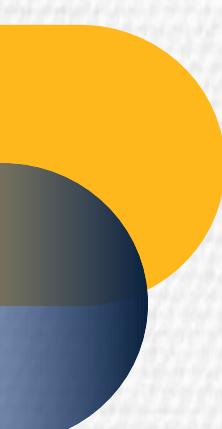




NOTA TÉCNICA

INVESTIMENTOS E CUSTOS OPERACIONAIS E DE MANUTENÇÃO NO SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEIS: 2026 - 2035



OUTUBRO DE 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Executiva

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica

Rafael Barros Araujo

Rachel Martins Henriques

Equipe Técnica

Ana Paula Oliveira Castro

Angela Oliveira da Costa

Bruna Souza Lopes Graça

Euler João Geraldo da Silva

Guilherme Correa Naresse

Juliana Pereira Targueta

Letícia Gonçalves Lorentz

Marina Damião Besteti Ribeiro

Paula Isabel da Costa Barbosa

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Rafael Belém Lavrador

Suporte Administrativo

Raquel Lopes Couto



VALOR PÚBLICO

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

COM ESTA NOTA TÉCNICA A EPE DIVULGA PREMISSAS E ESTIMATIVAS DE INVESTIMENTOS (CAPEX) E CUSTOS OPERACIONAIS E DE MANUTENÇÃO (OPEX) RELATIVOS AOS PRINCIPAIS BIOCOMBUSTÍVEIS PARA O PERÍODO 2026-2035.

ESTÃO INCLUÍDOS ETANOL, BIODIESEL, BIOMETANO, COMBUSTÍVEL SUSTENTÁVEL DE AVIAÇÃO (SAF) E DIESEL VERDE, ALÉM DE TÉCNICAS COMO O BIO-CCS.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretária de Geologia, Mineração e Transformação Mineral
Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Dias Dutra



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

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

■ Sumário

Introdução	4
1. Etanol.....	4
1.1. Etanol de cana-de-açúcar de primeira geração	4
1.2. Etanol lignocelulósico.....	5
1.3. Etanol de milho	5
1.4. Síntese dos investimentos em etanol	6
2. Biodiesel	7
3. Biometano	9
4. Combustível sustentável de aviação e diesel verde	10
4.1. Combustível sustentável de aviação	10
4.2. Diesel verde.....	11
5. Inovações e perspectivas futuras	12
5.1. Coprocessamento de óleo vegetal para setor	12
5.2. Captura e Armazenamento geológico de carbono biogênico (Bio-CCS)	12
6. Consolidação das estimativas de CAPEX e OPEX	13
Agradecimentos	14
Anexo	14
Referências bibliográficas.....	15

■ Lista de Ilustrações

Imagem 1 - Projetos para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF)	11
---	----

■ Lista de Gráficos

Gráfico 1 - CAPEX para etanol entre 2026 e 2035 (bilhões de R\$ e %)	6
Gráfico 2 - Trajetórias para a demanda de biodiesel.....	8
Gráfico 3 - CAPEX para biocombustíveis entre 2026 e 2035 (bilhões de R\$ e %)	13

■ Lista de Tabelas

Tabela 1 - Estimativa de CAPEX das usinas de cana de primeira geração	5
Tabela 2 - Estimativas de capacidade de produção adicional, CAPEX e OPEX para etanol.....	6
Tabela 3 - Estimativas de CAPEX e OPEX para biocombustíveis entre 2026 e 2035	13
Tabela 5 - Estimativas de CAPEX e OPEX para biocombustíveis entre 2025 e 2035	14

Introdução

A presente Nota Técnica tem por objetivo divulgar as premissas e estimativas de investimentos (CAPEX, *capital expenditure*) e custos operacionais e de manutenção (OPEX, *operational expenditure*) relativas aos biocombustíveis para o período 2026-2035. Estão incluídos etanol (cana-de-açúcar, milho e lignocelulósico – 2G), biodiesel, biometano, combustível sustentável de aviação (SAF, *sustainable aviation fuel*) e diesel verde, além do coprocessamento de óleo vegetal e de técnicas como o bio-CCS. Os valores de oferta e demanda dos biocombustíveis são referentes ao Caderno de Oferta de Biocombustíveis do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035) e ao cenário médio do documento Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto 2026-2035 (EPE, 2025a, 2025d).

De forma a ser comparável ao indicado no PDE 2035, são apresentados no anexo os valores relativos entre 2025 e 2035. A referência utilizada para os valores monetários foi dezembro de 2024, equivalente ao PDE 2035.

1. Etanol

A projeção da produção nacional de etanol alcançará 50,5 bilhões de litros em 2035, conforme EPE (2025a) e no cenário de crescimento médio apresentado em EPE (2025c)¹. Além da participação da cana de primeira geração, os volumes de etanol de milho e de etanol lignocelulósico atingirão, respectivamente, 16,3 bilhões e 1 bilhão de litros em 2035. A quantidade de cana destinada para a produção do biocombustível é estimada em 384,4 milhões de toneladas, sendo 52% do total colhido, sendo o restante destinado para a produção de açúcar.

1.1. Etanol de cana-de-açúcar de primeira geração

No período de estudo (2026-2035), estima-se a entrada de uma nova unidade (*greenfield*) de cana, que possui uma capacidade de produção de etanol² de 280 milhões de litros por ano (ANP, 2025a). Considera-se, também, a ampliação de capacidade de produção de etanol em 38 usinas existentes, totalizando 2,3 bilhões de litros por ano, conforme Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP (2025a).

Em 28 de março de 2025, a capacidade instalada nominal de moagem era de aproximadamente 840 Mtc (efetiva de cerca de 750 Mtc, com fator de capacidade de 90% da nominal), com capacidade nominal de produção de etanol de 48,3 bilhões de litros, considerando 200 dias de safra. No que se refere ao etanol de milho, a capacidade total de processamento de 21,9 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de 11,6 bilhões de litros³.

Para a avaliação dos investimentos necessários, considerou-se que as unidades seriam mistas (permitindo a produção de etanol e açúcar), com perfil tecnológico otimizado e tamanho médio de 4 milhões de toneladas de capacidade nominal de moagem de cana para unidades *greenfield*, com investimento médio de R\$ 730,1/tc⁴ (IBGE, 2025; FGV, 2025; LNBR, 2022). Já para a expansão de unidades existentes (*brownfield*), adotou-se um investimento médio de R\$ 293,0/tc (IBGE, 2025; FGV, 2025; LNBR,

¹ Para a projeção, considerou-se o percentual de mistura obrigatória do etanol anidro na gasolina C de 30%.

² Considera 200 dias de safra.

³ Por simplificação, essas unidades são analisadas em conjunto com as de milho. Adota-se um fator de capacidade de 96%.

⁴ O CAPEX foi dado por tonelada de cana, visto ser possível a destinação de parte do ATR para produzir açúcar, o que não ocorre nas unidades de E2G e etanol de milho.

2022). Tais valores consideram o arrendamento de terra, maquinário agrícola e a parte industrial com cogeração otimizada, conforme detalhado na Tabela 1.

Tabela 1 - Estimativa de CAPEX das usinas de cana de primeira geração

CAPEX	R\$ _(dez. 2024) / tc
Novas unidades (<i>Greenfield</i>)	730,1
Industrial (inclui cogeração otimizada)	574,1
Maquinário agrícola (inclui caminhões)	123,3
Arrendamento (região Centro-Oeste)	32,7
Expansão de usinas existentes (<i>Brownfield</i>)	293,0

Fonte: EPE com base em IBGE (2025), FGV (2025), LNBR (2022) e NOVACANA (2025a)

Dessa forma, os investimentos em capacidade industrial, somente para o etanol de cana de primeira geração, serão da ordem de R\$ 10 bilhões, dos quais cerca de R\$ 8 bilhões referem-se às expansões e o restante corresponde à unidade *greenfield*.

O custo da formação do canavial considerou a participação de cada região produtora (Centro-Sul e Nordeste) e seus custos relativos, registrados na safra 2024/25 (PECEGE, 2025). Assumiu-se também a proporção de 17% entre as áreas de cana planta (nova + renovada) e cana total. Desta forma, obteve-se um custo médio de aproximadamente R\$ 40,75/tc. O investimento em formação do canavial para o etanol foi estimado em R\$ 25,7 bilhões.

Em relação aos custos operacionais (OPEX), utilizou-se o indicador de 2,28 R\$/litro, com base em custos de biomassa (88%), custos industriais (12%) da região Centro-Sul, e produção de etanol por ano, o que resulta no valor total de R\$ 691,5 bilhões no período (PECEGE, 2025 e EPE, 2025b). O cálculo do OPEX considerou a cana destinada à produção de etanol de todas as unidades em operação a cada ano.

1.2. Etanol lignocelulósico

Para o etanol lignocelulósico (2G, segunda geração), considerou-se a entrada de nove unidades anexas às de primeira geração, com capacidade específica média de produção de etanol de 82 mil m³/ano no período de estudo, o que agregaria 738 mil m³ /ano no total. Para esses projetos, a biomassa utilizada é o bagaço de cana. A estimativa de investimentos tem como base os valores das unidades comerciais em operação no Brasil e os anúncios que vêm sendo realizados desde 2022 para projetos deste tipo, estabelecendo-se um fator de R\$ 16,92/litro (RAÍZEN, 2024a, 2024b; IBGE, 2025). Desta forma, os investimentos totalizam R\$ 12,5 bilhões entre 2026 e 2035.

Considera-se também o volume projetado para a produção de E2G, de 1 bilhão de litros em 2035 (EPE, 2025a). O custo operacional estimado, atualizado para dezembro de 2024, é de R\$ 1,96/litro (LNBR, 2022), o que leva a um OPEX de R\$ 8,3 bilhões.

1.3. Etanol de milho

Em relação ao etanol de milho (inclui soja e outros cereais, para simplificar a análise), estima-se um aumento da capacidade de produção de etanol em 6,7 bilhões de litros, considerando as ampliações e construções autorizadas pela ANP (vinte e duas unidades), além do indicativo de aumento de capacidade, seja por novas unidades ou por outras ampliações (seis projetos estimados em 2,2 bilhões de

litros no total), sendo que a maioria delas será *full*⁵ (ANP, 2025a). Dessa forma, serão agregados 6,7 bilhões de litros à capacidade de produção de etanol, que somados à capacidade instalada que já está em operação, sustentarão uma produção de 18,3 bilhões de litros em 2035.

O CAPEX para a implantação de uma usina *flex* é de R\$ 1,54/litro e, para uma usina *full*, é de R\$ 2,66/litro (LNBR, 2022; IBGE, 2025). O OPEX somente foi considerado para este último tipo de unidade e equivale a R\$ 1,94/litro (IBGE, 2025; NOVACANA, 2025a). Para a unidade *flex*, assumiu-se que esta despesa será alocada na unidade produtora de etanol de cana.

Desta forma, entre 2026 e 2035, o investimento estimado na construção de plantas de etanol de milho é da ordem de R\$ 17,8 bilhões e os custos operacionais de R\$ 274,6 bilhões.

1.4. Síntese dos investimentos em etanol

A Tabela 2 sintetiza os investimentos em etanol no período de 2026 a 2035, para unidades *brownfield* e *greenfield*.

Tabela 2 - Estimativas de capacidade de produção adicional, CAPEX e OPEX para etanol

ETANOL	Capacidade de produção adicional (milhões de litros)	CAPEX (R\$ Bilhões)	OPEX (R\$ Bilhões)
Etanol de Cana 1G	2.554,8	10,2	82,2
Formação do canavial	n/a	25,7	609,3
Etanol de Cana 2G	738,0	12,5	8,3
Etanol de Milho	6.697,8	17,8	274,6
TOTAL	9.990,6	66,2	974,3

Fonte: EPE com base em IBGE (2025), FGV (2025), LNBR (2022), NOVACANA (2024a), RAÍZEN (2024a, 2024b)

O Gráfico 1 apresenta a participação e valores de CAPEX industrial e de formação do canavial para o etanol entre 2026 e 2035.

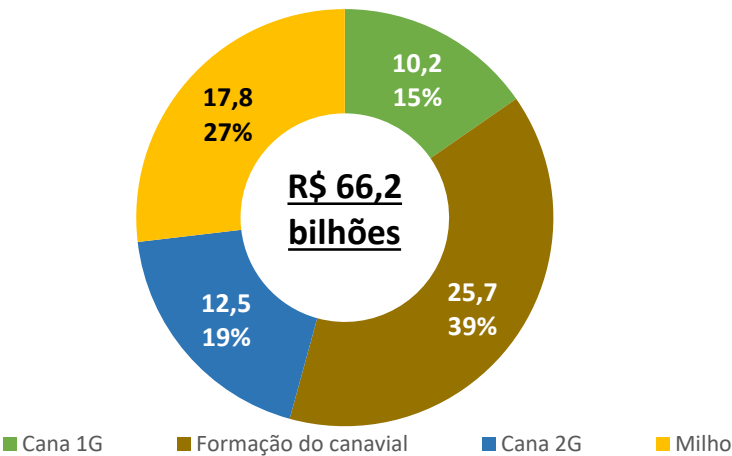


Gráfico 1 - CAPEX para etanol entre 2026 e 2035 (bilhões de R\$ e %)

Fonte: EPE com base em IBGE (2025), FGV (2025), LNBR (2022), NOVACANA (2025a) e RAÍZEN (2024a, 2024b)

Observe-se que, incorporando os investimentos relativos à produção de açúcar, os valores para cana 1G atingiriam R\$ 17,4 bilhões na parte industrial e R\$ 48,7 bilhões para a formação do canavial, já os custos operacionais alcançariam R\$ 1,3 trilhão ao final do período.

⁵ Usinas que processam apenas o milho para a produção de etanol. No caso das usinas *flex*, processam cana-de-açúcar e milho.

2. Biodiesel

O consumo de biodiesel é determinado pelo seu percentual a ser adicionado à demanda projetada de diesel B, a qual atinge 82,5 bilhões de litros em 2035 (EPE, 2025a). Além disso, as operações de uso do biodiesel no setor aquaviário se tornam cada vez mais recorrentes, funcionando como uma alternativa para a descarbonização desse segmento de transporte.

Quanto ao mandatório de biodiesel no diesel B, o percentual vigente entre janeiro e julho de 2025 foi de 14%, passando para 15% a partir de 1º de agosto, conforme resolução CNPE nº 8/2025 (CNPE, 2025x). Observa-se que, segundo a Lei do Combustível do Futuro sancionada pelo Presidente Lula em 8 de outubro de 2024, o CNPE poderá alterar o percentual de adição de biodiesel entre os limites de 13% e 25%, a qualquer tempo, por motivo justificado de interesse público (BRASIL, 2024). Para as projeções apresentadas no PDE2035, considerou-se o percentual de 15%, de acordo com a Lei do Combustível do Futuro.

Em 2024, a ANP autorizou, em caráter especial, a comercialização do óleo combustível marítimo (*bunker*), pela Petrobras, com uma mistura de até 24% de biodiesel, em volume (EPE, 2025a). Por sua vez, algumas empresas já apresentam projetos-piloto que adicionam até 30% do biodiesel ao óleo diesel marítimo, enquanto outras já operam com o biodiesel puro (B100) em suas embarcações (EPE, 2025a). Com isso, o consumo adicional de biodiesel estimado pode chegar a até 1,1 bilhão de litros para adição ao *bunker* em 2035 (EPE, 2025a).

No presente ciclo de estudos, 2026-2035, o cálculo de investimentos foi realizado com base nos dados sobre ampliação e construção de novas unidades de biodiesel da ANP (ANP, 2025a). De acordo com as informações disponibilizadas em maio de 2025, as duas solicitações de ampliação alcançam 770 milhões de litros e a construção de três novas unidades soma 900 milhões de litros.

Sobre este total (1,7 bilhão de litros), aplicou-se um CAPEX médio de R\$ 0,81/litro/ano para novas unidades e R\$ 0,28/litro/ano para ampliações (BIODIESELBR, 2025; IBGE, 2025), o que representa investimentos de R\$ 946 milhões (2026-2035).

Observa-se que, adotado um fator de utilização (FUT) de 92%, devido a paradas programadas e eventos adversos, a capacidade efetiva de produção de biodiesel é de cerca de 16,2 bilhões de litros ao final do período, o que representaria uma ociosidade de cerca de 24% quando comparado à produção de 12,4 bilhões de litros e de 14% quando se adiciona o biodiesel para *bunker* exportação (EPE, 2025a).

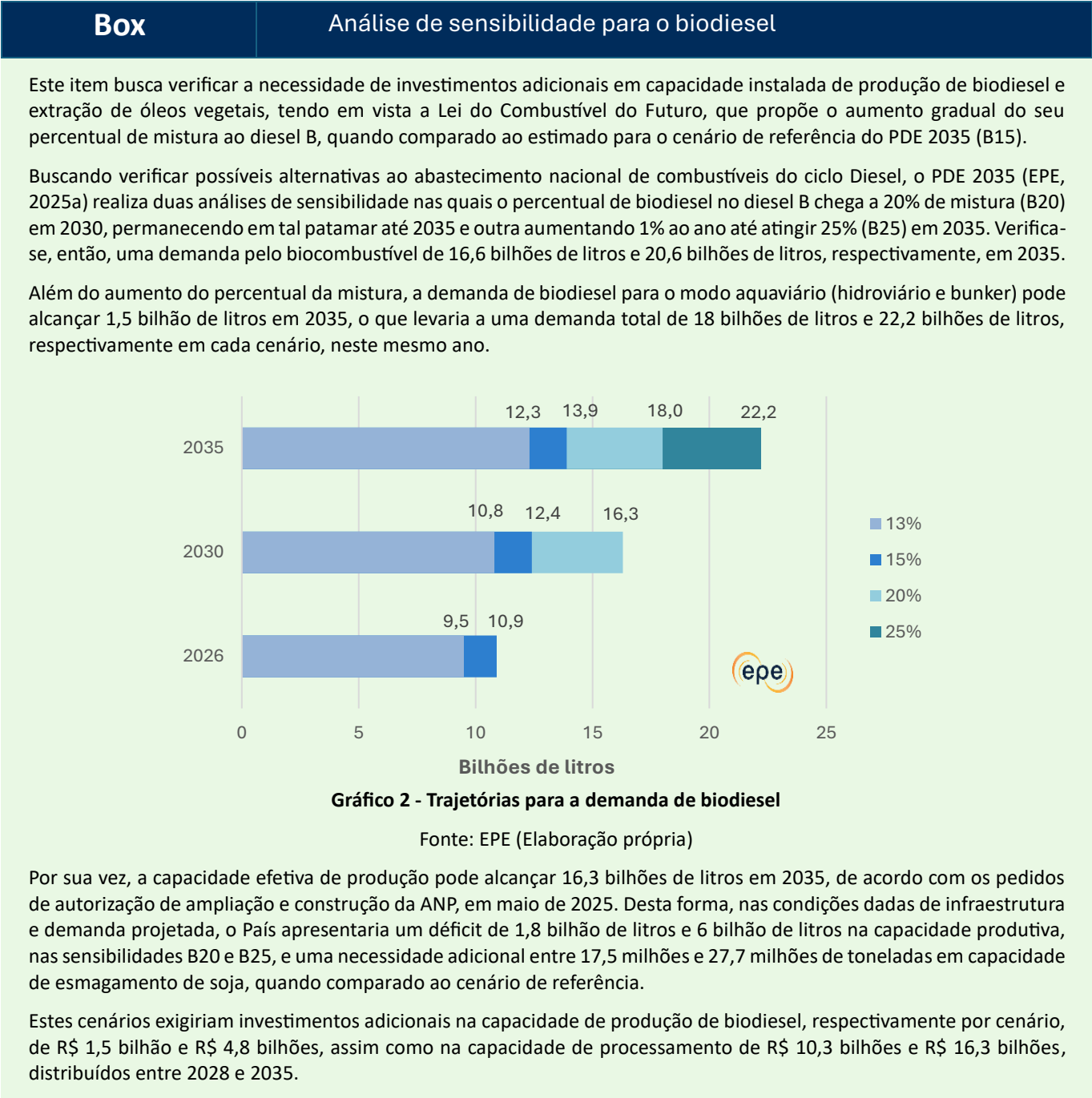
Considerando que a soja permanecerá como o principal insumo utilizado na produção de biodiesel, com cerca de 70% em média na série histórica a projeção de investimentos na sua capacidade de processamento tem por base a implantação de 10 novas unidades até 2035, cada uma com capacidade de 4.000 t/dia, o que equivale a um total de 14,6 milhões de toneladas por ano, com um custo estimado de R\$ 8,6 bilhões (ABIOVE, 2025).

Para a análise da necessidade de esmagamento adicional de grãos, contemplou-se a demanda complementar de óleo de soja para a produção de biocombustíveis do ciclo Diesel, o que inclui: a porcentagem mandatória de biodiesel, seu uso em adição ao *bunker*, o diesel verde, o coprocessado e o SAF (na rota HEFA⁶) (EPE, 2025a), além da capacidade de esmagamento de soja de 72,3 milhões de

⁶ Querosene parafínico sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados.

toneladas por ano em dezembro de 2024 (ABIOVE, 2025). Destaca-se que não foram considerados investimentos necessários para o processamento de outros tipos de oleaginosas, embora existam políticas públicas para maior diversificação dos insumos em curso, valorizando as biomassas regionais⁷.

O OPEX para a produção do biodiesel foi estimado com base nos preços médios de venda dos volumes comercializados entre produtores e distribuidores em 2024 (ANP, 2025b) e em informações de especialistas do setor (UBRABIO, 2019; FGV, 2025), resultando em um fator de R\$ 0,78/litro. Os custos operacionais entre 2026 e 2035 são estimados em R\$ 96,9 bilhões. Observa-se que as unidades de produção de biodiesel têm um perfil intermitente ao longo do ano e, desde janeiro de 2022, o setor possui um sistema de comercialização a partir da livre negociação entre produtores e distribuidores (CNPE, 2020). Desta forma, estima-se que este indicador de custo possua grande amplitude.



⁷ Os materiais graxos (mistura que chega às usinas sem caracterização específica) e o sebo bovino contabilizam, respectivamente, 15% e 7% de matérias-primas na produção do biodiesel (ainda significativamente abaixo do óleo de soja).

3. Biometano

Os projetos de produção do biometano podem se candidatar aos benefícios do REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura desde 2022, o que estimula o investimento em usinas produtoras com a promessa de redução de custos por meio da suspensão de incidência de alguns impostos federais. Nesse sentido, a quantidade de usinas produtoras de biometano com autorização de operação pela ANP dobrou, passando de seis unidades em julho de 2024 para 12 em julho de 2025.

A Lei do Combustível do Futuro (BRASIL, 2024), por sua vez, criou o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador do Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, além de estabelecer a obrigatoriedade de compra de biometano (ou certificados equivalentes), com percentuais crescentes ao longo do tempo, por parte dos produtores e importadores de gás natural, a partir de 2026. Adiciona-se, ainda, o Programa Gás para Empregar (MME, 2023), promovido pelo Governo Federal visando ao melhor aproveitamento do gás natural produzido no País, que também poderá impactar positivamente o biometano.

Verifica-se, portanto, a convergência do Combustível do Futuro e do Gás para Empregar, com o biometano se tornando elemento fundamental da expansão da oferta de gás na malha, ao passo que reduz sua pegada de carbono. A utilização de biometano como combustível no setor de transporte, com destaque para o abastecimento de veículos pesados, combina ainda o legado do RenovaBio. Com quatro produtores certificados em 2024, o biometano era o biocombustível com maior nota de eficiência energético-ambiental (EPE, 2025a).

Considerando as solicitações de construção e ampliação de usinas de biometano registradas na ANP (2025a), nota-se a aceleração dos projetos nos últimos anos. Em 2024 constava o registro de 23 projetos, que se vinculam tanto ao setor sucroenergético quanto ao setor de resíduos sólidos urbanos (RSU)⁸. No ano de 2025, por sua vez, 36 novos projetos estavam registrados, enquanto uma usina pleiteia ampliação. Desse total, 25 unidades são previstas entre 2026 e 2035, sendo que 4 são oriundos do setor sucroenergético, duas localizam-se na região Centro-Oeste e as outras nas regiões Sudeste e Nordeste.

Com base nas informações das solicitações de enquadramento no REIDI, foram obtidos fatores de investimentos específicos para cada planta, replicando-os para projetos sem informações. Os 25 projetos totalizam a capacidade de produção de 770 mil Nm³/dia e CAPEX de R\$ 3,0 bilhões (ANP, 2025a; BNDES, 2020; MME, 2022), o que resulta em um fator de investimento de R\$ 3.734,9 por Nm³/dia. Estima-se que o OPEX em todo o horizonte seja de R\$ 1,1 bilhão.

⁸ Nos últimos anos estão sendo estruturados cada vez mais planos municipais de resíduos sólidos urbanos e saneamento, assim como em 2022 foi lançado o documento do Plano Nacional de Resíduos Sólidos (MMA, 2022). Neste, já se elucida o potencial de vinculação dos resíduos e da produção do biometano.

A partir da mesma premissa de investimento, podem-se avaliar os recursos necessários para desenvolver o potencial de biometano de resíduos do setor sucroenergético. Adotou-se como base o PDE 2035 (EPE, 2025a), que estimou o potencial de produção de biogás por meio da digestão anaeróbia da vinhaça e torta de filtro⁹, em 2035, no cenário de referência, em 6,4 bilhões de Nm³ de biogás, equivalentes a 3,5 bilhões de Nm³ de biometano¹⁰. Desta forma, o CAPEX estimado para a instalação de capacidade suficiente para efetivar essa oferta de biometano seria da ordem de R\$ 35 bilhões. Admitiu-se que a produção de biometano ocorrerá em área contínua às usinas do setor sucroenergético, utilizando parte das instalações existentes.

Os custos de operação e manutenção foram calculados com base em dados fornecidos pelo BNDES (2020a; 2020b), referentes ao perfil de uma planta produtora de biogás de 33 milhões de Nm³/ano e 18,2 milhões de Nm³/ano de biometano. Considerando o potencial de produção do setor, obtém-se uma despesa acumulada (Opex) entre 2026 e 2035 da ordem de R\$ 5,0 bilhões para o biometano, tendo como referência um fator de R\$ 0,150/Nm³.

4. Combustível sustentável de aviação e diesel verde

Considerando que a produção de combustível sustentável de aviação (SAF) e diesel verde ocorre de forma consorciada nas plantas identificadas neste estudo, não foi feita a separação entre os investimentos para tais combustíveis, sendo indicados de forma agregada no item 4.1.

4.1. Combustível sustentável de aviação

Analogamente ao caso do biometano, a Lei do Combustível do Futuro também busca promover a expansão da produção nacional de SAF. Para isso, traz como uma de suas diretrizes, o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, o ProBioQAV, que obriga as empresas aéreas a reduzirem as emissões de gases de efeito estufa nos voos domésticos, por meio do uso do SAF. O período da redução obrigatória se inicia em 2027, com uma meta anual de redução de 1%, que aumenta, gradativamente, até chegar a 10% em 2037.

No cenário internacional, a Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO) estabeleceu os objetivos de crescimento carbono neutro a partir de 2020 e de atingir o *net zero* até 2050; em paralelo, foi instituído o CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), um mecanismo que também estimula, em âmbito internacional, a redução e a compensação de emissões de CO₂ de voos internacionais.

Para estimar os investimentos para o horizonte decenal, foi realizado um levantamento dos projetos comerciais já divulgados por empresas do setor. Na Imagem 1, estão identificados os projetos com maior probabilidade de implantação, que utilizam as rotas HEFA e ATJ, que possuem produção consorciada de SAF e Diesel Verde, além do coprocessamento de óleos vegetais.

⁹ Caso viabilizada de forma sustentável a coleta de 20% das palhas e pontas, seriam acrescidos 5,4 bilhões de Nm³/ano de biogás ao potencial do setor, representando 3 bilhões de Nm³ de biometano, totalizando 11,8 bilhões de Nm³/ano de biogás e 6,5 bilhões de Nm³ de biometano em 2035, sendo o investimento total de R\$ 52 bilhões.

¹⁰ Por simplificação, admitiu-se que toda a produção de biogás será purificada, originando biometano, ou seja, não haverá destinação para a geração elétrica a partir deste insumo.

A Petrobras, na apresentação de seu Plano Estratégico 2025-2029, incluiu algumas plantas de processamento de SAF e HVO. Pela rota HEFA, constam os projetos das refinarias RPBC, em Cubatão (SP) e a do complexo de Boaventura, em Itaboraí (RJ); a primeira com previsão de início das operações para 2029, a última com projeção esperada para 2032. Já pela rota ATJ, a empresa projeta, para 2033, a produção de SAF na refinaria REPLAN, em Paulínia (SP). Em seu portfólio, a Petrobras também planeja introduzir no mercado o SAF coprocessado; tal estratégia já começaria no ano de 2025, nas refinarias REGAP, REVAP e REDUC. Em 2027, a REPLAN também passaria a produzir por tal processo (PETROBRAS, 2025a; 2025b).

Outras duas empresas também apresentam projetos para a produção de SAF no País: a Riograndense (RS) anunciou um investimento, de rota HEFA, com previsão de início para 2028. Por sua vez, a ACELEN, também pela rota HEFA, deve entrar em operação em 2027, na Bahia (ACELEN, 2025).

A capacidade de produção total destes projetos é de 4,5 bilhões de litros/ano, sendo 75% para SAF e 25% para o diesel verde em todas as plantas, exceto na Replan, na qual o percentual para SAF chega a 90%. Os investimentos estimados serão da ordem de R\$ 27,9 bilhões, agregando as rotas HEFA e AtJ, não sendo possível separar o CAPEX estimado para projetos anunciados destas rotas. Por falta de informações não foi possível estimar os custos operacionais relacionados à produção destes biocombustíveis.

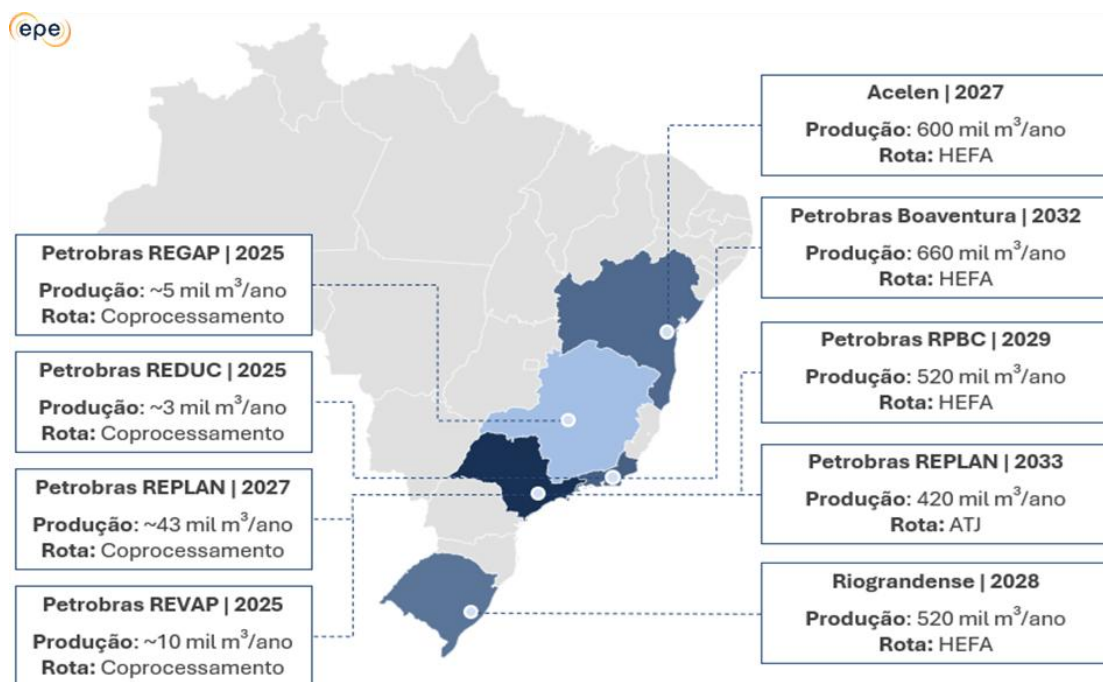


Imagem 1 - Projetos para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF)

Fonte: EPE adaptado de Acelen (2025) e Petrobras (2025a; 2025b).

4.2. Diesel verde

O diesel verde, combustível renovável formado por uma mistura de hidrocarbonetos com composição química análoga ao fóssil, podendo ser produzido a partir de diferentes insumos e rotas. Para sua produção, podem ser utilizados, por exemplo, óleo de soja, de palma e de macaúba.

A ANP, através da Resolução 842/2021 (ANP, 2021), regulamentou as especificações e obrigações necessárias ao controle de qualidade do diesel verde, para que este possa vir a ser comercializado no Brasil.

Ampliando as políticas públicas sobre o diesel verde, a Lei do Combustível do Futuro também possui um programa específico de estímulo a sua oferta. O Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) objetiva incentivar a produção a partir de biomassa renovável, fixando, anualmente, uma participação mínima obrigatória de até 3% a ser adicionado ao diesel de origem fóssil. O CNPE será responsável pela determinação da participação mínima anual do biocombustível. Uma adição voluntária superior ao percentual de 3% também é permitida, desde que seja informada à ANP.

Com o PNDV e os projetos já anunciados, dispostos na seção anterior, espera-se o crescimento de investimentos para os próximos anos no diesel verde. Por ser uma alternativa ao diesel, que não necessita alterações para seu uso, a demanda por tal biocombustível deve aumentar no futuro, contribuindo para que o País mantenha uma alta parcela de participação de biocombustíveis em sua matriz de transportes.

Como mencionado na introdução deste item, as informações referentes ao diesel verde estão incluídas no subitem 4.1, tendo em vista que nos projetos anunciados a produção de SAF ocorrerá de forma consorciada com a de HVO.

5. Inovações e perspectivas futuras

5.1. Coprocessamento de óleo vegetal para setor

Outro processo relacionado ao ciclo Diesel é a produção de diesel coprocessado, combustível oriundo do coprocessamento de óleo vegetal com o diesel mineral, a ser realizado na refinaria, cujo resultado é um combustível com conteúdo renovável e, portanto, com menor pegada de carbono. A Petrobras, por meio de seu programa Biorrefino, parte de seu planejamento estratégico, visa a comercialização do diesel coprocessado, totalizando uma capacidade de produção de 60 mil m³/ano, a partir das unidades REPLAN, REDUC, REVAP e REGAP¹¹ (PETROBRAS, 2025b).

5.2. Captura e Armazenamento geológico de carbono biogênico (Bio-CCS)

Dentre as soluções que podem vir a ser desenvolvidas a partir da Lei do Combustível do Futuro e de outros programas, como o RenovaBio, encontra-se também o bio-CCS ou BECCS (*BioEnergy with Carbon Capture and Storage*). O bio-CCS é a terminologia empregada para a captura e armazenamento geológico de dióxido de carbono proveniente da biomassa. Por tal característica, o desenvolvimento do bio-CCS se mostra como uma estratégia vital para a mitigação das mudanças climáticas, e, por isso, vem sendo cada vez mais impulsionada por estudiosos e tomadores de decisão.

A principal oportunidade para o processo de armazenamento ocorre em usinas de etanol. O potencial de captura de carbono, na fermentação do álcool, pode chegar a 35 milhões de ton. de CO₂/ano em 2035 (EPE, 2025a). O bio-CCS pode reduzir significativamente a intensidade de carbono no etanol¹², o que o torna competitivo e estratégico, estimulando o montante de investimentos em tal tecnologia.

Os investimentos projetados para uma instalação desse tipo de empreendimento, com uma capacidade de injeção no solo de 423 mil toneladas por ano – por 30 anos, são da ordem de R\$ 500 milhões, conforme informações da FS Bioenergia (NOVACANA, 2025 e FS BIOENERGIA, 2025), já

¹¹ Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), 29 mbpd (Operando); Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão (RPBC), 9 mbpd (Operando); Refinaria de Paulínia (REPLAN), 6 mbpd; Refinaria Duque de Caxias (REDUC), 6 mbpd; Refinaria Gabriel Passos (REGAP), 13 mbpd.

¹² Cada metro cúbico de etanol gera cerca de 0,7 a 0,75 tonelada de CO₂; atualmente, em regra, tal volume é exaurido diretamente para a atmosfera.

realizados cerca de R\$ 400 milhões, considerando-se R\$ 100 milhões no período de análise deste estudo. Tendo sido o primeiro do tipo para Bio-CCS no Brasil, esperam-se avanços na curva de aprendizado, de maneira que os custos dos projetos subsequentes apresentem valores inferiores aos dispendidos neste caso. A segurança regulatória oferecida pelo Combustível do Futuro também pode contribuir para destravar a cadeia do CCS no País e favorecer a viabilidade dos futuros projetos.

6. Consolidação das estimativas de CAPEX e OPEX

A Lei do Combustível do Futuro, associada a resoluções da ANP e do CNPE, já impacta a produção dos biocombustíveis no Brasil, incentivando sua geração local e seu maior uso para a descarbonização do país. Com isso, nos próximos anos, estima-se que serão realizados cada vez mais investimentos no setor.

Desse modo, com base no ciclo de estudos para o horizonte 2035 (EPE, 2025a), estima-se que os investimentos (CAPEX) e custos operacionais (OPEX) para etanol, biodiesel, biometano, SAF, diesel verde, coprocessamento de óleo vegetal e bio-CCS serão da ordem de 107 bilhões e 1.072,3 bilhões de reais, respectivamente.

Tabela 3 - Estimativas de CAPEX e OPEX para biocombustíveis entre 2026 e 2035

	CAPEX (R\$ Bilhões)	OPEX (R\$ Bilhões)
Etanol	66,2	974,3
Biodiesel¹	9,5	96,9
Biometano²	3,0	1,1
SAF / Diesel Verde	27,9	n/e
Bio-CCS	0,1	n/e
TOTAL	106,7	1.072,3

Nota 1: O Capex inclui esmagamento da soja e Opex inclui somente a produção de biodiesel.

Nota 2: Para o biometano, consideram-se apenas os projetos em construção do setor sucroenergético.

Fonte: EPE (Elaboração própria)

O Gráfico 3 apresenta a participação e valores de CAPEX industrial para biocombustíveis, incluindo a formação do canal para a produção de etanol, entre 2026 e 2035.

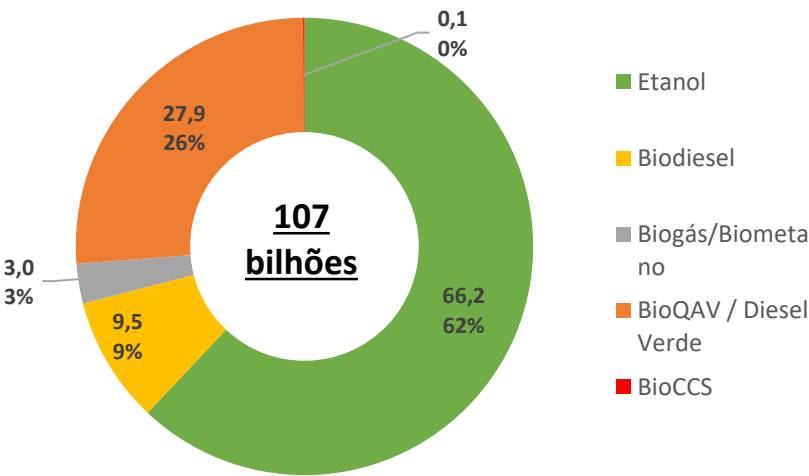


Gráfico 3 - CAPEX para biocombustíveis entre 2026 e 2035 (bilhões de R\$ e %)

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Considerando os investimentos relativos à produção de açúcar (cana 1G), o CAPEX dos biocombustíveis totaliza R\$ 137 bilhões e o OPEX R\$ 1.688 bilhões.

Agradecimentos

Agradecemos ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social pela disponibilidade de informações utilizadas para a elaboração deste documento, ao Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas/ESALQ/USP (PECEGE), ao Laboratório Nacional de Biorrenováveis (LNBR) e ao Analista de Pesquisa Energética da EPE, Filipe de Pádua Fernandes Silva, pela revisão do documento.

Anexo

Resultados do período 2026-2035

A Tabela 4 apresenta o CAPEX e OPEX referentes ao período 2026-2035, deflacionados para dezembro de 2024, de forma a tornar possível a comparação com os resultados de investimentos elencados no PDE 2035.

Tabela 4 - Estimativas de CAPEX e OPEX para biocombustíveis entre 2025 e 2035

	CAPEX (R\$ Bilhões)	OPEX (R\$ Bilhões)
Etanol	72,0	1.054,9
Cana 1G	10,9	89,4
Formação do canavial	28,0	663,1
Cana 2G	15,3	8,4
Milho	17,8	294,0
Biodiesel	9,9	104,7
Biogás/Biometano	5,4	1,12
SAF / Diesel Verde	27,9	n/e
Bio-CCS	0,1	n/e
TOTAL	115,2	1.160,8

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Referências bibliográficas

- ABIOVE – Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. **Estatísticas**. Brasília, 2025. Disponível em: [Estatísticas - Abiove](#). Acesso em: 25 de junho de 2025.
- ACELEN. **ACELEN Renováveis**, São Paulo, 2025. Disponível em: [Acelen Renováveis | Acelen - Energia para acelerar](#). Acesso em: 30 de outubro de 2024
- ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP Nº 842, de 14 de maio de 2021**. Estabelece a especificação do diesel verde, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que o comercializem em território nacional. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: [Resolução 842 2021 da ANP BR](#). Acesso em: 16 de julho de 2025.
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados Estatísticos**. 2025a. Disponível em: [Dados estatísticos — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis](#). Acesso em: 04 de junho de 2025.
- _____. **Preços dos produtores e importadores de derivados de petróleo e biodiesel**, 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo>. Acesso em: 11 de outubro de 2024.
- BIODIESELBR. **Levantamentos dos investimentos plantas de biodiesel** (diversas reportagens), 2025. Disponível em: <https://www.biodieselbr.com/>. Acesso em: 14 de julho de 2025.
- BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. **Comunicação pessoal**, 2020a.
- _____. **Estatísticas – Desempenho: Desembolsos anos a ano**, 2020b. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/estatisticas-desempenho/desembolsos>. Acesso em: 29 nov. 2023.
- _____. **Comunicação pessoal**, 2024.
- BRASIL, 2024. **Lei Combustível do Futuro**. Disponível em: [Portal da Câmara dos Deputados \(camara.leg.br\)](#). Acesso em: 10 de outubro de 2024.
- CNPE – Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução CNPE nº 14 de 9 de dezembro de 2020**. Estabelece as diretrizes para a comercialização de biodiesel em todo território nacional, e dá outras providências. Brasília, Diário Oficial da União, CNPE, 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/arquivos/conselhos-e-comites/res-14-cnpe.pdf>. Acesso em: 13 de novembro de 2024.
- _____. **Resolução nº 8, de 25/06/2025**. Fixa o teor obrigatório de biodiesel no diesel comercial em atendimento à Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014. Brasília, Diário Oficial da União: CNPE, 2025x. Disponível em: [RetifeResCNPE82025.pdf](#). Acesso em: 30 de junho de 2025.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Cadernos de estudos do PDE 2035**. Caderno de Oferta de Biocombustíveis. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: www.epe.gov.br.
- _____. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis: ano 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. Disponível em: www.epe.gov.br.
- _____. **Cenários de oferta de etanol e demanda ciclo Otto 2026 – 2035**. Rio de Janeiro: EPE, 2025c. Disponível em: www.epe.gov.br.
- FGV - Fundação Getúlio Vargas. **Índices de Preços**, 2025. FGV Data. Disponível em: [FGV Dados | IBRE](#). Acesso em: 28 de maio de 2025.
- FS BIOENERGIA, **Comunicação pessoal**. Rio de Janeiro, 2025. Acesso em: 04 de setembro de 2024.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo** (Tabela 1737), 2025. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: 22 de maio de 2025
- LNBR - Laboratório Nacional de Biorrenováveis. **Comunicação Pessoal**, 2022.
- MMA. Ministério do Meio Ambiente e Mudanças do Clima. **Plano Nacional de Resíduos Sólidos**. Brasília, 2022. Disponível em: [Planares-B.pdf](#). Acesso em: 30 de outubro de 2024.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 65, de 06 de dezembro de 2022.** Aprova o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) do Projeto “Planta Biogás – Unidade Costa Pinto – Raízen”. SPG/MME. Diário Oficial da União, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/reidi/portarias/2022/12-dezembro-1/portaria-n-65-spg-mme-2022.pdf>. Acesso em: 18 de outubro de 2024.

_____. **Gás para Empregar.** Brasília, 2023. Disponível em: [Gás para Empregar — Ministério de Minas e Energia](#). Acesso em: 16 de junho de 2025.

_____. **CNPE mantém percentual de biodiesel no diesel em 14% para ajudar a conter preço dos alimentos.** Brasília, 2025. Disponível em: [CNPE mantém percentual de biodiesel no diesel em 14% para ajudar a conter preço dos alimentos — Ministério de Minas e Energia](#). Acesso em: 15 de julho de 2025.

NOVACANA. **Levantamentos dos investimentos em biocombustíveis** (diversas reportagens), 2025a. Disponível em: <https://www.novacana.com/>. Acesso em: 14 de julho de 2025.

PECEGE – Programa de Educação Continuada em Economia e Gestão de Empresas/ESALQ/USP. **Custos de produção de cana-de-açúcar, açúcar, etanol e bioeletricidade.** Fechamento da safra 2024/25. Piracicaba, 2025. Comunicação pessoal.

PETROBRAS. **Comunicação pessoal.** Rio de Janeiro, 2025a. Acesso em: 30 de maio de 2024.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2050 Plano de Negócios Petrobras 2025-2029.** Rio de Janeiro, 2025b. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4c9eccc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82?origin=2>. Acesso em: 20 de novembro de 2025b.

RAÍZEN. **Avisos, Fatos Relevantes e Comunicados**, 2024a. Disponível em: <https://ri.raizen.com.br/divulgacoes-e-documentos/avisos-comunicados-e-fatos-relevantes/>. Acesso em: 22 de outubro de 2024

_____. **Relatório Integrado Safra 23/24**, 2024b. Disponível em: [item-1212-relatorio-anual-2223-pt.pdf](#). Acesso em: 22 de outubro de 2024.

UBRABIO – União Brasileira do Biodiesel e Bioquerosene. **Comunicação pessoal**, 2019.