidade econômica e a maior relevância dos IDHM apresentados na Figura 9. Parte relevante do potencial brasileiro está associada a resíduos dispersos territorialmente, de menor escala unitária e com custos logísticos elevados, o que limita sua conversão em projetos economicamente viáveis. Dessa forma, a captura da oportunidade dependerá da combinação entre tecnologias de conversão adequadas, modelos de agregação de substratos, instrumentos financeiros compatíveis com projetos de diferentes portes e avanços regulatórios capazes de reduzir incertezas para produtores e consumidores.

O biogás constitui uma solução renovável, limpa e descentralizada para o preparo de alimentos, com potencial de substituir o uso de lenha e carvão em contextos de pobreza energética (MME, 2026b). Ao reduzir a exposição à poluição do ar intradomiciliar, associada ao uso de combustíveis sólidos, essa tecnologia contribui para a diminuição de doenças respiratórias e para a melhoria da saúde e da qualidade de vida das famílias (*World Health Organization*). Além disso, o aproveitamento energético de resíduos orgânicos pode contribuir para evitar o desmatamento, reduzir emissões de metano e dióxido de carbono e fortalecer práticas de economia circular (FAO, 2025).

No Brasil, o Programa Nacional de Acesso ao Cozimento Limpo e Energias Renováveis e o programa Gás do Povo, instituído pela Lei nº 15,348/2026, reconhecem os biodigestores e o biogás como alternativas tecnológicas para combater a pobreza energética e ampliar o acesso à cocção limpa. Em áreas rurais, assentamentos, cozinhas solidárias e comunidades tradicionais, essa tecnologia pode promover autonomia energética, reduzir gastos com GLP e combustíveis sólidos e ampliar o aproveitamento produtivo de resíduos orgânicos. Dessa forma, o uso do biogás fortalece políticas públicas de saúde, inclusão social, segurança alimentar e desenvolvimento sustentável. A Figura 11, que informa a distribuição geográfica das famílias beneficiárias do programa “Gás do Povo”, permite identificar a convergência entre essa demanda, os menores IDHMs e a oferta de biomassa residual, representando mais uma oportunidade de mercado para atendimento com esse recurso energético distribuído para melhoria do IDHM.

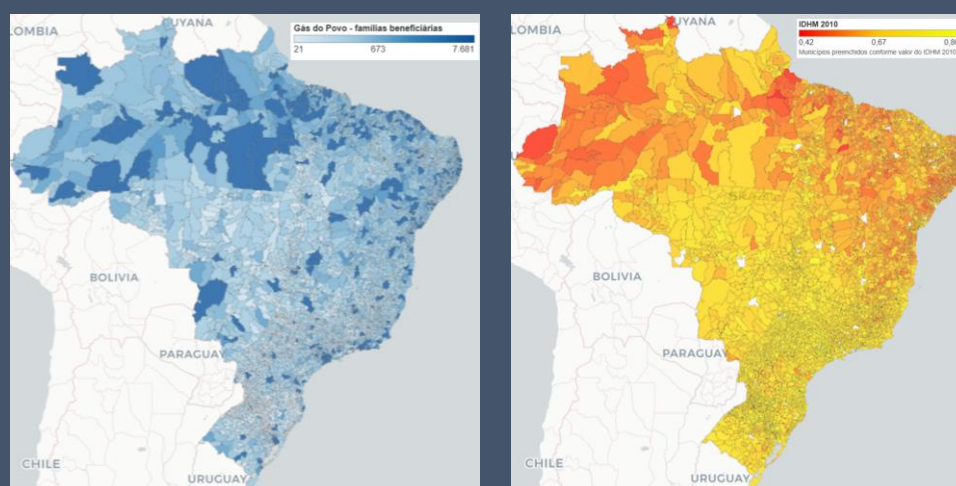


Figura – Famílias beneficiárias do Programa Gás do Povo (junho/2026) à esquerda e IDH municipal (2010) à direita.

Fonte: (MDS, 2026; PNUD 2013).

A adoção do biogás para cocção limpa contribui diretamente com os pilares da transição energética justa e inclusiva, compondo a tríade socioeconômica – ambiental. Além disso, está alinhado com o atendimento dos ODS, especialmente o ODS 1 (Erradicação da Pobreza), ODS 2 (Fome Zero e Agricultura Sustentável), ODS 3 (Saúde e Bem-Estar), ODS 5 (Igualdade de Gênero), ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), ODS 12 (Consumo e Produção Responsáveis), ODS 13 (Ação Contra a Mudança do Clima) e ODS 15 (Vida Terrestre) (Organização das Nações Unidas). Dessa forma, serão agregadas as diversas dimensões abordadas nos ODS, às demandas regionais com baixo IDHM e à disponibilidade de biomassa residual que poderá ser insumo para a produção de biogás, vetor dessa integração.

12.6. Interiorização da demanda: o biometano no escoamento da safra

A expansão do biometano não depende apenas da criação de oferta, mas também de estímulo para uso dos insumos residuais disponíveis e da identificação de usos capazes de absorver a molécula em regiões próximas aos polos produtores. Nesse sentido, o transporte pesado associado ao escoamento da produção agropecuária representa uma oportunidade relevante de interiorização da demanda. Como parte expressiva da produção de alimentos percorre longas distâncias até centros consumidores, unidades industriais e portos, a substituição parcial do diesel por biometano comprimido ou liquefeito poderia contribuir para reduzir emissões, diminuir a exposição à volatilidade internacional dos combustíveis e fortalecer cadeias energéticas locais e gerando renda em regiões descentralizadas.

Essa oportunidade, contudo, depende de coordenação entre oferta e demanda. A adoção do biometano em frotas dedicadas requer adequação ou substituição de veículos, infraestrutura de abastecimento, garantia de suprimento ao longo do território e disponibilidade de crédito para produtores, transportadores e operadores logísticos. Em determinadas rotas, o uso combinado de biometano e gás natural veicular pode funcionar como estratégia de transição, ampliando a segurança de abastecimento enquanto a oferta regional de gás renovável se consolida.

A Figura 12 ilustra essa discussão ao comparar, ao longo do chamado “Caminho da Safra” (Castro et al., 2017), a oferta potencial de biometano por município com as vendas municipais de combustíveis líquidos. Os municípios deficitários indicam pontos nos quais a oferta local seria insuficiente para substituir integralmente o consumo observado, enquanto municípios autossuficientes ou superavitários sugerem regiões em que a produção potencial de biometano poderia atender parcela relevante da demanda energética local. Ainda que as vendas totais de combustíveis líquidos superem a demanda estritamente associada ao escoamento da safra, a comparação evidencia a possibilidade de articular polos produtores de biometano, corredores logísticos e mercados consumidores interiorizados.

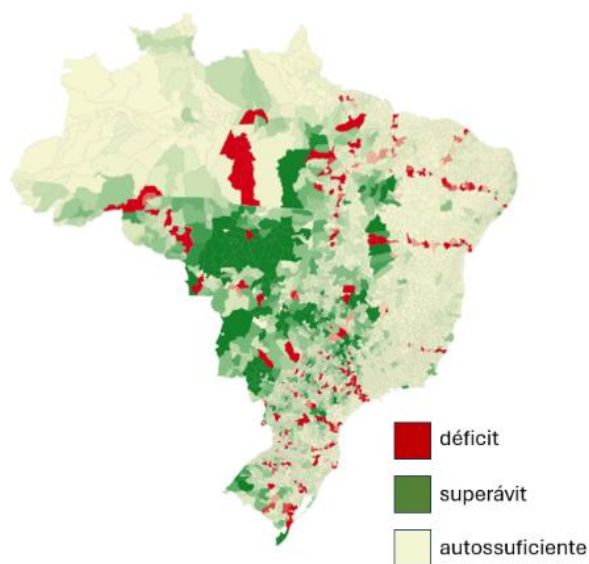


Figura 12- Oferta de biometano vs. vendas de combustíveis líquidos, por município, no “Caminho da Safra”

Fonte: (EPE, 2026d).

Gargalos tecnológicos e operacionais

No curto prazo, uma das oportunidades está na hibridização de ativos existentes de geração elétrica a biogás, mediante a instalação de sistemas de purificação em paralelo aos motogeradores. Essa configuração permitiria direcionar o biogás entre a geração de eletricidade e a produção de biometano conforme as condições econômicas de cada mercado. Em períodos de maior valorização da energia elétrica, a geração poderia preservar sua atratividade, enquanto cenários de menor remuneração favoreceriam o *upgrading* do biogás e a captura de valor associada à molécula e aos seus atributos ambientais, como CGOB, CBIO e Gas-REC. No médio e longo prazo, entretanto, a expansão da oferta dependerá também da incorporação de substratos mais abundantes e tecnicamente desafiadores, sobretudo resíduos lignocelulósicos. Destacam-se os potenciais estimados para 2034/35 da palha de milho, de 105,5 milhões de Nm³/dia, da palha de cana-de-açúcar, de 42,13 milhões de m³/dia, e da palha de soja, de 38,6 milhões de Nm³/dia. O aproveitamento desses materiais requer pré-tratamentos e estratégias de codigestão, inclusive com dejetos animais e resíduos ricos em nitrogênio, de modo a favorecer a degradação anaeróbia, equilibrar a relação carbono/nitrogênio e estabilizar a produção de metano.

Outro desafio decorre da escala e da dispersão territorial dos substratos rurais, que elevam os custos de agregação, transporte e padronização da matéria-prima. Modelos baseados em hubs rurais ou polos centralizadores podem combinar biodigestores distribuídos nas propriedades com unidades compartilhadas de purificação e compressão, conectadas por malhas de baixa pressão para o transporte do biogás bruto. A viabilidade desse arranjo exige etapas preliminares de remoção de umidade e compostos corrosivos, além de sistemas capazes de verificar continuamente a composição e a qualidade do gás produzido. Esse controle é especialmente relevante nos casos de injeção em redes, pois deve assegurar a compatibilidade do biometano com as especificações do gás natural e evitar impactos sobre a segurança e a operação da infraestrutura.

Gargalos financeiros

As lacunas financeiras referem-se sobretudo à ausência de instrumentos direcionados a projetos de médio porte e a arranjos de clusters agroindustriais, como os modelados pelo Projeto GEF Biogás Brasil. O acesso ao crédito permanece como desafio central para pequenos e médios produtores rurais, enquanto mecanismos existentes, como linhas do BNDES e instrumentos baseados em certificados, podem exigir garantias nem sempre disponíveis a cooperativas e produtores de menor porte (GEF BIOGÁS, 2025; WBA, 2026).

Lacunas regulatórias

No campo regulatório, uma primeira lacuna diz respeito à destinação da fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos. O Brasil gera mais de 81 milhões de toneladas de RSU por ano, dos quais mais de um terço ainda é destinado de forma inadequada, e mais de 45% da massa é composta por matéria orgânica, substrato de alto rendimento para a digestão anaeróbia (CIBIOGÁS, 2026). Ampliar a segregação na fonte e criar rotas alternativas ao aterramento são condições necessárias para destravar esse potencial. No entanto, experiências internacionais indicam que instrumentos de desincentivo ao aterramento, quando implementados sem infraestrutura paralela de coleta e tratamento, podem gerar efeitos indesejados, como o crescimento de descartes ilegais observado recentemente no Reino Unido (INNAMA, 2025). A solução brasileira precisará, portanto, articular regulação, capacidade municipal e investimento em infraestrutura.

Outra lacuna regulatória relevante está associada à valorização dos coprodutos gerados ao longo da cadeia do biometano. Além da molécula energética, o processo de produção pode originar fluxos com potencial econômico e ambiental, como o CO₂ biogênico separado nas etapas de purificação (que pode ser utilizado como insumo para a produção de combustíveis sintéticos ou para a fixação geológica – BECCUS, acrônimo do termo em língua inglesa *Biobased Energy, Carbon Capture, Utilisation & Storage*), o enxofre elementar recuperado em sistemas de dessulfurização e o digestato resultante da digestão anaeróbia. Conforme sintetizado na Figura 14, esses coprodutos podem ampliar a rentabilidade dos projetos e reforçar sua contribuição para a economia circular, desde que existam rotas de aproveitamento, padrões de qualidade, rastreabilidade e condições de comercialização adequadas. No caso do digestato, em particular, a ausência de padrões nacionais consolidados para classificação e uso como fertilizante ainda limita sua inserção em mercados de maior valor agregado, apesar das diretrizes do Plano Nacional de Fertilizantes 2050 para ampliar a produção de fertilizantes a partir de resíduos (WBA, 2026).

A consolidação do mercado também dependerá da adequada articulação entre os diferentes instrumentos de certificação dos atributos ambientais associados ao biometano. Mecanismos como CGOB, CBIO, certificados de carbono, GasREC e certificados de energia renovável podem coexistir na medida em que estejam associados a atributos, unidades de referência e finalidades distintas. Enquanto alguns instrumentos valorizam a origem renovável da molécula e o cumprimento de metas setoriais de participação do biometano, outros remuneram reduções de intensidade de carbono, emissões evitadas ou geração de energia renovável. Essa complementaridade amplia a fungibilidade econômica dos instrumentos de certificação e permite que os atributos ambientais sejam reconhecidos por diferentes mercados e agentes, desde obrigações regulatórias até estratégias voluntárias de descarbonização.



Figura 14 – Coprodutos da biodigestão anaeróbia

Fonte: Elaboração própria

A recuperação de nutrientes e o uso de biofertilizantes configuram uma fronteira estratégica para a autonomia agrícola e energética, ao agregar valor econômico ao digestato oriundo da biodigestão anaeróbia (BLEY JR., 2026). Nesse contexto, o digestato deixa de ser subutilizado e passa a atuar como biofertilizante rico em fósforo, nitrogênio e outros nutrientes, criando uma fonte adicional de receita além do biometano. No Brasil, essa valorização já é observada em iniciativas como o Projeto GEF Biogás Brasil, que trata o digestato como diferencial competitivo no agronegócio (GEF BIOGÁS, 2025). Em escala industrial, a usina de Campos Novos (SC) exemplifica essa integração, com produção prevista de 28 mil m³/dia de biometano e 40 mil toneladas/ano de biofertilizante (ENERGISA, 2026). Na Europa, especialmente na Alemanha, o digestato já representa parcela significativa dos nutrientes presentes em fertilizantes comerciais (MÖLLER; MÜLLER, 2012).

A Comissão Europeia (2026) destaca que a recuperação de nutrientes reduz a dependência de fertilizantes minerais importados. Nesse sentido, o Regulamento (UE) 2019/1009 estabelece critérios para fertilizantes com marcação CE, incluindo o digestato como material componente, com exigências de qualidade e limites para contaminantes. Esse marco regulatório confere aos biofertilizantes plena inserção no mercado europeu (PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA, 2019).

No Brasil, o Decreto nº 4.954/2004 e a Lei nº 6.894/1980 definem categorias de fertilizantes, enquanto a Instrução Normativa MAPA nº 61/2020 estabelece padrões de qualidade. A Instrução Normativa SDA nº 27/2006 fixa limites de contaminantes. Embora esses instrumentos permitam a comercialização de biofertilizantes, diferem do modelo europeu por não reconhecerem explicitamente o digestato como insumo estratégico nem estabelecerem critérios específicos para digestão anaeróbia. Além disso, a ausência de um mecanismo equivalente ao “end-of-waste” mantém o digestato em ambiguidade jurídica, podendo ser enquadrado como resíduo sólido (Lei nº 12.305/2010).

A valorização do digestato contribui para tornar as plantas de biogás em sistemas integrados de energia, saneamento e produção de fertilizantes. A comercialização de biofertilizantes reduz o custo efetivo do biometano e amplia sua competitividade. O potencial econômico do digestato varia conforme o nível de processamento, influenciado por fatores como escala, disponibilidade de calor e logística (HERBES *et al.*, 2020). Oportunidades de processamento do digestato para produção de biofertilizantes estão descritas na Figura 15.

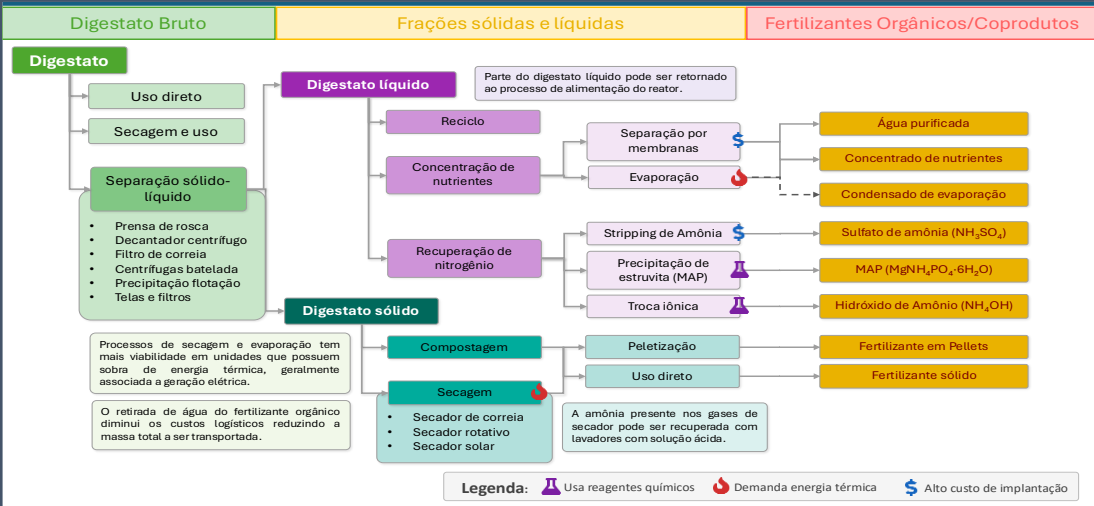


Figura 15 - Fluxograma de tecnologias de enriquecimento de digestato.

Fonte: (BOLZONELLA, 2018; DROSG, 2015).

12.8. Considerações finais

Alguns avanços no marco regulatório permitiram que houvesse incremento da participação de biometano na matriz nacional. A Lei do Combustível do Futuro marca uma mudança de patamar para o biometano no Brasil. Ao criar uma demanda mandatória associada à descarbonização do consumo de gás natural e ao estabelecer instrumentos como o CGOB, a nova política desloca o setor de uma lógica baseada predominantemente no tratamento de resíduos e na geração elétrica para uma lógica de valorização da molécula, de seus atributos ambientais e de suas possibilidades de uso energético.

As análises apresentadas indicam que o País dispõe de potencial produtivo suficiente para atender à expansão esperada da demanda no horizonte decenal. A base de substratos é ampla, diversificada e territorialmente distribuída, com destaque para resíduos agropecuários, agroindustriais e urbanos. No entanto, a distância entre potencial técnico, potencial economicamente viável e oferta efetiva ainda é significativa. A trajetória de expansão dependerá não apenas da disponibilidade de biomassa residual, mas da capacidade de organizar cadeias produtivas, agregar substratos dispersos, financiar projetos de diferentes portes e criar mercados capazes de remunerar adequadamente a molécula, seus coprodutos e seus atributos ambientais.

Nesse contexto, a interiorização da demanda aparece como elemento estratégico. O uso do biometano em frotas pesadas, corredores logísticos e no escoamento da produção agropecuária pode aproximar produção e consumo, reduzir a dependência de diesel importado e dinamizar economias locais. Essa oportunidade, contudo, exige coordenação entre oferta, infraestrutura de abastecimento, adequação de frotas e instrumentos de crédito, especialmente em regiões ainda distantes da rede de gás canalizado. Importante considerar também o estímulo ao mercado dos coprodutos da cadeia do biometano.

Assim, o principal desafio da próxima década não será apenas reconhecer o potencial brasileiro de produção de biometano, mas convertê-lo em oferta regular, competitiva e territorialmente articulada. Para isso, será necessário combinar avanços tecnológicos, instrumentos financeiros, segurança regulatória e políticas públicas capazes de integrar energia, resíduos, agropecuária, transporte e fertilizantes. Se essas condições forem construídas, o biometano poderá ocupar papel relevante na diversificação da matriz energética, na descarbonização de usos finais e na construção de uma bioeconomia circular no Brasil.

13. Referências

- ABIOVE. **Estatísticas Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais**. 2026. Disponível em: www.abiove.org.br/estatisticas. Acesso em: 7 maio. 2025.
- ABLA. **Anuário Brasileiro do Setor de Locação de Veículos 2026**. 2026. Disponível em: <https://www.abla.com.br/>. Acesso em: 31 maio. 2026.
- ABRACICLO. **Dados do Setor de Duas Rodas 2026**. 2026. Disponível em: <https://abraciclo.com.br/wp-content/uploads/2026/05/ANUARIO-ABRACICLO-2026.pdf>. Acesso em: 31 maio. 2026.
- ABVE. **Frotas**. 2026a. Disponível em: <https://abve.org.br/bi-frotas/>. Acesso em: 31 maio. 2026.
- ABVE. **Associação Brasileira do Veículo Elétrico**. 2026b. Disponível em: <https://abve.org.br/eletrificados-crescem-dez-vezes-mais-do-que-conjunto-do-mercado-em-2025-com-224-mil-veiculos-vendidos/>. Acesso em: 15 jul. 2026.
- ACELEN RENOVÁVEIS. **A macaúba está prestes a decolar: Acelen Renováveis avança na produção de SAF**. 2026. Disponível em: <https://braziljournal.com/brands/a-macaba-esta-prestes-a-decolar-acelen-renovaveis-avanca-na-producao-de-saf/>. Acesso em: 10 jun. 2026.
- AESA. **EASA and ANAC Brazil sign Memorandum of Understanding to enhance cooperation on safety and sustainability**. Colônia, GE. Disponível em: <https://www.easa.europa.eu/en/newsroom-and-events/news/easa-and-anac-brazil-sign-memorandum-understanding-enhance-cooperation>. Acesso em: 8 jul. 2026.
- AGÊNCIA BRASIL. **Lula assina decreto que eleva salário-mínimo para R\$ 1.518**. 2024. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2024-12/lula-assina-decreto-que-eleva-salario-minimo-para-r-1518>. Acesso em: 26 maio. 2026.
- AGÊNCIA BRASIL. **Financiamento de veículos fecha 2025 com 7,3 milhões de unidades**. 2026a. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2026-01/financiamento-de-veiculos-fecha-2025-com-73-milhoes-de-unidades>. Acesso em: 2 jun. 2026.
- AGÊNCIA CENÁRIO ENERGIA. **Brasil prioriza cinco hubs de hidrogênio para descarbonizar a indústria até 2035**. 2025a. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2025/09/01/brasil-prioriza-cinco-hubs-de-hidrogenio-para-descarbonizar-a-industria-ate-2035/>. Acesso em: 25 jun. 2026.
- AGÊNCIA CENÁRIO ENERGIA. **SLB conclui perfuração do primeiro poço de injeção de carbono da FS e avança no primeiro projeto BECCS do Hemisfério Sul**. 2025b. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2025/12/12/slb-conclui-perfuracao-do-primeiro-poco-de-injecao-de-carbono-da-fs-e-avanca-no-primeiro-projeto-beccs-do-hemisferio-sul/>. Acesso em: 14 jun. 2026.
- AGÊNCIA CENÁRIO ENERGIA. **Brasil estrutura programa nacional para descarbonizar navegação e mira protagonismo global em combustíveis marítimos sustentáveis**. 2026. Disponível em: <https://cenarioenergia.com.br/2026/04/27/brasil-estrutura-programa-nacional-para-descarbonizar-navegacao-e-mira-protagonismo-global-em-combustiveis-maritimos-sustentaveis/>. Acesso em: 25 jun. 2026.
- AGÊNCIA FAPESP. **PSE Parabeniza**. 2025. Disponível em: <https://www.fem.unicamp.br/2025/03/10/pse-parabeniza/>. Acesso em: 25 jun. 2026.
- AGÊNCIA GOV. **Governo Federal sanciona lei do Programa de Aceleração da Transição Energética**. 2025. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202501/programa-de-aceleracao-da-transicao-energetica-foi-sancionado-nesta-quarta-feira>. Acesso em: 12 maio. 2025.
- AGÊNCIA GOV. **Governo federal edita nova MP para conter impacto da alta dos combustíveis**. 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/planejamento/pt-br/assuntos/noticias/2026/abril/governo-do-brasil-edita-mp-projeto-de-lei-e-decretos-para-conter-impacto-da-guerra-sobre-os-combustiveis>. Acesso em: 29 jul. 2026.
- AGÊNCIA IBGE. **PIB cresce 2,3% em 2025 e fecha o ano em R\$ 12,7 trilhões**. 2026a. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-sala-de-imprensa/2013-agencia-de-noticias/releases/45968-pib-cresce-2-3-em-2025-e-fecha-o-ano-em-r-12-7-trilhoes>. Acesso em: 1 jun. 2026.
- AGÊNCIA IBGE. **Rendimento médio da população brasileira atinge R\$ 3.367 em 2025**. 2026b. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/46579-rendimento-medio-da-populacao-brasileira-atinge-r-3-367-em-2025>. Acesso em: 2 jun. 2026.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Petrobras lança combustível sustentável de aviação produzido totalmente no Brasil**. 2025. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-lan%C3%A7a-combust%C3%ADvel-sustent%C3%A1vel-de-avia%C3%A7%C3%A3o-produzido-totalmente-no-brasil>. Acesso em: 21 jun. 2026.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Petrobras amplia presença no mercado internacional com venda de bunker com conteúdo renovável**. 2026a. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-amplia-presen%C3%A7a-no-mercado-internacional-com-venda-de-bunker-com-conte%C3%BAdo-renov%C3%A1vel>. Acesso em: 25 jun. 2026.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Petrobras oferece ao mercado novos combustíveis com conteúdo renovável**. 2026b. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-oferece-ao-mercado-novos-combust%C3%ADveis-com-conte%C3%BAdo-renov%C3%A1vel>. Acesso em: 25 jun. 2026.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Petrobras comercializa primeiro lote de SAF produzido a partir de óleo de soja com certificação CORSIA fornecido pela Bunge**. 2026c. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-comercializa-primeiro-lote-de-saf-produzido-a-partir-de-%C3%B3leo-de-soja-com-certifica%C3%A7%C3%A3o-corsia-fornecido-pela-bunge>. Acesso em: 21 jun. 2026.

AGÊNCIA PETROBRAS. **Petrobras aprova investimento em planta de BioQAV e diesel renovável na RPBC**. 2026d. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-aprova-investimento-em-planta-de-bioqav-e-diesel-renov%C3%A1vel-na-rpbc>. Acesso em: 21 jun. 2026.

ANAC. **CORSIA - Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation**. Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/corsia>. Acesso em: 8 jun. 2026.

ANBIMA DATA. **Boletim de debêntures incentivadas e de infraestrutura**. 2026. Disponível em: <https://data.anbima.com.br/publicacoes/boletim-de-debentures-incentivadas-e-de-infraestrutura/primeiro-trimestre-de-2026-registra-44-bilhoes-de-emissoes-de-debentures-incentivadas>. Acesso em: 1 jun. 2026.

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.078, DE 28 DE NOVEMBRO DE 2023**. 2023. Disponível em: Resolução Normativa 1078 2023 da ANEEL BR. Acesso em: 6 maio. 2023.

ANEEL. **DESPACHO Nº 3.625, DE 16 DE DEZEMBRO DE 2024**. 2024. Disponível em: Despacho Nº 3625/2024 - Leis.org. Acesso em: 16 dez. 2024.

ANEEL. **Painel dinâmico geração distribuída ANEEL**. 2026a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 30 jul. 2025.

ANEEL. **Painel dinâmico SIGA ANEEL**. 2026b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNGE3NjVmYjAtNDk0MDY4LTItNTItMTVhZTU4NWYzYzFmliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 30 jul. 2025.

ANFAVEA. **Dados Estatísticos para Download**. 2026a. Disponível em: <https://anfavea.com.br/site/edicoes-em-excel/>. Acesso em: 31 maio. 2026.

ANFAVEA. **Coletiva de Imprensa**. 2026b. ANP. **Resolução ANP Nº 758, de 23 de novembro de 2018**. 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2018/arquivos-consultas-e-audiencias-publicas-2018/cap-10-2018/resolucaoanp-758-2018.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2025.

ANP. **Resolução nº 791, de 12 de junho de 2019**. 2019. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-791-2019-dispoe-sobre-a-individualizacao-das-metas-compulsorias-anuais-de-reducao-de-emissoes-de-gases-causadores-do-efeito-estufa-para-a-comercializacao-de-combustiveis-no-ambito-da-politica-nacional-de-biocombustiveis-renovabio?origin=instituicao&q=791/2019>. Acesso em: 1 jul. 2026.

ANP. **Resolução ANP nº 857, de 28 de outubro de 2021**. 2021. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp?q=857&types=24>. Acesso em: 9 jun. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 886, de 29 de setembro de 2022**. 2022a. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp?q=886&types=24>. Acesso em: 9 jun. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 906, de 18 de novembro de 2022**. 2022b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp?q=906&types=24>. Acesso em: 9 jun. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 946, de 5 de outubro de 2023**. 2023a. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-946-2023-regulamenta-as-aquisicoes-de-etanol-anidro-pelos-distribuidores-de-combustivel-e-a-formacao-de-estoques-de-etanol-anidro-para-o-periodo-de-entressafra-da-cana-de-acucar?origin=instituicao>. Acesso em: 19 maio. 2026.

ANP. **Resolução ANP nº 920, de 4 de abril de 2023.** 2023b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-920-2023-estabelece-a-especificacao-do-biodiesel-e-as-obrigacoes-quanto-ao-controle-da-qualidade-a-serem-atendidas-pelos-agentes-economicos-que-comercializam-o-produto-em-territorio-nacional?origin=instituicao>. Acesso em: 9 jun. 2025.

ANP. **Autorização ANP nº 208, de 12 de abril de 2024.** 2024a. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/autorizacao-anp-n-208-de-12-de-abril-de-2024-553914628>. Acesso em: 9 jun. 2024.

ANP. **Resolução ANP nº 968, de 30 de abril de 2024.** 2024b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-968-2024-estabelece-as-especificacoes-dos-oleos-diesel-destinados-a-veiculos-ou-equipamentos-dotados-de-motores-do-ciclo-diesel-e-as-obrigacoes-quanto-ao-controle-da-qualidade-a-serem-atendidas-pelos-agentes-economicos-que-comercializam-o-produto-em-territorio-nacional>. Acesso em: 3 ago. 2025.

ANP. **Resolução ANP Nº 984, de 16 de junho de 2025.** 2025. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-984-de-16-de-junho-de-2025-636804871>. Acesso em: 29 jul. 2025.

ANP. **Painel Dinâmico de Produtores de Etanol.** 2026a. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmRhZWU2NDU0ZWE2Yi00NzI5LWJjMGQ0NjIwNjE0MjEzZmliwidCI6IjQ0OTI0mNGZmLTl0YTtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyZkxMyJ9>. Acesso em: 4 maio. 2026.

ANP. **Dados Estatísticos.** 2026b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 31 maio. 2026.

ANP. **Comunicação Pessoal.** 2026c.

ANP. **Painel Dinâmico de Produtores de Biodiesel.** 2026d. 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#:~:text=O%20Painel%20Din%C3%A2mico%20de%20Produtores,partir%20do%20uso%20dessa%20ferramenta>. Acesso em: 7 maio. 2025.

ANP. **Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo e biodiesel.** 2026e. Disponível em: Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo e biodiesel — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (www.gov.br). Acesso em: 11 mar. 2024.

ANP. **Painel Dinâmico de Produtores de Biometano.** 2026f. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDRlbnR0Zm9udCkZS00ODNlTlM0MTItYTUzNGUxMWNjMGZhliwidCI6IjQ0OTI0mNGZmLTl0YTtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyZkxMyJ9>. Acesso em: 29 maio. 2026.

ANP. **Painel dinâmico RenovaBio ANP.** 2026g. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-renovabio>. Acesso em: 30 jul. 2025.

ANP. **RenovaBio.** 2026h. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio>. Acesso em: 8 jun. 2026.

ANP. **Produção e fornecimento de biocombustíveis.** 2026i. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis>. Acesso em: 11 jun. 2026.

ANP. **Cumprimento das metas individuais de 2025 por distribuidor de combustíveis.** 2026j. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/cumprimento-das-metas-individuais-de-2025-por-distribuidor-de-combustiveis>. Acesso em: 21 maio. 2026.

ANP. **RenovaBio: ANP divulga metas definitivas para as distribuidoras em 2026.** 2026k. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/renovabio-anp-divulga-metas-definitivas-para-as-distribuidoras-em-2026. Acesso em: 21 maio. 2026.

ANP. **Resolução ANP nº 996, de 3 de março de 2026. Regulamenta a certificação do produtor e importador de biometano com vistas à emissão do Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB), os procedimentos para geração de lastro necessários para emissão primária de CJOB, o credenciamento de agentes certificadores de origem, e dá outras providências.** 2026l. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-996-2026-regulamenta-a-certificacao-do-produtor-e-importador-de-biometano-com-vistas-a-emissao-do-certificado-de-garantia-de-origem-de-biometano-cgob-os-procedimentos-para-geracao-de-lastro-necessarios-para-emissao-primaria-de-cgob-o-credenciamento-de-agentes-certificadores-de-origem-e-da-outras-providencias?origin=instituicao&q=996>. Acesso em: 30 jun. 2026.

ASSESSORIA DO GRUPO CBO. **Vem aí primeira conversão do mundo de motor marítimo para operar com diesel e etanol.** 2025. Disponível em: <https://jornalcana.com.br/mercado/vem-ai-primeira-conversao-do-mundo-de-motor-maritimo-para-operar-com-diesel-e-etanol/>. Acesso em: 25 jun. 2026.

AUTODATA. **Custo-benefício é o que mais atrai na assinatura de carros.** 2025a. Disponível em: <https://www.autodata.com.br/noticias/2025/10/24/custo-beneficio-e-o-que-mais-atrai-na-assinatura-de-carros/95894/>. Acesso em: 31 maio. 2026.

AUTODATA. **Custo de instalação cai e rede de eletropostos cresce 50% no Brasil.** 2025b. Disponível em: <https://www.autodata.com.br/noticias/2025/10/07/custo-de-instalacao-cai-e-rede-de-eletropostos-cresce-50-no-brasil/94969/>. Acesso em: 31 maio. 2026.

AUTODATA. **Autopeças pedem igualdade regulatória para competir com as empresas asiáticas.** 2025c. Disponível em: <https://www.autodata.com.br/noticias/2025/11/13/autopecas-pedem-igualdade-regulatoria-para-competir-com-empresas-asiaticas/96828/>. Acesso em: 1 jun. 2026.

AUTODATA. **Sobretaxas de Trump atingem grupo de autopeças para veículos pesados.** 2025d. Disponível em: <https://www.autodata.com.br/noticias/2025/08/01/sobretaxas-de-trump-atinge-grupo-de-autopecas-para-veiculos-pesados/91729/>. Acesso em: 29 jun. 2026.

AUTODATA. **Revista AutoData Edição 426.** 2026a. Disponível em: <https://www.autodata.com.br/revista/>. Acesso em: 29 jun. 2026.

AUTODATA. **Produção de motocicletas tem o melhor início de ano desde 2008.** 2026b. Disponível em: <https://www.autodata.com.br/noticias/2026/02/12/producao-de-motocicletas-tem-o-melhor-inicio-de-ano-desde-2008/99769/>. Acesso em: 31 maio. 2026. AUTOINDUSTRIA. **Marco Legal das Garantias e o impacto no crédito com veículos alienados.** . 2025. Disponível em: <https://www.autoindustria.com.br/2025/10/21/marco-legal-das-garantias-e-o-impacto-no-credito-com-veiculos-alienados/>. Acesso em: 10 jun. 2026.

B3. **Balcão.** 2026. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/b3/asg/balcao.htm. Acesso em: 1 jun. 2026.

B3. **Índice de Crédito de Descarbonização B3 (ICBIO B3).** 2026a. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/indices-de-segmentos-e-setoriais/indice-de-credito-de-descarbonizacao-b3-icbio-b3.htm. Acesso em: 14 maio. 2026.

B3. **CBIO - Consultas.** 2026b. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/b3/sustentabilidade/produtos-e-servicos-esg/credito-de-descarbonizacao-cbio/cbio-consultas/. Acesso em: 11 jun. 2026.

BC. **Sistema Gerenciador de Séries Temporais.** 2026.

BCB. **Taxa Selic.** 2026a. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 24 maio. 2026.

BCB. **Estatísticas monetárias e de crédito.** 2026b. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estatisticas/historicomonetariascredito?ano=2025>. Acesso em: 15 jul. 2026.

BIODIESELBR. **JBS recebe autorização para começar a usar B100 em caminhões.** 2024a.

BIODIESELBR. **Amaggi é maior frotista de Volvo FH B100 100% a biodiesel no País.** 2024b. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/qualidade/motor/amaggi-e-maior-frotista-de-volvo-fh-b100-100-a-biodiesel-no-pais-070524>. Acesso em: 11 maio. 2025.

BIODIESELBR. **ANP autoriza Petrobras a vender óleo combustível marítimo com 24% de biodiesel.** 2024c.

BIODIESELBR. **Senai avança com projeto para a produção de SAF a partir da glicerina.** 2025. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/bioqav/senai-avanca-com-projeto-para-a-producao-de-saf-a-partir-da-glicerina-300725>. Acesso em: 25 jun. 2026.

BIODIESELBR. **Refinaria Riograndense decide em junho sobre investir US\$1 bi em unidade de SAF e HVO.** 2026. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/geracao/refinaria-riograndense-decide-em-junho-sobre-investir-us-1-bi-em-unidade-de-saf-e-hvo-200526>. Acesso em: 10 jun. 2026.

BLEY JR., C. **Fertilizantes “bio-based”: novo conceito geopolítico.** 2026.

BLOOMBERGNEF. **New Record Lows for Battery Prices.** 2025. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/new-record-lows-for-battery-prices/>. Acesso em: 6 jun. 2026.

BNDES. **BNDES RenovaBio. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro.** 2024a. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-renovabio>. Acesso em: 19 jun. 2025.

BNDES. **BNDES e Finep disponibilizam R\$ 6 bi para investimentos em combustível verde para aviação e navegação.** 2024b. Disponível em: [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/socioambiental/BNDES-e-Finep-disponibilizam-R\\$-6-bi-para-investimentos-em-combustivel-verde-para-aviacao-e-navegacao/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/socioambiental/BNDES-e-Finep-disponibilizam-R$-6-bi-para-investimentos-em-combustivel-verde-para-aviacao-e-navegacao/). Acesso em: 31 jul. 2025.

BNDES. BNDES aprova R\$ 131,1 mi para primeira usina de CO2 verde do país e nova planta de biometano. 2025. Disponível em: [https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/cultura/BNDES-aprova-R\\$-1311-mi-para-primeira-usina-de-CO2-verde-do-pais-e-nova-planta-de-biometano/](https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/cultura/BNDES-aprova-R$-1311-mi-para-primeira-usina-de-CO2-verde-do-pais-e-nova-planta-de-biometano/). Acesso em: 14 jun. 2026.

BNDES. Comunicação Pessoal. Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Rio de Janeiro. 2026.

BOLZONELLA, D.; FATONE, F.; GOTTARDO, M.; FRISON, N. Nutrients recovery from anaerobic digestate of agro-waste: techno-economic assessment of full scale applications. 2018. DOI: 10.1016/j.jenvman.2017.08.026. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2017.08.026>.

BRASIL. Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001. Produção de efeito (Vide Decreto nº 4.066, de 2001) Institui Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (Cide), e dá outras providências. 2001. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/LEIS_2001/L10336.htm. Acesso em: 19 jun. 2025.

BRASIL. Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, e dá outras providências. Governo Federal. Brasília: Diário Oficial da união. 2005.

BRASIL. Lei nº 13.576, de 23 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências. 2017a.

BRASIL. Decreto nº 9101, de 20 de julho de 2017. 2017b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2017/decreto/d9101.htm. Acesso em: 15 maio. 2025.

BRASIL. Decreto nº 11.499, de 25 de abril de 2023. Altera o Decreto nº 9.888, de 27 de junho de 2019, para dispor sobre a alteração da composição do Comitê da Política Nacional de Biocombustíveis - Comitê RenovaBio. Governo federal. Diário Oficial da União. 2023a.

BRASIL. Presidente sanciona política de valorização do salário mínimo e nova faixa do IR. 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2023/08/presidente-sanciona-politica-de-valorizacao-do-salario-minimo-e-nova-faixa-do-ir/#>. Acesso em: 27 maio. 2026.

BRASIL. Medida Provisória 1.163 de 28 de fevereiro de 2023. Reduz alíquotas de contribuições incidentes sobre operações realizadas com gasolina, álcool, gás natural veicular e querosene de aviação. Governo Federal, Brasília. 2023c.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) e o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), dentre outras providências. 2024a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm. Acesso em: 7 jun. 2026.

BRASIL. Presidente Lula sanciona Lei do Combustível do Futuro para promover a mobilidade sustentável. 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2024/10/presidente-lula-sanciona-lei-do-combustivel-do-futuro-para-promover-a-mobilidade-sustentavel>. Acesso em: 8 jun. 2026.

BRASIL. Lei nº 15.082, de 30 de dezembro de 2024. Altera a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, que dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), para nela incluir os produtores independentes de matéria-prima destinada à produção de biocombustível; e altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. 2024c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L15082.htm#art4. Acesso em: 25 maio. 2026.

BRASIL. DECRETO Nº 12.549, DE 10 DE JULHO DE 2025. Altera a Tabela de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados - TIPI, aprovada pelo Decreto nº 11.158, de 29 de julho de 2022. 2025a. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-12.549-de-10-de-julho-de-2025-641591902>. Acesso em: 7 jun. 2026.

BRASIL. Governo aprova aumento de etanol na gasolina de 27% para 30% e de 14% para 15% no biodiesel. 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2025/06/governo-aprova-aumento-de-etanol-na-gasolina-de-27-para-30-e-de-14-para-15-no-biodiesel>. Acesso em: 7 jun. 2026.

BRASIL. Lei Complementar nº 214, de 16 de janeiro de 2025. Institui o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), a Contribuição Social sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto Seletivo (IS); cria o Comitê Gestor do IBS e altera a legislação tributária. Institui o Imposto sobre Bens e Serviços - IBS, a Contribuição Social sobre Bens e Serviços - CBS e o Imposto Seletivo - IS e dá outras providências. 2025c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp214.htm. Acesso em: 13 jun. 2026.

BRASIL. Governo lança Plano Brasil Soberano para proteger exportadores e trabalhadores de sobretaxas dos EUA. Brasília. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2025/08/governo-lanca-plano-brasil-soberano-para-protetor-exportadores-e-trabalhadores-de-sobretaxas-dos-eua>. Acesso em: 12 ago. 2025d.

BRASIL. Decreto nº 12.437, de 16 de abril de 2025. Altera o Decreto nº 9.888, de 27 de junho de 2019, para dispor sobre as alterações na Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio realizadas pela Lei nº 15.082, de 30 de dezembro de

2024, e o Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999, para modernizar o procedimento administrativo sancionador da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP. 2025e. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/decreto/d12437.htm. Acesso em: 8 jun. 2025.

BRASIL. Medida Provisória 1.358, de 13 de maio de 2026. Autoriza a concessão de subvenção econômica aos produtores e importadores de combustíveis derivados de petróleo, com o objetivo de mitigar os impactos econômicos causados pelo choque no mercado internacional de energia decorrente do conflito no Oriente Médio, e altera Medida Provisória nº 1.355, de 4 de maio de 2026. 2026. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/medida-provisoria-n-1.358-de-13-de-maio-de-2026-705360156>. Acesso em: 30 jun. 2026.

BRASILAGRO. Shell e Unicamp vão desenvolver agave para produção de biocombustíveis. 2022. Disponível em: <https://www.brasilagro.com.br/conteudo/shell-e-unicamp-vaio-desenvolver-agave-para-producao-de-biocombustiveis.html>. Acesso em: 2 jun. 2025.

BV. IBV Auto: preço de carro usado tem alta no 1º trimestre de 2026. 2026. Disponível em: <https://www.bv.com.br/bv-inspira/economia/preco-de-carro-usado-tem-alta-no-1-trimestre-de-2026>. Acesso em: 19 jun. 2026.

CAMARGO, Isadora. Acelen fecha parceria com startup europeia para rastrear macaúba. 2026. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/agro/acelen-fecha-parceria-com-startup-europeia-para-rastrear-macauba/>. Acesso em: 25 jun. 2026.

CARB. Low Carbon Fuel Standard. 2026. Disponível em: <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-data-dashboard>. Acesso em: 21 maio. 2026.

CASTRO, G., CARVALHO, C., DALTIO, J., MAGALHÃES, L., MARTINHO, P., FONSECA, M., GARAGORRY, F., MIRANDA, E. Macrologística da agropecuária brasileira: estudo de caso das exportações de soja e milho. 2017. Disponível em: <http://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/infoteca/handle/doc/1085461>. Acesso em: 26 jun. 2026.

CCEE. Metodologia de Preços - PLD. 2026a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 19 jun. 2026.

CCEE. InfoMercado: Dados Individuais. 2026b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>. Acesso em: 19 jun. 2026.

CE. Energy Efficiency Directive. Bruxelas. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-directive_en. Acesso em: 3 maio. 2026.

CE. Renewable Energy Directive. Bruxelas. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en?prefLang=pt. Acesso em: 1 maio. 2026a

CE. EU Reference Scenario 2020. Bruxelas. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2020_en?prefLang=pt. Acesso em: 3 maio. 2026b.

CEPEA/ESALQ. INDICADOR DO MILHO ESALQ/BM&FBOVESPA. 2026a. Disponível em: <https://www.cepea.org.br/br/indicador/milho.aspx>. Acesso em: 23 mar. 2026.

CEPEA/ESALQ. Preços Agropecuários - Etanol. 2026b. Disponível em: <https://www.cepea.org.br/br/indicador/etanol.aspx>.

CGP. Alcooduto De R\$ 22 Bilhões Liga Sinop A Paulínia E Promete Salto Logístico Do Etanol De Milho Em Mato Grosso Com 2,1 Mil Km, Alta Capacidade E Integração Com BR-163 E Novos Modais. 2026. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/alcooduto-de-r-22-bilhoes-liga-sinop-a-paulinia-e-promete-salto-logistico-do-etanol-de-milho-em-mato-grosso-com-21-mil-km-alta-capacidade-e-integracao-com-br-163-e-novos-modais/>. Acesso em: 31 maio. 2026.

CHAVES, Léo Ramos. Novas matérias-primas diversificam a produção de etanol no país. 2026. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/novas-materias-primas-diversificam-a-producao-de-etanol-no-pais/>. Acesso em: 25 jun. 2026.

CHIAPPINI, Gabriel. FS estuda novo poço de armazenamento de CO2 e produção de combustíveis avançados . 2025. Disponível em: <https://eixos.com.br/combustiveis-e-bioenergia/fs-estuda-novo-poco-de-armazenamento-de-carbono/>. Acesso em: 17 jun. 2026.

CHIAPPINI, Gabriel. Acelen garante US\$ 1,5 bi e bate o martelo para construção de planta de SAF na Bahia. 2026. Disponível em: <https://eixos.com.br/combustiveis-e-bioenergia/biocombustiveis/acelen-garante-us-15-bi-e-bate-o-martelo-para-construcao-de-planta-de-saf-na-bahia/>. Acesso em: 10 jun. 2026.

CIBIOGAS. **Foz do Iguaçu recebe a primeira planta de produção de petróleo sintético a partir de biogás do Brasil**. 2024. Disponível em: <https://cibiogas.org/noticias/foz-do-iguacu-recebe-a-primeira-planta-de-producao-de-petroleo-sintetico-a-partir-de-biogas-do-brasil/>. Acesso em: 3 abr. 2025.

CIBIOGÁS. **Panorama do Biogás no Brasil 2025**. Foz do Iguaçu, PR: CIBiogás, 2026.

CNN. **Tarifação dos EUA: Relembre linha do tempo e como Brasil foi afetado**. São Paulo. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/macroeconomia/tarifaco-dos-eua-relembre-linha-do-tempo-e-como-brasil-foi-afetado/>. Acesso em: 22 abr. 2026.

CNPE. **Resolução nº 03, de 21 de setembro de 2015. Autoriza e define diretrizes para comercialização e uso voluntário de biodiesel**. 2015.

CNPE. **Resolução nº 14, de 9 de dezembro de 2020. Estabelece as diretrizes para a comercialização de biodiesel em todo território nacional, e dá outras providências**. 2020.

CNPE. **Resolução nº 03, de 20 de março de 2023. Altera a Resolução CNPE nº 16, de 29 de outubro de 2018, que dispõe sobre a evolução da adição obrigatória de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, e dá outras providências**. 2023.

CNPE. **Resolução nº 14, de 10 de dezembro de 2024. Define as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024>. Acesso em: 19 maio. 2025.

CNPE. **Resolução nº 21, de 23/12/2025. Define as metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis**. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025>. Acesso em: 10 jun. 2026.

COCAL. **Siemens Brasil, Cocal e GIZ firmam parceria de estudo para produzir hidrogênio verde e combustíveis sintéticos em usina de etanol à base de cana-de-açúcar**. 2026. Disponível em: <https://www.cocal.com.br/noticias/inovacao/siemens-brasil-cocal-e-giz-firmam-parceria-de-estudo-para-produzir-hidrogenio-verde-e-combustiveis-sinteticos-em-usina-de-etanol-a-base-de-cana-de-acucar/>. Acesso em: 17 jun. 2026.

CONAB. **Levantamentos de Safra: cana-de-açúcar. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. 2026a. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras>.

CONAB. **Comunicação Pessoal**. 2026b.

CONAB. **Acompanhamento da Safra Brasileira. Séries Históricas. Milho**. 2026c. Disponível em: <https://www.gov.br/conab/pt-br/atuacao/informacoes-agropecuarias/safras/safra-de-graos/boletim-da-safra-de-graos>. Acesso em: 26 abr. 2026.

CONAB. **Produção Agrícola - Safras - Estimativas - Grãos**. 2026d. Disponível em: <https://portaldeinformacoes.conab.gov.br/safra-estimativa-de-evolucao-graos.html>. Acesso em: 21 maio. 2026.

CONFAZ/MF. **CONVÊNIO ICMS Nº 126, DE 30 DE OUTUBRO DE 2024. Altera o Convênio ICMS nº 199, de 22 de dezembro de 2022, que dispõe sobre o regime de tributação monofásica do ICMS a ser aplicado nas operações com combustíveis nos termos da Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022, e estabelece procedimentos para o controle, apuração, repasse e dedução do imposto**. 2024a. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2024/CV126_24. Acesso em: 22 jul. 2026.

CONFAZ/MF. **CONVÊNIO ICMS Nº 127, DE 30 DE OUTUBRO DE 2024. Altera o Convênio ICMS nº 15, de 31 de março de 2023, que dispõe sobre o regime de tributação monofásica do ICMS a ser aplicado nas operações com gasolina e etanol anidro combustível, nos termos da Lei Complementar nº 192, de 11 de março de 2022, e estabelece procedimentos para o controle, apuração, repasse e dedução do imposto**. 2024b. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2024/CV127_24. Acesso em: 22 jul. 2026.

CONFAZ/MF. **Atos CONTEPE/PMPF**. 2026a.

CONFAZ/MF. **Alíquotas e reduções de base de cálculo nas operações internas dos Estados e do Distrito Federal**. 2026b.

CORREIO DA MANHÃ. **Alcoolduto de R\$ 22 bilhões tem Paulínia como destino**. 2026. Disponível em: <https://www.correiodamanha.com.br/nacional/sao-paulo/campinas/regiao-de-campinas/2026/04/280667-alcoolduto-de-rs-22-bilhoes-tem-paulinia-como-destino.html>. Acesso em: 31 maio. 2026.

COSECANA. **Circulares CONSECANA**. 2022.

COUTO, Fabio. **Acelen Renováveis e Trafigura fecham contrato para fornecimento de matéria prima e SAF**. 2026. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2026/06/24/acelen-renovaveis-e-trafigura-fecham-contrato-para-fornecimento-de-materia-prima-e-saf.ghml>. Acesso em: 24 jun. 2026.

CPG. **Brasil e China firmam acordo para desenvolver combustível sustentável de aviação (SAF), promovendo inovação, descarbonização e parcerias estratégicas no setor aéreo internacional**. Macaé. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/brasil-e-china-firmam-acordo-para-desenvolver-combustivel-sustentavel-de-aviacao-saf-promovendo-inovacao-descarbonizacao-e-parcerias-estrategicas-no-setor-aereo-internacional-hl1402/>. Acesso em: 10 abr. 2026.

CRUZ, Delcy. **Nordeste deve ganhar primeira biorrefinaria de bambu para etanol 2G das Américas**. 2025. Disponível em: <https://jornalcana.com.br/industria/etanol/nordeste-deve-ganhar-primeira-biorrefinaria-de-bambu-para-etanol-2g-das-americas/>. Acesso em: 13 maio. 2026.

CTC. **Comunicação Pessoal**. 2026.

DATAGRO. **Balanco de O&D de Açúcar e Etanol do Brasil em 25/26**. 2026a. Disponível em: Disponível em: <https://www.datagro.com/>.

DATAGRO. **Balanco Mundial de Açúcar**. 2026b. Disponível em: <http://www.datagro.com/>.

DOE/AFDC. **Alternative Fuels Data Center: Ethanol Blends**. Washington DC. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/fuels/ethanol-blends>. Acesso em: 21 abr. 2026a.

DOE/AFDC. **Alternative Fuels Data Center: Ethanol Codes, Standards, and Safety**. Washington DC. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/fuels/ethanol-codes>. Acesso em: 21 abr. 2026b.

DOE/AFDC. **Alternative Fuels Data Center: Biodiesel Blends**. Washington DC. Disponível em: <https://afdc.energy.gov/fuels/biodiesel-blends>. Acesso em: 22 abr. 2026c.

DROSG, B.; FUCHS, W.; AL SEADI, T.; MADSEN, M.; LINKE, B. **Nutrient recovery by biogas digestate processing**. 2015. Disponível em: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2015/08/NUTRIENT_RECOVERY_RZ_web2.pdf.

EEX. **Additional Environmentals Data**. 2026. Disponível em: <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub/environmentals-data>. Acesso em: 25 maio. 2026.

EIA. **Monthly Energy Review: Renewable Energy. Total Energy Data**. Washington DC. Disponível em: www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/index.cfm. Acesso em: 17 abr. 2026.

EIXOS. **MME vai ao STJ para suspender liminares contra metas do RenovaBio**. 2025. Disponível em: <https://eixos.com.br/newsletters/comece-seu-dia/mme-vai-ao-stj-para-suspender-liminares-contra-metas-do-renovabio/>. Acesso em: 25 maio. 2025.

EMBRAPA. **Biodigestores modelo indiano: análise da transferência de tecnologia com base no perfil ambiental, produtivo e social**. Concórdia, SC: Embrapa Suínos e Aves, 2003.

EMBRAPA. **Milho segunda safra: a bola da vez**. 2015. Disponível em: <https://www.embrapa.br/en/busca-de-noticias/-/noticia/5051619/milho-segunda-safra-a-bola-da-vez>. Acesso em: 27 maio. 2026.

EMBRAPA. **Milho Safrinha**. 2021. Disponível em: https://www.embrapa.br/en/agencia-de-informacao-tecnologica/cultivos/milho/producao/sistemas-diferenciais-de-cultivo/milho-safrinha?_82_languageld=pt_BR. Acesso em: 27 maio. 2026.

ENBPAR. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. 2026. Disponível em: <https://proinf.enbpar.gov.br/>. Acesso em: 19 jun. 2026.

ENERGIS8. **Comunicação Pessoal**. 2026

ENERGISA. **Grupo Energisa anuncia início da produção e comercialização de biometano na maior usina de Santa Catarina**. 2026. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/noticias/energisa-5d/grupo-energisa-anuncia-inicio-da-producao-e-comercializacao-de-biometano-na>. Acesso em: 22 jul. 2026.

EPA. **Final Renewable Fuel Standards for 2026 and 2027**. Washington DC. Disponível em: <https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard/final-renewable-fuel-standards-2026-and-2027>. Acesso em: 17 abr. 2026.

EPE. **Guia de referência para encaminhamento de projetos de produção e uso de biodiesel e etanol ao mecanismo de desenvolvimento limpo - MDL**. 2009. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-304/EPE%20-%203%C2%BA%20Biocombust%C3%ADveis%20x%20MDL[1].pdf. Acesso em: 9 jun. 2025.

EPE. **Roadmap do Transporte Aquaviário**. 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Roadmap-do-Transporte-Aquaviario.aspx>. Acesso em: 11 maio. 2025.

EPE. **Combustível do Futuro: principais destaques da Lei nº 14.993**. 2024b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-873/topico-745/Caderno%20EPE_Combust%C3%ADvel%20do%20Futuro.pdf. Acesso em: 22 jul. 2026.

EPE. **Análise de Conjuntura de Biocombustíveis - 2024**. 2025a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-904/NT-EPE-DPG-SDB-2025-06_An%C3%A1lise%20de%20Conjuntura_Ano%20base%202024.pdf. Acesso em: 14 maio. 2026.

EPE. **Plano Indicativo de Oleodutos – Ciclo 2025**. 2025b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-905/NT-EPE-DPG-SDB-2026-02_PIO.pdf. Acesso em: 14 jun. 2026.

EPE. **Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil e sinergia com o diesel verde**. 2025c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/combustiveis-sustentaveis-de-aviacao-no-brasil-e-sinergia-com-o-diesel-verde>. Acesso em: 28 jan. 2026.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2035**. 2025d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202035_Relat%C3%B3rio%20Final_Aprovado.pdf. Acesso em: 28 jul. 2026.

EPE. **Resíduos rurais e o consumo de combustíveis**. 2025e. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-372/topico-679/SEE_2025_FactSheet_SIEnergia_Biometano.pdf.

EPE. **Balanco Energético Nacional – BEN 2026**. 2026a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2026>. Acesso em: 7 jun. 2026.

EPE. **Entendendo a Formação dos Preços Finais de Combustíveis no Brasil**. 2026b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-413/topico-594/Entendendo%20a%20Forma%C3%A7%C3%A3o%20dos%20Pre%C3%A7os%20de%20Combust%C3%ADveis_Fevereiro%202026.pdf. Acesso em: 22 jul. 2026.

EPE. **Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano - PNIIGB**. 2026c. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-875/topico-777/Plano%20Nacional%20Integrado%20das%20Infraestruturas%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20e%20Biometano%20\(Vers%C3%A3o%20para%20Consulta%20P%C3%ABlica\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-875/topico-777/Plano%20Nacional%20Integrado%20das%20Infraestruturas%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20e%20Biometano%20(Vers%C3%A3o%20para%20Consulta%20P%C3%ABlica).pdf). Acesso em: 29 jun. 2026.

EPE. **SI Energia: Sistema de Informações para Energia**. 2026d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sienergia-sistema-de-informacoes-para-energia>. Acesso em: 28 jul. 2026.

EUA. **Energy Independence and Security Act of 2007**. 2007. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/110th-congress/house-bill/6?q=%7B%22search%22%3A%22energy+independence+and+security+act%22%7D&s=5&r=1>. Acesso em: 14 jan. 2025.

EUA. **Inflation Reduction Act of 2022**. 2022. Disponível em: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>. Acesso em: 8 maio. 2025.

EUA. **Executive Order 14,257 - Regulating Imports with a Reciprocal Tariff to Rectify Trade Practices that Contribute to Large and Persistent Annual United States Goods Trade Deficits**. 2025a. Disponível em: <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/04/regulating-imports-with-a-reciprocal-tariff-to-rectify-trade-practices-that-contribute-to-large-and-persistent-annual-united-states-goods-trade-deficits/>. Acesso em: 21 abr. 2026.

EUA. **Executive Order 14,323 - Addressing Threats to the United States by the Government of Brazil**. 2025b. Disponível em: <https://www.federalregister.gov/documents/2025/08/05/2025-14896/addressing-threats-to-the-united-states-by-the-government-of-brazil>. Acesso em: 21 abr. 2026.

EURACTIV. **RePowerEU: Biofuels play a strategic role in boosting Europe's energy independence**. 2022. Disponível em: <https://www.euractiv.com/opinion/repowereu-biofuels-play-a-strategic-role-in-boosting-europes-energy-independence/>. Acesso em: 3 maio. 2026.

EUROSTAT. **Supply, transformation and consumption of renewables and wastes**. 2026. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_rw/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quant.nrg_cb. Acesso em: 4 maio. 2026.

EY. **Global consumers driven back to ICE vehicles as EV enthusiasm cools: EY research**. 2026. Disponível em: https://www.ey.com/en_gl/newsroom/2025/12/global-consumers-driven-back-to-ice-vehicles-as-ev-enthusiasm-cools-ey-research. Acesso em: 17 maio. 2026.

FAO. **Bioenergy and biogas**. 2025. Disponível em: <https://www.fao.org/energy/bioenergy/bioenergy-home/en/>. Acesso em: 22 jul. 2026.

FAVA-NEVES, M. et Al. **Etanol de Milho: Cenário Atual e Perspectivas para a Cadeia no Brasil**. 2021. Disponível em: https://www.sna.agr.br/wp-content/uploads/2021/05/Etanol-de-Milho-no-Brasil-Fava-Neves-et-al-2021_compressed.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025.

FECOMBUSTÍVEIS. **Carga Tributária**. 2026. Disponível em: <https://www.fecombustiveis.org.br/tributacao>. Acesso em: 3 maio. 2026.

FENABRAVE. **Emplacamentos** - 2023. 2024. Disponível em: <https://www.fenabreve.org.br/portaltv2/Conteudo/emplacamentos>. Acesso em: 25 jun. 2026.

FENABRAVE. **Anuário** FENABRAVE 2025. São Paulo. Disponível em: <https://www.fenabreve.org.br/anuarios/Anuario2025.pdf>. Acesso em: 16 maio. 2026.

FENAUTO. **Press releases**. 2026. Disponível em: <https://www.fenauto.org.br/news/mercado-de-veiculos-usados-bate-recorde-historico-de-vendas>. Acesso em: 24 maio. 2026.

FERNANDES, E. A.; LEITE, G. B. **Atuação dos projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo para o desenvolvimento sustentável no Brasil**. 2021. DOI: 10.1590/0101-31572021-3168. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/0101-31572021-3168>.

FIPE. **Preço Médio dos Veículos**. 2026. Disponível em: <https://veiculos.fipe.org.br/>. Acesso em: 25 jun. 2026.

FLOSS, Luiz Gustavo. **Propostas para o Desenvolvimento das Culturas Oleaginosas no Brasil (2025-2035)**. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/camaras-setoriais-tematicas/documentos/camaras-setoriais/oleaginosas-e-biodiesel/2025/57a-ro-04-11-2025/apresentacao-luiz-floss-apresentacao-gt-oleaginosas.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2026.

FROTA&CIA. **Preço do diesel termina 2025 com leve recuo**. 2026. Disponível em: <https://frotacia.com.br/preco-diesel-2025-iptl/>.

G1 RN. **Primeira unidade piloto de produção de combustível sustentável de aviação no Brasil é inaugurada em Natal**. 2023. Disponível em: <https://g1.globo.com/rn/rio-grande-do-norte/noticia/2023/09/06/primeira-unidade-piloto-de-producao-de-combustivel-sustentavel-de-aviacao-no-brasil-e-inaugurada-em-natal.ghtml>. Acesso em: 3 abr. 2025.

GBA. **Global Biofuels Alliance. Homepage**. 2026. Disponível em: <https://biofuelsalliance.com/>. Acesso em: 8 maio. 2026.

GEF BIOGÁS. **Cenário Foresight: Projeto GEF Biogás Brasil na cadeia de valor da agroindústria**. 2025. Disponível em: <https://www.gefbiogas.org.br/foresight.html>. Acesso em: 22 jul. 2026.

GLOBO. **Vendas de elétricos e híbridos sobem 26% em 2025, e crescem 10 vezes mais que o mercado**. 2026. Disponível em: <https://g1.globo.com/carros/noticia/2026/01/07/vendas-de-eletricos-e-hibridos-sobem-26percent-em-2025.ghtml>. Acesso em: 17 jun. 2026.

GOV.BR. **CNPE cria Grupo de Trabalho para diversificar matérias-primas e incluir agricultores familiares e pequenos produtores na produção de biocombustíveis**. 2025a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-cria-grupo-de-trabalho-para-diversificar-materias-primas-e-incluir-agricultores-familiares-e-pequenos-produtores-na-producao-de-biocombustiveis#:~:text=O%20Conselho%20Nacional%20de%20Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A9tica%20%28CNPE%29%20aprovou%2C,familiares%20e%20pequenos%20produtores%20na%20produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20biocombust%C3%ADveis>. Acesso em: 2 jun. 2025.

GOV.BR. **Chamada pública para seleção de hubs de hidrogênio de baixa emissão de carbono para descarbonização da indústria brasileira**. 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/programa-nacional-do-hidrogenio-1/iii-planejamento-energetico/chamada-publica-de-hubs-de-h2>. Acesso em: 25 jun. 2026.

GOV.BR. **CNPE aprova elevação do teor de etanol anidro na gasolina para 32%**. 2026. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/radioagencia-nacional/economia/audio/2026-06/governo-vai-propor-alteracao-na-mistura-do-etanol-na-gasolina-para-32>. Acesso em: 9 jun. 2026.

GUIA MARÍTIMO. **BNDES e Finep Lançam Chamada Pública de R\$ 6 Bilhões para Desenvolvimento de Biorrefinarias e Combustíveis Sustentáveis**. 2024. Disponível em: <https://www.guiamaritimo.com.br/noticias/logistica/bndes-finep-chamada-publica-6-bilhoes-desenvolvimento-biorrefinarias-combustiveis-sustentaveis>. Acesso em: 11 maio. 2025.

HERBES, C.; ROTH, U.; WULF, S.; DAHLIN, J. **Economic assessment of different biogas digestate processing technologies: a scenario-based analysis**. 2020. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.120282. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120282>.

IBGE. **Deslocamentos para trabalho e para estudo: resultados preliminares da amostra**. Brasília. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/44713-automovel-e-o-meio-de-transporte-mais-utilizado-no-deslocamento-para-o-trabalho>. Acesso em: 10 jun. 2026.

IBGE. **Indicadores Econômicos do Brasil 2025**. 2026. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/trabalho/43806-indicadores-economicos-do-brasil.html>. Acesso em: 10 jul. 2026.

ICAO. **SAF Conversion processes**. 2026. Disponível em: <https://www.icao.int/SAF/saf-conversion-processes>. Acesso em: 25 jun. 2026.

ICAP. **Allowance Price Explorer**. 2026. Disponível em: <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>. Acesso em: 25 maio. 2026.

IEA. **What Next for the Global Car Industry? An Energy Technology Perspectives Special Report**. . Paris. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/0b32e014-f1c6-43f6-9c9f-ee9bfc8c2e65/Whatnextfortheglobalcarindustry.pdf>. Acesso em: 12 jul. 2026.

IEA. **Global EV outlook 2026 - Growing sales amid an energy crisis**. Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2026>. Acesso em: 6 jul. 2026.

IEDI. **15º Plano Quinquenal da China (2026-2030): modernização industrial e autossuficiência tecnológica**. São Paulo. Disponível em: https://www.iedi.org.br/artigos/top/estudos_industria/20260424_plano_quinq_china.html. Acesso em: 6 maio. 2026.

IMO. **The IMO Net-Zero Framework - FAQs**. 2025. Disponível em: <https://www.imo.org/en/mediacentre/hottopics/pages/faqs-the-imo-net-zero-framework.aspx>. Acesso em: 25 jun. 2026.

INNAMA. **Lixões clandestinos crescem na Inglaterra e revelam crise no descarte de resíduos**. 2025. Disponível em: <https://innama.org/lixoes-clandestinos-crescem-na-inglaterra-e-revelam-crise-no-descarte-de-residuos/>. Acesso em: 22 jul. 2026.

IPCC. **IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: volume 2, Energy**. 2006. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>. Acesso em: 28 jan. 2025.

ISCC. **ISCC: homepage. International Sustainability & Carbon Certification**. 2026. Disponível em: <https://www.iscc-system.org/>. Acesso em: 11 jul. 2026.

LOGUM. **O Sistema Logum**. 2026a. Disponível em: <https://www.logum.com.br/O-Sistema-Logum>. Acesso em: 5 maio. 2026.

LOGUM. **Histórico de Entradas e Saídas**. 2026b. Disponível em: <https://www.logum.com.br/Servi%C3%A7os-e-Tarifas>. Acesso em: 11 maio. 2026.

MACHADO, Nayara. **Pernambuco firma acordo com European Energy para instalação de indústria de e-metanol em Suape**. 2024a. Disponível em: <https://eixos.com.br/hidrogenio/pernambuco-firma-acordo-com-european-energy-para-instalacao-de-industria-de-e-metanol-em-suape/>. Acesso em: 24 jun. 2026.

MACHADO, Nayara. **De olho no SAF, Geo e agência alemã inauguram escritório em São Paulo**. 2024b. Disponível em: <https://eixos.com.br/gas-natural/biogas/de-olho-no-saf-geo-e-agencia-alema-inauguram-escritorio-em-sao-paulo/>. Acesso em: 3 abr. 2025.

MACHADO, Nayara. **A aposta chinesa no SAF de cana do Brasil**. 2025. Disponível em: <https://eixos.com.br/newsletters/dialogos-da-transicao/a-aposta-chinesa-no-saf-de-cana-do-brasil/>. Acesso em: 11 jun. 2026.

MAPA. **Sustentabilidade/Agroenergia.** 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia>. Acesso em: 17 fev. 2025.

MAPA. **Comunicação Pessoal.** 2026b.

MCKINSEY & COMPANY. **The future of affordable EVs: Breakthroughs in battery pack costs.** 2026. Disponível em: https://www.mckinsey.com/features/mckinsey-center-for-future-mobility/our-insights/the-future-of-affordable-evs-breakthroughs-in-battery-pack-costs#/. Acesso em: 25 jun. 2026.

MCKINSEY&COMPANY. **The Inflation Reduction Act: Here's what's in it.** 2022. Disponível em: https://www.mckinsey.com/industries/public-sector/our-insights/the-inflation-reduction-act-heres-whats-in-it#/. Acesso em: 5 maio. 2024.

MCTI. **Primeiro relatório bienal de transparência à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima.** 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/relatorios-bienais-de-transparencia-btrs/Relatorio_delnventario_NacionalNIR_2024_PORT.pdf. Acesso em: 8 maio. 2026.

MCTI. **Aprimoramento na publicação dos fatores de emissão (FE) de CO₂ do Sistema Interligado Nacional (SIN).** 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/paginas/NT_FE_jun25.pdf. Acesso em: 8 maio. 2026.

MCTI. **Fatores de emissão de CO₂ para utilizações que necessitam do fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional.** 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>. Acesso em: 11 maio. 2026.

MDA. **Lista das empresas produtoras de biodiesel detentoras do Selo Biocombustível Social.** 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mda/pt-br/acesso-a-informacao/acoes-e-programas/programas-projetos-acoes-obras-e-atividades/selo-biocombustivel-social/o-que-e>. Acesso em: 11 maio. 2026.

MDIC. **Plano de Ação 2024-2026 da Nova Indústria Brasil (NIB).** 2025a. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/composicao/se/cndi>. Acesso em: 10 jun. 2026.

MDIC. **Alckmin destaca carro sustentável, redução de custos, transparência e comércio exterior.** 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2025/dezembro/2025-alckmin-destaca-carro-sustentavel-reducao-de-custos-transparencia-e-comercio-exterior>. Acesso em: 11 jun. 2026.

MDIC. **Estatísticas de Comércio Exterior.** 2026. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/homec>. Acesso em: 5 maio. 2026.

MDS. **VIS DATA 3: Programa Gás do Povo.** 2026. Disponível em: <https://aplicacoes.cidadania.gov.br/vis/data3/v.php>. Acesso em: 1 jul. 2026.

ME. **Estatísticas de Comércio Exterior.** 2026. Disponível em: <https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: 11 maio. 2026.

MEDEIROS, Valdemar. **Brasil pode virar potência mundial do combustível verde de aviação: JetBio planeja erguer a maior fábrica comercial de SAF do planeta, com 1 bilhão de litros por ano a partir do etanol nacional, 90% da produção para exportação e operação prevista para 2030.** 2026. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/brasil-pode-ganhar-a-maior-fabrica-de-combustivel-sustentavel-de-aviacao-do-mundo-jetbio-planeja-produzir-1-bilhao-de-litros-de-saf-por-ano-vml97/>. Acesso em: 11 jun. 2026.

MELLO, Alessandra. **Uisa tem plano de investimentos de até R\$ 3 bilhões, incluindo etanol de milho e BECCS.** 2025. Disponível em: <https://agfeed.com.br/negocios/o-plano-e-os-diferenciais-da-uisa-antiga-usina-itamarati-para-investir-ate-r-3-bilhoes/>. Acesso em: 14 jun. 2026.

MFAZ. **Eco Invest Brasil.** 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/tesouronacional/pt-br/fomento-ao-investimento/eco-invest-brasil/capa>. Acesso em: 8 jun. 2026.

MFAZ. **Portaria MF Nº 1.496, de 25 de maio de 2026. Estabelece o valor da subvenção econômica da Gasolina "A", para fins do disposto no Art. 1º da Medida Provisória nº 1.358, de 13 de maio de 2026.** 2026. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-mf-n-1.496-de-25-de-maio-de-2026-707808446>. Acesso em: 30 jun. 2026.

MME. **Ministro assina portaria que autoriza utilização de debêntures incentivadas pelo setor de petróleo, gás e biocombustível.** 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministro-assina-portaria-que-autoriza-utilizacao-de-debentures-incentivadas-pelo-setor-de-petroleo-gas-e-biocombustiv-1s>. Acesso em: 13 maio. 2020.

MME. **Portaria Normativa nº 37/GM/MME, de 20 de março de 2022.** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-ainformacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-37-gm-mme-2022.pdf/view>. Acesso em: 14 mar. 2024.

MME. **Portaria Normativa GM/MME nº 93, de 10 de dezembro de 2024.** 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2024/portaria-normativa-gm-mme-n-93-2024.pdf>. Acesso em: 31 jul. 2025.

MME. **RenovaBio - Relatório Anual Balanço 2025.** 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/renovabio-1/relatorios-anuais-do-renovabio/relatorio-anual-renovabio-2025>. Acesso em: 9 jun. 2026.

MME. **Lei nº 15.348, de 13 de fevereiro de 2026.** 2026b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2026/lei/l15348.htm.

MOBIAUTO. **Em terra de preços altos e baixa renda, preço médio dos carros chega a R\$ 175.000.** 2026. Disponível em: <https://www.mobiauto.com.br/revista/em-terra-de-precos-altos-e-baixa-renda-preco-medio-dos-carros-chega-a-r-175-000/10204>. Acesso em: 1 jun. 2026.

MÖLLER, K.; MÜLLER, T. **Effects of anaerobic digestion on digestate nutrient availability and crop growth: a review.** 2012.

MOREIRA, Talita. **Americana Summit planeja produzir SAF de etanol no Brasil.** 2026. Disponível em: <https://globo rural.globo.com/biocombustiveis/noticia/2026/05/americana-summit-planeja-produzir-saf-de-etanol-no-brasil.gh.html>. Acesso em: 11 jun. 2026.

NOVACANA. **Empresa promete investimento de R\$ 2 bilhões para produzir SAF no interior de São Paulo.** 2024. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/empresa-promete-investimento-r-2-bilhoes-produzir-saf-interior-sao-paulo-210324>. Acesso em: 11 jun. 2026.

NOVACANA. **Aumento da demanda global e uso crescente de etanol impulsionam os preços do milho.** 2025a. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/aumento-demanda-global-uso-crescente-de-etanol-impulsionam-precos-do-milho-130325>. Acesso em: 27 maio. 2026.

NOVACANA. **Be8 fecha parceria com Air Liquide para comercialização de CO2 biogênico.** 2025b. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/be8-fecha-parceria-air-liquide-comercializacao-co2-biogenico-021225>. Acesso em: 14 jun. 2026.

NOVACANA. **Pela primeira vez no ano, CBios ficam abaixo de R\$ 30.** 2025c. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/noticias/regulacao/rbio/pela-primeira-vez-no-ano-cbios-ficam-abaixo-de-r-30-181225>. Acesso em: 21 maio. 2026.

NOVACANA. **Raízen encerra operação de planta de etanol de 2ª geração em Piracicaba (SP).** 2025d. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/raizen-encerra-operacao-planta-etanol-2-geracao-piracicaba-sp-200125>. Acesso em: 17 mar. 2025.

NOVACANA. **Avanço das usinas de etanol de milho fomenta alta no cultivo de sorgo.** 2026a. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/avanco-usinas-etanol-milho-fomenta-alta-cultivo-sorgo-120126>. Acesso em: 26 maio. 2026.

NOVACANA. **Inpasa e FS embarcam as primeiras cargas de DDGS do Brasil para a China.** 2026b. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/inpasa-primeira-exportacao-ddgs-milho-brasil-china-breve-040226>. Acesso em: 26 maio. 2026.

NOVACANA. **Inpasa envia primeira carga de DDG de milho brasileiro à China.** 2026c. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/brasil-envia-primeira-carga-ddg-milho-china-200226>. Acesso em: 26 maio. 2026.

NOVACANA. **Ações de usinas de etanol sobem após acordo UE-Mercosul.** Curitiba. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/acoes-usinas-etanol-sobem-acordo-ue-mercosul-120126>. Acesso em: 16 abr. 2026d.

NOVACANA. **Geo faz acordo com empresa texana para produção de SAF com biogás de cana brasileiro.** 2026e. Disponível em: <https://www.novacana.com/noticias/geo-acordo-empresa-texana-para-producao-de-saf-biogas-cana-brasileiro-040326>. Acesso em: 25 jun. 2026.

PARLAMENTO EUROPEU; CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA. **Regulamento (UE) 2019/1009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019.** 2019. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32019R1009>. Acesso em: 29 jul. 2026.

PETROBRAS. **Petrobras sobre estratégia comercial de diesel e gasolina.** 2023. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/ecfc4c78-c016-bd34-bdc6-9aeb2850a013?origin=1>. Acesso em: 19 jun. 2025.

PETROBRAS. **Plano de Negócios Petrobras 2025-2029.** PETROBRAS, [S. l.], 2024. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4c9eccc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82?origin=2>. Acesso em: 5 maio. 2025.

PETROBRAS. **Preço médio da Gasolina no Brasil.** 2026a.

PETROBRAS. **Plano de Negócios Petrobras 2026-2030.** 2026b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em: 9 jun. 2026.

PNUD, IPEA, FJP. **Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil 2013.** 2013. Disponível em: <https://www.undp.org/pt/brazil/desenvolvimento-humano/atlas-do-desenvolvimento-humano-no-brasil>. Acesso em: 2 jul. 2026.

PNUD. **Brasil alcança pela primeira vez patamar de muito alto desenvolvimento humano, aponta PNUD.** 2026. Disponível em: <https://www.undp.org/pt/brazil/desenvolvimento-humano/atlas-do-desenvolvimento-humano-no-brasil>. Acesso em: 27 jul. 2026.

POLETTI, Luma. **Riograndense recebe primeira autorização para biorrefino de gás de cozinha.** 2026. Disponível em: <https://eixos.com.br/combustiveis-e-bioenergia/riograndense-recebe-primeira-autorizacao-para-biorrefino-de-gas-de-cozinha/>. Acesso em: 21 jun. 2026.

PORTO, Gustavo. **CEO da Raízen congela E2G e fala em “senso de urgência” para “voltar ao equilíbrio”.** 2025. Disponível em: <https://agfeed.com.br/negocios/ceo-da-raizen-congela-e2g-e-fala-em-senso-de-urgencia-para-voltar-ao-equilibrio/>. Acesso em: 13 maio. 2026.

PORTO SUAPE. **Governo de Pernambuco anuncia nova fábrica de e-metanol de R\$ 2 bilhões no Complexo de Suape.** 2025. Disponível em: <https://www.suape.pe.gov.br/pt/noticias/1941-governo-de-pernambuco-anuncia-nova-fabrica-de-e-metanol-de-r-2-bilhoes-no-complexo-de-suape>. Acesso em: 14 jun. 2026.

RAÍZEN. **Raízen inaugura maior planta de etanol de segunda geração do mundo.** 2024. Disponível em: <https://www.raizen.com.br/sala-de-imprensa/raizen-inaugura-maior-planta-de-etanol-de-segunda-geracao-do-mundo>. Acesso em: 11 jun. 2024.

REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE. **Refinaria Riograndense contrata tecnologia para a Biorrefinaria.** 2024. Disponível em: https://www.refinariariograndense.com.br/site/Pages/refinaria/noticias/noticia_detalhe.aspx. Acesso em: 5 maio. 2025.

REVISTA LIDE. **Shell traça caminhos para o Brasil atingir metas climáticas e se coloca como liderança para a transformação energética.** 2024. Disponível em: <https://revistalide.com.br/revista-lide/noticias/economia-industria/forum-shell-traca-caminhos-para-o-brasil-atingir-metas-climaticas-e-se-coloca-como-lideranca-para-a-transformacao-energetica>. Acesso em: 2 jun. 2025.

RFA. **Ethanol Industry Outlook.** Ellisville MO. Disponível em: <https://ethanolrfa.org/resources/annual-industry-outlook>. Acesso em: 4 mar. 2026a.

RFA. **Nationwide E15 Sales Jump 23% In 2025, Setting New Record.** Ellisville. Disponível em: <https://ethanolrfa.org/media-and-news/category/blog/article/2026/04/nationwide-e15-sales-jump-23-in-2025-setting-new-record>. Acesso em: 17 abr. 2026b.

O GLOBO. **Petrobras terá primeira fábrica de metanol verde, combustível usado em navios, do Brasil.** 2024. Disponível em: <https://oglobo.globo.com/economia/negocios/noticia/2024/11/28/petrobras-tera-primeira-fabrica-de-metanol-verde-combustivel-usado-em-navios-do-brasil.ghtml>. Acesso em: 9 abr. 2025.

ROSA, L. P. ., OLIVEIRA, L. B. ., COSTA, A. O. ., PIMENTEIRA, C. A. ., & MATTOS, L. B. **Geração de Energia a partir de resíduos sólidos.** 2003.

ROTA VERDE. **Vast Infraestrutura e OceanPact iniciam testes com biocombustíveis no Porto do Açu.** 2025. Disponível em: <https://rotaverde.com.br/vast-infraestrutura-e-oceanpact-iniciam-testes-com-biocombustiveis-no-porto-do-acu/>. Acesso em: 25 jun. 2026.

SANEAMENTO AMBIENTAL. **Itaipu e CIBiogás reinauguram UD de biocombustíveis.** 2026. Disponível em: <https://saneamentoambiental.com.br/noticias/itaipu-e-cibiogas-reinauguram-ud-de-biocombustiveis>. Acesso em: 25 jun. 2026.

SCAVASSA, Isabele. **Programa BRAVE, da Unicamp, vence Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2025**. 2025.

SEMIL. **SP firma parceria para primeiro projeto-piloto de captura e armazenamento de carbono biogênico da cana-de-açúcar**. 2026. Disponível em: <https://semil.sp.gov.br/2026/06/sp-firma-parceria-para-primeiro-projeto-piloto-de-captura-e-armazenamento-de-carbono-biogenico-da-cana-de-acucar/>. Acesso em: 14 jun. 2026.

SENADO FEDERAL. **Governo reajusta salário mínimo com novo limite de ganho real**. 2025. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/radio/1/noticia/2025/01/02/governo-reajusta-salario-minimo-com-novo-limite-de-ganho-real>. Acesso em: 22 jul. 2026.

SENADO FEDERAL. **Sonhado há 30 anos, acordo Mercosul-UE entra em vigor**. 2026. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/noticias/infomaterias/2026/04/sonhado-ha-30-anos-acordo-mercosul-ue-entra-em-vigor>. Acesso em: 17 abr. 2026.

SHELL. **USP realiza testes da primeira planta de hidrogênio renovável a partir do etanol**. 2025. Disponível em: <https://www.shell.com.br/imprensa/press-releases-2025/USP-realiza-testes-da-primeira-planta-de-hidrogenio-renovavel-a-partir-do-etanol.html>. Acesso em: 20 maio. 2025.

SINDIPEÇAS. **Anuário 2026**. 2026. Disponível em: <https://www.sindipecas.org.br/home/>. Acesso em: 25 maio. 2026.

SUZANO. **Eletrobras e Suzano se unem para desenvolver mercado de produção de hidrogênio verde e combustíveis sintéticos**. 2024. Disponível em: <https://www.suzano.com.br/noticia/eletrobras-e-suzano-se-unem-para-desenvolver-mercado-de-producao-de-hidrogenio-verde-e-combustiveis-sinteticos>. Acesso em: 9 abr. 2025.

SUZANO. **Suzano tem case sobre gaseificação de biomassa reconhecido por organizações globais durante a COP30**. 2025. Disponível em: <https://www.suzano.com.br/noticia/suzano-gaseificacao-de-biomassa-premio-cop30>. Acesso em: 25 jun. 2026.

TEIXEIRA JUNIOR, Sérgio. **Na GranBio, o biometano toma o lugar do etanol de segunda geração**. 2025. Disponível em: <https://capitalreset.uol.com.br/transicao-energetica/na-granbio-o-biometano-toma-o-lugar-do-etanol-de-segunda-geracao/>. Acesso em: 13 maio. 2026.

TEIXEIRA JUNIOR, Sérgio. **O plano de US\$ 2 bi da JetBio para fazer SAF com etanol brasileiro - Leia mais em: <https://capitalreset.uol.com.br/transicao-energetica/biocombustiveis/o-plano-de-us-2-bi-da-jetbio-para-fazer-saf-com-etanol-brasileiro/>**. 2026a. Disponível em: <https://capitalreset.uol.com.br/transicao-energetica/biocombustiveis/o-plano-de-us-2-bi-da-jetbio-para-fazer-saf-com-etanol-brasileiro/>. Acesso em: 11 jun. 2026.

TEIXEIRA JUNIOR, Sérgio. **Com captura de CO₂, FS vai produzir etanol carbono negativo no MT**. 2026b. Disponível em: <https://capitalreset.uol.com.br/transicao-energetica/com-captura-de-co2-fs-vai-produzir-etanol-carbono-negativo-no-mt/>. Acesso em: 14 jun. 2026.

TOKARSKI, Jéssica. **UFPR integra consórcio paranaense que receberá recursos para produção de hidrogênio renovável**. 2025. Disponível em: <https://ufpr.br/ufpr-integra-consorcio-paranaense-que-recebera-recursos-para-producao-de-hidrogenio-renovavel/>. Acesso em: 25 jun. 2026.

UDOP. **Sistema de dutos de etanol da Logum inicia operação completa**. 2023.

UDOP. **Fórmulas e conversões utilizadas no setor sucroalcooleiro**. 2024.

UDOP. **ANP divulga “lista suja” com 33 distribuidoras inadimplentes com o RenovaBio**. 2025. Disponível em: <https://udop.com.br/noticia/2025/7/22/anp-divulga-lista-suja-com-33-distribuidoras-inadimplentes-com-o-renovabio>. Acesso em: 21 maio. 2026.

UNEM. **Fluxograma de massa e energia - Produtos**. 2026. Disponível em: <https://etanoldemilho.com.br/produtos/>.

UNICA. **Coletiva de Imprensa: análise da safra 2013/14**. 2013.

UNICA. **Comunicação pessoal**. 2014. Disponível em: União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia. Acesso em: 5 dez. 2024.

UNICA. **Comunicação pessoal**. 2017. Disponível em: União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia. Acesso em: 5 dez. 2024.

UNICA. **União da Indústria de Cana-de-Açúcar e Bioenergia**. 2026. Disponível em: <https://unicadata.com.br/>. Acesso em: 25 jan. 2026.

USDA. **Biofuels Annual: China**. Washington DC. Disponível em: <https://www.fas.usda.gov/data/gain/2025/08/china-biofuels-annual>. Acesso em: 9 dez. 2025a.

USDA. **Biofuels Annual: Indonesia.** Washington DC. Disponível em: <https://www.fas.usda.gov/data/gain/2025/08/indonesia-biofuels-annual>. Acesso em: 9 dez. 2025b.

USDA. **Sugar and Sweeteners Yearbook Tables.** 2026a. Disponível em: <https://www.ers.usda.gov/data-products/sugar-and-sweeteners-yearbook-tables>.

USDA. **India Biofuels Market - Opportunities and Challenges in a Changing Energy and Agricultural Landscape.** Washington DC. Disponível em: <https://www.fas.usda.gov/data/gain/2026/02/india-india-biofuels-market-opportunities-and-challenges-changing-energy-and-agricultural>. Acesso em: 24 maio. 2026b.

VN EXPRESS. **Indonesia to halt diesel imports amid shift to palm oil-based fuel.** Hanoi. Disponível em: <https://e.vnexpress.net/news/business/economy/indonesia-to-halt-diesel-imports-amid-shift-to-palm-oil-based-fuel-5065179.html>. Acesso em: 22 abr. 2026.

WBA. **Benchmarking internacional de políticas, regulamentações e tecnologias de biogás: como ele se compara ao panorama brasileiro.** 2026. Disponível em: https://www.worldbiogasassociation.org/wp-content/uploads/2026/03/2026_WBA-Biogas-Benchmarking-in-Brazil-ENG.pdf. Acesso em: 29 jul. 2026.