

NOTA TÉCNICA

INVESTIMENTOS E CUSTOS OPERACIONAIS E DE MANUTENÇÃO NO SETOR DE BIOCOMBUSTÍVEIS: 2027 - 2036

NOVEMBRO DE 2026

epe 20+

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SDB/006/2026

Coordenação Executiva
Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica
Angela Oliveira da Costa

Rafael Barros Araujo

Rachel Martins Henriques

Equipe Técnica
Angela Oliveira da Costa

Danielle Borher Andrade

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 EM BENS DE CAPITAIS (CAPEX) E CUSTOS OPERACIONAIS E DE MANUTENÇÃO (OPEX) RELATIVOS AOS PRINCIPAIS BIOCOMBUSTÍVEIS PARA O PERÍODO 2027-2036.

ESTÃO INCLUÍDOS ETANOL, BIODIESEL, BIOMETANO, COMBUSTÍVEL SUSTENTÁVEL DE AVIAÇÃO (SAF) E DIESEL VERDE.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

epe 20+

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 Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

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
Thiago Guilherme Ferreira Prado (interino)

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 5
2. Biodiesel **7**
3. Biometano **10**
4. Combustível sustentável de aviação e diesel verde **11**
4.1. Combustível sustentável de aviação 11
4.2. Diesel verde 13
5. Inovações e perspectivas futuras **13**
6. Consolidação das estimativas de CAPEX e OPEX **14**
Agradecimentos **15**
Referências bibliográficas **16**

Lista de Ilustrações

Imagem 1 - Projetos para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF) 12

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - CAPEX para etanol entre 2027 e 2036 (bilhões de R$ e %) 6
Gráfico 2 - Trajetórias para a demanda de biodiesel 9
Gráfico 3 - CAPEX para biocombustíveis entre 2027 e 2036 (bilhões de R$ e %) 14

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Estimativas de capacidade de produção adicional, *CAPEX* e *OPEX* para etanol 5
Tabela 2 - Estimativas de CAPEX e OPEX para biocombustíveis entre 2027 e 2036 14

Introdução

A presente Nota Técnica tem por objetivo divulgar as premissas e estimativas de investimentos em bens de capitais (CAPEX, *capital expenditure*) e custos operacionais e de manutenção (OPEX, *operational expenditure*) relativas aos biocombustíveis para o período 2027-2036. Estão incluídos etanol (tendo como insumo cana-de-açúcar 1G e 2G e milho[1]), biodiesel, biometano, combustível sustentável de aviação (SAF, *sustainable aviation fuel*) e diesel verde. Os valores de oferta e demanda dos biocombustíveis são referentes ao Caderno de Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036 (PDE 2036) (EPE, 2026b). A referência utilizada para os valores monetários foi dezembro de 2025, equivalente ao PDE 2036.

1. Etanol

A projeção da produção nacional de etanol[2] alcançará 53,1 bilhões de litros em 2036, conforme apresentado em EPE (2026b). Além da participação da cana de primeira geração, os volumes de etanol de milho e de etanol lignocelulósico atingirão, respectivamente, 21,4 bilhões e 0,6 bilhão de litros em 2036. A quantidade de cana destinada para a produção do biocombustível é estimada em 341,3 milhões de toneladas (cerca de 47% do total) e o restante é direcionado para a produção de açúcar.

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

No início de 2026, a capacidade instalada nominal de moagem era de 826 Mtc (efetiva de cerca de 744 Mtc, com fator de capacidade de 90% da nominal), com capacidade nominal de produção de etanol de 48,2 bilhões de litros. No que se refere ao etanol de milho, a capacidade total de processamento era de 28,0 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de 13,3 bilhões de litros[3].

No período de estudo (2027-2036), estima-se a reativação[4] de duas unidades de cana, que possuem uma capacidade de produção agregada de etanol[5] de 96 milhões de litros por ano (ANP, 2026a). Considera-se, também, a ampliação de capacidade de produção de etanol em 30 usinas existentes[6], totalizando 1,6 bilhão de litros por ano, conforme Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2026a). Para a avaliação dos investimentos necessários para a expansão de unidades existentes (*brownfield)*, adotou-se um investimento médio de R$ 301,3/tc (IBGE, 2026; FGV, 2026; LNBR, 2022). Dessa forma, os investimentos em capacidade industrial (CAPEX), somente para o etanol de cana de primeira geração, serão da ordem de R$ 5,9 bilhões.

O custo da formação do canavial considerou a participação de cada região produtora (Centro-Sul e Nordeste) e seus custos relativos, registrados na safra 2025/26 (PECEGE, 2026, IBGE, 2026, FGV, 2026). 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$ 40,7/tc. O investimento em formação do canavial para o etanol (CAPEX) foi estimado em R$ 24,1 bilhões.

[1] Existem outros cereais/grãos também utilizados, como sorgo, trigo e soja, todos referenciados como milho, por simplificação.
[2] Considerou-se o percentual de mistura obrigatória do etanol anidro na gasolina C de 32% no segundo semestre de 2026 e de 30% no restante do período, conforme resolução CNPE n°9/2026.
[3] Adota-se um fator de capacidade de 96%.
[4] No momento da elaboração do PDE 2036, havia uma mais usina em reativação, porém sem capacidade indicada de produção.
[5] Considera 200 dias de safra.
[6] Unidades que ampliam a capacidade de produção de etanol e passam a ser *flex* (processam cana e milho) no horizonte decenal, foram contabilizadas na parte referente ao milho, tanto em capacidade como em investimentos.

Em relação aos custos operacionais (OPEX), utilizou-se o indicador de 2,41 R$/litro, com base em custos de biomassa (88%), custos industriais (12%) da região Centro-Sul, e produção de etanol por ano, o que resulta no valor total de R$ 681,6 bilhões no período (PECEGE, 2026 e EPE, 2026b). 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 cinco unidades anexas às de cana de primeira geração, com capacidade específica média de produção de etanol de 82 mil m³/ano no período de estudo, o que agregaria 410 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, estabelecendo-se um fator de R$ 15,23/litro (RAÍZEN, 2024; IBGE, 2026). Desta forma, os investimentos em CAPEX totalizam R$ 6,2 bilhões entre 2027 e 2036.

Considera-se também o volume projetado para a produção de E2G, de 0,6 bilhão de litros em 2036 (EPE, 2026b). O custo operacional estimado, atualizado para dezembro de 2025, é de R$ 2,05/litro (LNBR, 2022), o que leva a um OPEX de R$ 5,8 bilhões.

1.3. Etanol de milho

Em relação ao etanol de milho, estima-se um aumento da capacidade de produção de etanol em 9,6 bilhões de litros, considerando as ampliações e construções em processo de autorização pela ANP (vinte e oito unidades com capacidade de 6,2 bilhões de litros), além do indicativo de aumento de capacidade, seja por novas unidades ou por outras ampliações (sete projetos estimados em 3,4 bilhões de litros no total), sendo a maioria *full* (ANP, 2026a). Dessa forma, o aumento total somado à capacidade instalada que já está em operação, sustentarão uma produção de 21,4 bilhões de litros em 2036.

O CAPEX para a implantação de uma usina *flex* é de R$ 1,40/litro e, para uma usina *full*, é de R$ 2,74/litro (LNBR, 2022; IBGE, 2026; FGV, 2026). O OPEX somente foi considerado para este último tipo de unidade e equivale a R$ 2,14/litro (IBGE, 2026; FGV, 2026; NOVACANA, 2026). Para a unidade *flex*, assumiu-se que esta despesa será alocada na unidade produtora de etanol de cana.

Desta forma, entre 2027 e 2036, o investimento estimado na construção de plantas de etanol de milho é da ordem de R$ 25,3 bilhões e os custos operacionais de R$ 398,2 bilhões.

1.4. Síntese dos investimentos em etanol

A Tabela 1 sintetiza os investimentos em etanol no período de 2027 a 2036, para unidades *brownfield* e *greenfield*.

Tabela 1 - Estimativas de capacidade de produção adicional, *CAPEX* e *OPEX* para etanol

ETANOL	*Capacidade de produção adicionada (milhões de litros)*	*CAPEX* (R$ Bilhões)	*OPEX* (R$ Bilhões)
Etanol de Cana 1G	1.643,8	5,9	68,8
Formação do canavial	n/a	24,1	612,8
Etanol de Cana 2G	410,0	6,2	5,8
Etanol de Milho	9.597,6	25,3	398,2
TOTAL	**11.651,4**	**61,6**	**1.085,6**

Fonte: EPE com base em IBGE (2026), FGV (2026), LNBR (2022), NOVACANA (2026), RAÍZEN (2024)

O Gráfico 1 apresenta a participação e valores de CAPEX industrial e de formação do canavial para o etanol entre 2027 e 2036.

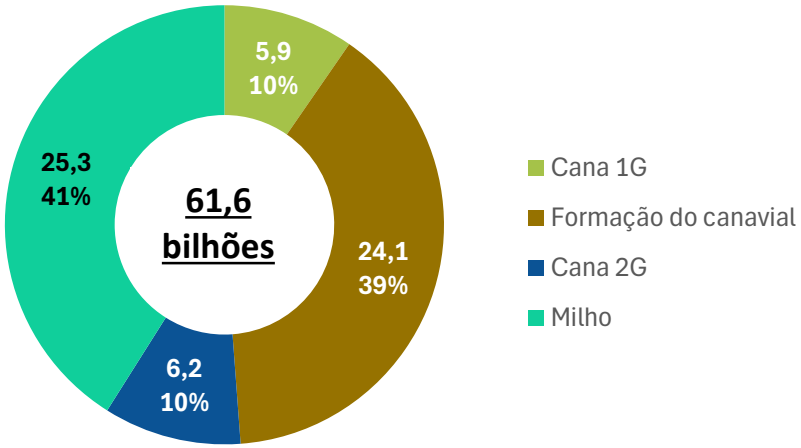


Gráfico 1 - CAPEX para etanol entre 2027 e 2036 (bilhões de R$ e %)
Fonte: EPE com base em IBGE (2026), FGV (2026), LNBR (2022), NOVACANA (2026) e RAÍZEN (2024)

Observe-se que, incorporando os investimentos relativos à produção de açúcar, os valores para cana 1G atingiriam R$ 11,4 bilhões na parte industrial e R$ 48,8 bilhões para a formação do canavial, já os custos operacionais alcançariam R$ 1,4 trilhão ao final do período.

2. Biodiesel

O consumo de biodiesel é determinado pelo percentual obrigatório a ser adicionado à demanda projetada de diesel B, a qual atinge 84,4 bilhões de litros em 2036 (EPE, 2026b). 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 desde 1° de agosto de 2025 é 15%, conforme resolução CNPE nº 8/2025 (CNPE, 2025). Observa-se que, segundo a Lei do Combustível do Futuro, 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 PDE2036, considerou-se o percentual de 15% em todo horizonte de estudo, de acordo com a resolução CNPE nº 8/2025.

Com relação ao uso aquaviário, 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. Além disso, a Petrobras já comercializa o produto VLS B24, que contém 24% de biodiesel misturado ao combustível fóssil (EPE, 2026a). Adicionalmente, estima-se um consumo potencial de biodiesel para a geração elétrica B100. Com isso, estima-se, que o consumo voluntário de biodiesel para essas aplicações pode chegar a até 2,0 bilhões de litros em 2036 (EPE, 2026b).

Em 2026, o CNPE publicou normas complementares que estabeleceram a participação de produtores detentores do Selo Biocombustível Social no atendimento de, no mínimo, 80% da mistura obrigatória de biodiesel e determinaram que o biodiesel comercializado no território brasileiro seja produzido exclusivamente por unidades autorizadas pela ANP (Resolução CNPE nº 5/2026; CNPE, 2026). Paralelamente, a ANP iniciou a adequação de sua regulamentação (especialmente a Resolução ANP nº 910/2022; ANP, 2022) para ampliar os usos voluntários de biodiesel em teores superiores ao mandato obrigatório, em consonância com a Lei do Combustível do Futuro.

No presente ciclo de estudos, 2027-2036, o cálculo de investimentos foi realizado com base nos dados sobre ampliação e construção de novas unidades de biodiesel da ANP (ANP, 2026a). De acordo com as informações disponibilizadas em julho de 2026, as três solicitações de ampliação alcançam 527 milhões de litros e a construção de nove novas unidades soma 1,43 bilhão de litros.

Sobre este total (1,96 bilhão de litros), aplicou-se um CAPEX médio de R$ 0,71/litro/ano para novas unidades e R$ 0,55/litro/ano para ampliações (BIODIESELBR, 2025; IBGE, 2026; FGV, 2026), o que representa investimentos de R$ 1,3 bilhão (2027-2036).

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 18,9 bilhões de litros ao final do período[7] (EPE, 2026b).

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 2036, cada uma com capacidade

[7] Isto representaria uma ociosidade de 22%, quando também considerado o biodiesel para uso aquaviário.

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, 2026).

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 éster, seu uso em adição ao aquaviário, o diesel verde, o coprocessado e o SAF (na rota HEFA[8]) (EPE, 2026b), além da capacidade de esmagamento de soja de 76,4 milhões de toneladas por ano em dezembro de 2025 (ABIOVE, 2026). 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 regionais[9].

O OPEX para a produção do biodiesel foi estimado com base nos preços médios de venda dos volumes comercializados entre produtores e distribuidores em 2025 (ANP, 2026b) e em informações de especialistas do setor (UBRABIO, 2019; FGV, 2026), resultando em um fator de R$ 0,95/litro. Os custos operacionais entre 2027 e 2036 são estimados em R$ 121 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.

[8] Querosene parafínico sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados.

[9] 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).

Box | Análise de sensibilidade para o biodiesel

Este item busca verificar a necessidade de investimentos adicionais em capacidade instalada de produção de biodiesel e extração de óleos vegetais, tendo em vista a Lei do Combustível do Futuro, que propõe o aumento gradual do seu percentual de mistura ao diesel B, quando comparado ao estimado para o cenário de referência do PDE 2036 (B15).

Buscando verificar possíveis alternativas ao abastecimento nacional de combustíveis do ciclo Diesel, o PDE 2036 (EPE, 2026b) realiza duas análises de sensibilidade nas quais o percentual de biodiesel no diesel B chega a 20% de mistura (B20) em 2031, permanecendo em tal patamar até 2036 (T3) e outra aumentando 1% ao ano até atingir 25% (B25) em 2036 (T4). Verifica-se, então, uma demanda pelo biocombustível de **16,9** bilhões de litros e **21,1** bilhões de litros, respectivamente, no final do horizonte de estudo.

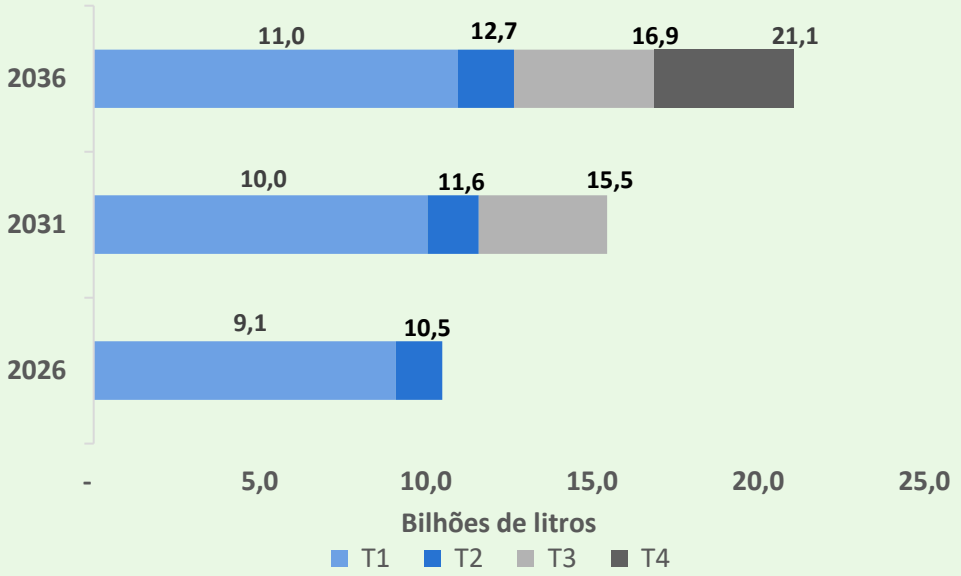


Gráfico 2 - Trajetórias para a demanda de biodiesel

Nota: Trajetórias T1: Percentual de mistura permanece em 13% em todo o período; T2: Percentual de mistura permanece em 15% em todo o período; T3: Percentual de mistura partindo de 15% e aumentando 1% ao ano até atingir 20% em 2031, permanecendo neste percentual até 2036; T4: Percentual de mistura partindo de 15% e aumentando 1% ao ano até atingir 25% em 2036.

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Além do aumento do percentual da mistura, a demanda de biodiesel para o modo aquaviário (navegação nacional e internacional) e geração elétrica B100 pode alcançar **2,0** bilhões de litros em 2036, o que levaria a uma demanda total de **19** bilhões de litros e **23,0** bilhões de litros, respectivamente em cada cenário, neste mesmo ano.

Por sua vez, a capacidade efetiva de produção pode alcançar **18,9** bilhões de litros em 2036, de acordo com os pedidos de autorização de ampliação e construção da ANP, em julho de 2026. Desta forma, nas condições dadas de infraestrutura e demanda projetada, o País teria capacidade para atendimento da demanda mandatória e para navegação e geração elétrica B100 no cenário T3 (B20) e apresentaria um **déficit** de 4,5 bilhões de litros na capacidade nominal produtiva, na sensibilidade B25, e uma necessidade adicional entre **19** e **29** milhões de toneladas em capacidade de esmagamento de soja, quando comparado ao cenário de referência.

O cenário com B25 exigiria investimentos adicionais na capacidade de produção de biodiesel de R$ **3,2** bilhões. Para o cenário com B20, o investimento em capacidade produtiva seria o mesmo que o do cenário com B15 (R$ **1,3** bilhão). Quanto à capacidade de processamento nos Cenários B20 e B25, seriam necessários investimentos adicionais de R$ **11,2** bilhões e R$ **17,2** bilhões, respectivamente, distribuídos entre 2029 e 2036.

3. Biometano

Entre julho de 2025 e julho de 2026, observou-se o avanço da implementação do marco regulatório do biometano, com a publicação do Decreto nº 12.614/2025 (BRASIL, 2025), que regulamentou o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador do Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNGB), e das Resoluções ANP nº 995 (ANP, 2026c) e nº 996 (ANP, 2026d), que disciplinaram, respectivamente, a individualização das metas compulsórias anuais e os procedimentos de certificação e emissão dos CGOB. Ao longo do período, foram observados avanços regulatórios associados ao programa, incluindo medidas voltadas à ampliação da oferta de gás da União, ao planejamento integrado das infraestruturas de gás natural e biometano e à integração de soluções de baixo carbono, como o biogás e o biometano, o que poderá contribuir positivamente para o desenvolvimento desse mercado[10].

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, especialmente em veículos pesados, mantém sinergias com os objetivos do RenovaBio. Com 8 produtores certificados até julho de 2026, o biometano era o biocombustível com maior nota de eficiência energético-ambiental (EPE, 2026b).

A produção de biometano apresentou incremento significativo recentemente. A quantidade de usinas produtoras de biometano com autorização de operação pela ANP aumentou 75%, passando de 12 unidades em julho de 2025 para 21 unidades em junho de 2026. Considerando as solicitações de construção e ampliação de usinas de biometano registradas na ANP (2026a), nota-se a aceleração dos projetos nos últimos anos. No ano de 2025, 36 novos projetos estavam registrados, enquanto uma usina pleiteava ampliação. Em julho de 2026, havia 48 empreendimentos em processo de autorização, dos quais 46 correspondiam a novas plantas e dois a ampliações de unidades existentes, evidenciando o dinamismo do mercado e as perspectivas de ampliação da oferta de biometano nos próximos anos. Esse movimento reflete o crescente interesse dos setores sucroenergético e de resíduos sólidos urbanos (RSU)[11], bem como os incentivos regulatórios introduzidos recentemente para o desenvolvimento da cadeia produtiva do biometano. Desse total, 28 unidades são previstas entre 2027 e 2036, sendo que 3 são oriundas do setor sucroenergético, duas localizadas na região Nordeste e a outra na região Sudeste.

Com base nas informações das solicitações de enquadramento no REIDI, foram obtidos fatores de investimentos específicos para cada planta, de R$ 3.323,9 por Nm³/dia (R$ 9,11 por Nm³/ano) para plantas em construção, replicando-os para projetos sem informações, e um fator de R$ 3.657,5 por Nm³/dia (R$ 10 por Nm³/ano) para a planta em ampliação. Os 28 projetos totalizam a capacidade de produção de 910,4 mil Nm³/dia ou 332,3 milhões Nm³/ano e CAPEX de R$ 3,0 bilhões (ANP, 2026a; BNDES, 2020a; MME, 2022). Estima-se que o OPEX em todo o horizonte seja de R$ 1,1 bilhão.

[10] 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.

[11] Nos últimos anos estão sendo estruturados, cada vez mais, planos municipais de resíduos sólidos urbanos e saneamento, assim como 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.

No entanto, a capacidade atualmente identificada se mostra insuficiente para suportar a demanda volumétrica, em um cenário de atendimento da meta máxima de redução de emissões prevista no âmbito da Lei do Combustível do Futuro. Considerando as projeções de demanda de gás natural do PDE 2036 e assumindo uma meta de redução de emissões de 10% em 2036, estima-se que o volume de biometano necessário para lastrear o cumprimento das obrigações regulatórias, seja por seu uso direto no mercado de gás natural no setor energético, seja por meio da emissão e aposentadoria de CGOB, corresponda a 8,5 milhões de Nm^3/dia. Considerando os fatores de capacidade adotados neste estudo, tal volume demandaria uma capacidade nominal instalada de 11,53 milhões de Nm^3/dia em 2036.

Desta forma, aplicando-se os mesmos fatores de investimento anteriormente utilizados e considerando a participação de cada substrato entre as usinas de biometano registradas na ANP em julho de 2026, estima-se que a implantação da capacidade adicional de 8,44 milhões de Nm^3/dia ou 3,1 bilhões Nm^3/ano, necessária para efetivar essa oferta de biometano, exigiria investimentos da ordem de R$ 28,1 bilhões.

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 Nm^3/ano e 18,2 milhões de Nm^3/ano de biometano. Considerando uma produção do setor suficiente para atender à demanda regulatória máxima em volume de biometano, obtém-se uma despesa acumulada (OPEX) entre 2027 e 2036 da ordem de R$ 2,5 bilhões para o biometano, considerando a meta máxima, tendo como referência um fator de R$ 0,153/Nm^3.

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

A Lei do Combustível do Futuro também busca promover a expansão da produção nacional de SAF, por meio do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), regulamentado pelo Decreto nº 13.094/2026 (BRASIL, 2026a), e que propõe metas de redução de emissões gradativas até 2037.

No cenário internacional, a Organização da Aviação Civil Internacional (OACI) 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 CO_2 de voos internacionais.

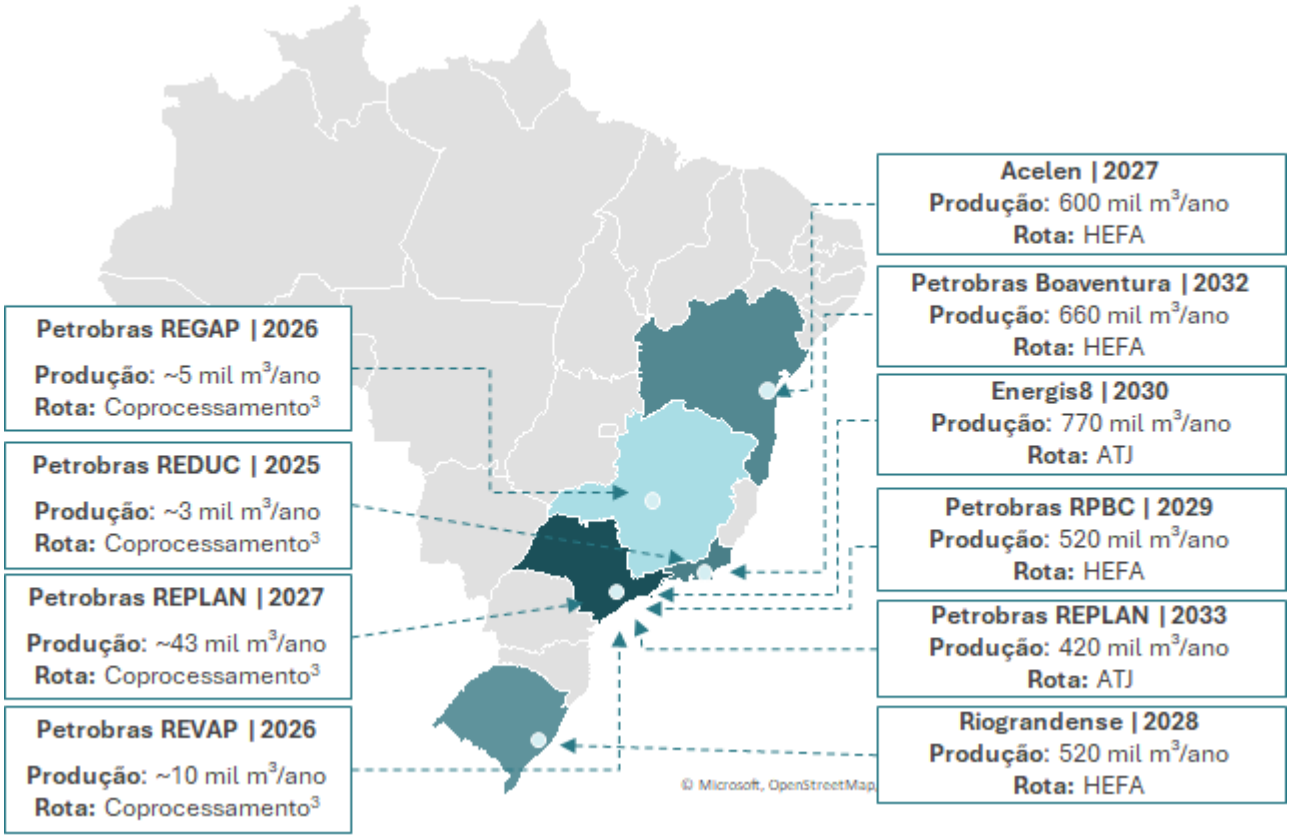
O desenvolvimento da produção de combustível sustentável de aviação (SAF) no Brasil se concentra principalmente nas rotas HEFA e Alcohol-to-Jet (ATJ), vide Imagem 1. Na rota HEFA, destacam-se os projetos da Petrobras em Cubatão (SP) e Itaboraí (RJ) (PETROBRAS, 2026b), a conversão da Refinaria de Petróleo Riograndense (RS) em biorrefinaria e o empreendimento da Acelen na Bahia, com as primeiras operações comerciais previstas a partir de 2027 e potencial utilização de matérias-primas como óleo de soja, sebo bovino, óleo técnico de milho e óleo de cozinha usado (UCO). Na rota ATJ, foram anunciados

projetos da Petrobras (REPLAN) e da Energis8, com entrada em operação projetada majoritariamente para o período posterior a 2030.

Em seu Plano de Negócios mais recente (2026-2030), a Petrobras informou que a produção de QAV coprocessado ocorrerá na REVAP, REDUC, REGAP e REPLAN com conteúdo renovável máximo de 1% nas três primeiras e de 5% na última[12] (PETROBRAS, 2026b).

A capacidade de produção total destes projetos é de 5,5 bilhões de litros/ano, sendo 75% para SAF e 25% para o diesel verde em todas as plantas, exceto na Replan e na Energis8, nas quais o percentual para SAF chega a 90%. Os investimentos estimados serão da ordem de R$ 39,0 bilhões, agregando as rotas HEFA e AtJ, não sendo possível separar o CAPEX estimado para projetos anunciados destas rotas. Com base nas premissas de operação adotadas para esses projetos, estima-se que a oferta nacional de SAF alcance 3,6 bilhões de litros a partir de 2034.

Por falta de informações não foi possível estimar os custos operacionais relacionados à produção destes biocombustíveis.



Notas: 1 - Foram considerados os projetos anunciados pelas empresas até junho de 2026; 2 - A capacidade nominal dos projetos foi ponderada com base em um fator de utilização e modo de operação que maximiza a produção de SAF. 3 – Nos projetos que utilizam a rota de coprocessamento foi considerada apenas a parcela renovável do combustível.

Imagem 1 - Projetos para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF)
Fonte: EPE adaptado de Acelen (2026) e Petrobras (2026a; 2026b).

Alinhada a essa perspectiva, a chamada pública do BNDES/FINEP de 2024 evidenciou o interesse do setor na produção de SAF no País, abrangendo empreendimentos com capacidades que variam de escala piloto até plantas de grande porte.

[12] A Petrobras também visa a comercialização do diesel coprocessado, totalizando uma capacidade de produção de 60 mil m³/ano (parcela renovável), a partir das unidades REPLAN, REDUC, REVAP e REGAP.

4.2. Diesel verde

O diesel verde, combustível renovável drop in pode ser produzido a partir de diferentes insumos (como óleo de soja, de palma e de macaúba) e rotas. A Lei do Combustível do Futuro também possui um programa específico de estímulo a sua oferta, o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), que pode fixar uma participação mínima obrigatória de até 3%[13] a ser adicionado ao diesel de origem fóssil, a partir da determinação do CNPE.

Os projetos anunciados, identificados no subitem 4.1, possuem estimativa de produção consorciada de diesel verde de 850 milhões de litros em 2036. Até que ocorra a regulamentação do PNDV, essa produção pode ser destinada ao mercado externo, trajetória considerada no PDE2036.

5. Inovações e perspectivas futuras

Dentre as soluções que podem ser implementadas pela Lei do Combustível do Futuro, pelo RenovaBio e por outras iniciativas de descarbonização, destaca-se o bio-CCS ou BECCS (*Bioenergy with Carbon Capture and Storage*), tecnologia voltada à captura e ao armazenamento geológico de CO_2 proveniente da biomassa. Por possibilitar emissões negativas, o BECCS é considerado uma estratégia relevante para a mitigação das mudanças climáticas e para o fortalecimento da inserção do Brasil em cadeias de baixo carbono[14]. No País, sua atratividade técnica é favorecida pela disponibilidade de correntes concentradas de CO_2 biogênico, como as oriundas da fermentação do etanol.

Ainda nesse contexto, também ganha relevância o hidrogênio de baixa emissão de CO_2[15] produzido a partir da biomassa (biohidrogênio), capaz de reduzir a intensidade de carbono de produtos da cadeia da bioenergia ao substituir o hidrogênio de origem fóssil em processos de hidrogenação, como na produção de SAF e diesel verde pela rota HEFA.

Os combustíveis sintéticos também despontam como alternativa promissora para setores de difícil descarbonização, beneficiados pela ampla disponibilidade de biomassa e pelo potencial de geração renovável do País. Projeta-se que o e-metanol e a e-amônia passem a integrar a matriz nacional de combustíveis ao final do horizonte decenal, enquanto o aproveitamento do CO_2 biogênico na produção desses energéticos amplia as oportunidades de integração entre os biocombustíveis e esse novo segmento.

Informações complementares sobre maturidade tecnológica, infraestrutura, custos, regulação e mercados-alvo podem ser encontradas no *Caderno CO_2 Biogênico na Bioenergia* (EPE, 2025b) e na *NT H_2 de Biomassa* (EPE, 2025a).

[13] A adição voluntária superior a 3% também é permitida, desde que seja informada à ANP.

[14] O Decreto nº 13.095/2026 detalhou as diretrizes para autorização, exercício e extinção das atividades de CCS pela ANP, assim como estipulou a obrigatoriedade de elaboração bianual do planejamento de infraestruturas para CCS (BRASIL, 2026b).

[15] O Decreto nº 13.096/2026 regulamentou a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024, que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, dispõe sobre a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono, institui incentivos para a indústria do hidrogênio de baixa emissão de carbono, e dá outras providências (BRASIL, 2026c).

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 2036 (EPE, 2026b), estima-se que os investimentos (CAPEX) e custos operacionais (OPEX) para etanol, biodiesel, biometano, SAF, diesel verde e coprocessamento de óleo vegetal serão da ordem de 142 bilhões e 1.209 bilhões de reais, respectivamente.

Tabela 2 - Estimativas de CAPEX e OPEX para biocombustíveis entre 2027 e 2036

	CAPEX (R$ Bilhões)	OPEX (R$ Bilhões)
Etanol	61,6	1085,6
Biodiesel[1]	9,9	121,0
Biometano[2]	31,1	2,5
SAF / Diesel Verde	39,0	n/e
TOTAL	**141,6**	**1.209,1**

Notas 1 - O Capex inclui esmagamento da soja e Opex inclui somente a produção de biodiesel; 2 - Consideram-se projetos em construção dos setores sucroenergético, agrossilvopastoris e comerciais e RSU em aterro, além de projetos indicativos (vide item 3).

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Ressalta-se que os valores de OPEX correspondem à soma, ao longo do horizonte decenal, dos custos correntes de operação e manutenção das unidades produtoras. A maior parte refere-se à aquisição de matéria-prima, como cana-de-açúcar, milho e óleo de soja. Logo, não representam investimentos adicionais e não devem ser somados ao CAPEX.

O Gráfico 3 apresenta a participação e valores de CAPEX industrial para biocombustíveis, incluindo a formação do canavial para a produção de etanol, entre 2027 e 2036.

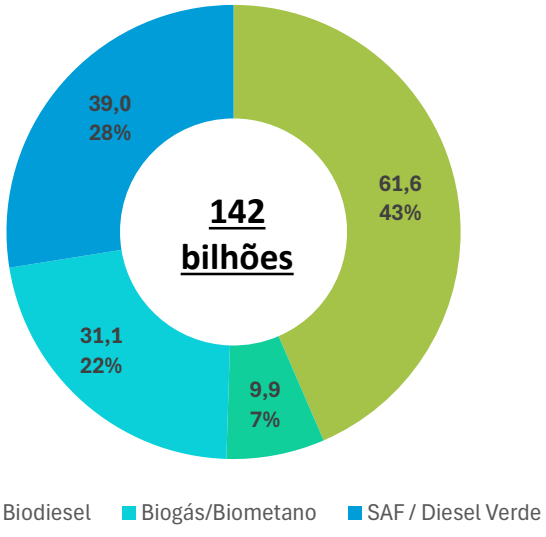


Gráfico 3 - CAPEX para biocombustíveis entre 2027 e 2036 (bilhões de R$ e %)

Fonte: EPE (Elaboração própria)

Considerando os investimentos relativos à produção de açúcar (cana 1G), o CAPEX dos biocombustíveis totaliza R$ 172 bilhões. O OPEX acumulado no período soma R$ 1.905 bilhões.

Agradecimentos

Agradecemos ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) 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), à ACELEN Renováveis e à ABIOVE.

Referências bibliográficas

ABIOVE – Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais. **Estatísticas**. Brasília, 2026. Disponível em: Estatísticas - Abiove. Acesso em: 25 de junho de 2026.

ACELEN. **ACELEN Renováveis.**, São Paulo, 2026. Disponível em: Acelen Renováveis | Acelen - Energia para acelerar. Acesso em: 30 de abril de 2026

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP nº 910, de 2022**. Dispõe sobre a autorização para o uso de biodiesel e de óleo diesel B em teores de biodiesel superiores ao percentual obrigatório. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022.

_____. **Dados Estatísticos.** 2026a. Disponível em: Dados estatísticos — Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Acesso em: 04 de julho de 2026.

_____. **Preços dos produtores e importadores de derivados de petróleo e biodiesel**, 2026b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo. Acesso em: 13 de outubro de 2026.

_____. **Resolução ANP nº 995, de 3 de março de 2026**. Dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases de efeito estufa no mercado de gás natural, no âmbito do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 4 mar. 2026c.

_____. **Resolução ANP nº 996, de 2026**. Dispõe sobre a certificação da produção ou importação de biometano para emissão do Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CGOB) e o credenciamento de agentes certificadores de origem. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 4 mar. 2026d.

BIODIESELBR. **Levantamentos dos investimentos plantas de biodiesel** (diversas reportagens), 2025. Disponível em: https://www.biodieselbr.com/. Acesso em: 14 de julho de 2026.

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 set. 2026.

BRASIL, 2024. **Lei Combustível do Futuro.** Disponível em: Portal da Câmara dos Deputados (camara.leg.br). Acesso em: 9 de outubro de 2026.

BRASIL. **Decreto nº 12.614, de 5 de setembro de 2025**. Regulamenta o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNGB), instituído pela Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2025. Acesso em: 13 de agosto de 2026

_____. **Decreto nº 13.094, de 12 de agosto de 2026**. Regulamenta o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), instituído pela Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2026a. Acesso em: 25 de agosto de 2026a.

_____. **Decreto nº 13.095, de 12 de agosto de 2026**. Regulamenta as atividades de captura e estocagem geológica de dióxido de carbono, previstas na Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2026b. Acesso em: 25 de agosto de 2026b.

_____. **Decreto nº 13.096, de 12 de agosto de 2026**. Regulamenta a Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024, e a Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 ago. 2026c.

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, 2025. Disponível em: RetifeResCNPE82025.pdf. Acesso em: 30 de junho de 2025.

_____. **Resolução nº 5, de 2026**. Estabelece a participação mínima de 80% de unidades produtoras detentoras do Selo Biocombustível Social no volume de biodiesel destinado à mistura obrigatória. Brasília, Diário Oficial da União: CNPE, 6 maio 2026. Acesso em: 25 de agosto de 2026

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Hidrogênio e Biomassa: oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 13 de agosto de 2026

_____. **CO_2 Biogênico na Bioenergia**. Caderno. Rio de Janeiro: EPE, 2025b. Disponível em: www.epe.gov.br.

_____. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis:** ano 2025. Rio de Janeiro: EPE, 2026a. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 26 de outubro de 2026

_____. **Cadernos de estudos do PDE 2036.** Caderno de Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos. Rio de Janeiro: EPE, 2026b. Disponível em: www.epe.gov.br. Acesso em: 27 de outubro de 2026

FGV - Fundação Getúlio Vargas. **Índices de Preços**, 2026. FGV Data. Disponível em: FGV Dados | IBRE. Acesso em: 25 de agosto de 2026.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo** (Tabela 1737), 2026. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: 25 de agosto de 2026

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: 2 de outubro de 2026.

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: 13 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.

NOVACANA. **Levantamentos dos investimentos em biocombustíveis** (diversas reportagens), 2026. Disponível em: https://www.novacana.com/. Acesso em: 25 de agosto de 2026.

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 2025/26. Piracicaba, 2026. Comunicação pessoal.

PETROBRAS. ***Comunicação pessoal*.** Rio de Janeiro, 2026a. Acesso em: 13 maio de 2026.

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2026-2030.** Rio de Janeiro, 2026b. Disponível em: https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-aprova-plano-de-neg%C3%B3cios-2026-2030. Acesso em: 13 de julho de 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: 13 de outubro de 2024

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