COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

ANÁLISE DO MERCADO E PERSPECTIVAS PARA A DESCARBONIZAÇÃO



A INDÚSTRIA CRIA.
A INDÚSTRIA É MAIS.

CNI Confederação Nacional da Indústria

COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

ANÁLISE DO MERCADO E PERSPECTIVAS PARA A DESCARBONIZAÇÃO

Acesse a versão virtual da publicação por meio deste QR Code:

CNI Confederação Nacional da Indústria

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI
Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

Diretoria de Governança Interna e Externa
Danusa Amorim
Diretora

Diretoria de Desenvolvimento Industrial
Mário Sérgio Carraro Telles
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais
Roberto de Oliveira Muniz
Diretor

Diretoria Jurídica
Alexandre Vitorino Silva
Diretor

Diretoria Corporativa
Cid Carvalho Vianna
Diretor

Diretoria de Comunicação
André Nascimento Curvello
Diretor

COMBUSTÍVEIS NO BRASIL

ANÁLISE DO MERCADO E PERSPECTIVAS PARA A DESCARBONIZAÇÃO



A INDÚSTRIA CRIA.
A INDÚSTRIA É MAIS.

CNI Confederação Nacional da Indústria

© 2026. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Superintendência de Infraestrutura

Dados Internacionais da Catalogação na Publicação (CIP)

C748c

Confederação Nacional da Indústria.

Combustíveis no Brasil : análise do mercado e perspectivas para a descarbonização / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2026.

91 p. : il.

ISBN

1.Combustíveis 2. Descarbonização 3. CBIO I. Título.

CDU: 621.7.019.73

Elaborado por Alberto Nemoto Yamaguti - Bibliotecário - CRB-1/2396

CNI
Confederação Nacional da Indústria
Sede
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
http://www.portaldaindustria.com.br/cni/

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC
Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992
sac@cni.com.br

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparação entre as matrizes energéticas do setor de transporte do Brasil e do mundo 19
Figura 2 – Meta global de aquisição de CBIOs para 2026 e projeções indicativas para os nove anos seguintes 24
Figura 3 – Participação das distribuidoras no cumprimento da meta de 2026 do Renovabio 25
Figura 4 – Emissão de CBIOs por biocombustível 28
Figura 5 – Evolução da oferta de combustíveis selecionados no Brasil 48
Figura 6 – Participação da Petrobras na produção nacional de combustíveis selecionados 50
Figura 7 – Participação da Petrobras no volume total importado pelo Brasil de combustíveis selecionados 50
Figura 8 – Comparação entre os preços de combustíveis selecionados no mercado brasileiro e os seus preços no mercado internacional 51
Figura 9 – Evolução da produção de etanol por origem de matérias-primas 53
Figura 10 – Evolução do processamento mensal de matérias-primas para a produção de etanol 54
Figura 11 – Evolução anual da capacidade instalada e da produção de etanol 55
Figura 12 – Comparação entre o prçeo do Açúcar no mercado internacional e o preço do Etanol hidrato no estado de São Paulo 56
Figura 13 – Evolução da produção de biodiesel e do teor médio da mistura obrigatória 58
Figura 14 – Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel 59
Figura 15 – Comparação entre o preço de exportação (FOB) do óleo de soja no Porto de Paranaguá e o preço do biodiesel no mercado brasileiro 60
Figura 16 – Evolução anual da capacidade instalada e da produção de biodiesel 61
Figura 17 – Participação no mercado de distribuição de combustíveis por agente regulado em 2025 63
Figura 18 – Participação dos mercados destinatários por combustível em 2025 64
Figura 19 – Participação dos mercados destinatários do querosene de aviação em 2025 65
Figura 20 – Impostos federais incidentes sobre combustíveis selecionados no Brasil (fevereiro de 2026) 66
Figura 21 – Impostos incidentes sobre combustíveis selecionados no Brasil (fevereiro de 2026) 69
Figura 22 – Consumo de gasolina C e etanol hidratado no Brasil 71
Figura 23 – Decomposição do preço médio da Gasolina C no Brasil 72
Figura 24 – Decomposição do preço médio do Etanol Hidratado no Brasil 73
Figura 25 – Comparação entre preço final da Gasolina C e do Etanol Hidratado no mercado brasileiro 74
Figura 26 – Consumo de Diesel B no Brasil 75
Figura 27 – Decomposição do preço médio da Diesel B no Brasil 76
Figura 28 – Consumo de QAV no Brasil 77
Figura 29 – Evolução do preço de realização do produtor e do preço médio de distribuição do QAV no Brasil ... 78
Figura 30 – Projeção da demanda de biodiesel no Brasil entre 2026 e 2035, segundo cenários 82
Figura 31 – Projeção da demanda de diesel verde no Brasil entre 2026 e 2035, segundo percentuais de mistura obrigatório 85

Figura 32 – Estimativa da emissão de CBios com base nas projeções de produção de biocombustíveis do PDE 2035 e comparação com as metas indicativas do RenovaBio estabelecidas pela Resolução CNPE nº 21/2025 88
Figura 33 – Demanda projetada de etanol no PDE 2035 e demanda adicional para eliminação do déficit de CBios 90
Figura 34 – Projeção da Demanda e Oferta de SAF no Brasil 93
Figura 35 – Preços do petróleo e derivados no mercado Spot internacional 116

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Relação entre os biocombustíveis e os combustíveis fósseis substitutos 27

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO **13**

SUMÁRIO EXECUTIVO **15**

1 INTRODUÇÃO **19**

2 POLÍTICAS PARA INCENTIVO AO USO DE BIOCOMBUSTÍVEIS NO BRASIL **23**

2.1 Políticas Nacionais 23

2.1.1 Renovabio 23

Definição das metas e agentes obrigados 24

Metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) 25

Emissão de CBIOs 27

2.1.2 Lei do Combustível do Futuro 28

Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) 29

Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) 31

Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNDG) 31

Ampliação dos Mandatos de Mistura do Etanol e Biodiesel 34

2.1.3 Outras políticas de incentivo aos biocombustíveis 35

Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN) 36

Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (FNMC) 36

Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE) 37

Taxonomia Sustentável Brasileira 38

Reforma Tributária e Diferencial Competitivo dos Biocombustíveis 39

2.2 Políticas Internacionais 40

2.2.1 Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA) 40

2.2.2 IMO Net-Zero Framework 42

3 DINÂMICA ATUAL DO MERCADO DE COMBUSTÍVEIS **47**

3.1 Oferta 47

3.1.1 Combustíveis Fósseis 47

3.1.2 Biocombustíveis 52

Etanol 52

Biodiesel 57

3.2 Distribuição e Revenda 62

3.3 Impostos 65

3.3.1 Federais 65

3.3.2 Estaduais 68

3.4 Consumo final 70

3.4.1 Combustíveis para frota de veículos leves (Ciclo Otto) 70

3.4.2 Combustíveis para frota de veículos pesados (Ciclo Diesel) 74

3.4.3 Combustíveis para aviação 77

4 PERSPECTIVAS PARA O MERCADO DE BIOCOMBUSTÍVEIS 81
4.1 Biocombustíveis para frota de veículos pesados (Ciclo Diesel) 81
4.1.1 Biodiesel..... 81
4.1.2 Diesel Verde..... 84
4.2 Biocombustíveis para frota de veículos leves (Etanol) 87
4.3 Biocombustíveis para o segmento de aviação (SAF) 92

5 PROPOSTAS PARA O APRIMORAMENTO DA INSERÇÃO DOS BIOCOMBUSTÍVEIS NO SETOR DE COMBUSTÍVEIS BRASILEIRO..... 97
5.1 Alinhamento das políticas de contingenciamento de preços dos combustíveis aos objetivos de descarbonização 97
5.2 Criação de um Comitê Permanente de Monitoramento de Biocombustíveis.....98
5.3 Criação de uma política de comércio exterior para os biocombustíveis 99
5.4 Criação de políticas específicas de estímulo à oferta de diesel verde e SAF.....101

6 CONCLUSÃO..... 105

REFERÊNCIAS..... 109

ANEXO A – GUERRA DO IRÃ E AS POLÍTICAS ADOTADAS PELO GOVERNO FEDERAL PARA REDUZIR O IMPACTO NO MERCADO BRASILEIRO 115

APRESENTAÇÃO

A transição para uma economia de baixo carbono vem transformando o mercado de combustíveis. A evolução da agenda de descarbonização, associada às mudanças tecnológicas e às novas dinâmicas de mercado, exige uma abordagem capaz de conciliar objetivos ambientais com segurança energética e desenvolvimento das cadeias produtivas.

O Brasil ocupa uma posição relevante nesse processo, resultado de uma longa trajetória de desenvolvimento dos biocombustíveis e de sua incorporação à matriz de transportes. Preservar e ampliar essa trajetória requer um ambiente capaz de estimular investimentos, promover inovação e expandir a capacidade produtiva, com condições que assegurem maior previsibilidade aos agentes econômicos.

Este estudo analisa a dinâmica atual e as perspectivas do mercado brasileiro de combustíveis, considerando a interação entre políticas públicas, instrumentos regulatórios, oferta, demanda e competitividade. O relatório também avalia os principais desafios para a expansão dos biocombustíveis e apresenta propostas para aprimorar sua inserção na matriz de transportes brasileira.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI) espera que o presente documento contribua para qualificar o debate sobre o futuro do mercado de combustíveis no Brasil. A expansão dos biocombustíveis representa uma oportunidade estratégica para o país, mas sua consolidação dependerá da capacidade de coordenar políticas de demanda e oferta, investimentos produtivos, infraestrutura, financiamento e desenvolvimento tecnológico.

Boa leitura.

Antonio Ricardo Alvarez Alban

Presidente da CNI

SUMÁRIO EXECUTIVO

O Brasil ocupa uma posição de destaque no uso de biocombustíveis. Em **2025, cerca de 25% da energia consumida no transporte brasileiro veio de biocombustíveis**, resultado de décadas de políticas voltadas à segurança energética, à diversificação da matriz e ao desenvolvimento da indústria nacional.

Mais recentemente, essa trajetória passou a incorporar, de forma crescente, os objetivos de descarbonização. O país vem ampliando políticas e instrumentos destinados a estimular o uso de combustíveis de menor intensidade de carbono, entre eles o **RenovaBio**, a **Lei do Combustível do Futuro**, o **Fundo Clima**, o **Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN)**, a **Taxonomia Sustentável Brasileira** e o **Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE)**.

Somam-se a esse arcabouço compromissos e mecanismos internacionais que afetam diretamente o setor de transportes, especialmente o *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)* e a estratégia de descarbonização do transporte marítimo internacional. Esse conjunto de políticas aponta para uma tendência estrutural de aumento da demanda por biocombustíveis no Brasil.

Nesse cenário, este estudo da Confederação Nacional da Indústria (CNI) avalia como as políticas de descarbonização podem afetar o mercado brasileiro de combustíveis e, principalmente, se a expansão prevista da oferta será suficiente para acompanhar o crescimento da demanda ao longo da próxima década.

A análise evidencia um desafio central: **o Brasil avançou na criação de instrumentos capazes de estimular a demanda por biocombustíveis, mas a expansão da oferta ainda não apresenta o mesmo grau de previsibilidade e maturidade**.

No **biodiesel**, a elevação gradual da mistura obrigatória estabelece uma trajetória relativamente previsível de crescimento. No cenário-base analisado, a demanda poderá alcançar cerca de **18 bilhões de litros em 2035**. Os projetos de expansão de capacidade anunciados podem, em princípio, acompanhar essa trajetória. Entretanto, níveis de mistura superiores a **20%** exigirão investimentos adicionais, aumentando o risco de restrições de oferta caso a expansão da produção não ocorra no ritmo necessário.

No **etanol**, o cenário é mais complexo. A demanda projetada alcança aproximadamente **46 bilhões de litros em 2035**, impulsionada pelo aumento da mistura de etanol anidro à gasolina e pelo consumo de etanol hidratado. Embora o Brasil disponha de elevada

capacidade instalada, a produção efetiva é condicionada pela sazonalidade, pela disponibilidade de matéria-prima e pela competição entre a produção de açúcar e de etanol.

O estudo identifica ainda um ponto de atenção no **RenovaBio**. As projeções indicam que a geração de Créditos de Descarbonização (CBios) poderá ficar progressivamente abaixo das metas indicativas, alcançando um **déficit potencial de aproximadamente 15 milhões de CBios em 2035**. Caso esse déficit fosse compensado exclusivamente pelo maior consumo de etanol hidratado, seria necessária uma expansão adicional de aproximadamente **15 bilhões de litros**, elevando o consumo total para **mais de 60 bilhões de litros em 2035**. Esse cenário reforça a necessidade de novos investimentos em capacidade produtiva.

Os maiores desafios estão nos mercados emergentes, especialmente no **diesel verde** e no **Combustível Sustentável de Aviação (SAF)**, cujas cadeias produtivas ainda se encontram em estágio inicial de desenvolvimento.

No **diesel verde**, a possibilidade de mistura de até **3%** cria uma demanda potencial de aproximadamente **2,5 bilhões de litros em 2035**, enquanto o país ainda não dispõe de oferta comercial estruturada em escala suficiente para atender a esse mercado. A expansão dessa cadeia dependerá de investimentos em plantas, matérias-primas e infraestrutura e, especialmente, da disponibilidade de hidrogênio de baixo carbono.

No caso do **SAF**, a pressão sobre a demanda se aproxima. O Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV) inicia sua trajetória obrigatória em **2027**, mesmo ano em que o CORSIA entra em sua segunda fase.

Considerando conjuntamente os efeitos do ProBioQAV e do CORSIA, a demanda por SAF poderá variar entre **3,2 bilhões e 9,1 bilhões de litros em 2037**, a depender da intensidade de carbono do combustível. Quando considerado exclusivamente o mandato doméstico, a estimativa varia entre **0,6 bilhão e 1,7 bilhão de litros**.

Apesar dos projetos anunciados no Brasil, grande parte ainda não está em operação ou em estágio suficientemente avançado de implantação. Há, portanto, risco de que a demanda regulatória cresça mais rapidamente do que a capacidade efetiva de produção nacional.

A expansão de SAF e diesel verde enfrenta ainda outro desafio: a crescente competição por matérias-primas estratégicas. As rotas de produção desses combustíveis dependem, em diferentes graus, de insumos como **etanol e hidrogênio de baixo carbono**, que também serão demandados por outras cadeias produtivas.

Esse quadro reforça a necessidade de coordenar a evolução das metas de descarbonização com a expansão efetiva da capacidade produtiva. **Mandatos de mistura, metas ambientais e mecanismos de valorização dos atributos de baixo carbono são importantes para criar demanda, mas não asseguram, isoladamente, a realização dos investimentos necessários para ampliar a oferta.**

Se essa assimetria persistir, poderão ocorrer restrições de oferta, aumento dos preços dos biocombustíveis e maior pressão sobre os preços finais dos combustíveis. O risco é particularmente relevante para SAF e diesel verde, mas também pode alcançar etanol e biodiesel caso a demanda avance mais rapidamente do que a produção.

Diante desse cenário, a CNI propõe **quatro linhas prioritárias de atuação**:

1. **Alinhar as políticas de preços aos objetivos de descarbonização.** Eventuais medidas de contenção dos preços dos combustíveis fósseis devem considerar seus efeitos sobre a competitividade relativa dos biocombustíveis e sobre as decisões de investimento em expansão da oferta.
2. **Criar um Comitê Permanente de Monitoramento de Biocombustíveis.** A estrutura deverá reunir órgãos públicos e agentes do setor para acompanhar projetos, capacidade efetiva de produção, disponibilidade de matérias-primas e riscos de abastecimento, além de subsidiar eventuais ajustes graduais de metas e mandatos de acordo com a evolução da oferta.
3. **Criar uma política de comércio exterior para os biocombustíveis.** A proposta prevê facilitar importações quando a oferta doméstica for insuficiente e estabelecer instrumentos excepcionais e temporários de gestão das exportações em situações de estresse de oferta ou preços, reduzindo riscos de desabastecimento e volatilidade no mercado doméstico.
4. **Criar políticas específicas de estímulo à oferta de diesel verde e SAF.** Entre os instrumentos estão contratos de longo prazo, mecanismos competitivos de apoio ao investimento, financiamento com prazos e condições adequados, garantias, compartilhamento de riscos tecnológicos e desenvolvimento da cadeia nacional de fornecedores.

A próxima etapa da política brasileira de biocombustíveis exige, portanto, **ir além da criação de demanda e assegurar as condições para que a oferta cresça de forma competitiva, sustentável e suficiente**.

O país dispõe de vantagens importantes para ampliar sua participação nesse mercado. Transformá-las em investimentos, capacidade produtiva e desenvolvimento tecnológico será fundamental para que o avanço da descarbonização ocorra com **segurança energética, competitividade e previsibilidade**.

Boa leitura.

Roberto Muniz

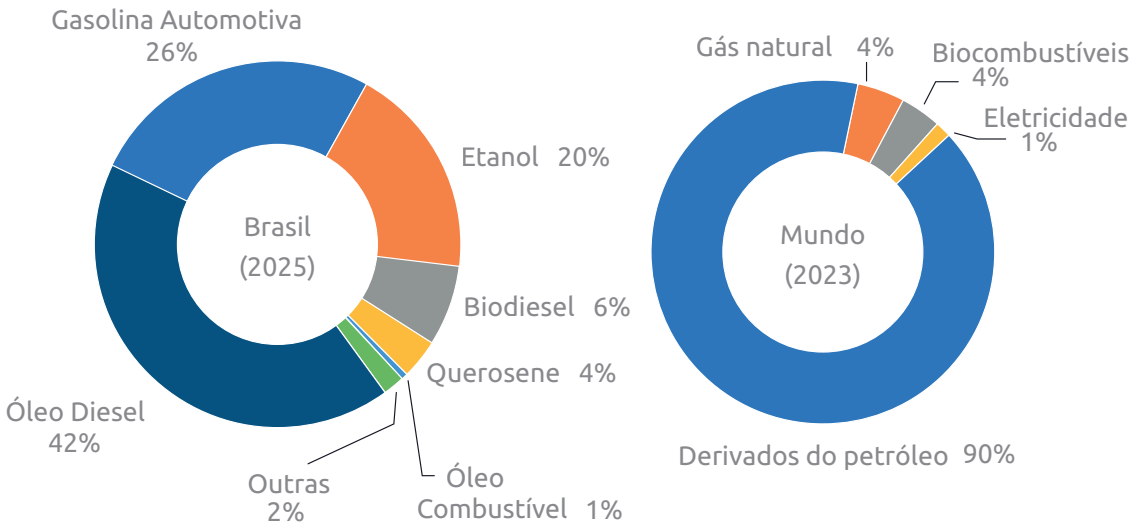
Diretor de Relações Institucionais da CNI



1 INTRODUÇÃO

A matriz energética do setor de transportes no Brasil possui uma expressiva participação dos biocombustíveis, que responderam por cerca de 25% do consumo energético do segmento em 2025. Destacam-se, nesse contexto, o etanol, com participação de 20%, e o biodiesel, com 6%, conforme apresentado na Figura 1. Esse percentual é significativamente superior à média mundial do setor de transportes, na qual os biocombustíveis representam aproximadamente 4% da energia final consumida, evidenciando o maior grau de inserção desses combustíveis renováveis na matriz brasileira (EPE, 2025c; IEA, 2026a).

FIGURA 1 – Comparação entre as matrizes energéticas do setor de transporte do Brasil e do mundo



Nota: Os dados da matriz energética do mundo, publicados pela IEA, não segregavam os combustíveis e o último dado publicado foi de 2023.

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (2025c) e IEA (2026a).

A presença dos biocombustíveis na matriz energética brasileira é resultado de uma estratégia deliberada, construída ao longo de décadas, para expandir tanto sua produção quanto seu uso. Essa estratégia foi viabilizada por um conjunto articulado de políticas públicas que instituíram, entre outros instrumentos, mandatos obrigatórios de mistura e incentivos ao investimento em novas capacidades produtivas.

A consolidação da indústria de biocombustíveis no país esteve fortemente associada ao Programa Nacional do Álcool (Pró-Álcool), lançado na década de 1970, e ao Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), instituído em meados dos anos 2000. Ambos os programas possuíam caráter fortemente intervencionista, baseado no estabelecimento de metas obrigatórias de mistura e em mecanismos de regulação de preços.

As questões ambientais ocupavam papel secundário em sua formulação, especialmente no caso do Pró-Álcool, concebido em um contexto marcado pela crise internacional do petróleo, pelo risco de desabastecimento energético e pela falta de divisas internacionais para importação de bens, incluindo a gasolina (BNDES, 2008).

No entanto, nos últimos anos, o fortalecimento da agenda internacional de descarbonização e a intensificação das discussões sobre mudanças climáticas promoveram uma mudança relevante nas prioridades das políticas energéticas globais. A segurança energética, que havia sido um dos principais vetores das políticas voltadas aos biocombustíveis nas décadas anteriores, perdeu protagonismo para objetivos relacionados à redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE), à transição energética e à promoção de combustíveis renováveis de menor intensidade de carbono.

Nesse contexto, foi celebrado, em 2015, o Acordo de Paris, principal marco internacional de combate às mudanças climáticas. O tratado foi aprovado durante a 21ª Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP21) e contou com a adesão de 195 países, incluindo o Brasil (ONU, 2015). Seu objetivo central consiste em limitar o aumento da temperatura média global a níveis significativamente inferiores a 2°C em relação aos níveis pré-industriais, envidando esforços para restringir esse aumento a 1,5°C.

Após aprovação pelo Congresso Nacional e ratificação internacional, o Acordo de Paris foi incorporado ao ordenamento jurídico brasileiro por meio do Decreto nº 9.073/2017, passando a orientar a formulação de políticas públicas e estratégias nacionais relacionadas à mitigação das emissões de GEE, à adaptação às mudanças climáticas e à transição para uma economia de baixo carbono. A última Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, na sigla em inglês) brasileira, publicada em 2024, elevou significativamente o nível de ambição climática do país. No eixo de mitigação, o Brasil assumiu o compromisso de reduzir, até 2035, entre 59% e 67% das emissões de GEE em relação aos níveis de 2005, abrangendo toda a economia.

Para atingir esses objetivos, a NDC brasileira atribui papel central à ampliação do uso de biocombustíveis na matriz energética brasileira. De forma específica, a NDC estabelece como uma de suas metas a ampliação em 50% da participação dos biocombustíveis na matriz energética de transportes. Considerando a participação atual desses combustíveis, da ordem de 26% do consumo energético do setor, conforme ilustrado na Figura 1, o cumprimento dessa meta implicaria elevar sua participação para aproximadamente 39% até 2035. Dessa forma, a expansão do uso de biocombustíveis consolida-se como um dos principais instrumentos previstos pelo Brasil para o cumprimento de seus compromissos climáticos no âmbito do Acordo de Paris.

Apesar de sua relevância para orientar estratégias nacionais de descarbonização e transição energética, as NDCs não possuem força de lei. Em vez disso, funcionam como instrumentos indicativos, estabelecendo metas, diretrizes e objetivos gerais, sem definir detalhadamente os mecanismos regulatórios, econômicos e institucionais necessários para seu cumprimento. Nesse sentido, o compromisso de ampliação da participação dos biocombustíveis na matriz de

transportes vem acompanhado pela criação e fortalecimento de diferentes marcos regulatórios e políticas públicas voltadas à expansão da produção e do consumo desses combustíveis. Entre os principais instrumentos nacionais associados a esse objetivo destacam-se a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e a Lei do Combustível do Futuro.

Além das políticas domésticas, iniciativas internacionais relacionadas à descarbonização dos transportes também tendem a influenciar diretamente o mercado brasileiro de biocombustíveis. Isso porque organizações multilaterais passaram a estruturar mecanismos específicos voltados à redução das emissões de GEE associadas aos transportes internacionais, cujas emissões não se enquadram diretamente nas fronteiras regulatórias dos países. Entre as principais iniciativas destacam-se o *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (CORSIA), coordenado pela Organização da Aviação Civil Internacional (ICAO, sigla em inglês), e a estratégia de descarbonização do transporte marítimo internacional (Net-Zero Framework) conduzida pela Organização Marítima Internacional (IMO, sigla em inglês). Essas iniciativas demonstram que a transição energética deixou de constituir um esforço isolado de determinados países e passou a integrar uma agenda global coordenada, baseada em instrumentos regulatórios e mecanismos de mercado voltados à redução das emissões de GEE.

O presente relatório tem como objetivo analisar as tendências e dinâmicas do mercado de combustíveis fósseis e biocombustíveis no Brasil, considerando a interação entre políticas públicas, instrumentos regulatórios e metas de descarbonização voltadas ao setor de transportes. Busca-se avaliar como a articulação desses elementos pode influenciar a evolução do mercado de combustíveis, identificando os principais desafios estruturais, oportunidades de expansão e propostas para o fortalecimento da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes brasileira.

Para isto, este documento está dividido em 5 seções, além desta introdução. A Seção 2 apresenta os principais instrumentos regulatórios e políticas públicas relacionados ao incentivo ao uso dos biocombustíveis, abrangendo tanto iniciativas nacionais quanto compromissos e mecanismos internacionais voltados à descarbonização do setor de transportes. A Seção 3 analisa a dinâmica atual do mercado brasileiro de combustíveis, destacando a inserção dos biocombustíveis nesse contexto, bem como a estrutura de oferta e demanda e à competitividade econômica. Na Seção 4 são examinadas as perspectivas e tendências futuras para o mercado de combustíveis no Brasil, com foco nos impactos esperados das políticas de incentivo aos biocombustíveis sobre a dinâmica do mercado de combustíveis. A Seção 5 apresenta propostas e recomendações voltadas ao aprimoramento da inserção dos biocombustíveis no setor de transportes brasileiro. Por fim, a Seção 6 reúne as principais conclusões do relatório.



2 POLÍTICAS PARA INCENTIVO AO USO DE BIOCOMBUSTÍVEIS NO BRASIL

2.1 Políticas Nacionais

2.1.1 Renovabio

A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) foi instituída pela Lei nº 13.576/2017 e posteriormente regulamentada pelo Decreto nº 9.888/2019, consolidando-se como um dos principais instrumentos da política energética e climática brasileira voltados à redução das emissões de GEE no setor de transportes. Além dessas normas estruturantes, o programa apoia-se em um conjunto de regulamentações infralegais emitidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), entre as quais se destacam as Resoluções ANP nº 791/2019, nº 802/2019 e nº 984/2025.

O RenovaBio possui dois objetivos centrais. O primeiro consiste na redução das emissões de GEE associadas ao consumo de combustíveis fósseis no setor de transportes. O segundo busca incentivar a expansão sustentável da produção e do consumo de biocombustíveis no país, por meio de mecanismos econômicos capazes de valorizar combustíveis com menor intensidade de carbono e estimular ganhos de eficiência ambiental ao longo de toda a cadeia produtiva.

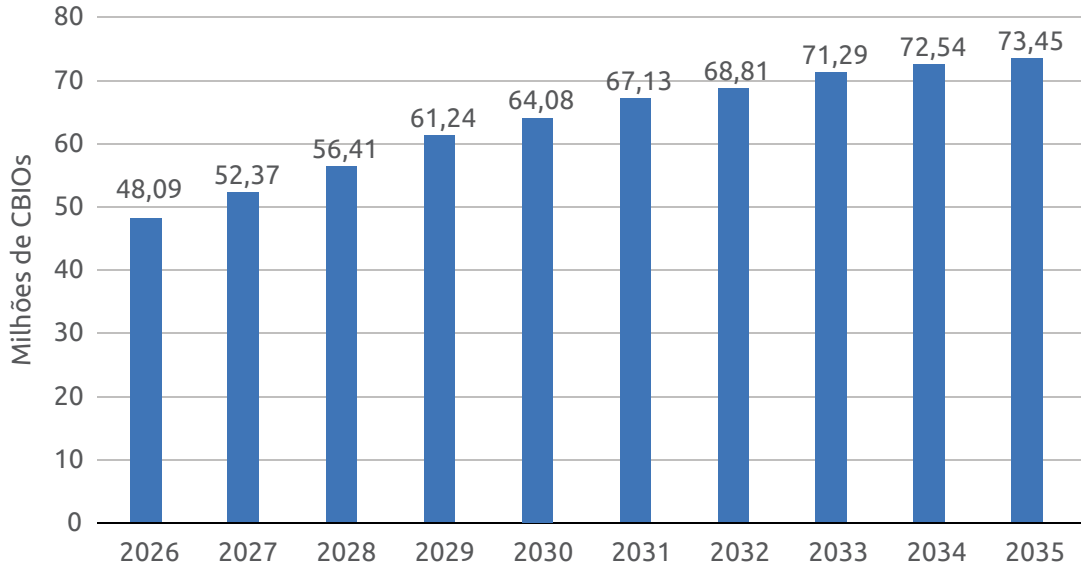
Diferentemente de políticas tradicionais baseadas exclusivamente em mandatos compulsórios de mistura, o RenovaBio estrutura-se a partir de um mecanismo de mercado baseado na criação de metas compulsórias de aquisição de Créditos de Descarbonização (CBIOs). Cada CBIO corresponde a uma tonelada de dióxido de carbono equivalente evitada com a substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis.

Nesse modelo, as distribuidoras de combustíveis constituem as partes obrigadas, sendo responsáveis pela aquisição e aposentadoria de quantidade de CBIOs equivalente às suas metas individuais de descarbonização. Por outro lado, produtores e importadores de biocombustíveis podem aderir voluntariamente ao programa mediante a certificação de sua produção. A partir dessa certificação, os agentes tornam-se aptos à emissão de CBIOs, que podem ser comercializados livremente no mercado para as distribuidoras obrigadas. Dessa forma, o RenovaBio cria um mecanismo econômico de precificação dos benefícios ambientais associados ao uso de biocombustíveis.

Definição das metas e agentes obrigados

As metas compulsórias do programa são definidas anualmente pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsável por estabelecer a meta nacional de descarbonização para o ano subsequente, bem como as projeções indicativas para os nove anos seguintes. A meta mais recente foi instituída pela Resolução CNPE nº 21/2025, que estabeleceu meta de 48,09 milhões de CBIOs para o ano de 2026, além de projeção de crescimento gradual até atingir 73,45 milhões de CBIOs em 2035 (Figura 2). Esse crescimento reflete a expectativa de ampliação progressiva da participação dos biocombustíveis na matriz de transportes brasileira e o fortalecimento das políticas nacionais de descarbonização do setor.

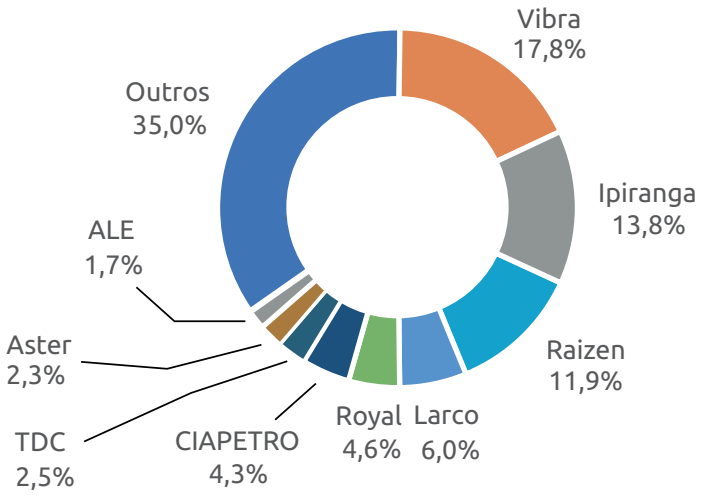
FIGURA 2 – Meta global de aquisição de CBIOs para 2026 e projeções indicativas para os nove anos seguintes



Fonte: Elaboração própria com dados do CNPE (2025).

A ANP é responsável pela individualização das metas de descarbonização, conforme os critérios estabelecidos pela Resolução ANP nº 791/2019. As metas individuais atribuídas a cada distribuidora de combustíveis (i.e., as partes obrigadas) são calculadas de forma proporcional à sua participação nas emissões associadas ao mercado nacional de combustíveis fósseis, considerando especificamente os volumes comercializados de gasolina e diesel. Dessa forma, distribuidoras com maior participação no mercado passam a assumir obrigações proporcionais mais elevadas de aposentadoria de CBIOs. Para o ano de 2026, as metas individuas estão divididas como na Figura 3, onde 4 distribuidoras de combustível concentram 40% da meta global.

FIGURA 3 – Participação das distribuidoras no cumprimento da meta de 2026 do Renovabio



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

Para comprovar o cumprimento de suas metas, as distribuidoras devem realizar a compra e, posteriormente, a aposentadoria dos CBIOs correspondentes a sua meta individual. O descumprimento das metas individuais sujeita as distribuidoras a penalidades significativas. As multas aplicáveis podem variar entre R$ 100 mil e R$ 500 milhões, a depender da gravidade da infração. O pagamento da penalidade financeira não exime a parte obrigada da necessidade de cumprimento da meta anual. A legislação também estabelece que o não atendimento das metas pode configurar crime ambiental, nos termos do Art. 68 da Lei nº 9.605/1998.

Metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

Pelo lado dos produtores e importadores de biocombustíveis, a adesão voluntária ao RenovaBio inicia-se com a contratação de uma firma inspetora credenciada pela ANP, responsável pela certificação da produção. Esse processo tem como objetivo determinar a Intensidade de Carbono (IC) da unidade produtora e a respectiva Nota de Eficiência

Energético-Ambiental (NEEA) do biocombustível, seguindo a metodologia oficial de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) do programa, denominada RenovaCalc.[1]

A RenovaCalc adota abordagem baseada em ACV do tipo "Poço-à-Roda", contabilizando as emissões de GEE associadas a todas as etapas da cadeia energética do combustível. A etapa "Poço-ao-Tanque" compreende as emissões relacionadas à produção, transporte, processamento e distribuição do biocombustível até o ponto de abastecimento. Já a etapa "Tanque-à-Roda" contempla as emissões decorrentes da combustão do biocombustível no veículo.

No caso da etapa "Poço-ao-Tanque", a metodologia contabiliza emissões em três fases: agrícola, industrial e distribuição. A fase agrícola considera as emissões associadas à produção, recolhimento e transporte da biomassa até a unidade de processamento, não atribuindo emissões à geração dos resíduos utilizados como matéria-prima. A fase industrial incorpora informações individualizadas de cada planta produtora certificada, refletindo diferenças de eficiência energética e tecnológica entre as unidades. Já a fase de distribuição utiliza fatores de emissão padronizados para diferentes sistemas logísticos e modais de transporte. Por sua vez, as emissões da etapa "Tanque-à-Roda" são padronizadas por tipo de biocombustível, com base em parâmetros e fatores de emissão extraídos da literatura científica.

Vale ressaltar que a metodologia atualmente utilizada pela RenovaCalc não incorpora emissões associadas às mudanças diretas e indiretas do uso da terra (LUC e ILUC), ou seja, não contabiliza eventuais emissões decorrentes do desmatamento associado à expansão agrícola destinada à produção de biocombustíveis. Ainda assim, o RenovaBio estabelece critérios ambientais mínimos para elegibilidade da biomassa utilizada na produção certificada. Apenas podem ser certificados (e, consequentemente, gerar CBIOs) os volumes de biocombustíveis cuja biomassa seja proveniente de imóveis rurais sem ocorrência de supressão de vegetação nativa após 27 de novembro de 2018.

A partir da certificação da IC do biocombustível é calculada a sua NEEA, indicador que mede a quantidade de emissões de GEE evitadas com a utilização do biocombustível em substituição ao combustível fóssil. Para cada biocombustível elegível no âmbito do programa, existe um combustível fóssil substituto de referência, previamente definido na RenovaCalc, conforme apresentado na Tabela 1. A NEEA é determinada pela diferença entre a IC do combustível fóssil substituto (ICF) e a IC do biocombustível certificado (ICB), conforme a seguinte relação: . Dessa forma, biocombustíveis com menor intensidade de carbono apresentam maior NEEA e, consequentemente, maior capacidade de geração de CBIOs por unidade comercializada.

1 Atualmente, a ferramenta passa por um processo de revisão regulatória. A Resolução ANP nº 758/2018, que anteriormente disciplinava a RenovaCalc, foi revogada e substituída pela Resolução ANP nº 984/2025.

TABELA 1 – Relação entre os biocombustíveis e os combustíveis fósseis substitutos

Biocombustível	Combustíveis Fósseis Substitutos	Intensidade de Carbono do Combustível Fóssil (gCO2eq/MJ)
Etanol	Gasolina A	87,4
Biodiesel	Diesel A	86,5
Biometano	Média ponderada entre Gasolina A, Diesel A e GNV	86,7
Querosene parafínico sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (SPK - HEFA)	Querosene de Aviação	87,5
Diesel alternativo sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (HEFA)	Diesel A	86,5
Gasolina alternativa sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (HEFA)	Gasolina A	87,4

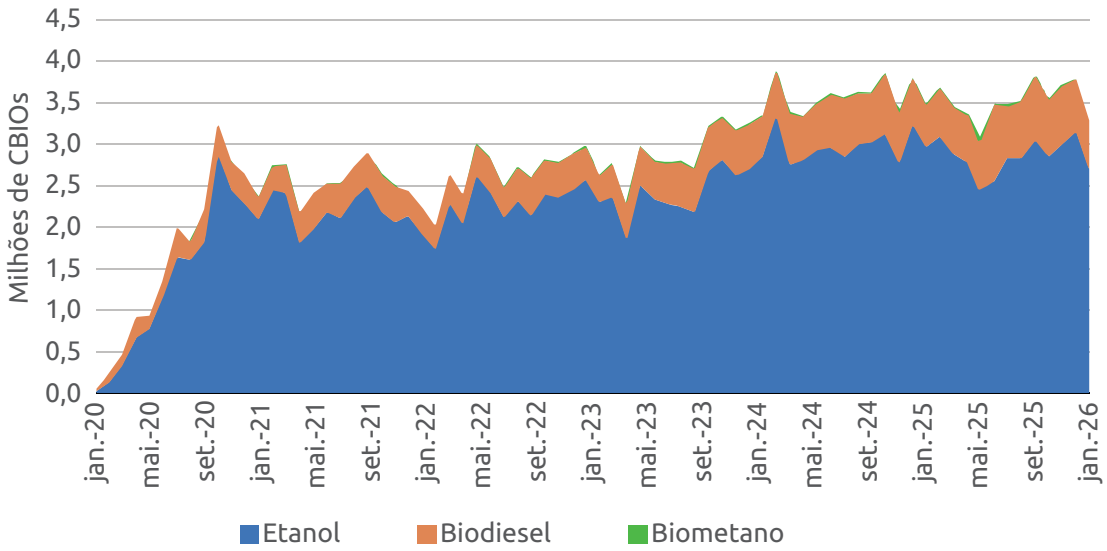
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2018).

Emissão de CBIOs

A geração de lastro para emissão primária de CBIOs é regulamentada pela Resolução ANP nº 802/2019. O fator gerador do lastro é a emissão da nota fiscal de comercialização do biocombustível certificado. Após a comprovação da comercialização, instituições financeiras contratadas pelos produtores (denominadas escrituradores) realizam a emissão escritural dos CBIOs em nome do emissor primário. Todo o processo é acompanhado e fiscalizado pela ANP por meio da denominada Plataforma CBIO.

O programa contempla diferentes rotas tecnológicas de produção de biocombustíveis. Atualmente, as principais rotas elegíveis no âmbito do RenovaBio incluem etanol e biodiesel, que correspondem aos biocombustíveis de maior participação no mercado brasileiro de transportes. Conforme apresentado na Figura 4, em 2025, os produtores de etanol emitiram aproximadamente 35,2 milhões de CBIOs, equivalentes a 82,2% do total emitido no programa, enquanto os produtores de biodiesel emitiram cerca de 7,4 milhões de CBIOs, correspondendo a 17,3% do total.

FIGURA 4 – Emissão de CBIOs por biocombustível



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026d).

Os produtores de biometano ainda representam parcela reduzida do programa, tendo emitido aproximadamente 204 mil CBIOs em 2025, o equivalente a cerca de 0,5% do total. Essa participação mais limitada reflete, entre outros fatores, o estágio ainda inicial de desenvolvimento do mercado brasileiro de biometano e a menor escala relativa de produção desse combustível quando comparada aos mercados de etanol e biodiesel.

Vale destacar que combustíveis alternativos sintetizados por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids* – HEFA), embora já sejam elegíveis no âmbito do RenovaBio, ainda não registram emissão de CBIOs. Além disso, a regulamentação do programa prevê a possibilidade de incorporação de novos biocombustíveis, desde que haja solicitação formal à ANP e posterior desenvolvimento e aprovação, no âmbito da RenovaCalc, de metodologia específica de ACV aplicável à nova rota tecnológica.

2.1.2 Lei do Combustível do Futuro

A Lei nº 14.993/2024, conhecida como Lei do Combustível do Futuro, representa um dos mais relevantes marcos regulatórios recentes da política energética brasileira voltada à descarbonização do setor de transportes, especialmente em segmentos de difícil descarbonização, como aviação, transporte pesado e mercado de gás natural. A legislação foi concebida com o objetivo de promover a mobilidade sustentável de baixo carbono, ampliar a participação de combustíveis renováveis na matriz energética nacional e criar instrumentos regulatórios capazes de viabilizar a expansão de novos mercados de biocombustíveis.

A Lei do Combustível do Futuro atua por meio de múltiplos mecanismos regulatórios voltados à expansão da demanda por combustíveis renováveis. Entre os principais mecanismos

destacam-se a criação de novos programas setoriais de descarbonização, a ampliação dos mandatos obrigatórios de mistura de biocombustíveis e a regulamentação de novos combustíveis de baixa intensidade de carbono.[2]

Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV)

Um dos principais pilares da Lei é a criação do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), destinado a estimular a produção, comercialização e utilização de Combustível Sustentável de Aviação (SAF – *Sustainable Aviation Fuel*) no Brasil. O programa foi estruturado para criar demanda obrigatória por SAF no mercado doméstico de aviação, contribuindo para a descarbonização de um dos segmentos mais difíceis de eletrificar e reduzir emissões.

O mecanismo central do programa consiste na criação de metas compulsórias de redução de emissões de GEE para operadores aéreos em voos domésticos. O cumprimento dessas metas deverá ocorrer por meio da utilização de SAF em substituição ao querosene de aviação fóssil.

A legislação estabeleceu trajetória progressiva de descarbonização para o setor aéreo, iniciando com meta de redução de emissões de 1% em 2027 e avançando gradualmente até atingir 10% em 2037. As metas intermediárias previstas são de 2% em 2029, 3% em 2030, 4% em 2031, 5% em 2032, 6% em 2033, 7% em 2034, 8% em 2035 e 9% em 2036.

O PrioBioQAV terá seus valores de emissões totais equivalentes por unidade de energia estabelecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), computados considerando o ciclo do poço à queima. A Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) é responsável pela definição da metodologia de contabilização das reduções de emissões associadas ao uso de SAF, bem como a fiscalização do cumprimento das obrigações pelos operadores aéreos domésticos.

A criação do ProBioQAV possui relevância estratégica para o Brasil. Além de contribuir para o cumprimento da NDC brasileira e para a redução das emissões do transporte aéreo, o programa busca posicionar o país como potencial produtor e exportador global de SAF, aproveitando a elevada disponibilidade de biomassa, a experiência nacional na produção de biocombustíveis e o crescimento esperado da demanda internacional impulsionada por programas como o CORSIA (ver seção 2.2.1).

2 Além dos programas e mandatos discutidos nesta seção, a Lei nº 14.993/2024 também regulamentou as atividades de captura e estocagem geológica de carbono (CCS) e promoveu a integração de políticas já existentes voltadas à descarbonização dos transportes, incluindo o RenovaBio, o Programa Mobilidade Verde e Inovação (Mover), o Programa Brasileiro de Etiquetagem Veicular (PBEV) e o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve), estabelecendo diretrizes para a harmonização das metodologias de avaliação de ciclo de vida utilizadas por esses instrumentos.

Vale destacar que a Lei do Combustível do Futuro também promoveu alterações na definição legal de SAF ao modificar a Lei nº 9.478/1997. De acordo com a nova redação, SAF é definido como "combustível alternativo ao combustível aeronáutico de origem fóssil, produzido a partir de quaisquer matérias-primas e processos que atendam a padrões de sustentabilidade, conforme definição da ICAO, que possa ser utilizado puro ou em mistura com o combustível de origem fóssil, conforme as especificações técnicas das normas aplicáveis, e que promova benefícios ambientais quando considerado o seu ciclo de vida completo".

O elemento central dessa definição é que o SAF não é caracterizado pela matéria-prima utilizada ou pela rota tecnológica de produção, mas sim pela sua capacidade de gerar reduções comprovadas de emissões de GEE ao longo de todo o ciclo de vida do combustível. Nesse sentido, para que um combustível seja reconhecido como SAF, é necessário que ele atenda aos critérios de sustentabilidade definidos pela ICAO no âmbito do CORSIA. Segundo essas regras, o combustível deve proporcionar uma redução mínima de 10% das emissões de GEE em comparação ao QAV fóssil (ICAO, 2025).

Além dos requisitos de sustentabilidade, os SAFs precisam necessariamente ser combustíveis *drop-in*, ou seja, totalmente compatíveis com os motores, aeronaves e sistemas logísticos atualmente utilizados pela aviação. Essa característica é fundamental porque a substituição da frota global de aeronaves ou a adaptação da infraestrutura aeroportuária representaria custos extremamente elevados e desafios operacionais incompatíveis com a dinâmica internacional do setor.

Assim, os SAFs devem apresentar propriedades físico-químicas equivalentes às do querosene de aviação convencional, permitindo sua utilização sem modificações em aeronaves, tanques de armazenamento, oleodutos, caminhões de abastecimento ou demais equipamentos da cadeia logística. Em outras palavras, do ponto de vista operacional, o SAF deve funcionar exatamente como o QAV fóssil, diferenciando-se principalmente por sua menor intensidade de carbono ao longo do ciclo de vida.

Em agosto de 2026, foi publicado o Decreto nº 13.094/2026, que regulamentou o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação. O normativo dispõe sobre os direitos e obrigações do produtor, importador ou agente misturador, o cálculo de emissões equivalentes, além de instituir o Programa Nacional de Certificação do ProBioQAV, com regras para garantir a rastreabilidade ao longo da cadeia de produção. A ANP e a ANAC, no âmbito de suas competências, deverão monitorar continuamente os mercados de produção, comercialização e certificação do SAF e seus certificados.

Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV)

A Lei do Combustível do Futuro instituiu o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), com o objetivo de promover a produção e o consumo de diesel renovável no mercado brasileiro. O programa busca ampliar a participação de combustíveis de baixo carbono no transporte rodoviário pesado, segmento que concentra parcela significativa do consumo energético e das emissões de GEE do setor de transportes.

O diesel verde, tratado também como *Hydrotreated Vegetable Oil* (HVO), é um combustível renovável produzido a partir de matérias-primas de origem biológica, como óleos vegetais, gorduras animais e outros resíduos orgânicos. Ou seja, pode ser produzido por meio de matérias-primas que são também utilizadas na produção do biodiesel. Contudo, diferentemente do biodiesel convencional, produzido por meio do processo de transesterificação e utilizado em mistura ao diesel fóssil, o diesel verde é um hidrocarboneto quimicamente semelhante ao diesel mineral. Isso acontece devido a interação do hidrogênio no seu processo de produção, sob alta temperatura e pressão. Em termos práticos, trata-se de um combustível denominado *drop-in*, ou seja, possui características físico-químicas muito próximas às do diesel fóssil e pode ser utilizado diretamente nos motores, dutos, tanques, sistemas logísticos e infraestruturas existentes, sem necessidade de adaptações relevantes.

Essa característica confere ao diesel verde uma vantagem importante do ponto de vista operacional. Enquanto o biodiesel possui limitações técnicas relacionadas à estabilidade oxidativa, ao armazenamento e aos percentuais máximos de mistura em determinadas aplicações, o diesel verde pode, em tese, substituir integralmente o diesel fóssil, mantendo níveis equivalentes de desempenho operacional. Por essa razão, o combustível é frequentemente apontado como uma alternativa relevante para a descarbonização do transporte rodoviário pesado.

Para estimular o desenvolvimento desse mercado, a Lei do Combustível do Futuro estabeleceu a possibilidade de adoção de metas compulsórias de mistura de diesel verde ao diesel comercializado no país. A definição dessas metas é de competência do CNPE, que poderá estabelecer percentuais obrigatórios de incorporação, respeitando o limite máximo de 3% previsto na legislação.

Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNDG)

Entre os instrumentos criados pela Lei do Combustível do Futuro, o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano (PNDG) é aquele que possui maior impacto direto sobre os mercados de gás natural e biometano. Regulamentado pelo Decreto nº 12.614/2025, o programa tem como principal objetivo promover a descarbonização gradual do consumo de gás natural por meio da ampliação da participação do biometano no mercado brasileiro.

O PNDG busca estimular a produção e o consumo de biometano, incentivar sua utilização como combustível veicular e fomentar investimentos em infraestrutura que permitam a conexão das unidades produtoras às redes de distribuição e transporte de gás natural. Para atingir esses objetivos, o programa adota como principal instrumento regulatório uma meta compulsória de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural, a ser cumprida por meio da incorporação gradual de biometano ao consumo nacional de gás.

Para operacionalizar esse mecanismo, a Lei do Combustível do Futuro criou o Certificado de Garantia de Origem do Biometano (CGOB), ativo ambiental que representa os atributos de origem renovável associado ao biometano. Dessa forma, o programa estabelece um mercado específico para a comercialização desses atributos ambientais, criando incentivos econômicos para a expansão da oferta de biometano e para sua inserção no mercado brasileiro de gás natural.

Compete ao CNPE estabelecer anualmente a meta regulatória de redução de emissões do mercado de gás natural. O Conselho deve definir a meta para o ano subsequente até 1º de novembro de cada exercício, podendo também divulgar metas indicativas para os cinco anos seguintes. A legislação estabelece que a meta deverá ser entre 1% e 10%, podendo o CNPE fixar meta inferior à 1% caso haja justificativa de interesse público ou insuficiência de oferta de biometano capaz de atender ao mercado sem gerar custos excessivos.

A meta regulatória de redução de emissões é posteriormente convertida pelo CNPE em uma meta volumétrica de aquisição de biometano ou de CGOBs. Para o exercício de 2026, a Resolução CNPE nº 4/2026 estabeleceu uma meta correspondente a 504,8 mil metros cúbicos (Mm³/d) de biometano, equivalente a uma redução de emissões de aproximadamente 0,5% no mercado de gás natural. A definição dessa meta foi precedida por Consulta Pública conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), acompanhada da divulgação de Análise de Impacto Regulatório (AIR) e de estudos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que apresentaram a metodologia utilizada para conversão da meta de emissões em volume equivalente de biometano (EPE, 2025e).

A individualização das metas entre os agentes obrigados é competência da ANP, conforme estabelecido pela Resolução ANP nº 995/2026. São considerados agentes obrigados os produtores e importadores de gás natural que tenham comercializado volume médio anual superior a 160 Mm³/d. A participação de cada agente na meta nacional é calculada proporcionalmente à sua participação no mercado de gás natural do ano anterior, considerando-se a soma dos volumes importados com a produção nacional bruta descontada da reinjeção.

O atendimento das metas individuais ocorre exclusivamente por meio da aquisição de CGOBs. Cada certificado corresponde a 100 m³ de biometano e representa a comprovação do atributo ambiental associado à produção desse combustível renovável. Dessa forma, o programa estabelece uma separação entre a comercialização da molécula física de

biometano e a comercialização de seu atributo ambiental. A compra isolada da molécula do biometano, sem o correspondente CGOB, é tratada regulatoriamente como equivalente à aquisição de gás natural fóssil, não gerando qualquer benefício para fins de cumprimento da obrigação.

O Decreto nº 12.614/2025 estabelece que o cumprimento da obrigação regulatória ocorre por meio do registro de baixa dos CGOBs para fins de atendimento da meta individual de cada agente obrigado. Diferentemente do que ocorre em outros mercados de certificados ambientais, como o RenovaBio, a comprovação da meta não exige a aposentadoria do certificado. Dessa forma, após o registro de baixa para cumprimento da obrigação regulatória, os CGOBs podem continuar sendo livremente negociados no mercado secundário. Assim, produtores e importadores de gás natural podem revender os certificados utilizados para comprovação da meta, desde que não incorporem aos seus produtos, processos ou inventários de emissões o atributo ambiental associado ao biometano. Nesses casos, a aposentadoria do certificado torna-se obrigatória, retirando-o definitivamente de circulação e impedindo sua utilização ou comercialização futura.

A emissão dos CGOBs é regulamentada pela Resolução ANP nº 996/2026. O processo inicia-se com a certificação da unidade produtora por um Agente Certificador de Origem (ACO), entidade responsável por verificar a origem da matéria-prima utilizada e avaliar a eficiência ambiental do processo produtivo. Após a certificação, o produtor de biometano, denominado emissor primário, deve contratar um escriturador, instituição responsável pela emissão eletrônica dos certificados e pelo registro de todas as operações de transferência de titularidade, aposentadoria e cumprimento de metas.

A emissão do certificado é lastreada pela efetiva comercialização do biometano, comprovada mediante emissão de nota fiscal. A regulamentação também admite a emissão de CGOBs para volumes destinados ao autoconsumo, desde que sejam atendidos critérios específicos de comprovação de uso energético e inexistência de dupla contagem dos atributos ambientais associados ao combustível.

A fiscalização do cumprimento das metas compete à ANP. O descumprimento parcial ou integral da obrigação sujeita o agente infrator à aplicação de penalidades administrativas severas. As multas podem variar entre R$ 100 mil e R$ 50 milhões e devem ser calculadas de forma a superar qualquer benefício econômico obtido pelo descumprimento da obrigação. Adicionalmente, o pagamento da multa não exime o agente do cumprimento da meta regulatória. O infrator permanece obrigado a adquirir os CGOBs faltantes, o que cria um mecanismo de dupla penalização destinado a reforçar a efetividade do programa. A legislação prevê ainda sanções adicionais, incluindo a suspensão temporária das atividades do agente em situações nas quais a multa não seja suficiente para neutralizar a vantagem econômica decorrente da infração.

Ampliação dos Mandatos de Mistura do Etanol e Biodiesel

Além dos novos programas criados, a Lei do Combustível do Futuro promoveu alterações relevantes nos mandatos obrigatórios de mistura de biocombustíveis já existentes no país. Em particular, a legislação ampliou os limites regulatórios para incorporação de etanol à gasolina e de biodiesel ao diesel, criando maior flexibilidade para futuras elevações da participação desses biocombustíveis na matriz energética nacional.

No caso do etanol, a Lei do Combustível do Futuro alterou a Lei nº 8.723/1993, estabelecendo que o teor obrigatório de etanol anidro na gasolina C poderá variar entre 22% e 35%. Embora a mistura de 27% já estivesse em vigor quando a Lei do Combustível do Futuro foi promulgada, esse percentual era definido por norma infralegal. A Lei do Combustível do Futuro elevou esse percentual ao nível legal, fixando-o expressamente em lei e conferindo maior segurança jurídica à elevação do mandato de mistura. Ao mesmo tempo, a nova legislação autorizou futuras elevações do teor de etanol para até 35%, mediante decisão do Poder Executivo e observados os requisitos técnicos aplicáveis.

No caso do biodiesel, a Lei do Combustível do Futuro modificou a Lei nº 13.033/2014, ampliando a faixa permitida de mistura obrigatória no diesel para valores entre 13% e 25%. A definição do percentual efetivamente aplicável dentro dessa faixa ficou sob responsabilidade do CNPE, que deve avaliar periodicamente a viabilidade técnica e econômica de sua implementação, considerando aspectos relacionados à oferta de biodiesel, à segurança do abastecimento, à competitividade econômica e à adequação técnica dos motores e da infraestrutura logística.

Além disso, a Lei do Combustível do Futuro estabeleceu uma trajetória indicativa de expansão da mistura obrigatória, prevendo percentuais de 15% a partir de março de 2025, 16% em 2026, 17% em 2027, 18% em 2028, 19% em 2029 e 20% em 2030. Ressalta-se que o percentual pode ser posteriormente ampliado, respeitado o limite máximo de 25% estabelecido pelo novo marco legal.

Embora a própria lei tenha previsto uma trajetória de expansão gradual da mistura, a elevação dos percentuais acima dos níveis atualmente praticados depende da realização de avaliações técnicas destinadas a verificar seus impactos sobre motores, veículos, equipamentos, sistemas de armazenamento e infraestrutura logística. Nesse sentido, em maio de 2026, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Portaria Normativa MME nº 133/2026, que aprovou o Plano de Testes de Avaliação da Viabilidade Técnica do uso de óleo diesel contendo teores de biodiesel superiores a 15% e de até 25%. Os testes são conduzidos no âmbito do Comitê Técnico Permanente do Combustível do Futuro (CTP-CF) e têm como objetivo gerar subsídios técnicos para futuras deliberações do CNPE sobre a ampliação dos mandatos de mistura.

No caso do etanol, a Resolução CNPE nº 7/2023 instituiu um grupo de trabalho para avaliar a viabilidade técnica da utilização de gasolina C contendo 30% de etanol anidro. Como resultado desse processo, em março de 2025 foi divulgado o relatório final da "Avaliação da utilização do percentual de 30% do etanol anidro na gasolina em veículos leves e em motocicletas", elaborado pelo Instituto Mauá de Tecnologia (IMT). O estudo confirmou que misturas até 32% do biocombustível na gasolina são tecnicamente viáveis, uma vez que os veículos apresentaram comportamento muito semelhantes aos observados com a utilização da gasolina com percentual de 27% de etanol anidro (IMT, 2025). Dessa forma, os resultados indicam que existe viabilidade técnica para ampliação da mistura até 32%, permanecendo necessária a realização de testes adicionais para avaliar a eventual adoção do limite máximo de 35% previsto na legislação.

Cabe destacar que, após a promulgação da Lei do Combustível do Futuro, o CNPE já passou a utilizar a flexibilidade regulatória criada pela legislação para elevar os mandatos de mistura. Por meio da Resolução CNPE nº 8/2025, foi aprovado o aumento da mistura obrigatória de biodiesel no diesel de 14% para 15%, com vigência a partir de 1º de agosto de 2025. No caso do etanol, a Resolução CNPE nº 9/2026 elevou o teor obrigatório de etanol anidro na gasolina C de 30%, anteriormente estabelecido pela Resolução CNPE n° 9/2025, para 32%. Essa elevação, em caráter excepcional e temporário, entrou em vigor em 1º de agosto de 2026, com duração de 180 dias, podendo ser prorrogada uma única vez por igual período. A medida faz parte da estratégia do governo para reduzir a dependência de combustíveis importados e minimizar efeitos da guerra do Oriente Médio, que elevou o preço do barril de petróleo no mercado internacional (Anexo I).

2.1.3 Outras políticas de incentivo aos biocombustíveis

Além do RenovaBio e da Lei do Combustível do Futuro, o arcabouço regulatório brasileiro voltado à descarbonização também inclui um conjunto de instrumentos financeiros, tributários e de mercado que, embora não tenham como objetivo exclusivo o desenvolvimento dos biocombustíveis, tendem a ampliar sua competitividade econômica e a atratividade de investimentos no setor. Entre os principais instrumentos destacam-se o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), o Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (FNMC), o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), a Taxonomia Sustentável Brasileira (TSB) e os incentivos tributários decorrentes da reforma tributária. Em conjunto, essas iniciativas reforçam a estratégia nacional de transição energética e criam condições mais favoráveis para a expansão da produção e do consumo de biocombustíveis.

Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN)

O Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), instituído pela Lei nº 15.103/2025, tem como objetivo ampliar o financiamento de projetos de desenvolvimento sustentável e acelerar a implementação de investimentos alinhados à transição para uma economia de baixo carbono. O programa busca aproximar instituições financeiras de empresas interessadas em desenvolver projetos sustentáveis, estimulando investimentos em infraestrutura, pesquisa, inovação tecnológica e geração de energia de baixa emissão de carbono.

Embora ainda dependa de regulamentações complementares para sua plena operacionalização, o PATEN já representa um importante instrumento de apoio ao setor de biocombustíveis. Entre os projetos potencialmente beneficiados encontram-se novas plantas de produção de etanol, SAF, biodiesel, diesel verde e biometano, além de investimentos em logística, armazenamento e infraestrutura necessária para expansão desses mercados.

Um dos principais mecanismos do programa é o Fundo de Garantias para o Desenvolvimento Sustentável (Fundo Verde), administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O fundo permite que empresas utilizem determinados créditos detidos perante a União, como precatórios e créditos tributários homologados, como garantia para operações de financiamento voltadas a projetos sustentáveis. Esse mecanismo reduz o risco das operações de crédito e amplia o acesso ao financiamento para projetos de transição energética.

Outro instrumento relevante é a Transação Tributária Sustentável, que permite a negociação de passivos tributários federais em condições diferenciadas para empresas que se comprometam a realizar investimentos enquadrados nos objetivos do programa. Dessa forma, o PATEN combina instrumentos financeiros, garantias de crédito e incentivos tributários para estimular investimentos privados em tecnologias de baixo carbono, incluindo os biocombustíveis.

Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (FNMC)

O Fundo Nacional sobre Mudança do Clima (FNMC), conhecido como Fundo Clima, foi instituído pela Lei nº 12.114/2009 (e regulamentado pelo Decreto nº 9.578/2018) como um dos principais instrumentos de financiamento da política climática brasileira. Seu objetivo é apoiar projetos, estudos e empreendimentos voltados à mitigação das emissões de GEE e à adaptação às mudanças climáticas.

O fundo opera por meio de duas modalidades complementares. A primeira consiste em recursos reembolsáveis, administrados pelo BNDES, destinados ao financiamento de investimentos produtivos. A segunda envolve recursos não reembolsáveis, geridos pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA), voltados ao financiamento de estudos, capacitação, desenvolvimento tecnológico e fortalecimento institucional.

No setor de biocombustíveis, o Fundo Clima desempenha papel relevante ao disponibilizar linhas de financiamento em condições mais favoráveis que as praticadas pelo mercado, incluindo taxas de juros reduzidas, prazos de amortização mais longos e maior flexibilidade na estruturação financeira dos projetos. Esses recursos podem ser direcionados a investimentos em produção, armazenamento, transporte e infraestrutura associada aos combustíveis renováveis. Adicionalmente, a modalidade não reembolsável do fundo pode apoiar estudos de viabilidade, projetos-piloto, pesquisas aplicadas e iniciativas voltadas ao desenvolvimento de novas rotas tecnológicas, contribuindo para mitigar riscos inerentes a tecnologias ainda em estágio inicial de maturidade e acelerar sua inserção no mercado.

Dessa forma, o FNMC atua como um importante instrumento de redução do custo de capital para investimentos associados à descarbonização do setor energético e de transportes.

Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE)

Outro instrumento com potencial de impactar positivamente o mercado de biocombustíveis é o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), instituído pela Lei nº 15.042/2024. O SBCE estabelece o mercado regulado de carbono brasileiro e tem como objetivo contribuir para o cumprimento das metas climáticas nacionais por meio da criação de incentivos econômicos à redução de emissões de GEE.

O sistema adota o modelo conhecido como "*cap and trade*", no qual é estabelecido um limite máximo de emissões para os agentes regulados. Empresas que emitirem acima de suas metas deverão adquirir ativos ambientais para compensar suas emissões, enquanto aquelas que reduzirem emissões além do exigido poderão comercializar excedentes no mercado.

A regulamentação criou dois principais ativos ambientais. A Cota Brasileira de Emissões (CBE) representa o direito de emitir uma tonelada de dióxido de carbono equivalente. Já o Certificado de Redução ou Remoção Verificada de Emissões (CRVE) representa reduções ou remoções efetivas de emissões obtidas por projetos elegíveis. O sistema deverá abranger inicialmente os agentes com emissões superiores a 10 mil toneladas de dióxido de carbono equivalente por ano, sendo que apenas aqueles com emissões superiores a 25 mil toneladas estarão sujeitos a metas obrigatórias de redução.

Embora a regulamentação ainda não tenha definido de forma detalhada a interação entre o SBCE e os biocombustíveis, é razoável esperar que o aumento do custo das emissões de carbono eleve a competitividade relativa dos combustíveis renováveis. Nesse contexto, o uso de etanol, biodiesel, diesel verde, biometano, SAF e outros biocombustíveis poderá se tornar uma alternativa economicamente atrativa para empresas que busquem reduzir suas emissões reguladas.

Assim, além de fornecer energia, os biocombustíveis passam a oferecer um serviço adicional de descarbonização, cujo valor econômico tende a aumentar à medida que o mercado de carbono brasileiro amadurece.

Taxonomia Sustentável Brasileira

A Taxonomia Sustentável Brasileira (TSB) constitui um dos mais importantes instrumentos da estratégia nacional de financiamento da transição ecológica. Instituída pelo Decreto nº 12.705/2025, a TSB integra o Plano de Transformação Ecológica do Governo Federal e tem como objetivo estabelecer critérios padronizados para identificar quais atividades econômicas, ativos financeiros e projetos de investimento podem ser considerados sustentáveis. Em termos práticos, a taxonomia funciona como um "dicionário da sustentabilidade", criando uma linguagem comum para governos, investidores, instituições financeiras e empresas sobre o que efetivamente contribui para o desenvolvimento sustentável.

A principal função da TSB é orientar a alocação de recursos financeiros para atividades alinhadas aos objetivos climáticos, ambientais, econômicos e sociais do país. Para isso, a taxonomia estabelece critérios técnicos e científicos capazes de reduzir riscos de *greenwashing* e aumentar a transparência dos mercados financeiros sustentáveis. Dessa forma, a ferramenta busca direcionar fluxos de capital para investimentos compatíveis com os compromissos climáticos brasileiros e com a transformação da economia para padrões produtivos de menor intensidade de carbono.

A estrutura da taxonomia está baseada em três princípios fundamentais. Em primeiro lugar, a atividade deve contribuir de forma substancial para pelo menos um dos objetivos climáticos, ambientais ou socioeconômicos definidos pelo sistema. Em segundo, não pode causar prejuízo significativo aos demais objetivos ("*Do No Significant Harm*"). Por fim, deve cumprir um conjunto de salvaguardas mínimas de caráter ambiental, social e de governança. Apenas atividades que atendam simultaneamente a esses requisitos podem ser classificadas como sustentáveis.

A implementação da taxonomia deverá influenciar diretamente as decisões de investimento e financiamento nos próximos anos. A regulamentação permite sua utilização voluntária por instituições públicas e privadas para classificação de produtos financeiros, direcionamento de crédito, monitoramento de investimentos sustentáveis, definição de incentivos econômicos e aperfeiçoamento de políticas públicas. Na prática, projetos enquadrados como alinhados à TSB tendem a ter maior facilidade de acesso a financiamentos verdes, emissões de títulos sustentáveis, fundos climáticos e outras fontes de capital voltadas à transição energética.

A operacionalização da TSB ocorre por meio de cadernos técnicos setoriais e temáticos, que estabelecem critérios objetivos para determinar quais atividades econômicas podem ser

classificadas como sustentáveis. Esses cadernos são estruturados com base na Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE) e definem, para cada atividade econômica, os requisitos técnicos, ambientais e sociais necessários para seu enquadramento na taxonomia. Em outras palavras, não basta que uma atividade pertença a um setor considerado sustentável; ela deve demonstrar conformidade com critérios específicos relacionados à contribuição para os objetivos climáticos, ambientais e socioeconômicos da taxonomia, sem causar prejuízos significativos aos demais objetivos estabelecidos.

No caso dos biocombustíveis, os cadernos técnicos da TSB reconhecem como atividades sustentáveis diversas etapas de sua cadeia de valor. Além da produção de combustíveis renováveis, como etanol, biodiesel, diesel verde, biometano e SAF, a taxonomia também classifica como sustentáveis diversas aplicações desses energéticos em setores consumidores, incluindo transporte pesado, geração de energia elétrica, processos industriais e outras atividades que promovam a substituição de combustíveis fósseis por alternativas de menor intensidade de carbono.

Esse enquadramento tende a facilitar o acesso dessas atividades a instrumentos de financiamento sustentável, uma vez que bancos, investidores, fundos de investimento e demais agentes financeiros passam a dispor de um referencial oficial para identificar projetos alinhados aos objetivos da transição ecológica brasileira. Como consequência, projetos relacionados à produção e ao consumo de biocombustíveis podem se beneficiar de maior disponibilidade de crédito verde, condições mais favoráveis de financiamento e maior atratividade para investidores, contribuindo para acelerar a expansão desses combustíveis na matriz energética nacional.

Reforma Tributária e Diferencial Competitivo dos Biocombustíveis

A reforma tributária brasileira também introduziu mecanismos para os biocombustíveis. A própria Emenda Constitucional nº 132/2023 estabeleceu o princípio de que os biocombustíveis e o hidrogênio de baixa emissão de carbono devem receber tratamento tributário favorecido em relação aos combustíveis fósseis.

Esse princípio foi regulamentado pela Lei Complementar nº 214/2025, que instituiu o Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), a Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS) e o Imposto Seletivo (IS). A legislação determina que os biocombustíveis tenham tributação inferior a incidente sobre seus respectivos substitutos fósseis, criando um diferencial competitivo estrutural em favor dos combustíveis renováveis. A regulamentação estabelece que as alíquotas de IBS e CBS aplicáveis aos biocombustíveis não poderão ser inferiores a 40% nem superiores a 90% das alíquotas incidentes sobre os combustíveis fósseis equivalentes. Dessa forma, cria-se um mecanismo permanente de diferenciação tributária favorável aos combustíveis renováveis.

Além disso, a reforma prevê a incidência do Imposto Seletivo sobre combustíveis fósseis. Como esse tributo possui finalidade predominantemente extrafiscal, seu objetivo não é aumentar a arrecadação, mas sim desestimular o consumo de produtos associados a maiores impactos ambientais.

Como resultado, a reforma tributária passa a atuar simultaneamente em duas frentes: reduz a carga tributária relativa dos combustíveis renováveis e aumenta a tributação incidente sobre combustíveis fósseis. Esse arranjo tende a ampliar a competitividade econômica dos biocombustíveis ao longo do tempo, reforçando os sinais de mercado favoráveis à expansão de sua produção e consumo.

2.2 Políticas Internacionais

2.2.1 Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)

O CORSIA (do inglês, *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*) foi instituído em 2016 pela Organização de Aviação Civil Internacional, ICAO, e representa o primeiro mecanismo global de descarbonização concebido para um setor econômico específico após a celebração do Acordo de Paris, em 2015. Regulamentado por meio do Anexo 16 da Convenção de Chicago, o programa foi desenvolvido para enfrentar um desafio histórico da governança climática internacional: a atribuição de responsabilidade pelas emissões de GEE provenientes da aviação civil internacional, atividade que, por sua natureza transfronteiriça, não se enquadrava de forma clara nos inventários nacionais de emissões.

O objetivo central do CORSIA é estabilizar as emissões de dióxido de carbono da aviação internacional em níveis próximos aos observados em 2019.[3] Para isso, as emissões registradas naquele ano passaram a constituir a linha de base do programa, de modo que as emissões excedentes observadas nos anos subsequentes devem ser compensadas pelos operadores aéreos por meio de mecanismos reconhecidos de redução ou remoção de carbono.

Em termos operacionais, o CORSIA funciona como um sistema de compensação de emissões. Os operadores aéreos sujeitos ao programa devem monitorar e reportar suas emissões anuais e, quando estas excederem a linha de base estabelecida, adquirir e aposentar créditos de carbono elegíveis para compensar o excedente. Essa estratégia atua como complemento aos esforços diretos de descarbonização do setor, que incluem ganhos de eficiência operacional, modernização tecnológica das aeronaves e substituição gradual dos combustíveis fósseis por SAF.

3 Originalmente, o objetivo era utilizar as emissões média do biênio 2019 e 2020, porém, em função da Pandemia de Covid-19, a aviação sofreu grande queda na demanda e, consequentemente, as emissões do setor caíram. Assim, o ano de 2020 deixou de representar as emissões em um contexto de normalidade.

Os créditos aceitos pelo programa são denominados *Eligible Emission Units* (EEUs). Esses créditos são originados em programas internacionais de compensação de emissões previamente aprovados pela ICAO e representam reduções ou remoções verificadas de GEE. Entre os projetos geradores de EEUs encontram-se iniciativas de reflorestamento, captura e destruição de metano, recuperação de áreas degradadas e outras atividades de mitigação reconhecidas internacionalmente. Em termos conceituais, os EEUs desempenham função semelhante à dos CRVEs previstos no SBCE (Seção 2.1.3).

A obrigação anual de compensação de cada operador aéreo é calculada a partir da combinação de dois componentes: uma parcela setorial e uma parcela individual. A componente setorial reflete o crescimento agregado das emissões da aviação internacional acima da linha de base e é determinada a partir da denominada *Sectoral Growth Rate* (SGR), calculada anualmente pela ICAO. Já a componente individual considera a evolução das emissões específicas de cada operador em relação ao seu próprio histórico, atribuindo responsabilidades adicionais às empresas que expandirem suas emissões em ritmo superior à média do setor.

A implementação do CORSIA foi estruturada em quatro etapas sucessivas. A primeira, denominada Fase de Implementação (2019–2020), teve como objetivo estabelecer o sistema global de monitoramento, reporte e verificação (MRV) das emissões, exigindo que operadores aéreos de países membros da ICAO com emissões anuais superiores a 10 mil toneladas de dióxido de carbono equivalente em voos internacionais monitorassem e reportassem suas emissões internacionais. Os dados coletados nesse período serviram de base para a definição da linha de referência do programa.

Na sequência, foi implementada a Fase Piloto (2021–2023), de adesão voluntária, aplicável apenas a voos realizados entre países participantes. Durante esse período, a compensação das emissões excedentes foi calculada tomando como referência 100% das emissões observadas em 2019.

A Primeira Fase do Programa teve início em 2024 e permanecerá vigente até o final de 2026. Embora ainda baseada na adesão voluntária dos países, essa etapa introduziu maior rigor regulatório ao adotar uma linha de base correspondente a 85% das emissões observadas em 2019. Atualmente, cerca de 124 países participam voluntariamente dessa fase.

Por fim, a Segunda Fase do Programa terá início em 2027 e se estenderá até 2035, quando será tomada a decisão de finalizar ou manter o programa por mais tempo. Nessa etapa, o programa passará a ter aplicação obrigatória para praticamente todos os Estados membros da ICAO, incluindo o Brasil, que não tinha optado em ser voluntário nas fases anterior.[4] Adicionalmente, haverá uma mudança gradual na metodologia de cálculo das

4 São isentos da obrigação de compensar as emissões voos internacionais que envolvam os países menos desenvolvidos, os pequenos estados insulares em desenvolvimento, os países em desenvolvimento e os estados sem litoral compõem categorias específicas de estados consideradas em determinados contextos internacionais.

obrigações dos operadores. Até 2032, as metas serão determinadas exclusivamente com base na componente setorial. A partir desse ano, o cálculo passará a considerar uma combinação de 85% da componente setorial e 15% da componente individual, ampliando a responsabilização dos operadores com maior crescimento de emissões.

Embora o CORSIA não estabeleça mandatos de consumo ou mistura obrigatória de SAF, os biocombustíveis ocupam posição estratégica dentro do programa. A ICAO mantém uma lista de combustíveis elegíveis que atendem aos critérios de sustentabilidade e redução de emissões estabelecidos pelo Anexo 16 das Normas Práticas Recomendadas pela instituição (ICAO SARPS - *Standards and Recommended Practices*). Os operadores que comprovarem o consumo desses combustíveis podem descontar as reduções de emissões correspondentes de suas obrigações de compensação, reduzindo a quantidade de EEUs necessária para o cumprimento da meta regulatória.

Dessa forma, o programa cria um incentivo econômico indireto ao uso de SAF. Na prática, os operadores passam a comparar o custo da aquisição de combustíveis sustentáveis com o custo da compra de créditos de carbono, incorporando o benefício ambiental do SAF em sua tomada de decisão. Como resultado, o CORSIA contribui para a formação de um valor econômico para os atributos ambientais desses combustíveis e para o desenvolvimento de mercados internacionais voltados à sua comercialização.

Por fim, merece destaque o fato de que o Anexo 16 das Normas Práticas Recomendadas pelo ICAO admite diferentes modelos de cadeia de custódia para comprovação dos atributos ambientais dos SAF, incluindo mecanismos equivalentes ao modelo *book-and-claim*. Essa possibilidade amplia a flexibilidade comercial do mercado, permitindo a dissociação física entre a molécula do combustível e seu atributo ambiental, desde que sejam preservados os requisitos de rastreabilidade, integridade ambiental e prevenção de dupla contagem estabelecidos pela ICAO.

2.2.2 IMO Net-Zero Framework

A descarbonização do transporte marítimo internacional passou a ocupar posição central na agenda regulatória da IMO (*International Maritime Organization*) após a revisão da Estratégia de Redução de Gases de Efeito Estufa por Navios de 2023 (2023 IMO *Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships*), que estabeleceu o objetivo de alcançar emissões líquidas zero no setor até aproximadamente 2050. Como desdobramento dessa estratégia, a IMO iniciou a construção de um novo arcabouço regulatório denominado IMO *Net-Zero Framework* (NZF), concebido para promover a redução gradual da intensidade de emissões dos combustíveis marítimos e acelerar a adoção de combustíveis de baixo carbono.

O texto-base do NZF foi aprovado durante a 83ª sessão do Comitê de Proteção ao Meio Ambiente Marinho (MEPC 83, na sigla em inglês), realizada em abril de 2025, como proposta

de alteração ao Anexo VI da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL, na sigla em inglês). O conteúdo das medidas encontra-se consolidado no documento MEPC 83/17/Add.1 – Annex 11, que reúne as emendas propostas para implementação do IMO *Net-Zero Framework* e estabelece os mecanismos de redução da intensidade de carbono dos combustíveis marítimos, os procedimentos de conformidade e as disposições relacionadas ao IMO *Net-Zero Fund*.

A expectativa inicial era que essas emendas fossem formalmente adotadas durante uma sessão extraordinária do MEPC, prevista para outubro de 2025. Entretanto, diante da ausência de consenso entre os países membros, a deliberação foi adiada por um ano, devendo retornar à pauta da IMO em outubro de 2026. Caso aprovado, o NZF deverá entrar em vigor somente após a conclusão dos procedimentos formais previstos pela Convenção MARPOL, o que significa que sua implementação ocorreria, na melhor hipótese, a partir de 2028. Dessa forma, o IMO *Net-Zero Framework* ainda não constitui uma regulamentação internacional em vigor. Embora represente a direção regulatória atualmente perseguida pela IMO, aspectos relevantes do mecanismo permanecem sujeitos a incertezas, incluindo eventuais ajustes nos critérios de conformidade, nos mecanismos econômicos e nas metas futuras de redução de emissões.

A proposta inicial aplica-se às embarcações de navegação internacional com arqueação bruta superior a 5.000 toneladas (*Gross Tonnage* – GT). Estão excluídas as embarcações que operam exclusivamente em navegação doméstica, bem como determinadas instalações marítimas especializadas, como plataformas de petróleo.

O mecanismo proposto pela IMO no NZF baseia-se na definição de metas anuais de redução da intensidade de emissões dos combustíveis utilizados pelas embarcações. Para isso, será utilizado o indicador denominado GHG *Fuel Intensity* (GFI), que mede a quantidade de GEE emitida por unidade de energia consumida a bordo, expressa em gramas de dióxido de carbono equivalente por megajoule (gCO_2eq/MJ). A metodologia adota uma abordagem de ACV do "poço-à-esteira" (ou *well-to-wake*, em inglês), contabilizando não apenas as emissões geradas durante a utilização do combustível no navio, mas também aquelas associadas à extração da matéria-prima, produção, processamento, transporte e distribuição do combustível.

A proposta estabelece uma trajetória gradual de redução do GFI até 2040. Como referência, utiliza-se a intensidade média da frota marítima mundial observada em 2008, estimada em 93,3 gCO_2eq/MJ. A partir desse valor, serão aplicados fatores anuais de redução progressivamente mais rigorosos. Para 2028, por exemplo, a proposta inicial previa uma redução mínima de 4%, enquanto as exigências aumentam gradualmente ao longo dos anos, alcançando reduções substancialmente maiores na década de 2030 (e.g, 8% em 2030, 35% em 2035 e 65% em 2040).

Ao final de cada ano, cada embarcação deverá reportar sua intensidade efetiva de emissões à IMO. Caso o desempenho do navio seja superior ao exigido pela regulamentação, serão geradas *Surplus Units* (SUs), equivalentes a créditos de desempenho ambiental. Esses créditos poderão ser armazenados para utilização futura ou negociados com outras embarcações que apresentem desempenho inferior às metas estabelecidas. Por outro lado, embarcações que não atingirem os níveis mínimos de desempenho exigidos acumularão déficits de conformidade e deverão adquirir *Remedial Units* (RUs), emitidos pela IMO, para compensar suas emissões excedentes. Essas unidades funcionarão, na prática, como uma penalidade econômica associada ao não cumprimento das metas ambientais.

Os recursos arrecadados com a venda das *Remedial Units* serão destinados ao IMO *Net-Zero Fund*, um fundo internacional que terá como finalidade apoiar a transição energética do transporte marítimo. Entre as aplicações previstas estão o financiamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento, infraestrutura para combustíveis de baixo carbono, transferência de tecnologia, capacitação de países em desenvolvimento e incentivos financeiros para embarcações que utilizem combustíveis de emissão zero ou quase zero.

Do ponto de vista econômico, o NZF cria um mecanismo explícito de precificação do atributo ambiental dos combustíveis marítimos. Ao impor custos crescentes para combustíveis com elevada intensidade de carbono e, simultaneamente, gerar benefícios econômicos para embarcações que utilizem combustíveis de baixa emissão, a regulamentação altera a competitividade relativa entre diferentes alternativas energéticas.

Nesse contexto, caso o NZF seja implementado, diversos biocombustíveis passarão a apresentar vantagens competitivas relevantes. Combustíveis como biodiesel, diesel verde, bioGNL, etanol e outros combustíveis renováveis avançados tendem a apresentar intensidades de carbono significativamente inferiores às dos combustíveis fósseis tradicionalmente utilizados no transporte marítimo. Consequentemente, sua utilização pode reduzir ou até eliminar a necessidade de aquisição de unidades de compensação (*Remedial Units*), além de possibilitar a geração de créditos comercializáveis (*Surplus Units*).



3 DINÂMICA ATUAL DO MERCADO DE COMBUSTÍVEIS

Para compreender a dinâmica atual do mercado de combustíveis no Brasil, é necessário analisar toda a cadeia de abastecimento, desde a produção dos combustíveis até seu consumo final. O primeiro elo dessa cadeia corresponde à oferta nacional de combustíveis. No caso dos combustíveis fósseis, isso envolve principalmente a produção em refinarias e o suprimento complementar por meio de importações. Além disso, alguns combustíveis comercializados no mercado interno passam por uma etapa adicional de mistura obrigatória com biocombustíveis, como ocorre com a gasolina A, que é misturada ao etanol anidro para formar a gasolina C, e com o diesel A, que é misturado ao biodiesel para formar o diesel B. Dessa forma, compreender a dinâmica desses mercados requer também a análise das cadeias produtivas dos biocombustíveis utilizados nessas misturas.

Após a etapa de produção ou importação, os combustíveis são comercializados por meio das atividades de distribuição e revenda. As distribuidoras são responsáveis pela movimentação logística dos produtos e pelo seu fornecimento aos consumidores finais de grande porte ou aos agentes revendedores. Estes últimos, por sua vez, comercializam os combustíveis diretamente aos consumidores finais no varejo. Ao longo de toda essa cadeia também incidem tributos federais e estaduais, que representam parcela relevante do preço final pago pelos consumidores. Assim, para compreender a dinâmica atual do mercado brasileiro de combustíveis, é necessário analisar cada uma dessas etapas, que serão detalhadas a seguir.

3.1 Oferta

3.1.1 Combustíveis Fósseis

A estrutura atual do mercado brasileiro de combustíveis foi estabelecida a partir da publicação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), que extinguiu o monopólio da Petrobras nas atividades de exploração, produção, refino, importação e comercialização de petróleo

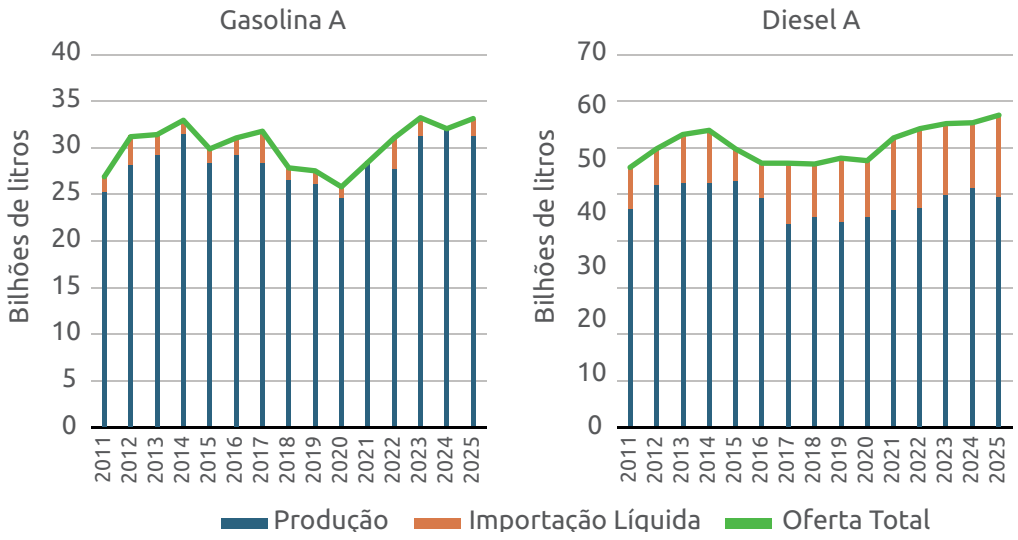
e derivados. Desde então, o setor passou a operar sob um regime de livre concorrência, permitindo a atuação de agentes privados em todos os elos da cadeia e garantindo liberdade para a definição de preços, observadas as condições de mercado.

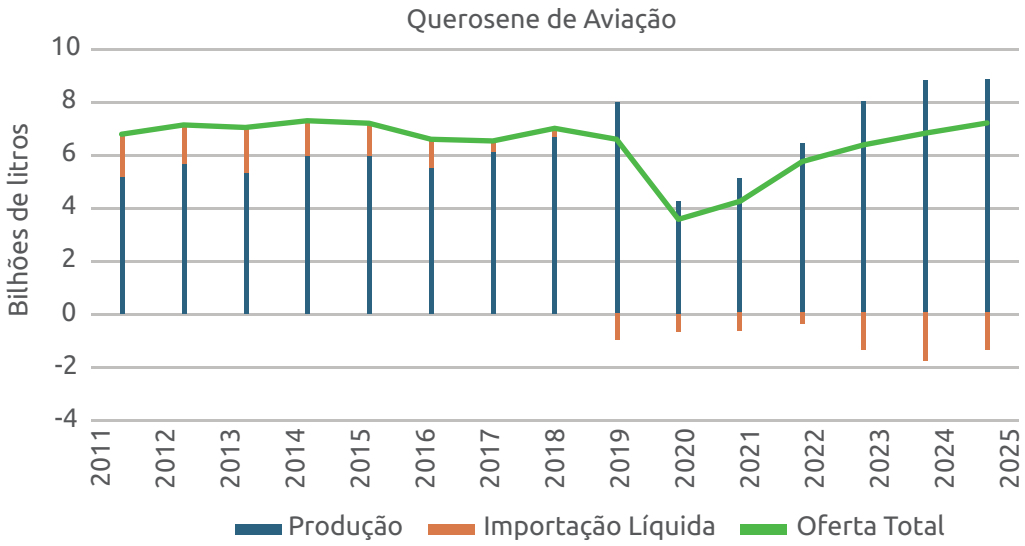
Do ponto de vista regulatório, portanto, não há restrições à entrada de novos agentes na atividade de refino ou importação de combustíveis. Em tese, qualquer empresa autorizada pode produzir, importar e comercializar combustíveis no país. Na prática, contudo, o mercado brasileiro ainda apresenta elevada concentração, reflexo da trajetória histórica de desenvolvimento do setor e da predominância da Petrobras na infraestrutura de refino nacional.

A oferta total é composta pela produção nacional e pelas importações líquidas, definidas como a diferença entre os volumes importados e exportados. A Figura 5 apresenta a evolução dessa oferta no Brasil para combustíveis selecionados. Observa-se que, embora o Brasil possua um parque de refino relevante e produza a maior parte da gasolina e do diesel consumidos internamente, o país permanece como importador líquido desses combustíveis, complementando a oferta doméstica com volumes provenientes do mercado internacional.

Em 2025, a produção nacional de gasolina A respondeu por aproximadamente 93% da oferta total disponível no país, enquanto os 7% restantes foram atendidos por importações líquidas. No caso do diesel, a dependência em relação ao mercado internacional é significativamente maior. Nesse mesmo ano, as importações líquidas representaram cerca de 28% da oferta total, ao passo que a produção nacional foi responsável pelos 72% restantes. Essa maior necessidade de importação reflete o elevado consumo de diesel na economia brasileira, impulsionado principalmente pelo setor de transporte de cargas, em razão da forte predominância do modal rodoviário na movimentação de mercadorias no país.

FIGURA 5 – Evolução da oferta de combustíveis selecionados no Brasil



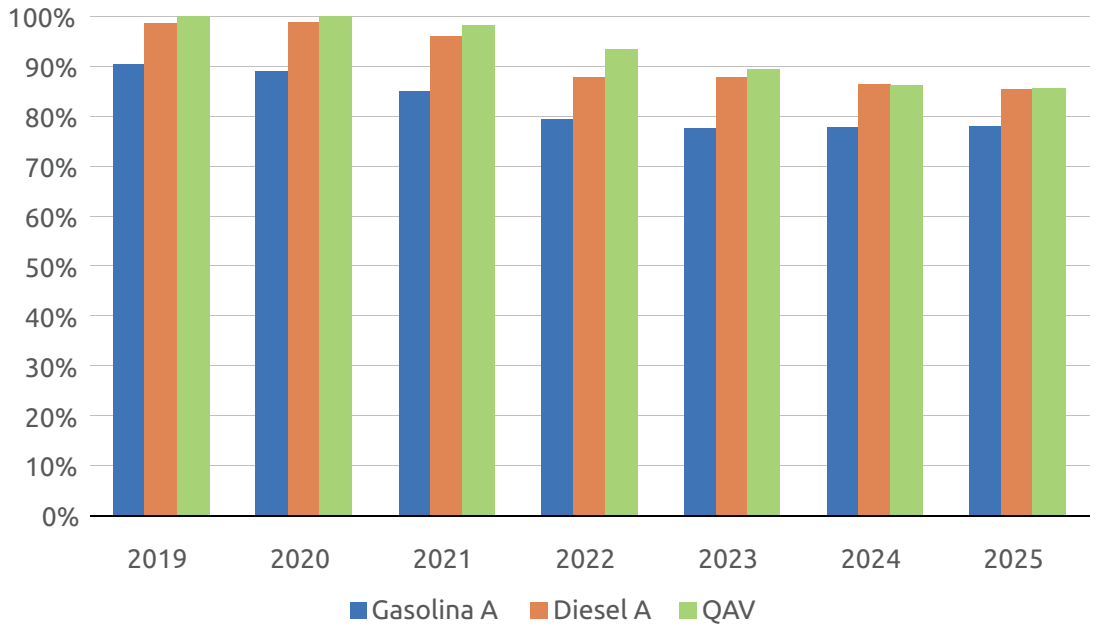


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026h, 2026g)

No caso do querosene de aviação (QAV), a dinâmica de abastecimento é distinta daquela observada para a gasolina e, sobretudo, para o diesel. Desde 2019, a produção nacional tem superado o consumo doméstico, fazendo com que o Brasil se tornasse exportador líquido desse combustível. Como mostra a Figura 5, a produção nacional de QAV tem sido suficiente para atender integralmente à demanda interna e ainda gerar excedentes destinados ao mercado externo. Em 2025, por exemplo, a produção nacional foi aproximadamente 20% superior ao consumo doméstico, permitindo a exportação de parcela relevante do combustível produzido no país.

Apesar da abertura do mercado promovida pela Lei do Petróleo, a Petrobras permanece como o principal agente da cadeia de combustíveis no Brasil, conforme apresentado na Figura 6. Embora a companhia tenha reduzido sua participação de mercado após a venda, em 2021, da segunda maior refinaria em capacidade do país, a Refinaria Landulpho Alves (RLAM, atualmente denominada Refinaria de Mataripe), continua sendo, com ampla margem, a maior produtora nacional de combustíveis. Em 2019, a Petrobras foi responsável por cerca de 90% da produção brasileira de gasolina A e pela totalidade da produção de diesel A e querosene de aviação (QAV), em 2025 sua participação recuou para 78% da produção de gasolina A e 86% da produção nacional de diesel A e QAV. Nesse mesmo ano, a Refinaria de Mataripe consolidou-se como o segundo maior agente do setor, respondendo por aproximadamente 11% da produção nacional de gasolina A, 10% da produção de diesel A e 12% da produção de QAV.

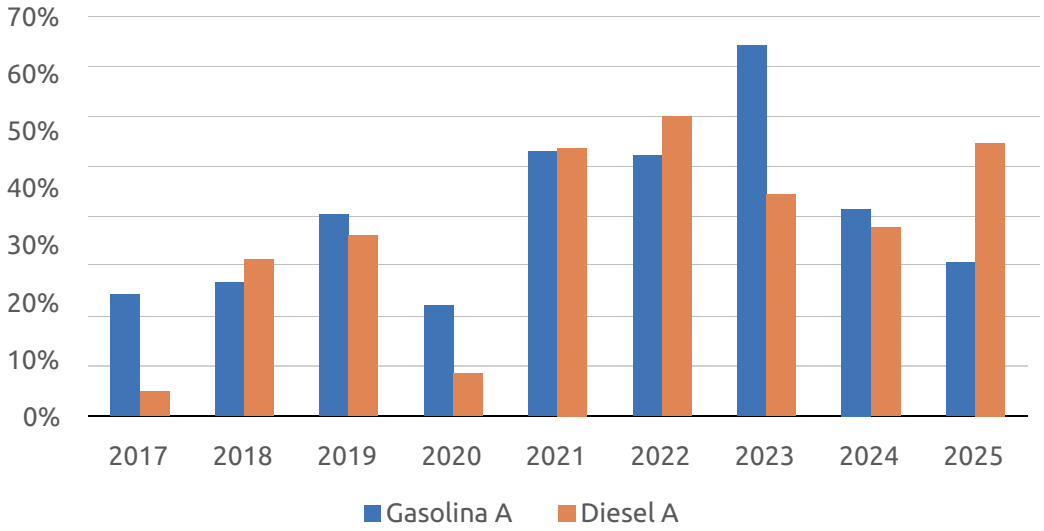
FIGURA 6 – Participação da Petrobras na produção nacional de combustíveis selecionados



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026h, 2026g).

Além da liderança na produção doméstica, a Petrobras também mantém participação relevante nas importações de gasolina A e diesel A (Figura 7). Em 2025, a companhia foi responsável por aproximadamente 27% do volume total de gasolina A importado pelo país e por cerca de 48% das importações de diesel A. Embora sua participação nas importações seja inferior à observada no segmento de refino, a empresa continua exercendo papel central no abastecimento nacional, tanto pela escala de sua produção quanto pela sua influência sobre a dinâmica competitiva do mercado.

FIGURA 7 – Participação da Petrobras no volume total importado pelo Brasil de combustíveis selecionados

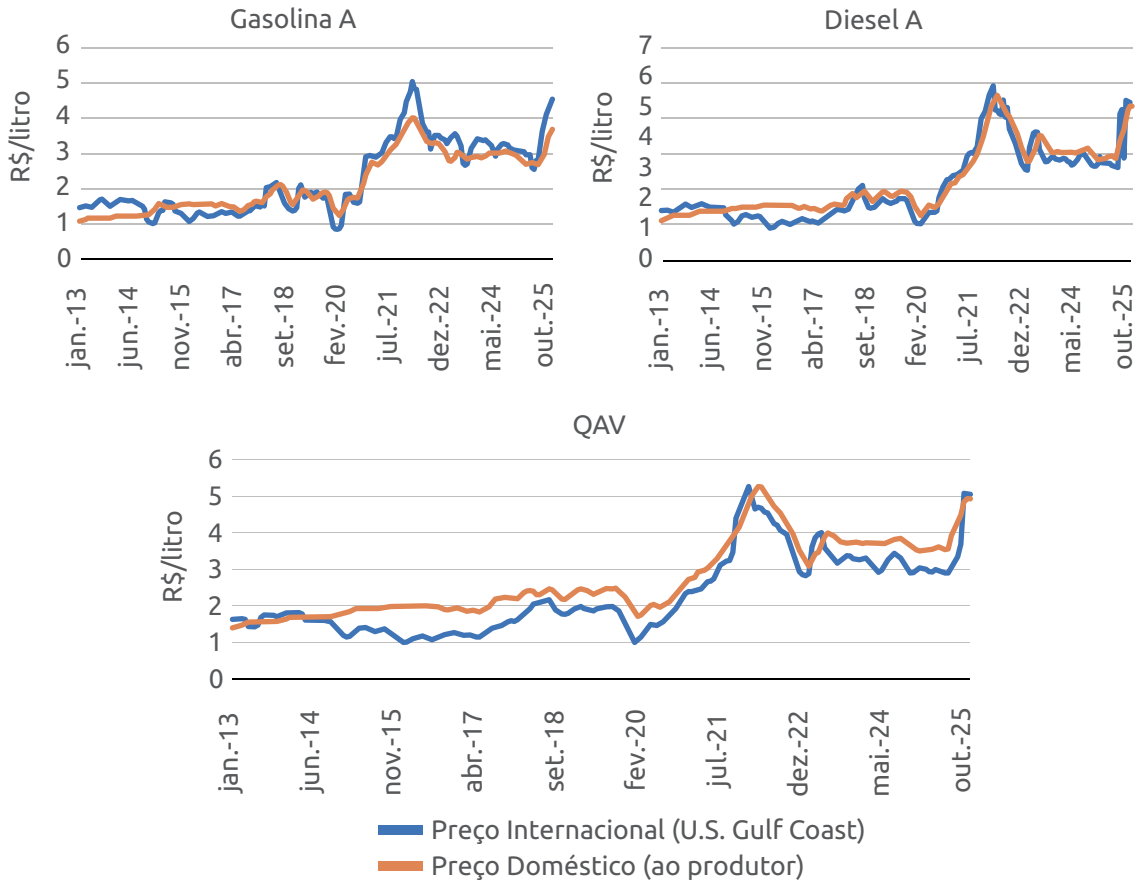


Fonte: Elaboração própria com dados da (ANP, 2026h).

Dessa forma, embora o mercado brasileiro de combustíveis opere formalmente sob um regime concorrencial e aberto à participação de múltiplos agentes, a Petrobras permanece como o principal ator da cadeia, concentrando a maior parte da produção nacional e mantendo participação relevante nas importações. Como consequência, suas decisões comerciais e sua política de precificação exercem influência significativa sobre a dinâmica de oferta e sobre os preços praticados no mercado brasileiro de combustíveis.

A Figura 8 compara os preços de combustíveis selecionados (gasolina A, diesel A e QAV) no mercado brasileiro e com suas referências no mercado internacional (ou seja, o preço no mercado à vista do Golfo americano). Observam-se quatro períodos distintos, nos quais o grau de alinhamento entre os preços domésticos e internacionais apresentou comportamentos diferentes, refletindo principalmente as mudanças na política de precificação de combustíveis adotada pela Petrobras: 2013–2014, 2015–2016, 2017–2022 e 2023–presente.

FIGURA 8 – Comparação entre os preços de combustíveis selecionados no mercado brasileiro e os seus preços no mercado internacional



Nota: 1) O preço doméstico não inclui impostos (PIS, Cofins e ICMS). 2) Preço doméstico do diesel refere-se ao preço de realização do produtor do diesel S-10.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026j), EIA (2026a) e BACEN (2026).

Entre 2013 e 2014, a Petrobras adotou uma estratégia de contenção de preços, mantendo os derivados de petróleo comercializados no mercado interno abaixo das referências internacionais. Como parte da demanda nacional era suprida por importações realizadas pela própria companhia, essa defasagem entre os preços domésticos e internacionais gerou perdas financeiras significativas, justamente em um período de elevada necessidade de investimentos para o desenvolvimento das reservas do Pré-sal (Almeida et al., 2015).

Entre 2015 e 2016, observou-se um movimento de recomposição de preços, com os valores praticados no mercado interno superando as referências internacionais. Essa estratégia contribuiu para a recuperação financeira da Petrobras, compensando parcialmente as perdas acumuladas no período anterior em decorrência da política de controle de preços.

Entre 2017 e 2023, a Petrobras adotou a política de Preço de Paridade de Importação (PPI), segundo a qual os preços domésticos dos combustíveis passaram a ser referenciados pelos custos de importação dos produtos. Nesse modelo, a formação de preços considerava as cotações internacionais dos derivados, a taxa de câmbio e os custos de internalização, incluindo frete, seguro e despesas portuárias. Como consequência, os preços praticados no mercado brasileiro passaram a acompanhar mais de perto as oscilações observadas nos mercados internacionais de petróleo e derivados, resultando em reajustes mais frequentes e em maior exposição do consumidor doméstico à volatilidade dos preços globais de energia.

A política de PPI permaneceu em vigor até 2023, quando a Petrobras passou a adotar uma nova estratégia de precificação baseada no custo alternativo do cliente e no valor marginal para a empresa, utilizando o conceito de custo de oportunidade como referência para a formação dos preços. Apesar da mudança metodológica anunciada, os efeitos práticos sobre a dinâmica de precificação foram relativamente limitados. A principal alteração observada foi a redução da frequência e da intensidade dos repasses das variações dos preços internacionais para o mercado doméstico, resultando em um ajuste menos imediato dos preços internos às oscilações do mercado global.

3.1.2 Biocombustíveis

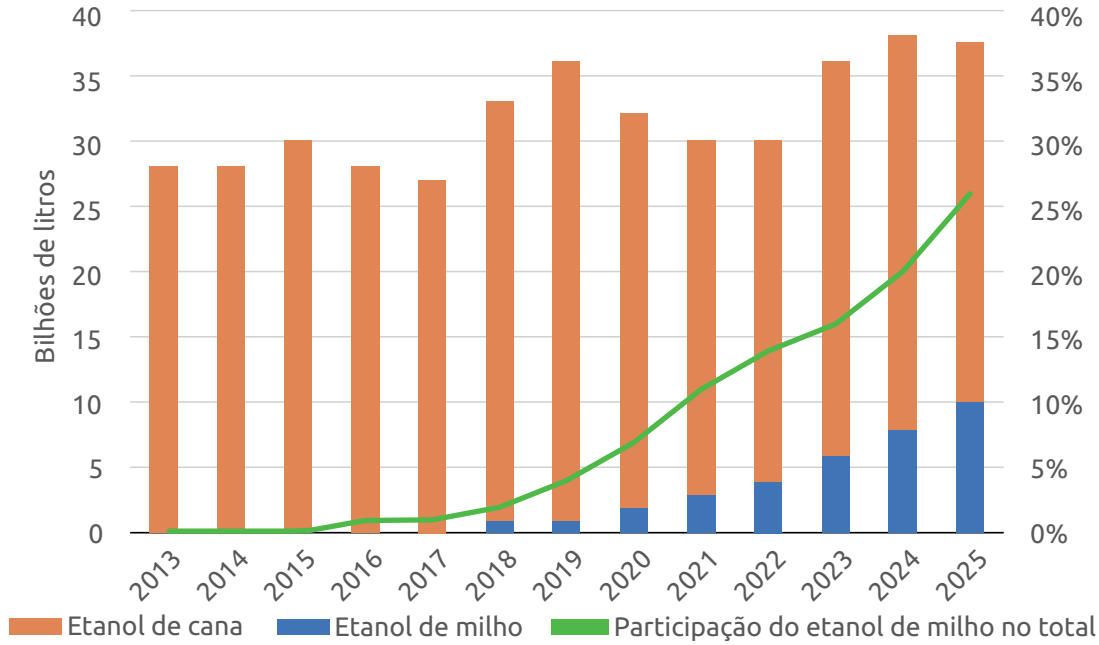
Etanol

O etanol é comercializado em duas formas distintas: hidratado e anidro. O etanol hidratado é o combustível renovável vendido diretamente nas bombas dos postos e utilizado pelos veículos *flex fuel* como alternativa à gasolina C. Já o etanol anidro possui baixo teor de umidade e não é consumido diretamente pelos veículos, sendo destinado à mistura obrigatória na gasolina A.

Embora sejam comercializados de forma distinta, o etanol anidro e o etanol hidratado compartilham as mesmas etapas iniciais de produção. Tanto a partir da cana-de-açúcar (doravante denominada apenas cana) quanto do milho, o processo industrial resulta inicialmente na produção de etanol hidratado. Posteriormente, parte desse volume é submetida a uma etapa adicional de desidratação, na qual a umidade é removida, elevando o teor alcoólico do produto e originando o etanol anidro. Dessa forma, o etanol anidro não constitui um produto independente desde a origem, mas sim um derivado do etanol hidratado, obtido por meio de um processamento complementar destinado a atender às especificações exigidas para sua utilização na mistura com a gasolina.

A cana permanece como a principal matéria-prima utilizada na produção de etanol no Brasil. A Figura 9 apresenta a evolução da produção nacional de etanol, considerando tanto o etanol anidro quanto o hidratado, por tipo de matéria-prima. Observa-se que, embora a cana continue predominante, sua participação relativa vem diminuindo gradualmente em função da rápida expansão da produção de etanol de milho. Em 2024, o etanol produzido a partir da cana representou aproximadamente 80% da produção total nacional. Para 2025, com base nas estimativas da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), essa participação deverá recuar para cerca de 74%, refletindo o crescimento contínuo da indústria de etanol de milho (CONAB, 2026b).

FIGURA 9 – Evolução da produção de etanol por origem de matérias-primas

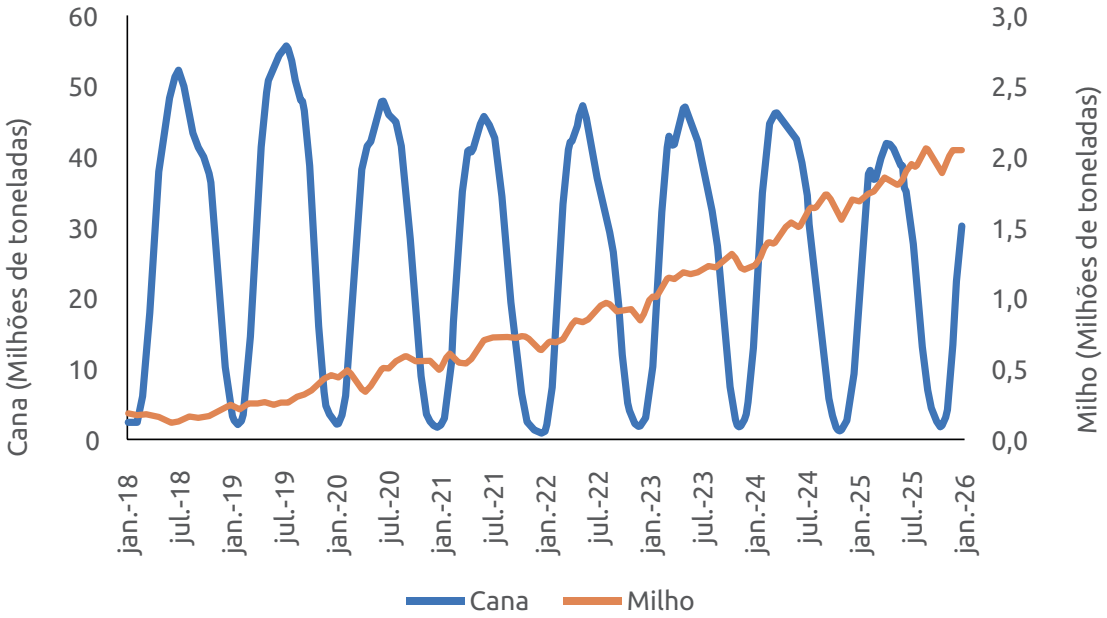


Nota: Os valores de 2025 utilizam como base estimativa de abril de 2026 da CONAB para a safra 2025/2026. A estimativa de 2025 utilizou para os meses de janeiro e fevereiro os valores da safra 2024/2025 e para os demais meses os valores da safra 2025/2026

Fonte: Elaboração própria com dados da Conab (2026a) e EPE (2025a).

A predominância da cana na produção nacional de etanol faz com que a dinâmica do setor seja fortemente influenciada pelas características dessa cultura agrícola. Entre elas, destaca-se a elevada sazonalidade da oferta, evidenciada na Figura 10, que apresenta a evolução mensal do processamento das matérias-primas destinadas à produção de etanol desde 2018.

FIGURA 10 – Evolução do processamento mensal de matérias-primas para a produção de etanol



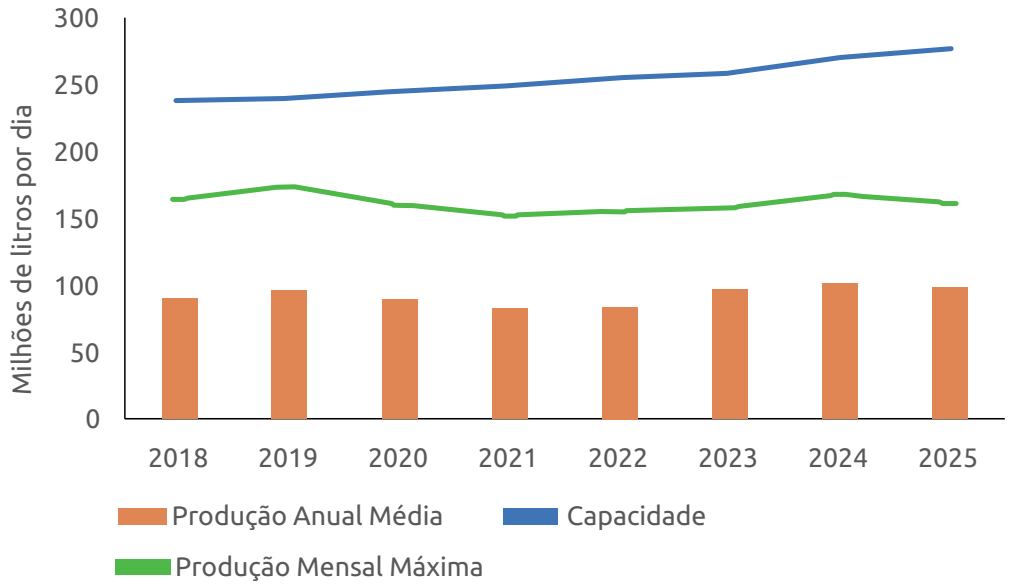
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026f).

Essa sazonalidade decorre das características da própria cana. Após a colheita, a matéria-prima inicia um processo de degradação que reduz seu teor de açúcares fermentáveis, exigindo processamento em curto espaço de tempo (BNDES, 2008). Como consequência, o processamento de cana aumenta a partir de março, alcançando seus maiores volumes entre junho e agosto, período que coincide com o pico da safra da região Centro-Sul, principal polo produtor do país, cuja colheita se estende, em geral, entre abril e dezembro.

Vale ressaltar que a produção de etanol de milho apresenta características bastante distintas, apesar de resultar em um produto final quimicamente idêntico ao etanol de cana. A principal diferença é a ausência de sazonalidade significativa na produção. Como o milho pode ser armazenado por longos períodos e transportado com relativa facilidade, as usinas conseguem operar de forma contínua ao longo do ano. No Brasil, a produção de milho está concentrada principalmente na região Centro-Oeste, com destaque para a segunda safra (entre as três safras de milho que ocorrem anualmente no Brasil), responsável pela maior parcela da produção nacional (CONAB, 2026b).

Outra característica relevante da indústria brasileira de etanol é a elevada capacidade ociosa observada nas unidades produtoras. Conforme ilustrado na Figura 11, a ociosidade do setor historicamente permanece próxima de 65%. Parte desse fenômeno decorre da própria sazonalidade da produção de cana. Como o volume de matéria-prima disponível varia ao longo do ano, as usinas operam com elevada utilização da capacidade apenas durante o pico da safra, onde historicamente atingem uma ociosidade de cerda de 35%. Nos demais períodos, a utilização da capacidade instalada diminui significativamente e, durante a entressafra, diversas unidades chegam a interromper suas operações por até três meses.

FIGURA 11 – Evolução anual da capacidade instalada e da produção de etanol



Nota: A capacidade instalada apenas considerou a capacidade de produção de etanol hidratado. Porém, a produção considerou a soma da produção de etanol hidratado e de etanol anidro. Esta escolha se deu pelo fato de a produção de etanol anidro ser realizada após a produção do hidratado. Quer dizer, primeiro produz o hidratado para depois produzir o anidro.

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

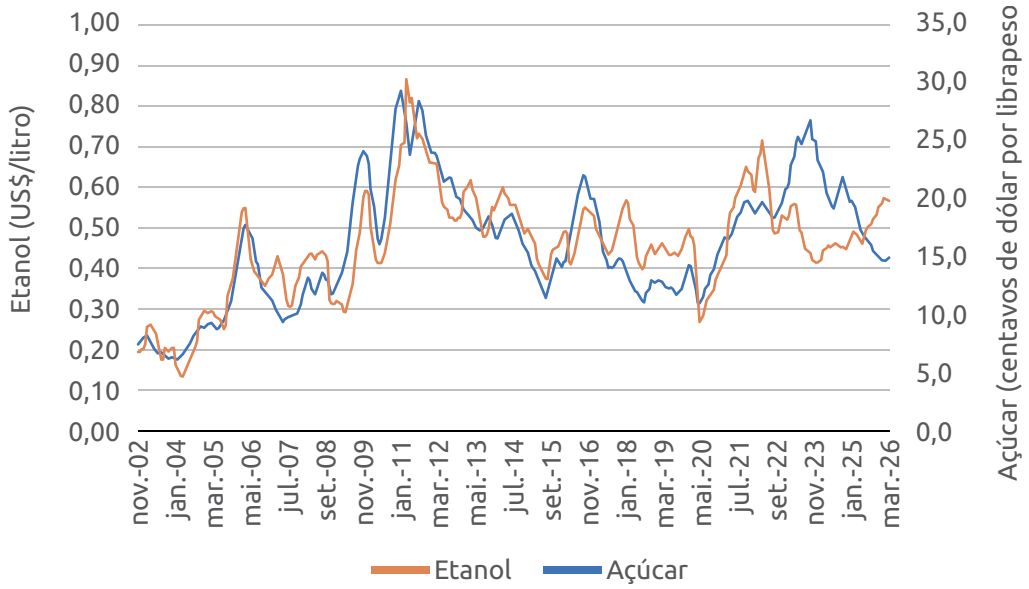
Além da sazonalidade, a elevada ociosidade também está associada à flexibilidade produtiva característica do setor sucroenergético. As destilarias são projetadas para permitir ajustes no direcionamento da matéria-prima entre a produção de etanol e de açúcar, acomodando mudanças nas condições de mercado (EPE, 2025a).

A maior parte das usinas que processam cana-de-açúcar no Brasil é composta por unidades mistas, capazes de produzir tanto etanol quanto açúcar refinado, uma *commodity* amplamente comercializada no mercado internacional (BNDES, 2025). Nessas unidades, existe

uma competição direta pela utilização da cana, uma vez que a matéria-prima pode ser destinada a qualquer um dos dois produtos. Consequentemente, a decisão de produção depende das condições econômicas relativas de cada mercado, influenciando tanto a disponibilidade quanto os preços do etanol.

Caso os preços internacionais do açúcar se tornem mais favoráveis do que os preços domésticos do etanol, os produtores tendem a direcionar uma parcela maior da cana para sua fabricação. Esse comportamento estabelece um importante custo de oportunidade para a produção de etanol e contribui para a formação de um piso econômico para os preços do biocombustível. A Figura 12 ilustra essa relação ao comparar a evolução dos preços internacionais do açúcar com os preços ao produtor do etanol hidratado no estado de São Paulo.

FIGURA 12 – Comparação entre o prço do Açúcar no mercado internacional e o preço do Etanol hidrato no estado de São Paulo



Nota: Optou-se em utilizar o preço do etanol hidratado em São Paulo já que o estado possui a maior produção de etanol e sua produção é basicamente proveniente da cana. Outros grandes estados produtores, como Mato Grosso e Goiás possuem elevada participação de etanol de milho que, como visto, não possibilitam a opção de produzir açúcar.

Fonte: Elaboração própria com dados de CEPEA (2026) e FMI (2026).

Os custos das matérias-primas também exercem influência significativa sobre a oferta de etanol. Segundo estudos do BNDES (2008 e 2025), os gastos com cana ou milho podem representar aproximadamente 80% dos custos totais de produção. Dessa forma, reduções na produtividade agrícola ou aumentos expressivos nos preços da cana ou do milho tendem a elevar os custos de produção e, em cenários de preços baixos do etanol, podem limitar a expansão da oferta.

Em contraste com o mercado de gasolina A, cuja oferta apresenta elevada concentração na Petrobras, a produção de etanol é caracterizada por uma estrutura bastante pulverizada.

Segundo a ANP (ANP, 2026b), em junho de 2026, existiam 375 usinas autorizadas a produzir etanol no país, sendo que, na maioria dos casos, cada empresa controla apenas uma ou duas unidades industriais. São relativamente poucas as empresas que operam três ou mais usinas, o que resulta em um mercado com baixa concentração econômica (BNDES, 2008, 2025).

Biodiesel

A indústria brasileira de biodiesel é relativamente recente e teve origem com a criação do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), instituído em 2005 pela Lei nº 11.097/2005. O programa estruturou a cadeia produtiva nacional por meio da combinação de metas de mistura obrigatória, incentivos fiscais, coordenação da oferta e mecanismos voltados à inclusão produtiva. Desde sua criação, o desenho institucional buscou garantir previsibilidade de demanda e segurança regulatória, criando condições para o desenvolvimento de uma indústria nacional capaz de atender ao mercado doméstico sem a necessidade de subsídios diretos permanentes.

A mistura obrigatória de biodiesel ao diesel fóssil foi introduzida de forma gradual. Entre 2005 e 2007, o programa estabeleceu uma mistura voluntária de 2% em caráter experimental, tornando-a obrigatória a partir de 2008, com previsão de ampliação gradual até 5% em 2013. O ágil desenvolvimento do setor, entretanto, permitiu a antecipação dessas metas, com a mistura de 5% sendo alcançada já em 2010. Ao longo dos anos subsequentes, sucessivos atos normativos (leis e resoluções do CNPE) promoveram a elevação progressiva do teor obrigatório de biodiesel: 7% em 2014, 10% em 2018, 12% em 2023 e 14% em 2024. Em agosto de 2025, o percentual foi novamente ampliado para 15%, de modo que o diesel comercializado atualmente no país é composto por 85% de diesel A e 15% de biodiesel, sendo denominado diesel B15.

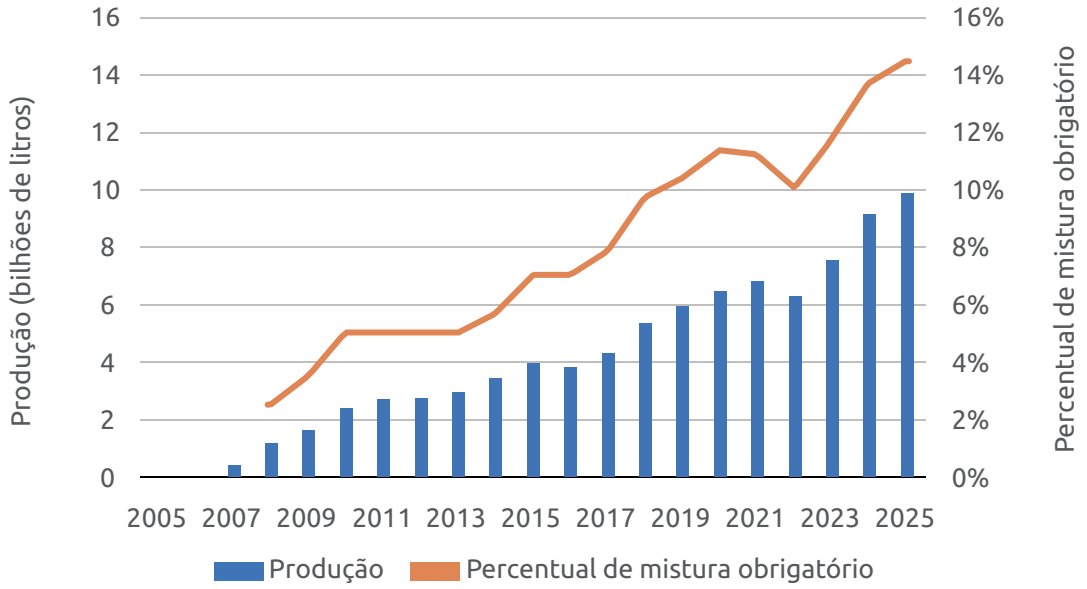
Mais recentemente, a Lei do Combustível do Futuro estabeleceu uma trajetória adicional de expansão da participação do biodiesel na matriz de combustíveis. A legislação prevê a elevação da mistura obrigatória para 16%, com aumentos graduais até atingir 20% em 2030, além de autorizar que o percentual possa alcançar até 25%, desde que observadas as condições técnicas, econômicas e de abastecimento definidas pelo CNPE. Essa sinalização regulatória reforça a perspectiva de crescimento estrutural da demanda por biodiesel nos próximos anos.

Diferentemente do que ocorre no mercado de combustíveis do ciclo Otto, em que veículos *flex fuel* podem utilizar tanto gasolina C quanto etanol hidratado em diferentes proporções, o biodiesel não é considerado um combustível *drop-in*. Em termos práticos, isso significa que ele não é utilizado de forma isolada em larga escala nos motores ciclo Diesel atualmente em operação. Seu consumo ocorre predominantemente por meio da

mistura obrigatória ao diesel fóssil, respeitando os limites técnicos e as especificações estabelecidas pela regulamentação brasileira. Dessa forma, a produção nacional de biodiesel depende fundamentalmente dos percentuais de mistura definidos pelo governo federal, diferentemente do etanol, cuja competitividade frente à gasolina influencia diretamente seu consumo.

A Figura 13 apresenta a evolução da produção brasileira de biodiesel e do teor médio da mistura obrigatória desde 2005. Observa-se que a expansão da produção ocorreu de forma consistente ao longo do período, impulsionada principalmente pelo crescimento da demanda regulatória. Em 2025, a produção nacional atingiu aproximadamente 9,8 bilhões de litros, consolidando o Brasil entre os maiores produtores mundiais de biodiesel.

FIGURA 13 – Evolução da produção de biodiesel e do teor médio da mistura obrigatória



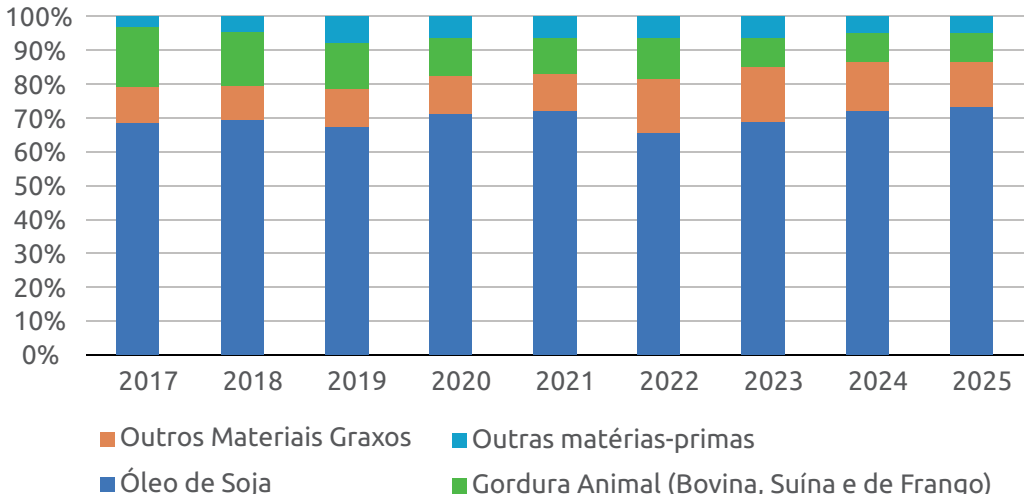
Nota: O percentual obrigatório de mistura corresponde à média anual ponderada pelos percentuais mensais do mandato.

Fonte: Elaboração própria com dados da ABIOVE (2026).

A concepção original do PNPB previa o desenvolvimento de uma cadeia produtiva diversificada, baseada em diferentes oleaginosas e fortemente integrada à agricultura familiar. Entre as matérias-primas consideradas estratégicas destacavam-se espécies como mamona, dendê e outras palmeiras oleaginosas, cuja produção poderia ser consorciada com culturas alimentares em diferentes regiões do país. Entretanto, a evolução do setor ocorreu de forma distinta daquela inicialmente planejada. Ao longo dos anos, o óleo de soja consolidou-se como a principal matéria-prima da indústria brasileira de biodiesel, beneficiando-se da ampla disponibilidade da oleaginosa, da elevada escala de produção nacional e da estrutura logística já estabelecida para a cadeia da soja.

Como mostra a Figura 14, em 2025, o óleo de soja respondeu por 73,3% de toda a matéria-prima utilizada na produção de biodiesel no Brasil. A segunda categoria mais relevante corresponde aos chamados "outros materiais graxos", que representaram 13,6% do total. Segundo a definição da ANP, essa categoria contempla a mistura de matérias-primas em tanque de reprocessamento de subprodutos gerados na produção de biodiesel. Na prática, uma parcela significativa desses materiais também possui origem na própria cadeia da soja. Dessa forma, observa-se que a produção brasileira de biodiesel é fortemente dependente dessa oleaginosa.

FIGURA 14 – Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel



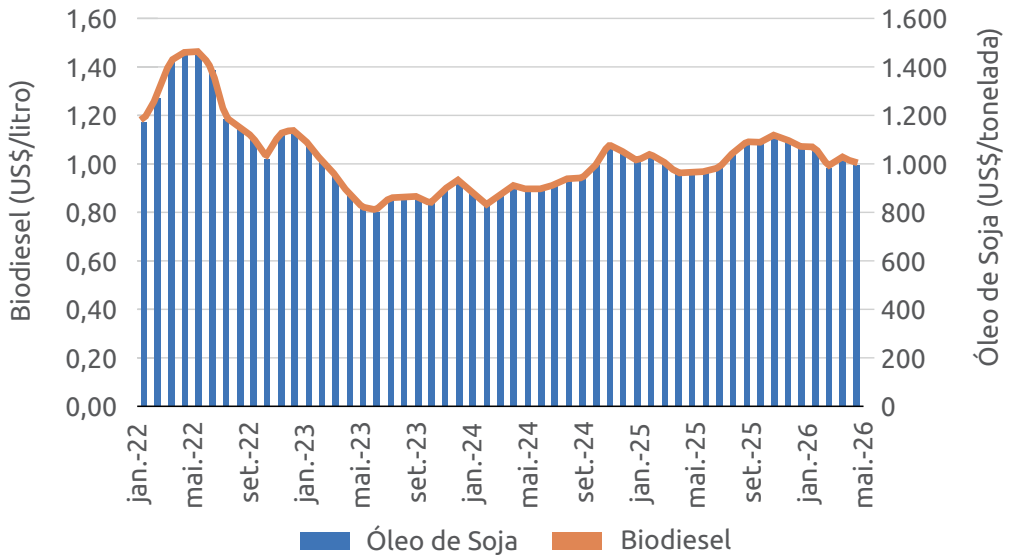
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026e).

A forte dependência da soja como principal matéria-prima da indústria brasileira de biodiesel gera implicações importantes para a dinâmica produtiva e econômica do setor. A primeira delas é a forte vinculação dos custos de produção do biodiesel aos mercados internacionais de *commodities* agrícolas. Embora o biodiesel seja produzido integralmente no Brasil, sua principal matéria-prima é amplamente comercializada no mercado global. Estudos indicam que o óleo de soja responde por aproximadamente 80% a 85% do custo total de produção do biodiesel (da Silva César et al., 2019). Dessa forma, as oscilações nos preços internacionais do óleo de soja, bem como as variações da taxa de câmbio, exercem influência direta sobre o preço do biodiesel no mercado doméstico.

Essa relação tornou-se ainda mais evidente após a liberalização da comercialização do biodiesel. Entre 2005 e 2021, as vendas ocorreram por meio de leilões públicos organizados pelo governo federal, mecanismo concebido para garantir previsibilidade de demanda e coordenar o desenvolvimento da indústria em sua fase inicial. Com o amadurecimento do setor, iniciou-se, a partir de 2022, a transição para um modelo de negociação direta entre produtores e distribuidoras, alinhado aos princípios de maior concorrência e menor intervenção estatal.

Assim, observa-se uma forte correlação entre o preço internacional do óleo de soja e o preço do biodiesel comercializado no Brasil. A Figura 15 ilustra essa relação ao comparar a evolução do preço do biodiesel ao produtor com o preço de exportação *Free On Board* (FOB) do óleo de soja no Porto de Paranaguá, principal ponto de escoamento das exportações brasileiras desse produto. A utilização desse indicador é particularmente relevante por refletir de forma direta as condições do mercado internacional para a principal matéria-prima utilizada na produção de biodiesel no país.

FIGURA 15 – Comparação entre o preço de exportação (FOB) do óleo de soja no Porto de Paranaguá e o preço do biodiesel no mercado brasileiro



Nota: Preço do biodiesel contém impostos federais (Pis e Cofins)

Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2026j) e MDIC (2026).

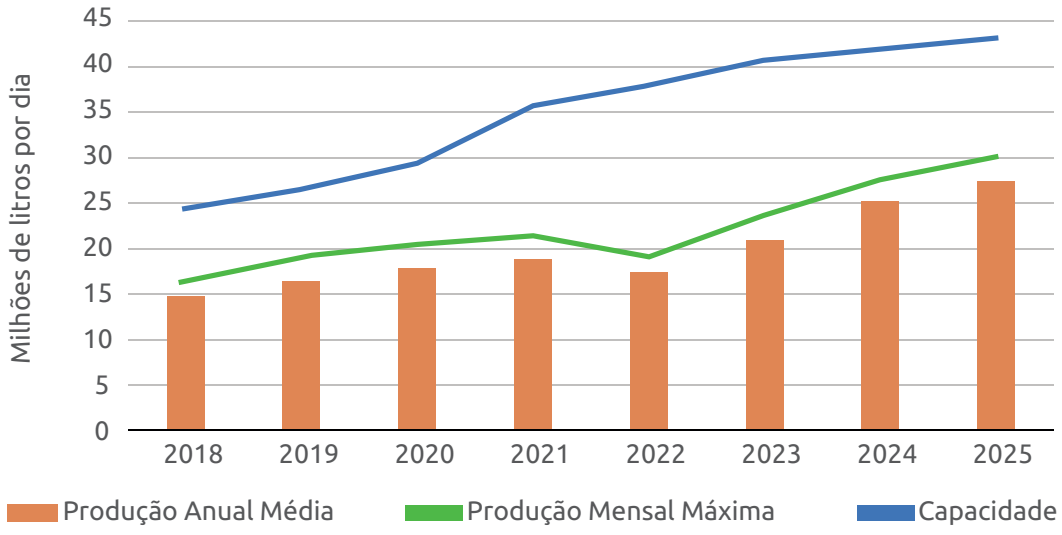
Como o óleo de soja é uma *commodity* amplamente negociada no mercado global e seus preços são influenciados pelas cotações internacionais e pela taxa de câmbio, choques de oferta e demanda no mercado mundial são rapidamente transmitidos aos preços domésticos. Dessa forma, variações nos preços internacionais dessa matéria-prima tendem a impactar diretamente os custos de produção do biodiesel e, consequentemente, o preço do biocombustível no mercado brasileiro. A proximidade entre as trajetórias apresentadas na Figura 15 evidencia essa forte integração entre a cadeia nacional de biodiesel e o mercado internacional de óleo de soja.

Uma segunda implicação relevante é a ausência de uma sazonalidade significativa. Diferentemente da cana, que precisa ser processada rapidamente após a colheita, a soja é uma *commodity* facilmente armazenável e transportável. O mesmo aplica-se ao óleo de soja, insumo efetivamente utilizado na fabricação do biodiesel, que pode ser estocado por períodos prolongados e movimentado de forma eficiente entre diferentes regiões

produtoras e consumidoras. Em razão dessas características, a produção de biodiesel apresenta comportamento relativamente estável ao longo do ano. As usinas operam continuamente e possuem maior flexibilidade para administrar estoques de matéria-prima, ajustar a produção às variações da demanda ou aproveitar momentos mais favoráveis para aquisição de insumos.

Essa maior flexibilidade operacional também influencia a estrutura produtiva do setor. Como a matéria-prima está disponível durante todo o ano e não há significativas restrições sazonais relevantes ao processamento, a indústria de biodiesel consegue manter níveis de utilização da capacidade produtiva mais elevados e homogêneos ao longo dos meses quando comparada ao etanol. Ainda assim, a indústria brasileira de biodiesel apresenta uma capacidade ociosa estruturalmente elevada, principalmente devido a capacidade instalada ter sido dimensionada para atender futuras expansões da mistura obrigatória e garantir segurança de abastecimento ao mercado. Conforme ilustrado na Figura 16, a taxa média de ociosidade do setor permaneceu próxima de 43% entre 2018 e 2025, enquanto meses de maior produção de biodiesel, geralmente entre agosto e novembro, a taxa de ociosidade histórica do setor recua para aproximadamente 36%.

FIGURA 16 – Evolução anual da capacidade instalada e da produção de biodiesel



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

De forma semelhante ao observado na cadeia do etanol, e diferentemente dos combustíveis fósseis, cuja oferta é fortemente concentrada na Petrobras, a produção de biodiesel no Brasil apresenta uma estrutura relativamente pulverizada. Segundo dados da ANP (ANP, 2026b), existiam, em junho de 2026, 58 usinas autorizadas a produzir biodiesel no país, pertencentes a 47 empresas distintas. Essa desconcentração também pode ser observada na distribuição da capacidade produtiva. As cinco maiores empresas do setor detinham, em conjunto, aproximadamente 34% da capacidade instalada nacional,

indicando a ausência de um agente dominante e a presença de diversos produtores com participações relevantes no mercado.

3.2 Distribuição e Revenda

Após a etapa de produção ou importação, os combustíveis percorrem as fases de distribuição e revenda até chegarem ao consumidor final. No caso da gasolina A e do diesel A, existe uma etapa intermediária de incorporação de biocombustíveis, na qual são adicionados, respectivamente, etanol anidro e biodiesel, dando origem à gasolina C e ao diesel B efetivamente comercializados no mercado brasileiro. A responsabilidade pela realização das misturas cabe às distribuidoras de combustíveis. Após adquirirem a gasolina A e o diesel A de refinarias e importadores, bem como o etanol anidro e o biodiesel de seus respectivos produtores, as distribuidoras efetuam a incorporação dos biocombustíveis nas proporções definidas pela regulamentação vigente. Somente após essa etapa é que a gasolina C e o diesel B podem ser comercializados para postos revendedores, consumidores de grande porte e demais agentes autorizados.

Em contrapartida, o querosene de aviação (QAV) não está atualmente sujeito a mandatos de mistura com combustíveis renováveis e, portanto, é distribuído e comercializado sem alterações após sua produção ou importação. Situação semelhante ocorre com o etanol hidratado, que é comercializado diretamente, sem necessidade de processamento ou mistura adicional.

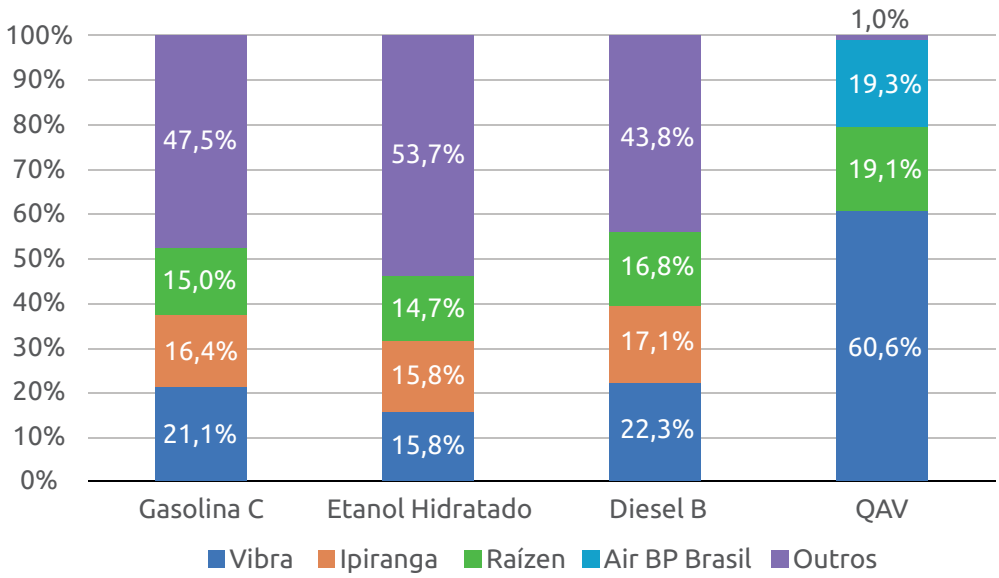
Diferentemente desses combustíveis, o biodiesel e o etanol anidro não possuem uma cadeia própria de distribuição e revenda voltada ao consumo final. Como a utilização de ambos ocorre exclusivamente por meio da mistura obrigatória aos combustíveis fósseis, tanto o etanol anidro quanto o biodiesel são comercializados diretamente pelos produtores às distribuidoras, sendo posteriormente incorporados à gasolina C e ao diesel B e consumidos apenas de forma indireta pelos usuários finais.

Assim como ocorre na etapa de produção, os segmentos de distribuição e revenda operam em regime de livre concorrência. Desde a promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), os preços dos combustíveis deixaram de ser controlados pelo governo federal, passando a ser definidos pelas condições de mercado. Dessa forma, as margens de distribuição e revenda resultam da interação entre oferta, demanda, custos logísticos, competição regional e estratégias comerciais dos agentes econômicos.

Embora opere em um ambiente de livre concorrência, o segmento de distribuição de combustíveis apresenta elevada concentração de mercado. Em 2025, aproximadamente 150 distribuidoras atuaram na comercialização de gasolina C, diesel B e etanol hidratado

no Brasil. Apesar desse número expressivo de agentes, cerca de metade do volume comercializado desses combustíveis esteve concentrada em apenas três empresas: a Vibra, com participação de 21,1% no mercado de gasolina C, 22,3% no mercado de diesel B e 15,8% no mercado de etanol hidratado; a Ipiranga, com 16,4%, 17,1% e 15,8%, respectivamente; e a Raízen, com 15%, 16,8% e 14,7%, conforme ilustrado na Figura 17. As demais distribuidoras apresentam participações individuais significativamente menores, em geral inferiores a 4%, evidenciando a relevância das três maiores empresas na estrutura competitiva do setor.

FIGURA 17 – Participação no mercado de distribuição de combustíveis por agente regulado em 2025



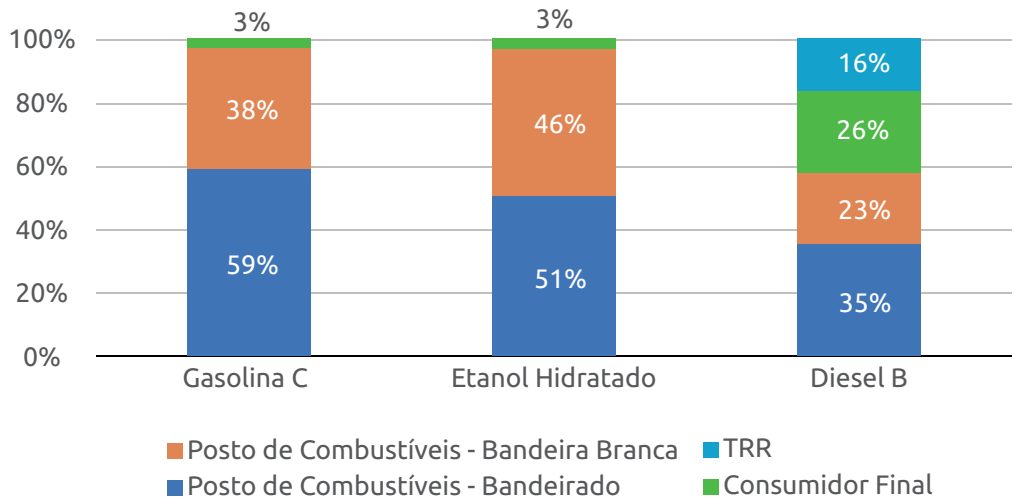
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026g, 2026h).

Vale destacar que a concentração de mercado é ainda mais elevada no segmento de distribuição de QAV. Em 2025, apenas seis empresas atuaram no segmento de distribuição desse combustível, dos quais três distribuidoras responderam por praticamente todo o volume comercializado no país: a Vibra Energia, com cerca de 60,6% de participação de mercado, a Air BP Brasil com cerca de 19,3% e a Raízen, com 19,1%. Dessa forma, as três empresas concentraram aproximadamente 99% do mercado nacional de distribuição de QAV, evidenciando um nível de concentração significativamente superior ao observado nos mercados de gasolina C, diesel B e etanol hidratado.

A etapa seguinte da cadeia é a revenda, segmento caracterizado por uma estrutura significativamente mais pulverizada do que a observada na distribuição. Tanto a gasolina C quanto o etanol hidratado são comercializados predominantemente por meio dos postos revendedores, que constituem o principal canal de abastecimento dos consumidores finais. Como ilustrado na Figura 18, em 2025, aproximadamente 97% do volume comercializado

de ambos os combustíveis foi destinado aos postos revendedores. As vendas diretas aos consumidores finais representaram menos de 3% do mercado, enquanto os Transportadores Revendedores Retalhistas (TRRs) responderam por cerca de 0,1% das aquisições.

FIGURA 18 – Participação dos mercados destinatários por combustível em 2025



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026h).

No caso do diesel B, a estrutura de comercialização apresenta diferenças relevantes. Ao contrário do que ocorre com a gasolina C e o etanol hidratado, uma parcela expressiva do combustível é comercializada diretamente pelas distribuidoras para consumidores finais de grande porte, como empresas industriais, operadores logísticos, transportadoras, produtores rurais e frotistas. Em 2025, esse segmento respondeu por 25,5% do volume total distribuído. Outra característica marcante é a maior participação dos TRRs, que atuam como intermediários entre as distribuidoras e consumidores localizados em regiões não atendidas diretamente pela rede de distribuição. Em 2025, os TRRs representaram 16,3% do volume distribuído de diesel B, enquanto os postos revendedores responderam pelos 58,2% restantes.

No mercado de QAV, a participação das vendas diretas aos consumidores finais é ainda mais elevada (Figura 19). Em 2025, o segmento de abastecimento de aeronaves respondeu por 41,8% do volume comercializado. Essa característica reflete a própria estrutura do setor aéreo, composto por um número relativamente reduzido de grandes consumidores e por

operações que exigem infraestrutura especializada de armazenamento e abastecimento nos aeroportos. Como resultado, a comercialização do QAV é significativamente menos dependente da rede tradicional de revenda observada nos mercados de gasolina, etanol e diesel.

FIGURA 19 – Participação dos mercados destinatários do querosene de aviação em 2025



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026g).

3.3 Impostos

A tributação incidente sobre os combustíveis no Brasil é composta por tributos federais e estaduais, que possuem regras de incidência distintas. Os tributos de competência federal são a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), as contribuições ao Programa de Integração Social (PIS) e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), enquanto o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é de competência estadual. Esses tributos representam parcela relevante do preço final dos combustíveis e influenciam diretamente sua competitividade relativa.

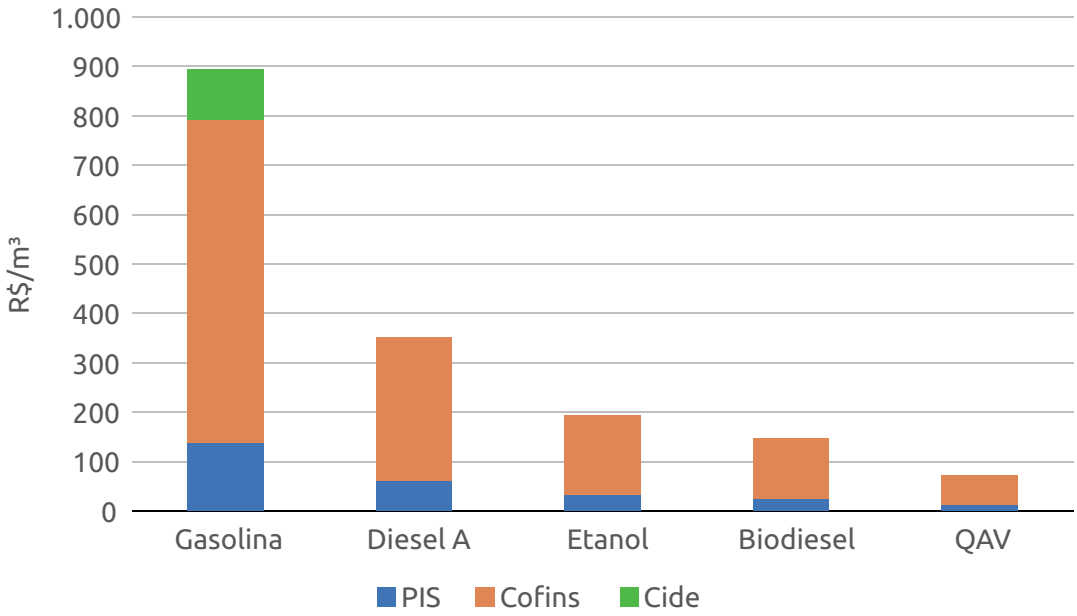
3.3.1 Federais

No âmbito federal, a cobrança dos tributos ocorre de forma concentrada em um único elo da cadeia de comercialização, isto é, no produtor ou importador do combustível, por meio do regime monofásico de tributação. Nesse modelo, as alíquotas são específicas (*ad rem*), expressas em reais por unidade de volume comercializada (metro cúbico), e não como percentual sobre o preço do combustível (*ad valorem*), reduzindo a influência das oscilações de preços sobre a arrecadação tributária.

A Figura 20 apresenta a carga tributária federal sobre combustíveis selecionados. No caso dos combustíveis fósseis, a incidência monofásica do PIS e da Cofins é atualmente regulamentada pelo Decreto nº 5.059/2004. As alíquotas vigentes para a gasolina A foram definidas pelo Decreto nº 9.101/2017, que alterou o decreto original de 2004 e

estabeleceu valores de R$ 141,10 por metro cúbico para o PIS e R$ 651,40 por metro cúbico para a Cofins. Para o diesel A, as alíquotas atualmente vigentes foram estabelecidas pelo Decreto nº 9.391/2018, que também alterou o Decreto nº 5.059/2004, correspondendo a R$ 62,61 por metro cúbico para o PIS e R$ 288,89 por metro cúbico para a Cofins. Já no caso do querosene de aviação (QAV), as alíquotas vigentes são de R$ 12,69 por metro cúbico para o PIS e R$ 58,51 por metro cúbico para a Cofins.

FIGURA 20 – Impostos federais incidentes sobre combustíveis selecionados no Brasil (fevereiro de 2026)



Fonte: Elaboração própria com dados da legislação brasileira.

A Cide, por sua vez, é regulamentada pelo Decreto nº 5.060/2004. No caso da gasolina A, a alíquota atualmente vigente decorre do Decreto nº 8.395/2015, que alterou o Decreto nº 5.060/2004 e estabeleceu o valor de R$ 100,00 por metro cúbico. Para o diesel A, a contribuição encontra-se zerada desde maio de 2018, em função do Decreto nº 9.391/2018. No caso do QAV, o próprio Decreto nº 5.060/2004 já estabeleceu alíquota zero para a Cide. Dessa forma, considerando a incidência dos tributos federais atualmente vigentes, a carga tributária corresponde a R$ 892,50 por metro cúbico para a gasolina A, R$ 351,50 por metro cúbico para o diesel A e R$ 71,20 por metro cúbico para o querosene de aviação.

No caso dos biocombustíveis, a Emenda Constitucional nº 132/2023 determinou que o sistema tributário brasileiro assegure tratamento fiscal favorecido aos combustíveis renováveis, de forma a garantir tributação inferior a incidente sobre seus equivalentes fósseis. Esse princípio foi regulamentado pela Lei Complementar nº 214/2025, que estabeleceu mecanismos para preservar a competitividade dos biocombustíveis na matriz energética nacional.

Como resultado, a carga tributária federal incidente sobre o biodiesel corresponde atualmente a R$ 148,00 por metro cúbico, valor inferior ao aplicado ao diesel A, cuja tributação federal alcança R$ 351,50 por metro cúbico. Dessa forma, o biodiesel possui uma vantagem tributária de aproximadamente R$ 203,50 por metro cúbico em relação ao combustível fóssil que substitui. Situação semelhante é observada no caso do etanol, cuja carga tributária federal corresponde a R$ 192,20 por metro cúbico, significativamente inferior aos R$ 892,50 por metro cúbico incidentes sobre a gasolina A. Nesse caso, o diferencial tributário favorável ao biocombustível alcança cerca de R$ 700,30 por metro cúbico.

Vale ressaltar que, no caso do etanol, embora o PIS e a Cofins também sejam cobrados sob o regime monofásico, de forma semelhante à gasolina A, o biocombustível não está sujeito à incidência da Cide. A Lei Complementar nº 214/2025, que alterou a Lei nº 9.718/1998, manteve a incidência monofásica desses tributos e reduziu a zero as alíquotas aplicáveis às operações realizadas pelas distribuidoras de etanol, simplificando a arrecadação tributária e uniformizando o tratamento tributário federal do etanol anidro e do etanol hidratado ao longo da cadeia de comercialização. Atualmente, as alíquotas correspondem a R$ 34,33 por metro cúbico para o PIS e R$ 157,87 por metro cúbico para a Cofins, totalizando R$ 192,20 por metro cúbico de etanol comercializado (tanto no caso do anidro como do hidratado).

No caso do biodiesel, a incidência do PIS e da Cofins é regulamentada pela Lei nº 11.116/2005, que estabeleceu alíquotas-base de R$ 120,14 por metro cúbico para o PIS e de R$ 553,19 por metro cúbico para a Cofins. Entretanto, a legislação prevê a aplicação de coeficientes de redução da carga tributária. Atualmente, o Decreto nº 10.527/2020 fixa um coeficiente de 0,7802, resultando em alíquotas efetivas de R$ 26,41 por metro cúbico para o PIS e de R$ 121,59 por metro cúbico para a Cofins. Como não há incidência da Cide sobre o biodiesel, a carga tributária federal total atualmente aplicada ao biocombustível corresponde a R$ 148,00 por metro cúbico comercializado.

No caso da gasolina C e do diesel B, a carga tributária federal corresponde a uma média ponderada dos tributos incidentes sobre os combustíveis fósseis e os respectivos biocombustíveis, considerando os percentuais obrigatórios de mistura vigentes. Assim, como a gasolina C atualmente é composta por 68% de gasolina A e 32% de etanol anidro, a carga tributária federal incidente sobre o combustível resulta da combinação dos tributos aplicáveis a cada um desses componentes. A parcela associada à gasolina A presente na mistura corresponde a R$ 606,90 por metro cúbico comercializado, enquanto a parcela referente ao etanol anidro equivale a R$ 61,50 por metro cúbico. Dessa forma, a carga tributária federal total incidente sobre a gasolina C é atualmente de R$ 668,41 por metro cúbico comercializado.

Raciocínio semelhante aplica-se ao diesel B. Considerando o percentual obrigatório de mistura vigente de 15% de biodiesel e 85% de diesel A, a parcela da carga tributária

federal associada ao diesel A corresponde a R$ 298,78 por metro cúbico, enquanto a parcela referente ao biodiesel corresponde a R$ 22,20 por metro cúbico. Assim, a carga tributária federal total incidente sobre o diesel B é atualmente de R$ 320,98 por metro cúbico comercializado.

Vale ressaltar que a tributação federal sobre os combustíveis sofreu alterações relevantes ao longo dos últimos anos em função de medidas adotadas para mitigar impactos sobre os preços ao consumidor. Em resposta à forte elevação dos preços internacionais do petróleo e dos combustíveis observada após o início do conflito entre Rússia e Ucrânia, o Governo Federal promoveu sucessivas reduções tributárias, chegando a zerar temporariamente as alíquotas de PIS, Cofins e Cide incidentes sobre todos os combustíveis analisados neste Relatório.

Posteriormente, em 2026, diante da nova alta dos preços internacionais do petróleo associada às tensões geopolíticas no Oriente Médio, envolvendo Irã, Israel e Estados Unidos, o Governo Federal voltou a adotar medidas de desoneração tributária. Dessa vez, entretanto, a redução concentrou-se nos combustíveis do ciclo diesel e no setor de aviação, com a zeragem temporária dos tributos federais incidentes sobre o diesel A, o biodiesel e o QAV. Diferentemente do ocorrido em 2022 e 2023, a gasolina e o etanol não foram contemplados por essas medidas, permanecendo sujeitos à tributação federal vigente.

3.3.2 Estaduais

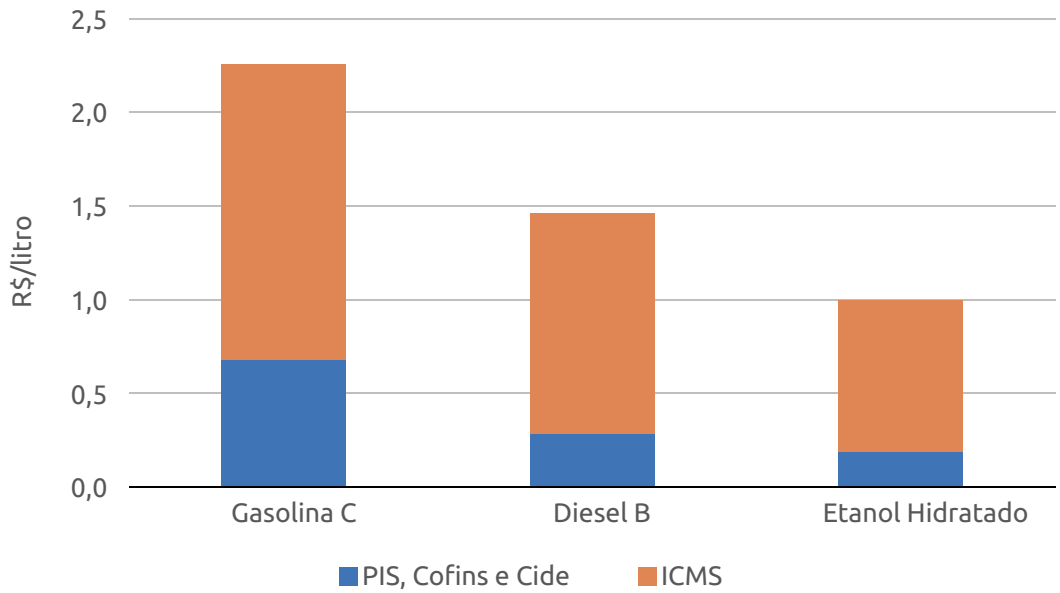
No âmbito estadual, a tributação dos combustíveis também passou por mudanças relevantes com a promulgação da Lei Complementar nº 192/2022. A partir dessa legislação, o ICMS incidente sobre gasolina C e diesel B passou a adotar o regime monofásico, concentrando a arrecadação em uma única etapa da cadeia de comercialização. Além disso, as alíquotas deixaram de ser calculadas como um percentual sobre o preço de venda do combustível (*ad valorem*) e passaram a ser definidas em valores específicos por unidade de medida (*ad rem*), expressos em reais por litro e uniformes em todo o território nacional para cada produto.

As alíquotas nacionais do ICMS sobre a gasolina C foram estabelecidas pelo Convênio ICMS nº 15/2023, celebrado no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Desde então, os valores vêm sendo periodicamente atualizados por novos convênios. Atualmente, a alíquota do ICMS incidente sobre a gasolina C é de R$ 1,57 por litro comercializado, valor definido pelo Convênio ICMS nº 112/2025. Dessa forma, o ICMS constitui atualmente o principal tributo incidente sobre a gasolina C, representando parcela significativa da carga tributária total do combustível.

No caso do diesel B, a sistemática monofásica foi regulamentada pelo Convênio ICMS nº 199/2022. Assim como ocorreu com a gasolina, a alíquota passou a ser definida em valor específico por litro comercializado e uniforme em todo o território nacional. Atualmente, a alíquota vigente é de R$ 1,17 por litro, conforme estabelecido pelo Convênio ICMS nº 113/2025.

A Figura 21 apresenta a carga tributária total sobre combustíveis selecionados no Brasil em fevereiro de 2026, calculada pela soma do imposto federal (originalmente expresso em R$/m³ e convertido para R$/l) com o imposto estadual (já expresso em R$/l). Observa-se uma menor tributação incidente sobre o diesel B (R$ 1,46 por litro) em relação à gasolina C (R$ 2,25 por litro). Essa diferença reflete a importância estratégica do diesel para a economia brasileira, uma vez que o combustível é amplamente utilizado no transporte rodoviário de cargas, principal modal logístico do país. Dessa forma, elevações expressivas em sua tributação tendem a aumentar os custos de transporte e distribuição de mercadorias, pressionando os preços de diversos bens e serviços. Por essa razão, historicamente, a política tributária brasileira tem buscado manter uma carga tributária relativamente inferior sobre o diesel quando comparada à aplicada à gasolina.

FIGURA 21 – Impostos incidentes sobre combustíveis selecionados no Brasil (fevereiro de 2026)



Nota: A carga tributária de ICMS do etanol hidratado corresponde à média nacional das alíquotas efetivas estaduais.

Fonte: Elaboração própria com dados da legislação brasileira e Fecombustíveis (2026).

O ICMS incidente sobre o etanol hidratado e o querosene de aviação (QAV) possui tratamento distinto daquele aplicado à gasolina C e ao diesel B. Enquanto a gasolina e o diesel estão sujeitos ao regime monofásico com alíquotas específicas uniformes em todo o território nacional, o etanol hidratado e o QAV permanecem submetidos ao modelo tradicional de tributação estadual (*ad valorem*). Nesse regime, cada unidade da federação define sua própria alíquota de ICMS incidente sobre o combustível, de modo que a carga tributária varia significativamente entre os estados.

Entretanto, esse tratamento tende a ser alterado nos sobre Bens e Serviços (IBS). Esse novo modelo abrange também o etanol hidratado e o QAV. Contudo, a implementação efetiva

dessas regras ainda depende de regulamentação complementar, razão pela qual esses combustíveis permanecem atualmente sujeitos ao regime tradicional de tributação estadual.

Como consequência, a tributação estadual do etanol hidratado apresenta maior heterogeneidade quando comparada à gasolina C, cuja cobrança do ICMS é realizada por meio de uma alíquota específica uniforme em âmbito nacional. Segundo dados da Fecombustíveis (2026), a carga tributária média de ICMS incidente sobre o etanol hidratado em fevereiro de 2026 foi de aproximadamente R$ 0,80 por litro comercializado, variando entre R$ 0,37 por litro no Mato Grosso e R$ 1,09 por litro no Maranhão. Considerando também a incidência dos tributos federais, a carga tributária total sobre o etanol hidratado corresponde, em média, a R$ 0,99 por litro, dos quais R$ 0,19 referem-se aos tributos federais e R$ 0,80 ao ICMS. Dependendo do estado analisado, esse valor pode variar entre aproximadamente R$ 0,56 e R$ 1,29 por litro.

Apesar dessa heterogeneidade, a carga tributária incidente sobre o etanol hidratado permanece significativamente inferior à observada na gasolina C, cuja carga tributária total alcança aproximadamente R$ 2,25 por litro. Esse diferencial reflete a diretriz estabelecida pela Emenda Constitucional nº 132/2023 e regulamentada pela Lei Complementar nº 214/2025, que determina tratamento tributário favorecido aos biocombustíveis em relação aos combustíveis fósseis.

No caso do QAV, embora também esteja sujeito ao regime tradicional de ICMS, não existe, até onde foi possível identificar, uma divulgação padronizada e consolidada das cargas tributárias estaduais incidentes sobre esse combustível. Em razão dessa limitação de dados, não foi possível realizar neste relatório uma análise detalhada da tributação estadual do querosene de aviação.

3.4 Consumo final

3.4.1 Combustíveis para frota de veículos leves (Ciclo Otto)

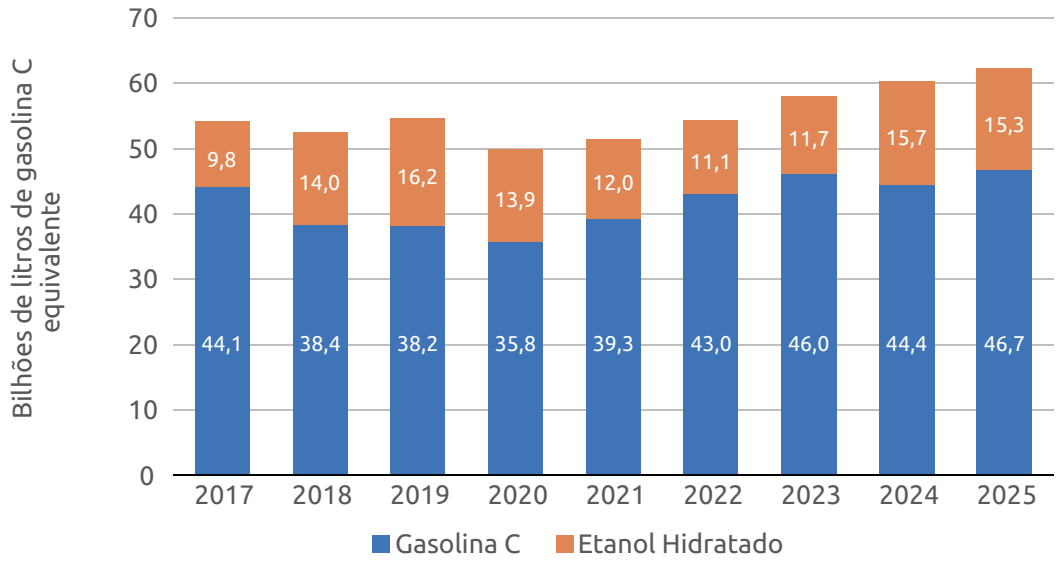
No Brasil, os combustíveis utilizados pela frota de veículos leves do ciclo Otto são predominantemente a gasolina C e o etanol hidratado.[5] A ampla disseminação dos veículos *flex fuel* transformou a dinâmica do mercado de combustíveis do segmento de veículos leves, permitindo aos consumidores escolher, a cada abastecimento, o combustível mais competitivo do ponto de vista econômico. Atualmente, cerca de 85% da frota de veículos leves apta a utilizar

5 O GNV também é um combustível utilizado na frota de ciclo Otto. Todavia, atualmente a participação do GNV é pequena, inferior a 3%, e há uma tendência de queda no consumo de GNV na frota leve. Portanto, esse combustível não será tratado neste relatório (EPE, 2026).

combustíveis do ciclo Otto é composta por veículos flex (EPE, 2025a), o que faz com que a gasolina C e o etanol hidratado concorram diretamente entre si nos postos revendedores.

A Figura 22 apresenta a evolução do consumo de gasolina C e etanol hidratado no Brasil com base em dados da ANP (2026i), convertidos para litros de gasolina C equivalente a partir dos respectivos poderes caloríficos inferiores. Observa-se que o consumo de combustíveis do ciclo Otto recuperou os níveis anteriores à pandemia já em 2022, acompanhando a retomada da atividade econômica e o crescimento da frota circulante. Segundo a EPE (2025b), o aumento do licenciamento de automóveis e motocicletas impulsionou a expansão da frota nacional de veículos leves, que atingiu aproximadamente 40 milhões de unidades. Desse total, cerca de 37 milhões correspondem a veículos do ciclo Otto, caracterizados pela utilização de gasolina C e etanol hidratado como combustíveis (EPE, 2025b), em contraste com aproximadamente 3 milhões de veículos leves do ciclo diesel (tais como picapes, vans e furgões), predominantes no transporte de cargas e passageiros.

FIGURA 22 – Consumo de gasolina C e etanol hidratado no Brasil



Nota: Para conversão dos volumes em gasolina C equivalente foram utilizados os poderes caloríficos inferiores de 7.717 kcal/litro para gasolina A, 5.339 kcal/litro para etanol anidro e 5.097 kcal/litro para etanol hidratado, além do histórico dos percentuais de adição obrigatória de etanol anidro na gasolina.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026i).

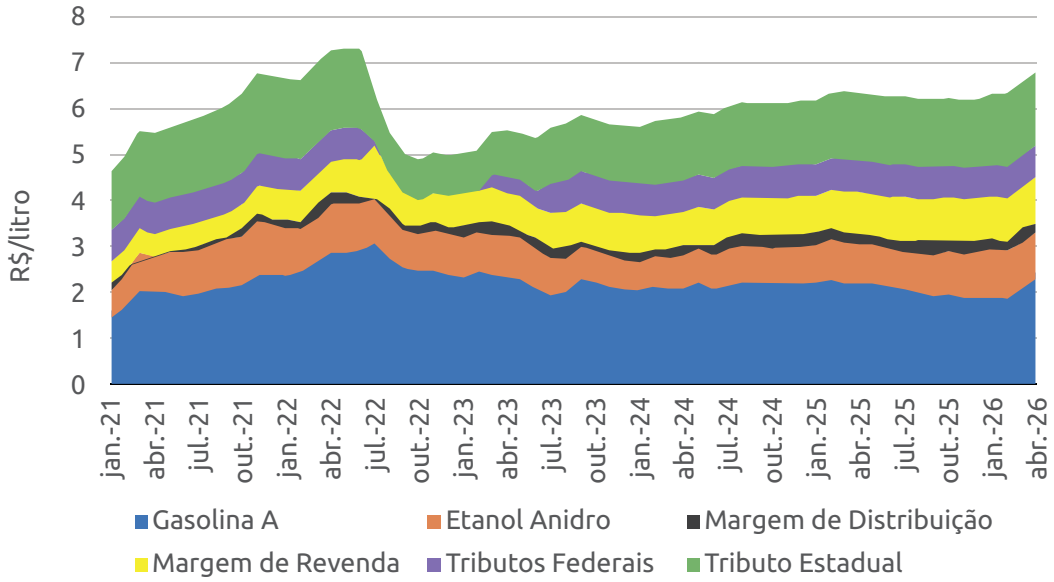
Em 2025, o mercado atingiu o maior patamar de sua série histórica, com consumo próximo de 62 bilhões de litros de gasolina C equivalente. Nesse contexto, a gasolina C respondeu por aproximadamente 75% da demanda total, enquanto o etanol hidratado representou os 25% restantes.

No que se refere à formação dos preços da gasolina C e do etanol hidratado, os valores praticados ao consumidor final são livremente definidos pelos agentes econômicos ao

longo da cadeia de comercialização, em conformidade com o ambiente concorrencial estabelecido pela Lei do Petróleo. Dessa forma, o preço final resulta da combinação entre os custos de aquisição dos combustíveis, os custos associados às atividades de distribuição e revenda, além da carga tributária incidente sobre os produtos. Ressalta-se que, no caso da gasolina C, o custo de aquisição é composto pelo preço da gasolina A acrescido do custo do etanol anidro utilizado na mistura obrigatória. Já no caso do etanol hidratado, o custo de aquisição está associado exclusivamente ao próprio biocombustível.

A Figura 23 e a Figura 24 apresentam a decomposição do preço médio da gasolina C e do etanol hidratado no Brasil, respectivamente. Em ambos os combustíveis, o custo de aquisição representa a principal parcela do preço final ao consumidor. Entretanto, sua participação é significativamente maior no etanol hidratado, onde corresponde a aproximadamente 62% do preço final no período de janeiro a abril de 2026, enquanto na gasolina C representa cerca de 47%, sendo 31% referentes à gasolina A e 16% ao etanol anidro utilizado na mistura.

FIGURA 23 – Decomposição do preço médio da Gasolina C no Brasil

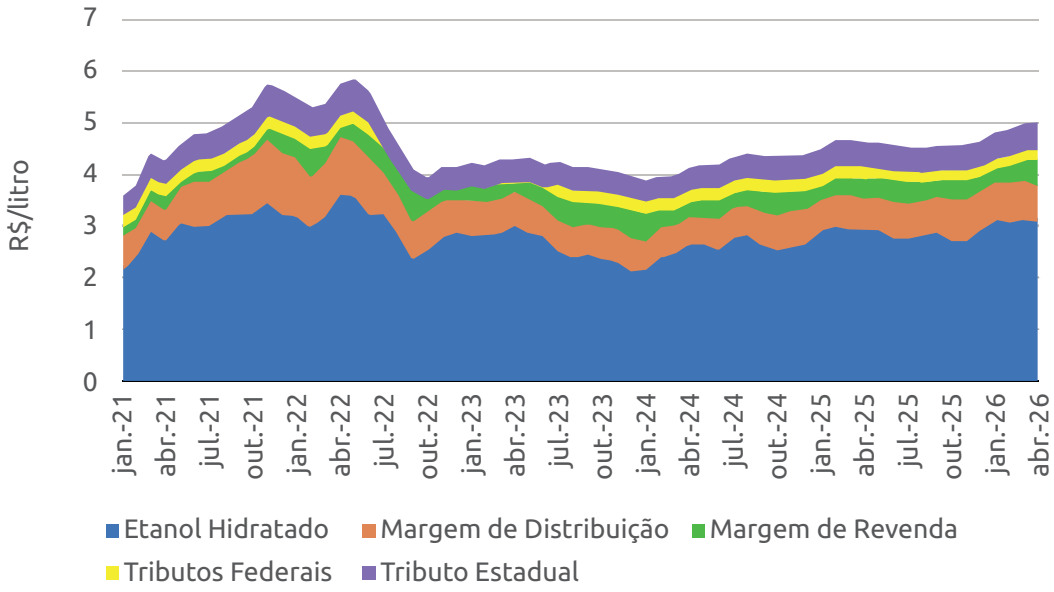


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026c) e MME (2026).

Também se observam diferenças relevantes na composição das margens de comercialização. Na gasolina C, a margem de distribuição representou cerca de 4% do preço final no período de janeiro a abril de 2026, ao passo que a margem de revenda respondeu por aproximadamente 15%. Já no etanol hidratado, a situação é inversa: a margem de distribuição alcançou cerca de 15%, enquanto a margem de revenda representou aproximadamente 8% do preço final. Como resultado, a participação conjunta das etapas de distribuição e revenda foi semelhante entre os dois combustíveis, correspondendo a cerca de 19% do preço da gasolina C e 23% do preço do etanol hidratado.

A principal diferença entre os dois combustíveis está na carga tributária. Enquanto os tributos representaram aproximadamente 35% do preço final da gasolina C, sendo 11% referentes aos tributos federais e 24% ao ICMS estadual, no etanol hidratado essa participação foi de apenas 15%. Dessa forma, embora a gasolina C apresente menor participação dos custos de aquisição no preço final, essa vantagem é parcialmente compensada pela carga tributária mais elevada, enquanto o etanol hidratado possui maior peso do custo do produto, mas menor participação dos tributos em sua composição de preços.

FIGURA 24 – Decomposição do preço médio do Etanol Hidratado no Brasil

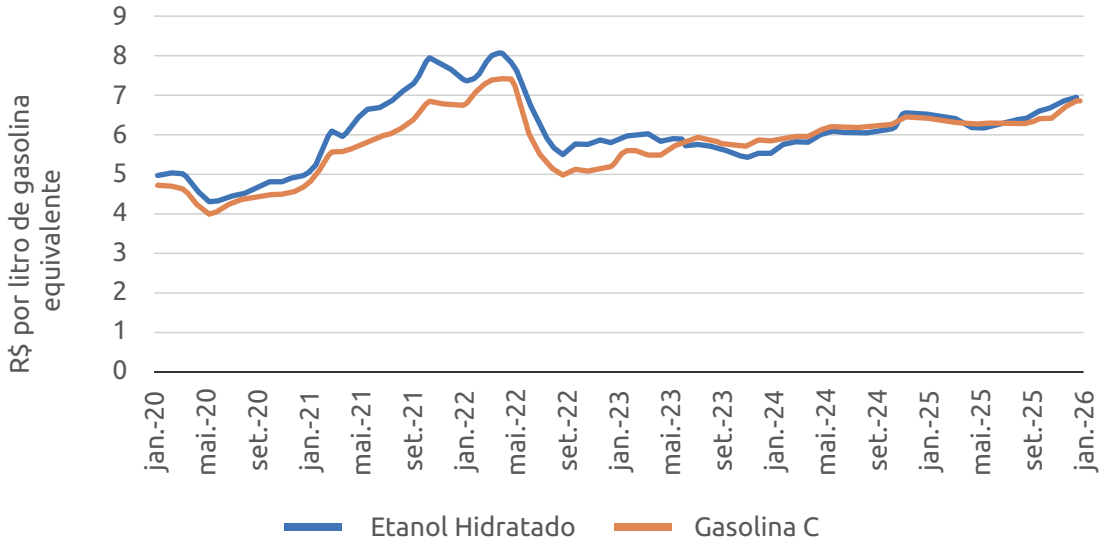


Nota: Diferentemente da gasolina C, para a qual existe divulgação consolidada da composição tributária estadual, no caso do etanol hidratado não há disponibilidade de informações centralizadas que permitam identificar diretamente a parcela correspondente ao ICMS no preço final ao consumidor. Dessa forma, para a decomposição apresentada foi adotada uma alíquota efetiva média de ICMS de 10,8%. Ressalta-se que essa premissa afeta exclusivamente a desagregação da parcela conjunta composta pelos tributos estaduais e pela margem de revenda, influenciando, portanto, os valores estimados para esses dois componentes. As demais parcelas da decomposição, incluindo custo de aquisição, margem de distribuição e tributos federais, foram calculadas com base em dados observados.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026c) , CEPEA (2026) e MME (2026).

O comportamento dos preços da gasolina C e do etanol hidratado evidencia a forte integração entre os dois mercados. A Figura 25 apresenta a evolução dos preços de revenda dos combustíveis entre janeiro de 2020 e abril de 2026, sendo o preço do etanol convertido para litros de gasolina equivalente, de forma a eliminar as diferenças de poder calorífico entre os combustíveis. Dessa maneira, a comparação reflete diretamente o custo energético entregue ao consumidor.

FIGURA 25 – Comparação entre preço final da Gasolina C e do Etanol Hidratado no mercado brasileiro



Nota: Para conversão dos volumes em gasolina equivalente foram utilizados os poderes caloríficos inferiores de 7.717 kcal/litro para gasolina A, 5.339 kcal/litro para etanol anidro e 5.097 kcal/litro para etanol hidratado, além do histórico dos percentuais de adição obrigatória de etanol anidro na gasolina.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026c).

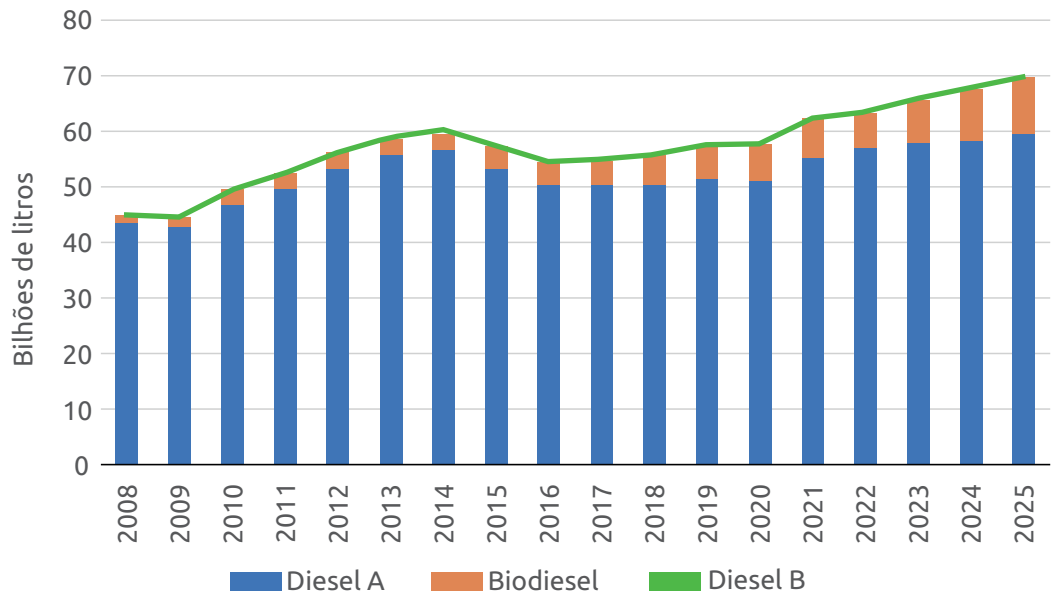
Observa-se que os preços dos dois combustíveis apresentam trajetórias muito semelhantes ao longo de todo o período analisado. Os movimentos de alta registrados entre 2021 e meados de 2022, a queda observada no segundo semestre de 2022 e a posterior recuperação dos preços ocorreram de forma praticamente simultânea. Ou seja, a proximidade entre as curvas mostra que o preço do etanol hidratado é fortemente condicionado pelo preço da gasolina C. Enquanto fatores ligados à oferta agrícola, como os custos de produção da cana-de-açúcar, do milho e a atratividade da produção de açúcar, estabelecem um piso econômico para o preço do biocombustível, a gasolina atua como um limitador superior. Caso o preço do etanol aumente excessivamente em relação ao combustível fóssil, parte dos consumidores migra para a gasolina, reduzindo a demanda pelo biocombustível e pressionando seus preços para baixo.

3.4.2 Combustíveis para frota de veículos pesados (Ciclo Diesel)

O diesel B é o principal combustível utilizado no segmento de veículos pesados no Brasil, abastecendo caminhões, ônibus, máquinas agrícolas e diversos equipamentos empregados nas atividades produtivas. Por essa razão, seu consumo está fortemente associado ao desempenho da atividade econômica nacional, especialmente aos setores de transporte de cargas, logística e agropecuária. Como a matriz de transporte brasileira é predominantemente rodoviária, variações no nível de atividade econômica tendem a se refletir diretamente na demanda por diesel.

A Figura 26 apresenta a evolução do consumo de diesel B no Brasil entre 2008 e 2025, bem como a decomposição entre diesel A e biodiesel. Observa-se que o consumo do combustível cresceu de forma consistente entre 2009 e 2014, acompanhando a expansão da economia brasileira e o aumento da movimentação de cargas. Entretanto, entre 2015 e 2020, período marcado por baixo crescimento econômico, recessão e recuperação lenta da atividade produtiva, o consumo de diesel apresentou estagnação e, em alguns anos, registrou até mesmo retração. Esse comportamento reflete a menor demanda por transporte de mercadorias e a desaceleração de setores intensivos no uso de diesel.

FIGURA 26 – Consumo de Diesel B no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026i).

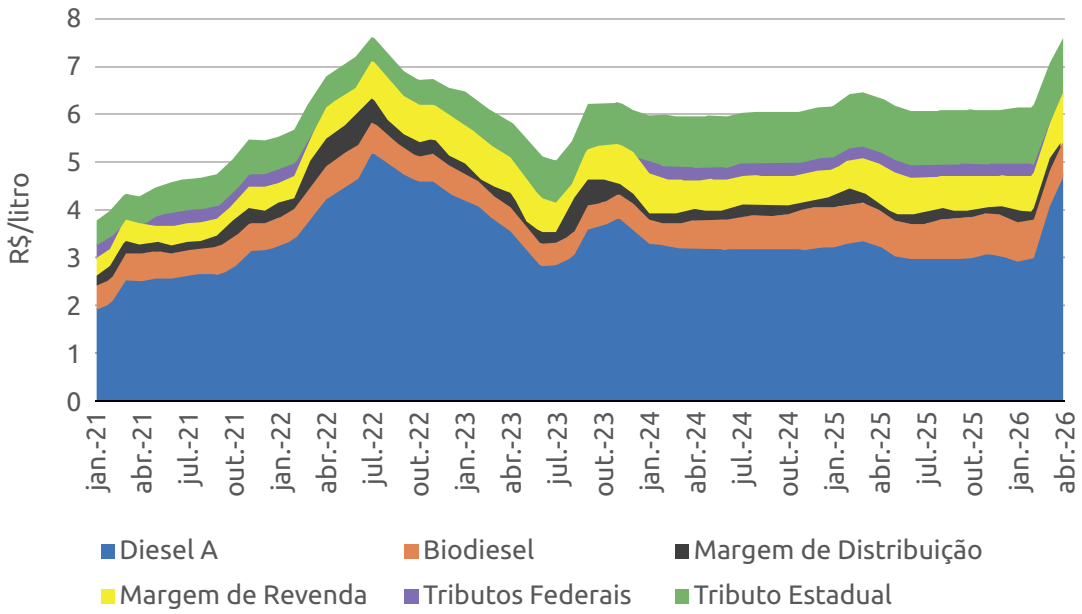
A partir de 2021, com a retomada do crescimento econômico, o consumo de diesel voltou a apresentar trajetória ascendente. Como resultado, em 2025 o consumo de diesel B atingiu o maior patamar da série histórica, alcançando aproximadamente 69 bilhões de litros. Desse total, cerca de 59 bilhões de litros corresponderam ao diesel A e aproximadamente 10 bilhões de litros ao biodiesel, refletindo tanto o aumento da demanda por combustíveis para transporte quanto a elevação gradual da participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira.

Vale mencionar que a Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024) instituiu um mandato de mistura de diesel verde ao diesel B em percentual de até 3%. O diesel verde, também conhecido internacionalmente como *Hydrotreated Vegetable Oil* (HVO), apresenta características distintas das do biodiesel convencional. Enquanto o biodiesel não é considerado um biocombustível *drop-in*, o HVO pode substituir integralmente o diesel fóssil sem necessidade de adaptações nos motores, veículos ou na infraestrutura

logística, podendo ser utilizado puro ou misturado. Contudo, a implementação do mandato ainda depende de regulamentação específica e de deliberações do CNPE. Dessa forma, embora já exista previsão legal para sua incorporação à matriz de combustíveis brasileira, o diesel verde ainda não participa da composição obrigatória do diesel comercializado no país e ainda se encontra em estágio inicial, sem oferta em escala comercial suficiente para atender ao mercado brasileiro.

A Figura 27 apresenta a decomposição do preço médio do diesel B no Brasil entre janeiro de 2021 e março de 2026. Observa-se que o custo de aquisição dos combustíveis é, de forma consistente, o principal componente do preço final ao consumidor, refletindo a elevada influência das cotações internacionais do diesel fóssil e das matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel (em especial do óleo de soja). Essa dinâmica fica particularmente evidente em meados de 2022 e início de 2026, períodos marcados pela forte valorização dos combustíveis no mercado internacional, que resultou em expressivo aumento do preço do diesel B.

FIGURA 27 – Decomposição do preço médio da Diesel B no Brasil



Nota: Preço do diesel refere-se ao preço do diesel S-10.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026c) e MME (2026).

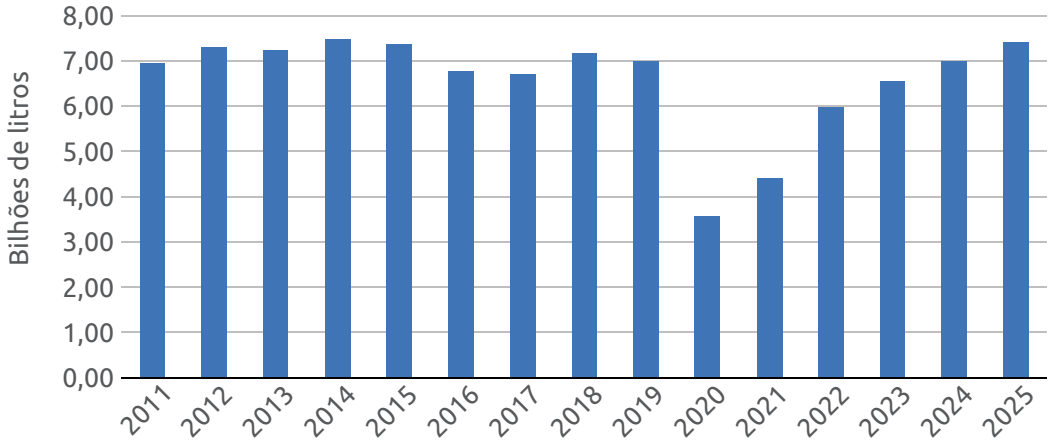
No primeiro trimestre de 2026, o custo de aquisição respondeu por 62,3% do preço final do diesel B, dos quais 49,7% corresponderam ao diesel A e 12,6% ao biodiesel. As margens de distribuição e revenda representaram, respectivamente, 3,2% e 11,7% do preço final, totalizando cerca de 15%. Já os tributos responderam pelos 22,7% restantes, sendo 4,3% referentes aos tributos federais e 18,4% ao ICMS estadual.

3.4.3 Combustíveis para aviação

No setor de aviação, o principal combustível consumido é o querosene de aviação (QAV). Embora também exista o consumo de gasolina de aviação, utilizada principalmente em aeronaves de pequeno porte equipadas com motores a pistão, sua participação representa menos de 1% do consumo total de combustíveis do transporte aéreo brasileiro e, portanto, não será analisada neste relatório. A evolução do consumo de QAV no Brasil é apresentada na Figura 28.

Observa-se que o consumo de QAV está fortemente associado à atividade econômica e, principalmente, à demanda por transporte de passageiros e cargas aéreas. Em razão disso, o setor foi significativamente afetado pela recessão econômica brasileira ocorrida entre 2014 e 2016. Após atingir 7,47 bilhões de litros em 2014, o consumo recuou para 6,69 bilhões de litros em 2017, refletindo a redução da atividade econômica e da demanda por transporte aéreo observada naquele período.

FIGURA 28 – Consumo de QAV no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026i).

Entretanto, o maior impacto sobre o mercado ocorreu em 2020, em decorrência da pandemia de Covid-19. As medidas de restrição à mobilidade, o fechamento de fronteiras e a forte redução do tráfego aéreo global provocaram uma queda sem precedentes no consumo de QAV, que atingiu apenas 3,55 bilhões de litros, o menor volume registrado na série histórica apresentada. Esse comportamento contrasta com o observado nos combustíveis rodoviários, cujo consumo foi afetado em menor intensidade, evidenciando a elevada sensibilidade do transporte aéreo a restrições de deslocamento de pessoas.

A partir de 2021, iniciou-se um processo gradual de recuperação do setor. O consumo avançou para 4,39 bilhões de litros em 2021, 5,96 bilhões em 2022 e 6,53 bilhões em 2023, acompanhando a retomada das atividades econômicas e do transporte aéreo nacional e internacional. Em 2024, o consumo voltou a atingir patamares próximos aos observados

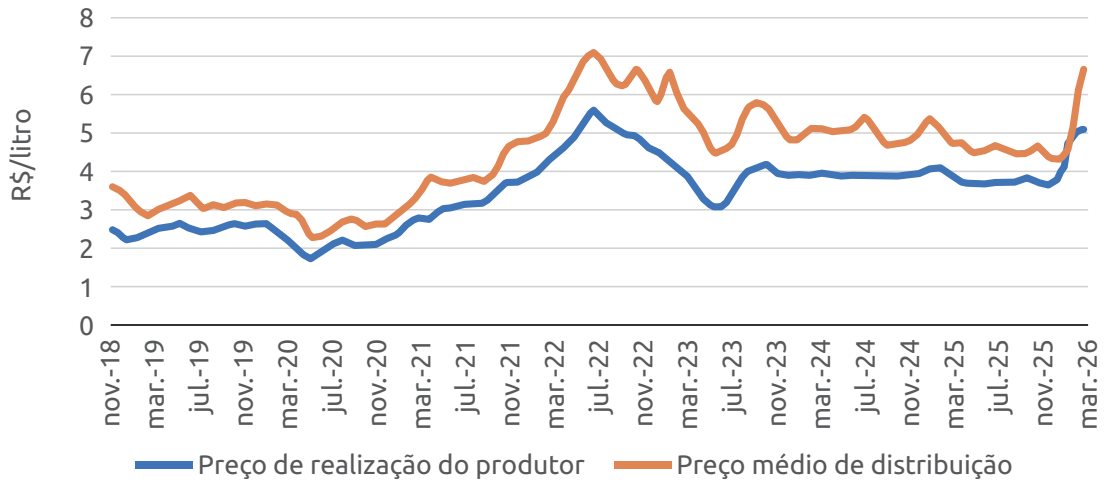
antes da pandemia, alcançando aproximadamente 7 bilhões de litros. Em 2025, as vendas atingiram cerca de 7,4 bilhões de litros, estabelecendo o maior volume desde 2014 e consolidando a recuperação do setor aéreo brasileiro.

Outro aspecto relevante é que, diferentemente do que ocorre com a gasolina e o diesel, atualmente não há consumo obrigatório de biocombustíveis na aviação brasileira. O QAV comercializado no país é integralmente de origem fóssil, uma vez que ainda não existe mandato de mistura de combustíveis renováveis para esse segmento. Essa situação deverá começar a mudar a partir da implementação do Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), criado pela Lei do Combustível do Futuro.

Vale destacar, contudo, que os combustíveis sustentáveis de aviação são necessariamente combustíveis *drop-in*, ou seja, totalmente compatíveis e miscíveis com o QAV convencional, sem exigir adaptações em aeronaves, motores ou infraestrutura aeroportuária. Em termos técnicos, isso significa que sua utilização já seria possível de forma voluntária pelas companhias aéreas. Entretanto, os SAFs ainda apresentam custos significativamente superiores aos do QAV fóssil e, adicionalmente, não existe produção comercial em larga escala no Brasil. Esses fatores limitam sua adoção espontânea e explicam a ausência de participação relevante desses combustíveis no consumo atual do setor aéreo nacional.

A Figura 29 apresenta a evolução do preço de realização do produtor e do preço médio de distribuição do QAV no Brasil entre 2018 e 2026. Entre 2020 e meados de 2022, os preços registraram forte elevação, impulsionada inicialmente pela recuperação da demanda por transporte aéreo após a pandemia de Covid-19 e, posteriormente, pelos impactos da guerra entre Rússia e Ucrânia sobre os mercados internacionais de energia. Nesse período, o preço de realização do produtor atingiu valores próximos de R$ 5,60 por litro em meados de 2022, enquanto o preço médio de distribuição ultrapassou R$ 7,00 por litro.

FIGURA 29 – Evolução do preço de realização do produtor e do preço médio de distribuição do QAV no Brasil



Nota: O preço ao produtor contém apenas tributos federais (PIS e Cofins), enquanto preço de destruição contém tributos federais e estaduais (PIS, Cofins e ICMS).

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026c).

Após a redução observada entre 2023 e 2025, ambas as séries voltaram a apresentar tendência de alta no início de 2026, refletindo as tensões geopolíticas no Oriente Médio, especialmente envolvendo Irã, Israel e Estados Unidos, que contribuíram para a elevação das cotações internacionais do petróleo e de seus derivados. O QAV voltou a atingir valores próximos de R$ 7,00 por litro, na cotação de distribuição.

Ressalta-se que os dados públicos de preços do QAV apresentam menor nível de detalhamento quando comparados aos disponíveis para gasolina e diesel, o que dificulta uma análise mais aprofundada da formação de preços ao longo da cadeia de comercialização. Ainda assim, é possível realizar uma estimativa da decomposição do preço para 2024 a partir das informações disponibilizadas no Anuário Estatístico da ANP (ANP, 2026a).

Segundo o anuário, o preço médio de distribuição do QAV no Brasil, sem incidência de tributos, foi de R$ 4,51 por litro em 2024. Considerando que o preço médio de distribuição com tributos, apresentado na Figura 29, foi de R$ 4,98 por litro, estima-se que a carga tributária total tenha correspondido a aproximadamente R$ 0,47 por litro. Como os tributos federais somavam R$ 0,0712 por litro, os tributos estaduais (ICMS) representaram, em média, cerca de R$ 0,40 por litro.

Por sua vez, o preço de realização do produtor foi de R$ 3,83 por litro, valor já livre de tributos. Dessa forma, a margem média de distribuição pode ser estimada em R$ 0,68 por litro, equivalente à diferença entre o preço de distribuição sem tributos e o preço de realização do produtor.

Com base nessa decomposição, estima-se que o preço final do QAV em 2024 tenha sido composto por aproximadamente 77% referentes à aquisição do combustível junto ao produtor, 14% correspondentes à margem de distribuição, 1% relativos aos tributos federais e 8% aos tributos estaduais. Esses resultados evidenciam que o custo do produto na refinaria representa a maior parcela do preço final do QAV, enquanto a tributação federal possui participação reduzida e o ICMS exerce papel mais relevante na composição dos custos ao consumidor.



4 PERSPECTIVAS PARA O MERCADO DE BIOCOMBUSTÍVEIS

4.1 Biocombustíveis para frota de veículos pesados (Ciclo Diesel)

4.1.1 Biodiesel

O crescimento da demanda por biodiesel dependerá, sobretudo, da evolução dos mandatos de mistura e da expansão do consumo de diesel B uma vez que o mercado de biodiesel voluntário ainda é incipiente. Dessa forma, a expansão da demanda pelo biocombustível depende fundamentalmente de decisões regulatórias relacionadas aos percentuais mandatórios e do crescimento do próprio mercado de diesel B.

Ressalta-se, contudo, que existe potencial para o desenvolvimento de mercados voluntários de biodiesel no longo prazo, ainda que em escala significativamente inferior à do mercado regulado. Esse crescimento poderá ocorrer principalmente em segmentos que buscam reduzir suas emissões de GEE. Nesse contexto, o PDE 2035 projeta que o consumo voluntário de biodiesel poderá atingir aproximadamente 1,4 bilhão de litros em 2035, impulsionado por avanços tecnológicos e pelo fortalecimento de políticas de descarbonização no transporte marítimo (EPE, 2025g). Como forma de comparação, em 2025, o consumo de biodiesel no mercado regulado foi de cerca de 10 bilhões de litros.

Como consequência, a demanda por biodiesel tende a apresentar baixa sensibilidade a mecanismos indiretos de incentivo, como o RenovaBio. Embora o programa contribua para aumentar a rentabilidade dos produtores por meio da geração de CBIOs, ele não é capaz, por si só, de expandir significativamente a oferta do biocombustível enquanto o mercado voluntário permanecer incipiente. Em outras palavras, o RenovaBio fortalece a atratividade econômica da produção de biodiesel, mas a expansão estrutural da oferta continuará limitada pela demanda efetivamente gerada pelos mandatos de mistura.

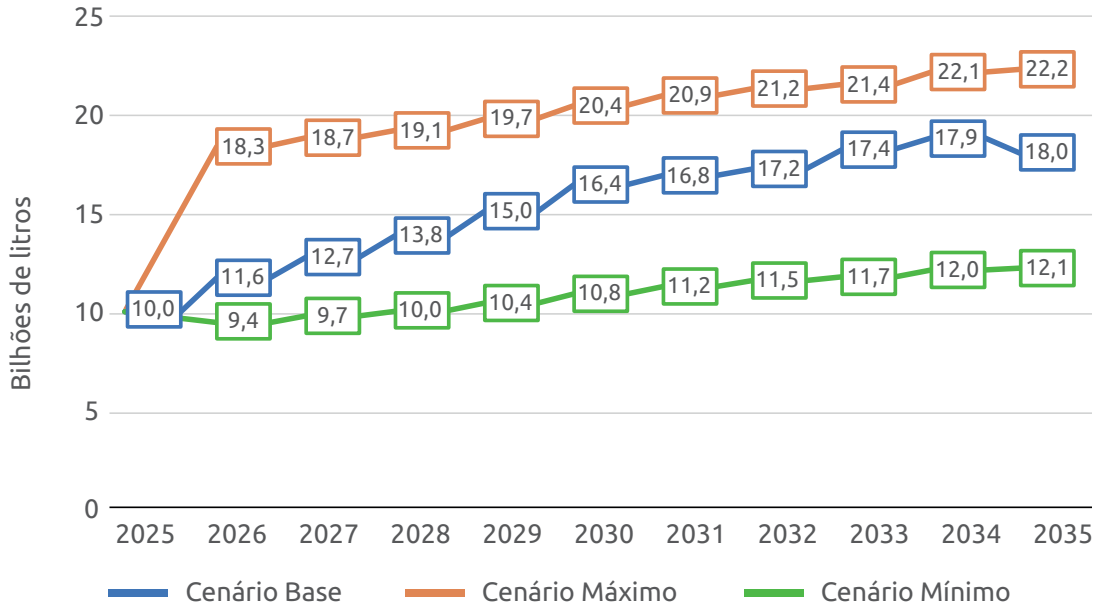
O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2035 projeta uma demanda de 69,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) de diesel B em 2035, o que representa

um crescimento de aproximadamente 20% em relação a 2025 (aproximadamente 58,4 milhões de tep) (EPE, 2025f). O volume de biodiesel associado a essa expansão dependerá diretamente do percentual obrigatório de mistura vigente ao longo do período.

Como discutido na Seção 2.1.2, o percentual obrigatório de biodiesel na mistura com o diesel fóssil pode variar entre 13% e 25%, sendo atualmente de 15%. A Lei do Combustível do Futuro estabeleceu uma trajetória de ampliação gradual desse mandato, prevendo aumentos de um ponto percentual ao ano entre 2026 e 2030, quando a mistura deverá atingir 20%. Dessa forma, a demanda por biodiesel deverá crescer não apenas em função da expansão do consumo total de diesel B, mas também em decorrência do aumento da participação do biocombustível na mistura obrigatória.

A Figura 30 apresenta a projeção da demanda de biodiesel no Brasil entre 2026 e 2035 segundo diferentes cenários de evolução dos mandatos de mistura. As estimativas utilizam como referência a projeção de demanda de diesel B elaborada pela EPE no PDE 2035 e incorporam, em todos os cenários, a projeção de crescimento do mercado voluntário de biodiesel apresentada pela própria EPE no documento, associada principalmente ao setor de transporte marítimo.

FIGURA 30 – Projeção da demanda de biodiesel no Brasil entre 2026 e 2035, segundo cenários



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026i) e EPE (2025f, 2025g).

O Cenário Base considera a trajetória de expansão dos mandatos estabelecida pela Lei do Combustível do Futuro, com elevação gradual da mistura obrigatória para 16% em 2026, 17% em 2027, 18% em 2028, 19% em 2029 e 20% entre 2030 e 2035. Nesse cenário, a demanda total de biodiesel atingiria aproximadamente 18 bilhões de litros em 2035, dos

quais 16,6 bilhões de litros estariam associados ao atendimento do mandato de mistura e cerca de 1,4 bilhão de litros ao mercado voluntário. Esse volume representa um crescimento de aproximadamente 80% em relação ao consumo observado em 2025, estimado em cerca de 10 bilhões de litros.

Por sua vez, o Cenário Máximo considera a adoção do percentual máximo de mistura permitido pela legislação, de 25%. Nessa hipótese, a demanda de biodiesel poderia atingir aproximadamente 22,2 bilhões de litros em 2035, o que representaria um aumento de cerca de 120% em comparação aos níveis observados em 2025. Já o Cenário Mínimo assume a manutenção do teor de mistura no limite inferior atualmente permitido de 13%, representando uma situação de menor crescimento do mercado regulado. Nesse caso, a demanda total de biodiesel alcançaria aproximadamente 12,1 bilhões de litros em 2035, correspondendo a um crescimento de cerca de 20% em relação ao consumo registrado em 2025.

A amplitude de possibilidades criada pelos diferentes níveis de mandato levanta a questão sobre a existência de capacidade produtiva suficiente para atender aos cenários projetados de demanda por biodiesel. A capacidade instalada de biodiesel atualmente autorizada no país é de aproximadamente 15,7 bilhões de litros por ano (ANP, 2026b). Adicionalmente, existem projetos em implantação ou expansão que poderão acrescentar cerca de 6,2 bilhões de litros de capacidade nos próximos anos, elevando a capacidade potencial total para aproximadamente 21,9 bilhões de litros anuais (ANP, 2026b).

Embora a taxa de utilização das usinas encontre-se atualmente em torno de 57%, essa elevada ociosidade reflete, em grande medida, a estratégia dos produtores de manter capacidade disponível para atender futuras ampliações dos mandatos de mistura, reduzindo a necessidade de investimentos imediatos em novas unidades produtivas. Dessa forma, é razoável supor que a taxa de utilização do parque industrial aumente à medida que os percentuais obrigatórios de biodiesel sejam ampliados. Considerando uma taxa de utilização de 85%, a produção efetiva poderia atingir aproximadamente 13,4 bilhões de litros por ano utilizando apenas a infraestrutura atualmente instalada. Já considerando a entrada em operação da capacidade adicional prevista para os próximos anos, o potencial de produção alcançaria cerca de 18,6 bilhões de litros anuais.

Isso significa que a capacidade atualmente instalada, mesmo considerando uma taxa de utilização de 85%, seria suficiente para atender a demanda do Cenário Base apenas até 2027. A partir desse momento, o crescimento simultâneo do consumo de diesel B e dos percentuais obrigatórios de mistura faria com que a demanda por biodiesel superasse a capacidade efetiva do parque produtivo atualmente existente. Entretanto, considerando a entrada em operação das expansões de capacidade já anunciadas, a produção potencial do setor alcançaria cerca de 18,6 bilhões de litros por ano, volume suficiente para atender toda a demanda projetada no Cenário Base até 2035.

Portanto, a continuidade da trajetória de aumento dos mandatos prevista na Lei do Combustível do Futuro dependerá da efetiva materialização dos investimentos de expansão atualmente anunciados pelo setor. Caso esses projetos não sejam implementados, ou entrem em operação com atraso, a oferta de biodiesel poderá tornar-se insuficiente para atender os volumes exigidos pelos mandatos crescentes de mistura. Em um mercado cuja demanda é determinada por obrigação regulatória, eventuais restrições de oferta tendem a pressionar os preços do biodiesel e, consequentemente, elevar o custo do diesel B comercializado no país. Dessa forma, o acompanhamento da evolução da capacidade produtiva torna-se um elemento central para a implementação da política de expansão do biodiesel, permitindo que os aumentos de mistura ocorram de forma compatível com a disponibilidade de oferta e sem gerar desequilíbrios significativos de mercado.

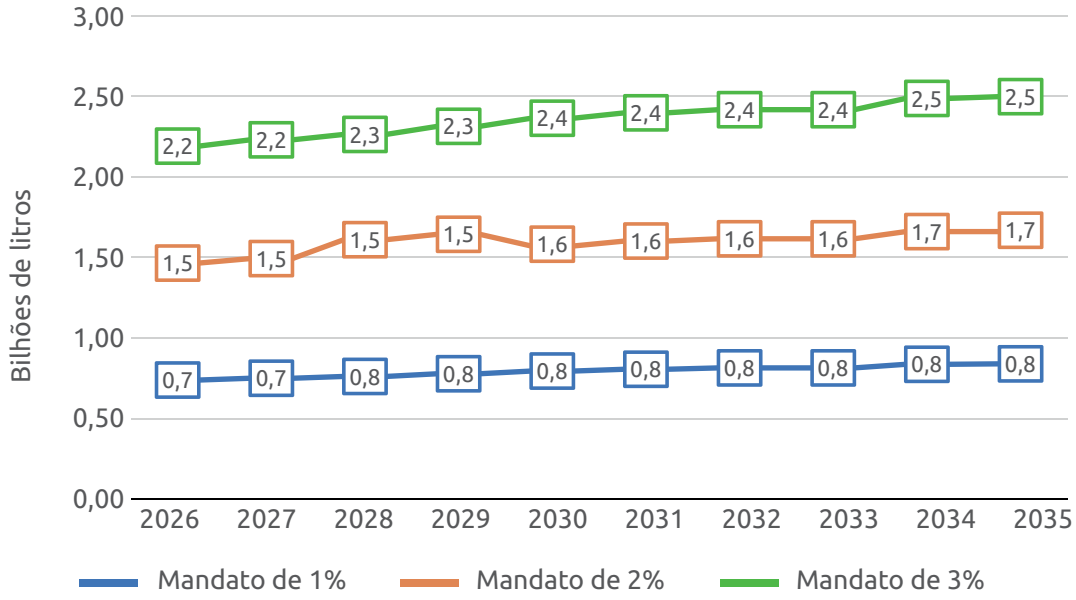
De qualquer forma, a capacidade adicional atualmente prevista não seria suficiente para suportar aumentos dos mandatos além da trajetória estabelecida pela Lei do Combustível do Futuro. Em 2035, por exemplo, a capacidade efetiva de produção estimada em 18,6 bilhões de litros já seria ligeiramente inferior à demanda de aproximadamente 18,8 bilhões de litros associada a um mandato de mistura de 21%. Consequentemente, percentuais mais elevados ampliariam progressivamente esse déficit. No cenário de adoção do mandato máximo de 25%, a demanda por biodiesel poderia atingir cerca de 22,2 bilhões de litros em 2035, volume aproximadamente 20% superior à capacidade produtiva potencial atualmente prevista para o setor. Esses resultados indicam que eventuais aumentos dos mandatos para além de 20% exigirão novos investimentos em expansão da capacidade industrial, além daqueles já anunciados pelos agentes do mercado.

4.1.2 Diesel Verde

Assim como no caso do biodiesel, a demanda por diesel verde dependerá, essencialmente, da evolução dos mandatos de mistura e da expansão do consumo de diesel B. Conforme já mencionado, a EPE, no PDE 2035, projeta uma demanda de 69,4 milhões de tep de diesel B em 2035, em comparação a 58,4 milhões de tep em 2025 (EPE, 2025f). Em termos volumétricos, isso corresponde a aproximadamente 83 bilhões de litros em 2035 e 69 bilhões de litros em 2025.

A Figura 31 apresenta a projeção de demanda de diesel verde no Brasil entre 2026 e 2035, considerando diferentes percentuais de mistura obrigatória. Conforme discutido na Seção 2.1.2, o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV), instituído no âmbito da Lei do Combustível do Futuro, estabelece a criação de um mandato de adição obrigatória de diesel verde ao diesel B, com possibilidade de atingir até 3% de mistura, a ser definido pelo CNPE. Nesse contexto, a demanda de diesel verde poderia alcançar aproximadamente 2,5 bilhões de litros em 2035, caso seja adotado o percentual máximo previsto.

FIGURA 31 – Projeção da demanda de diesel verde no Brasil entre 2026 e 2035, segundo percentuais de mistura obrigatório



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2026i) e EPE (2025f, 2025g)

No entanto, apesar da existência dessa demanda potencial induzida por política pública, ainda não há oferta estruturada de diesel verde no Brasil em escala comercial. Não existem projetos em operação voltados à produção desse combustível no país, tampouco registros de solicitações de autorização de produção junto à ANP. Dessa forma, a cadeia produtiva encontra-se em estágio inicial de desenvolvimento, sem capacidade instalada suficiente para atender, no médio prazo, uma demanda regulatória obrigatória.

Vale destacar que existe uma complementaridade relevante entre a produção de SAF e de diesel verde, uma vez que, em geral, as mesmas rotas tecnológicas podem ser utilizadas para a obtenção de ambos os biocombustíveis. Nesse contexto, iniciativas como o Pro-BioQAV e o CORSIA tendem a impulsionar a produção de SAF, o que pode gerar sinergias com a oferta de diesel verde.

A EPE estima que, no arranjo produtivo que maximiza a produção de SAF, cerca de 0,9 bilhão de litros de diesel verde poderiam ser produzidos de forma conjunta com o combustível sustentável de aviação (EPE, 2025d). Esse volume seria suficiente para atender a um percentual de mistura de diesel verde de aproximadamente 1,1% em 2035. Para o atendimento do mandato máximo de 3%, seria necessária a expansão de capacidade produtiva adicional de aproximadamente 1,6 bilhão de litros de diesel verde, além daqueles volumes provenientes da produção associada ao SAF.

Adicionalmente, é importante ressaltar que a expansão da produção de diesel verde deverá ocorrer em um cenário de crescente competição pelo hidrogênio de baixo carbono, insumo estratégico para diversas rotas de produção de combustíveis de baixa emissão,

incluindo o próprio diesel verde. Produzido predominantemente por processos como o HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*), o diesel verde é obtido por meio da hidrodesoxigenação de óleos e gorduras (como óleos vegetais, resíduos lipídicos e gorduras animais), etapa em que o hidrogênio é utilizado para remover o oxigênio das moléculas orgânicas e convertê-las em hidrocarbonetos quimicamente equivalentes ao diesel fóssil.

A origem do hidrogênio empregado nesse processo exerce influência direta sobre a intensidade de carbono do combustível. Quando utilizado hidrogênio de origem fóssil, as emissões associadas à produção aumentam significativamente, reduzindo os benefícios ambientais do diesel verde. Em contrapartida, o uso de hidrogênio de baixo carbono é essencial para assegurar uma baixa intensidade de emissões ao longo do ciclo de vida do combustível e maximizar seus ganhos climáticos.

Entretanto, esse mesmo insumo é elemento crítico para diversas outras cadeias. Combustíveis como e-metanol, e-metano, amônia verde e o próprio SAF também dependem intensivamente de hidrogênio de baixo carbono como matéria-prima essencial para sua síntese. Dessa forma, estabelece-se uma competição direta por esse insumo entre diferentes rotas tecnológicas e setores, incluindo transporte marítimo, aviação, geração de energia e indústria química.

Considerando que a produção global de hidrogênio de baixo carbono ainda é incipiente e bastante limitada em escala comercial, essa restrição estrutural tende a impor um gargalo relevante à expansão simultânea dessas cadeias. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o hidrogênio de baixas emissões representava menos de 1% da oferta global de hidrogênio em 2025 (IEA, 2025). Além disso, as projeções indicam que uma participação significativa da produção baseada em fontes de energia de baixo carbono deverá se materializar apenas no final da década de 2030, intensificando-se gradualmente nas décadas seguintes e passando a representar a maior parte da produção mundial de hidrogênio apenas por volta de 2050 (IEA, 2021).

Essa assimetria entre demanda potencial e ausência de oferta efetiva implica um risco relevante de descasamento de mercado caso o mandato seja implementado sem o devido alinhamento com a evolução da capacidade produtiva. Em um cenário em que a demanda é induzida por obrigação regulatória, mas a oferta permanece restrita, tende a ocorrer pressão altista sobre os preços do diesel no mercado doméstico, dado o caráter mandatório da mistura e o custo estruturalmente mais elevado do diesel verde em relação ao diesel fóssil.

Nesse contexto, torna-se essencial que a implementação do mandato seja acompanhada de forma cuidadosa pelo poder público, especialmente pelo CNPE, com monitoramento contínuo da evolução da oferta efetiva e da capacidade de produção doméstica. A calibragem dos percentuais de mistura deve considerar não apenas os objetivos de descarbonização, mas também as condições reais de suprimento, de forma a evitar desequilíbrios relevantes entre oferta e demanda que possam gerar impactos significativos sobre a formação de preços do diesel no Brasil.

4.2 Biocombustíveis para frota de veículos leves (Etanol)

Segundo a EPE (2025g), em seu Caderno de Biocombustíveis do PDE 2035, o consumo de etanol combustível deverá crescer dos atuais 34,4 bilhões de litros, registrados em 2025, para aproximadamente 46,2 bilhões de litros em 2035, considerando conjuntamente o etanol anidro (12,7 bilhões de litros) e o etanol hidratado (33,5 bilhões de litros). Esse volume representa um crescimento de cerca de 34% em relação ao consumo atual.

Conforme discutido ao longo deste relatório, a demanda por etanol é influenciada principalmente por dois instrumentos de política pública: os mandatos de mistura do etanol anidro à gasolina A, que determinam a demanda regulada por anidro, e o RenovaBio, que remunera a redução de emissões proporcionada pela substituição da gasolina por etanol, fortalecendo principalmente a competitividade do etanol hidratado frente a gasolina C.

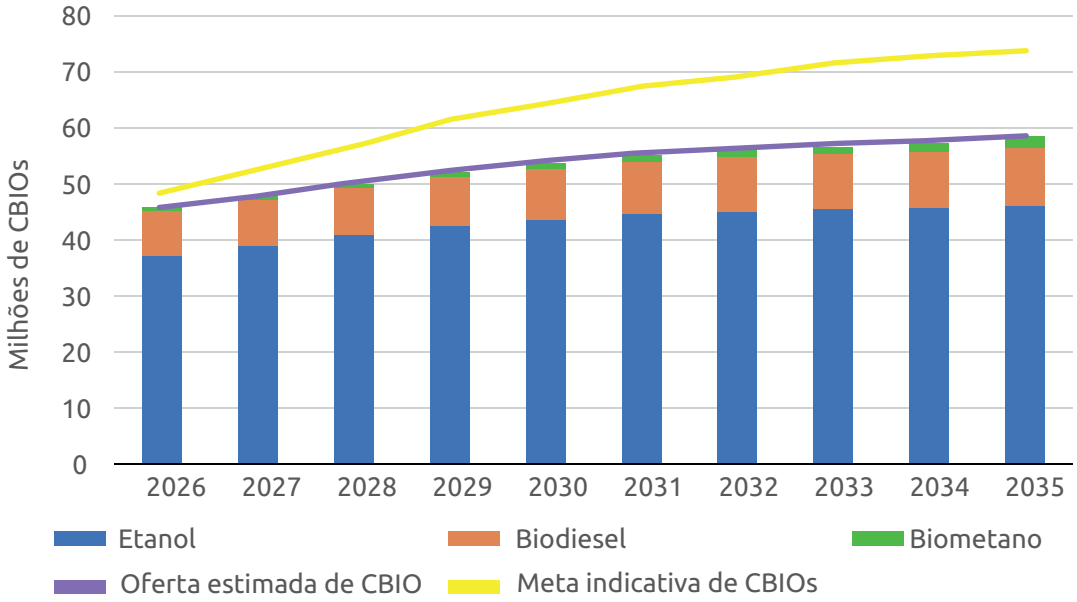
No que se refere aos mandatos de mistura, a projeção central da EPE (2025g) considerou o percentual de 30% de etanol anidro na gasolina C. Entretanto, a Lei do Combustível do Futuro permite a elevação gradual desse percentual até o limite de 35%, desde que sejam concluídas as avaliações técnicas e regulamentações necessárias. Por essa razão, o próprio PDE 2035 apresenta uma análise de sensibilidade considerando a adoção de um mandato de 35%. Nesse cenário, a demanda por etanol anidro aumentaria para aproximadamente 15,6 bilhões de litros em 2035, representando um acréscimo de cerca de 23% em relação ao cenário-base de 30% de mistura do PDE (12,7 bilhões de litros).

Entretanto, a ampliação do mandato não resulta em aumento da demanda total por etanol. Segundo a EPE (2025g), a disponibilidade de matéria-prima permanece inalterada entre os cenários, uma vez que tanto a produção de açúcar quanto o volume de cana processado são mantidos constantes. Consequentemente, a oferta total de matéria-prima destinada à produção de etanol também não se altera. Dessa forma, o aumento da demanda por etanol anidro ocorre integralmente às custas de uma redução na demanda por etanol hidratado, cujo consumo recuaria de 33,5 bilhões para 30,5 bilhões de litros em 2035. Assim, o consumo total de etanol permanece constante, alterando-se apenas a participação relativa de cada produto.

No caso do RenovaBio, a comparação entre a emissão potencial de CBios e as metas indicativas de aquisição desses créditos estabelecidas pela Resolução CNPE nº 21/2025 sugere um potencial descompasso entre a oferta e a demanda regulatória, conforme ilustrado na Figura 32. A emissão potencial de CBios foi estimada com base nas projeções de produção de biocombustíveis do PDE 2035 e nos fatores médios de emissão observados em 2025. A estimativa contempla apenas os biocombustíveis atualmente certificados

no RenovaBio (isto é, etanol anidro e hidratado, biodiesel e biometano[6]) não incluindo combustíveis como SAF e diesel verde, que ainda não possuem produção comercial relevante no Brasil nem geração de CBios. Para o cálculo, foram adotados fatores médios de emissão equivalentes a 1 CBio para cada 1.002 litros de etanol (anidro e hidratado), 1 CBio para cada 1.364 litros de biodiesel e 1 CBio para cada 585 m³ de biometano, obtidos pela razão entre a produção de cada biocombustível e o volume de CBios efetivamente emitidos em 2025.

FIGURA 32 – Estimativa da emissão de CBios com base nas projeções de produção de biocombustíveis do PDE 2035 e comparação com as metas indicativas do RenovaBio estabelecidas pela Resolução CNPE nº 21/2025



Nota: Para estimar a emissão de CBios, foram adotados fatores médios de emissão calculados com base nos dados observados em 2025. Os fatores considerados foram de 1 CBio para cada 1.002 litros de etanol (anidro e hidratado), 1 CBio para cada 1.364 litros de biodiesel e 1 CBio para cada 585 m³ de biometano. Esses fatores foram obtidos pela razão entre a produção de cada biocombustível e o volume de CBios emitidos em 2025.

Fonte: Elaboração própria com dados do CNPE (Resolução nº 21/2025) e EPE (2025g).

Os resultados indicam que, mantidas as projeções de produção do PDE 2035 e os fatores médios de emissão observados em 2025, a emissão potencial de CBios permaneceria inferior às metas indicativas estabelecidas pelo CNPE durante todo o horizonte analisado. Em outras palavras, a expansão esperada da produção dos biocombustíveis atualmente participantes do RenovaBio não seria suficiente para gerar a quantidade de CBios necessária ao cumprimento das metas indicativas do programa. Como consequência, observa-se

6 Como o Caderno de Biocombustíveis do PDE 2035 não apresenta projeções para a oferta de biometano, foi adotada, neste estudo, uma premissa específica para estimar sua evolução. Assumiu-se que, em 2035, a produção nacional atingirá aproximadamente um terço do potencial técnico estimado pela EPE, de 9,6 MMm³/d, o que corresponde a uma produção de 3,2 MMm³/d. Para a trajetória intermediária, considerou-se um crescimento linear da produção ao longo do período, partindo dos 0,3 MMm³/d observados em 2025 até alcançar 3,2 MMm³/d em 2035. Essa hipótese busca representar um cenário conservador de expansão do setor, compatível com a gradual maturação do mercado e com o desenvolvimento da infraestrutura necessária para produção e comercialização do biometano.

um déficit crescente entre a oferta potencial de créditos e a demanda regulatória. Em 2027, esse déficit é estimado em aproximadamente 4,7 milhões de CBios, aumentando gradualmente até atingir cerca de 15,2 milhões de CBios em 2035.

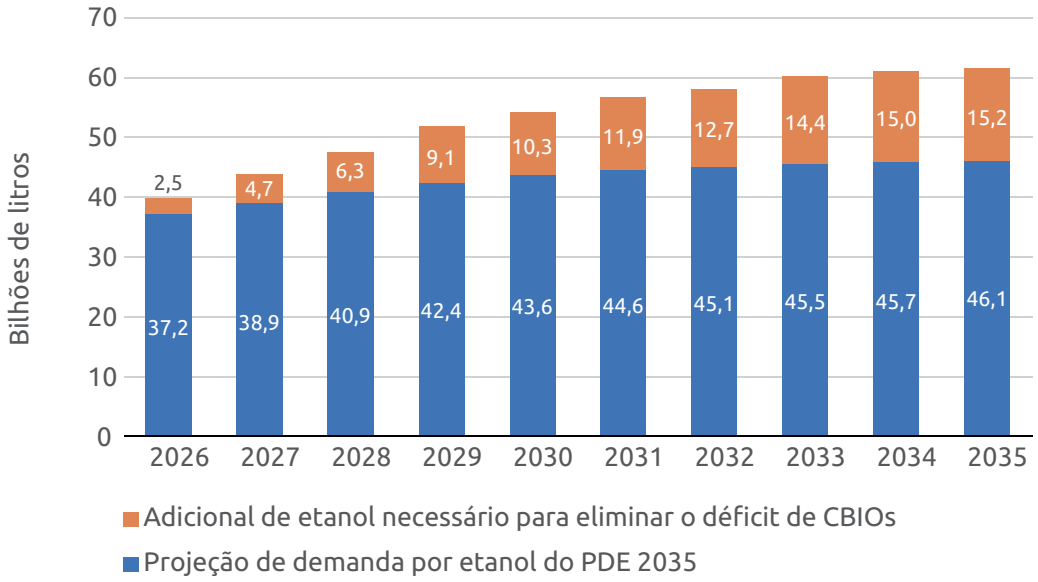
Esses resultados evidenciam que, caso as metas indicativas sejam mantidas nos níveis atualmente estabelecidos, será necessária uma expansão da produção de biocombustíveis superior à projetada no PDE 2035. Entretanto, a maior parte dos biocombustíveis atualmente consumidos no Brasil possui demanda essencialmente regulada por mandatos de mistura, como ocorre com o biodiesel, o etanol anidro e, futuramente, com o SAF, diesel verde e o biometano (como visto na Seção 2.1.2). Nesses casos, a produção responde principalmente às obrigações legais de mistura e ao crescimento da demanda pelos combustíveis fósseis aos quais estão associados, e não aos incentivos econômicos proporcionados pelo RenovaBio. Assim, mesmo que haja valorização dos CBios, a oferta desses biocombustíveis tende a permanecer limitada pelos percentuais obrigatórios de mistura e pela demanda regulada, restringindo sua capacidade de ampliar a emissão de créditos.

Em contrapartida, apenas os biocombustíveis que atendem predominantemente mercados voluntários possuem maior capacidade de responder aos incentivos econômicos do RenovaBio e, consequentemente, contribuir para reduzir o déficit projetado de CBios. Embora exista potencial de expansão dos mercados voluntários de biodiesel, biometano, diesel verde e SAF, esses segmentos ainda apresentam participação reduzida e, no horizonte analisado, dificilmente terão escala suficiente para alterar de forma significativa a oferta de CBios.

Nesse contexto, o etanol hidratado permanece como o principal biocombustível capaz de ajustar sua produção em resposta aos sinais econômicos do RenovaBio. Diferentemente dos demais, sua demanda não é determinada por mandatos de mistura, mas pela competitividade em relação à gasolina C. Dessa forma, aumentos no preço dos CBios podem elevar a rentabilidade da produção de etanol hidratado, ampliar sua oferta e incentivar a substituição da gasolina pelos consumidores, contribuindo para elevar a emissão de CBios e aproximar a oferta das metas estabelecidas pelo CNPE.

A Figura 33 apresenta uma estimativa da demanda total de etanol ao longo do horizonte de projeção, desagregada em dois componentes. O primeiro corresponde à demanda projetada pela EPE no âmbito do PDE 2035, contemplando o consumo de etanol anidro e hidratado associado às premissas de expansão do mercado de combustíveis. O segundo representa o volume adicional de etanol estimado como necessário para eliminar o déficit potencial de emissão de CBios em relação às metas indicativas estabelecidas pelo RenovaBio.

FIGURA 33 – Demanda projetada de etanol no PDE 2035 e demanda adicional para eliminação do déficit de CBios



Fonte: Elaboração própria com dados CNPE (Resolução nº 21/2025) e EPE (2025g).

Nota-se que, caso as metas indicativas de aquisição de CBios sejam mantidas e o ajuste ocorra exclusivamente por meio da expansão da produção de etanol, será necessário um aumento expressivo da oferta desse biocombustível. Em 2035, estima-se que seriam requeridos aproximadamente 15,2 bilhões de litros adicionais de etanol para eliminar integralmente o déficit projetado de CBios. Esse volume se soma aos 46,2 bilhões de litros de demanda projetados pela EPE, elevando a necessidade total de produção para cerca de 61,3 bilhões de litros ao final do horizonte analisado. Isso representa um aumento de aproximadamente 78% em relação ao consumo observado em 2025, de 34,4 bilhões de litros.

A necessidade de uma expansão significativa da produção de etanol ao longo dos próximos anos levanta a questão sobre a existência de capacidade produtiva suficiente para atender simultaneamente ao crescimento da demanda projetada e às exigências decorrentes do RenovaBio. Segundo a ANP (2026b), em junho de 2026, a capacidade instalada autorizada no país é de aproximadamente 103,5 bilhões de litros por ano. Além disso, existem novas solicitações de autorização na ANP para ampliação da produção que poderão acrescentar cerca de 20,9 bilhões de litros de capacidade nos próximos anos, elevando a capacidade potencial total para aproximadamente 124,5 bilhões de litros anuais (ANP, 2026b).

Entretanto, conforme discutido na Seção 3.1.2, a capacidade instalada da indústria sucroenergética apresenta elevada ociosidade. Historicamente, a taxa média de utilização das usinas tem permanecido em torno de 35%, refletindo a forte sazonalidade da produção de cana-de-açúcar e as limitações operacionais inerentes ao setor. Mantido esse nível de utilização, a capacidade efetiva de produção corresponderia a aproximadamente 36,2 bilhões de litros por ano, podendo atingir cerca de 43,6 bilhões de litros anuais caso toda a capacidade adicional atualmente prevista entre efetivamente em operação.

Isso significa que a capacidade efetiva atualmente disponível já seria insuficiente para atender a demanda projetada para 2026, estimada em 39,7 bilhões de litros. Mesmo considerando a entrada em operação de toda a capacidade adicional anunciada, a produção efetiva seria suficiente para atender a demanda apenas até 2027. A partir desse momento, o crescimento projetado do consumo de etanol faria com que a demanda superasse a capacidade efetiva de produção do setor.

Uma consequência direta desse potencial desequilíbrio entre a oferta e a demanda de CBios é a tendência de elevação dos preços desses créditos. Como a aquisição de CBios constitui uma obrigação regulatória das distribuidoras de combustíveis, um mercado em que a demanda supera a oferta disponível tende a apresentar forte pressão altista sobre os preços dos certificados.

Esse comportamento já foi observado recentemente. Em 2022 e 2023, as metas anuais de aquisição de CBios superaram o volume efetivamente emitido pelos produtores de biocombustíveis. Em 2022, a meta foi de 35,98 milhões de CBios, enquanto a emissão alcançou apenas 31,44 milhões, resultando em um déficit de 4,54 milhões de CBios. Em 2023, a meta atingiu 37,47 milhões de CBios, frente a uma emissão de 34,50 milhões, mantendo o mercado em situação de escassez.

Como consequência desse descompasso, observou-se uma expressiva valorização do CBio. O preço médio do certificado, que era de aproximadamente R$ 36 por CBio em 2021, aumentou para cerca de R$ 101 em 2022 e R$ 113 em 2023, evidenciando a elevada sensibilidade do mercado a situações de insuficiência de oferta frente às metas regulatórias. Em contrapartida, quando as metas de aquisição passaram a ser inferiores ao volume de CBios emitidos, o mercado voltou a apresentar superávit de oferta e os preços recuaram. Em 2024, a emissão superou a meta em aproximadamente 3,65 milhões de CBios, enquanto em 2025 o superávit foi de cerca de 2,44 milhões de CBios. Nesse período, o preço médio dos certificados reduziu para R$ 88 por CBio em 2024 e R$ 56 por CBio em 2025, reforçando a forte correlação entre o balanço de oferta e demanda de CBios e a formação de preços no mercado.

As estimativas apresentadas na Figura 32 sugerem que esse desequilíbrio poderá se tornar significativamente mais intenso ao longo da próxima década. Em 2035, a diferença entre a meta indicativa de aquisição de CBios estabelecida pela Resolução CNPE nº 21/2025 e a emissão potencial estimada alcançaria aproximadamente 15,2 milhões de CBios, o equivalente a uma meta cerca de 26% superior à oferta esperada. Trata-se de um déficit mais de três vezes superior ao observado em 2022, ano em que uma insuficiência de apenas 4,54 milhões de CBios já foi suficiente para provocar uma expressiva valorização dos certificados.

Esse cenário torna-se ainda mais preocupante quando se considera a capacidade de resposta da oferta de biocombustíveis. Conforme discutido anteriormente, a capacidade produtiva

atualmente instalada e os investimentos já anunciados não são suficientes para gerar, no horizonte analisado, o volume adicional de etanol necessário para eliminar integralmente esse déficit de CBios. Assim, mesmo que uma elevação do preço dos certificados aumente os incentivos econômicos à produção, a expansão da oferta tende a ocorrer de forma lenta, uma vez que depende da realização de novos investimentos, da construção ou ampliação de unidades produtivas e do tempo necessário para sua entrada em operação.

Como consequência, o mercado pode permanecer em situação de escassez de CBios por um período prolongado, mantendo os preços dos certificados em patamares elevados. Considerando que a aquisição de CBios representa um custo para as distribuidoras de combustíveis, aumentos persistentes em seus preços tendem a ser parcialmente repassados ao consumidor final, pressionando os preços dos combustíveis comercializados no país.

Nesse contexto, os resultados deste estudo indicam que as metas indicativas de aquisição de CBios estabelecidas pela Resolução CNPE nº 21/2025 deveriam ser reavaliadas à luz da capacidade efetiva de expansão da oferta de biocombustíveis. Uma trajetória de metas mais compatível com as projeções de produção do PDE 2035 reduziria o risco de déficits estruturais de CBios, evitaria pressões excessivas sobre os preços dos certificados e contribuiria para que o RenovaBio alcance seus objetivos de descarbonização com menor impacto sobre os preços dos combustíveis.

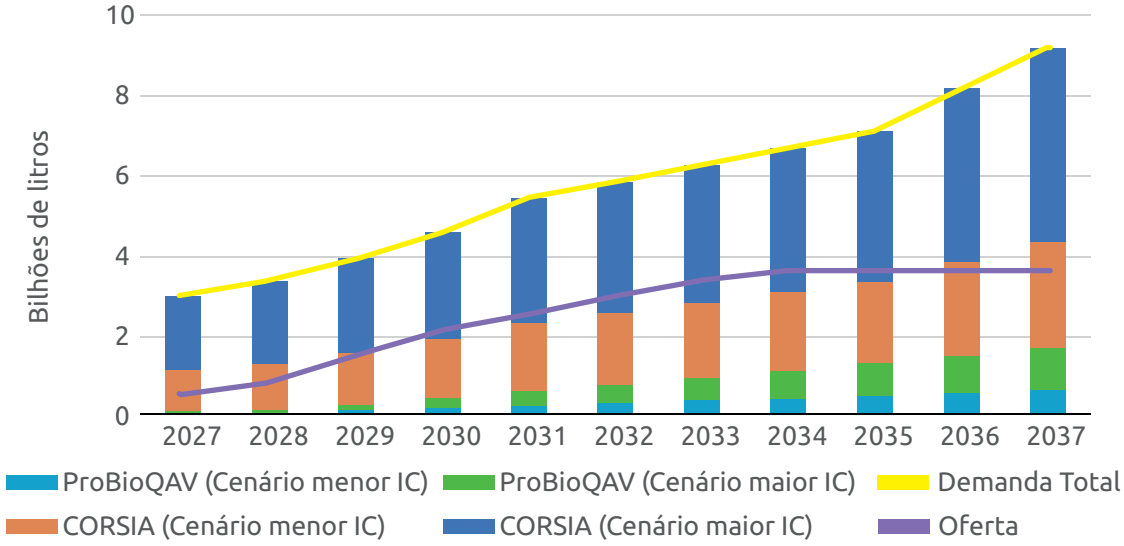
4.3 Biocombustíveis para o segmento de aviação (SAF)

Apesar de o uso de SAF ser tecnicamente viável na aviação comercial, sua adoção voluntária ainda é bastante limitada. O principal fator é o elevado custo de produção do combustível em relação ao QAV, o que reduz sua competitividade econômica. Dessa forma, espera-se que a expansão do consumo de SAF no Brasil seja impulsionada quase exclusivamente por instrumentos regulatórios, em especial pelo ProBioQAV, instituído pela Lei do Combustível do Futuro, e pelo CORSIA, da ICAO.

O papel de cada política, entretanto, é distinto. Como visto na Seção 2.1.2, o ProBioQAV estabelece metas obrigatórias de redução das emissões da aviação doméstica, que deverão ser alcançadas por meio da incorporação efetiva de SAF ao combustível utilizado pelas aeronaves. O programa terá início em 2027, com exigência mínima de redução de 1% das emissões, elevando-se gradualmente até atingir 10% em 2037. Já o CORSIA permite que as companhias aéreas cumpram suas obrigações tanto pela utilização de SAF quanto pela aquisição de créditos de carbono elegíveis. Assim, a influência do programa internacional sobre a demanda brasileira por SAF dependerá principalmente da relação entre o custo do biocombustível e o preço dos créditos de carbono no mercado internacional.

A Figura 34 apresenta as projeções de demanda e oferta de SAF no Brasil elaboradas pela EPE (2025d). As estimativas indicam que a demanda pelo combustível deverá crescer rapidamente ao longo da próxima década em função dessas políticas públicas. Considerando simultaneamente os efeitos do ProBioQAV e do CORSIA, a demanda poderá variar entre 1 bilhão e 3 bilhões de litros em 2027, dependendo da intensidade média de carbono do SAF produzido no país. Quando se considera apenas o ProBioQAV, desconsiderando a influência do CORSIA, a demanda estimada para o mesmo ano situa-se entre 43 milhões e 123 milhões de litros. Em 2037, a demanda poderá variar entre 3,2 bilhões e 9,1 bilhões de litros no cenário que incorpora ambos os programas, ou entre 0,6 bilhão e 1,7 bilhão de litros quando considerado exclusivamente o mandato doméstico.

FIGURA 34 – Projeção da Demanda e Oferta de SAF no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (2025d).

No lado da oferta, entretanto, o cenário é significativamente mais incerto. Atualmente, não existe nenhuma planta dedicada de produção de SAF autorizada pela ANP em operação no Brasil. A única produção comercial ocorre por meio do coprocessamento em refinarias (como na REDUC, da Petrobras), tecnologia que consiste na inserção de pequenas quantidades de matérias-primas renováveis juntamente com o petróleo durante o processo de refino. Essa alternativa possui a vantagem de aproveitar a infraestrutura existente e exigir investimentos relativamente reduzidos, porém produz combustíveis com conteúdo renovável bastante limitado. Além disso, a regulamentação da ANP estabelece percentuais máximos de aproximadamente 5% de matérias-primas renováveis no processo, restringindo significativamente a contribuição dessa rota para o atendimento da demanda futura por SAF.

Nos últimos anos foram anunciados diversos investimentos em novas unidades de produção de SAF. Segundo estudo da EPE (2025d), existem dez projetos comerciais anunciados que,

caso sejam integralmente implementados, totalizariam uma capacidade de produção de aproximadamente 2,1 bilhões de litros por ano em 2030 e 3,6 bilhões de litros por ano em 2035. Em princípio, esse volume seria suficiente para atender à demanda projetada decorrente exclusivamente do ProBioQAV ao longo de todo o horizonte analisado.

Por outro lado, essa capacidade anunciada não seria suficiente para suprir os cenários de maior demanda que consideram, além do ProBioQAV, uma utilização mais intensa de SAF para atendimento das obrigações do CORSIA. Contudo, essa limitação não representa necessariamente uma restrição ao cumprimento do programa internacional, uma vez que o CORSIA não exige a utilização compulsória de SAF. As companhias aéreas podem optar entre reduzir suas emissões por meio do consumo do biocombustível ou compensá-las pela aquisição de créditos de carbono elegíveis. Assim, caso a oferta de SAF seja insuficiente ou seu custo permaneça elevado, parte relevante das obrigações do CORSIA poderá ser atendida por meio da compra de créditos de carbono, reduzindo a pressão sobre a demanda doméstica por SAF.

Entretanto, é importante destacar que essa capacidade produtiva ainda é apenas potencial. Os projetos considerados pela EPE (2025d) correspondem, em sua maioria, a investimentos anunciados pelas empresas e ainda não possuem autorização da ANP nem cronogramas consolidados de implantação. Dessa forma, embora as projeções indiquem que a oferta anunciada seria suficiente para atender ao ProBioQAV, a efetiva disponibilidade de SAF no Brasil dependerá da materialização desses investimentos, tornando a oferta significativamente mais incerta do que a demanda regulatória estabelecida pela Lei do Combustível do Futuro.

Além da incerteza quanto à implementação dos projetos anunciados, permanecem importantes restrições relacionadas à disponibilidade de matérias-primas para a produção de SAF. A principal rota prevista para o Brasil, a HEFA, depende intensivamente de hidrogênio de baixo carbono. Como já discutido na Seção 4.1.2, atualmente a produção mundial de hidrogênio é baseada quase integralmente em combustíveis fósseis, enquanto a oferta de hidrogênio de baixo carbono ainda é bastante limitada e deverá expandir-se apenas de forma gradual ao longo das próximas décadas (IEA, 2021, 2025). No horizonte analisado neste estudo, portanto, a disponibilidade desse insumo deverá permanecer restrita, além de ser intensamente disputada por outros setores, como a produção de diesel verde, combustíveis sintéticos (e-metanol e e-metano), amônia de baixo carbono e diversos processos industriais.

No caso da rota Alcohol-to-Jet (ATJ), o etanol constitui a principal matéria-prima. Conforme discutido na Seção 4.2, o mercado brasileiro de etanol deverá enfrentar uma forte expansão da demanda impulsionada pelos mandatos de mistura e pelo RenovaBio, reduzindo a disponibilidade de excedentes para a produção de SAF. Dessa forma, tanto o hidrogênio

de baixo carbono quanto o etanol deverão competir com outras cadeias produtivas, o que poderá dificultar a implementação dos projetos anunciados e limitar a expansão da oferta nacional de SAF ao longo da próxima década.

Essa combinação de demanda regulatória crescente e oferta altamente incerta tem potencial para pressionar o mercado brasileiro de QAV. No âmbito do ProBioQAV, as metas de redução de emissões deverão ser cumpridas obrigatoriamente por meio da utilização de SAF, não havendo, diferentemente do CORSIA, mecanismos alternativos de compensação, como a aquisição de créditos de carbono. Dessa forma, caso a capacidade produtiva nacional de SAF não se expanda no ritmo necessário para acompanhar o crescimento da demanda regulatória, poderá surgir um desequilíbrio entre oferta e demanda do biocombustível. Esse descompasso tende a pressionar os preços do SAF e, consequentemente, elevar o custo do QAV comercializado no país, à medida que o maior custo do combustível renovável seja repassado ao preço final.

Esse cenário reforça a importância de acompanhar continuamente a evolução da capacidade produtiva nacional de SAF. Como a demanda do ProBioQAV é compulsória e depende da incorporação efetiva do biocombustível, a viabilidade da trajetória de descarbonização prevista na Lei do Combustível do Futuro estará condicionada à materialização dos investimentos anunciados pelo setor. Nesse contexto, torna-se fundamental que o governo monitore a implementação desses projetos e avalie periodicamente a compatibilidade entre a expansão da oferta de SAF e o crescimento das metas regulatórias. Caso a capacidade produtiva prevista não se concretize ou entre em operação com atraso, poderá ser necessário reavaliar o cronograma de elevação das metas do ProBioQAV. Do contrário, a insuficiência de oferta de SAF tende a pressionar significativamente seus preços e, consequentemente, elevar o custo do QAV comercializado no país, com potenciais impactos sobre os custos operacionais das companhias aéreas e, em última instância, sobre o preço das passagens aéreas.



5 PROPOSTAS PARA O APRIMORAMENTO DA INSERÇÃO DOS BIOCOMBUSTÍVEIS NO SETOR DE COMBUSTÍVEIS BRASILEIRO

5.1 Alinhamento das políticas de contingenciamento de preços dos combustíveis aos objetivos de descarbonização

A expansão da participação dos biocombustíveis na matriz energética brasileira depende da manutenção de sinais econômicos consistentes que valorizem suas vantagens ambientais e estimulem investimentos em novas capacidades produtivas. Entretanto, no período recente de elevação dos preços internacionais dos combustíveis fósseis, as medidas emergenciais adotadas pelo Governo Federal concentraram-se na redução do preço do diesel fóssil, da gasolina e do querosene de aviação por meio de desonerações tributárias e subvenções econômicas, enquanto os biocombustíveis receberam tratamento mais limitado ou, em alguns casos, não foram contemplados (Anexo I).

Essa assimetria reduz artificialmente a competitividade econômica dos biocombustíveis justamente nos momentos em que o diferencial de preços dos combustíveis fósseis poderia estimular sua substituição. Em outras palavras, ao reduzir o preço dos combustíveis fósseis sem adotar instrumentos equivalentes para os combustíveis renováveis, parte do incentivo econômico à descarbonização criado por políticas como o RenovaBio, o ProBioQAV e os mandatos de mistura acabam sendo neutralizados.

Dessa forma, recomenda-se que futuras políticas emergenciais de estabilização de preços sejam desenhadas de forma tecnologicamente neutra e compatível com os objetivos da

política de transição energética. Sempre que forem adotadas medidas de redução de preços para combustíveis fósseis, deve-se avaliar a adoção de mecanismos equivalentes para os respectivos biocombustíveis substitutos (como biodiesel, etanol, SAF e diesel verde, entre outros), preservando a competitividade relativa entre essas alternativas.

Essa abordagem permite conciliar os objetivos de modicidade de preços no curto prazo com a estratégia de descarbonização da matriz energética. Além de reduzir distorções econômicas, evita que políticas emergenciais voltadas ao controle dos preços dos combustíveis fósseis comprometam os investimentos, a expansão da oferta de biocombustíveis e o cumprimento das metas climáticas estabelecidas pelo próprio Governo Federal. Em síntese, a política de estabilização de preços deve ser consistente com a política de transição energética, de forma que os instrumentos utilizados para enfrentar crises internacionais não enfraqueçam os incentivos criados para promover a substituição gradual dos combustíveis fósseis por alternativas de menor intensidade de carbono.

5.2 Criação de um Comitê Permanente de Monitoramento de Biocombustíveis

As análises apresentadas neste relatório indicam que a expansão dos principais programas de descarbonização do setor de combustíveis (incluindo os mandatos de mistura de biodiesel, etanol anidro, diesel verde e SAF, bem como as metas do RenovaBio) dependerá da entrada em operação de novos projetos para produção de biocombustíveis. Em diversos casos, observou-se que a oferta projetada apresenta elevado grau de incerteza ou poderá se tornar insuficiente para atender às metas regulatórias previstas, o que poderá resultar em pressões sobre os preços dos combustíveis e comprometer a efetividade das políticas públicas.

Embora atualmente existam diferentes instâncias de governança relacionadas aos biocombustíveis, como o Comitê do RenovaBio e o Comitê Técnico Permanente do Combustível do Futuro (CTP-CF), essas estruturas possuem escopos específicos voltados para programas individuais. Não existe atualmente uma instância permanente responsável por acompanhar de forma integrada a evolução da oferta nacional de biocombustíveis e avaliar os efeitos conjuntos das diferentes políticas públicas sobre a capacidade de atendimento dos mandatos de mistura e das metas de descarbonização. Considerando a crescente interação entre esses mercados, torna-se cada vez mais importante que as decisões regulatórias sejam tomadas com uma visão sistêmica de toda a cadeia de biocombustíveis.

Nesse contexto, recomenda-se a criação de um Comitê Permanente de Monitoramento de Biocombustíveis, com participação de órgãos públicos e agentes do setor, incluindo, entre outros, o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás

Natural e Biocombustíveis (ANP), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Petrobras, o Ministério da Agricultura e Pecuária (MAPA) e demais instituições cuja atuação seja relevante para o acompanhamento da cadeia de suprimento de biocombustíveis.

O comitê teria como principal atribuição monitorar continuamente a evolução da oferta nacional de biocombustíveis, acompanhando o cronograma de implantação de novos projetos, expansões de capacidade produtiva, autorizações regulatórias, disponibilidade de matérias-primas e demais fatores que possam afetar a capacidade de atendimento da demanda regulatória. Esse acompanhamento permitiria identificar antecipadamente eventuais riscos de insuficiência de oferta e reduzir a incerteza na implementação das políticas públicas.

Com base nesse monitoramento, o comitê poderia emitir recomendações técnicas ao Poder Executivo e ao CNPE quanto à evolução dos percentuais de mistura e das metas dos diferentes programas de biocombustíveis, de forma que sua implementação ocorra em ritmo compatível com a capacidade efetiva de produção do setor. O mesmo princípio se aplica ao RenovaBio, cujas metas indicativas de aquisição de CBios deveriam considerar não apenas os objetivos de descarbonização, mas também a capacidade esperada de oferta de CBios decorrente da produção efetiva de biocombustíveis.

Além disso, o comitê poderia propor ajustes regulatórios sempre que fossem identificados desequilíbrios estruturais entre oferta e demanda, contribuindo para que a expansão das políticas de descarbonização ocorra de forma gradual, previsível e alinhada à realidade do mercado. Dessa forma, seria possível reduzir o risco de elevações excessivas nos preços dos biocombustíveis, dos CBios e dos combustíveis comercializados ao consumidor final, preservando simultaneamente os objetivos de segurança energética, desenvolvimento industrial e transição para uma matriz energética de menor intensidade de carbono.

5.3 Criação de uma política de comércio exterior para os biocombustíveis

A crescente expansão dos mandatos de mistura e das metas de descarbonização tornará o mercado brasileiro de biocombustíveis cada vez mais dependente da capacidade de expansão da oferta nacional. Conforme demonstrado ao longo deste relatório, em alguns segmentos existe risco de que a produção doméstica não acompanhe o crescimento da demanda regulatória, podendo ocasionar restrições de oferta e riscos de elevação de preços. Por outro lado, à medida que o mercado brasileiro de biocombustíveis se desenvolve e amplia sua inserção no comércio internacional, períodos de escassez de oferta no mercado global podem estimular o direcionamento de parte da produção nacional para exportação. Esse movimento poderia reduzir a disponibilidade doméstica

de biocombustíveis, dificultando o cumprimento dos mandatos de mistura e das metas de descarbonização, além de favorecer a transmissão de preços internacionais mais elevados ao mercado brasileiro.

Nesse contexto, recomenda-se a adoção de uma política de comércio exterior específica para os biocombustíveis, voltada à preservação do abastecimento interno, da estabilidade de preços e do cumprimento das metas de descarbonização. Essa política deveria atuar de forma integrada ao Comitê Permanente de Monitoramento de Biocombustíveis, em articulação com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC), monitorando continuamente a evolução dos mercados internacionais, a disponibilidade global de biocombustíveis, a competitividade dos produtos importados e exportados e os riscos de desequilíbrios entre oferta e demanda no mercado brasileiro.

Nos períodos em que forem identificadas perspectivas de insuficiência de oferta doméstica para atender aos mandatos de mistura ou às metas dos programas de descarbonização, a política de comércio exterior poderia prever mecanismos que facilitem a importação de biocombustíveis. Além de contribuir para o cumprimento das metas ambientais, a possibilidade de importação cria um mecanismo de contestação de preços no mercado doméstico, reduzindo o risco de elevações excessivas decorrentes da escassez de oferta nacional.

Por outro lado, em cenários de forte valorização dos biocombustíveis no mercado internacional, a política também deveria prever instrumentos capazes de preservar o abastecimento interno. Nessas situações, preços externos elevados podem incentivar o direcionamento da produção nacional para exportação, reduzindo a oferta doméstica e pressionando os preços internos. Assim, quando necessário e de forma criteriosa, poderiam ser adotados mecanismos temporários de gestão das exportações, de modo a assegurar o atendimento prioritário do mercado brasileiro e evitar que choques internacionais sejam integralmente transmitidos aos consumidores nacionais.

Dessa forma, a política de comércio exterior passaria a funcionar como um instrumento complementar às políticas de biocombustíveis, conferindo maior flexibilidade à gestão dos mercados. Enquanto a expansão da produção nacional permaneceria como o principal objetivo de longo prazo, os instrumentos de importação e exportação poderiam ser utilizados de forma pontual para reduzir desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, contribuindo para a estabilidade dos preços, a segurança do abastecimento e o cumprimento das metas de descarbonização estabelecidas pelo Governo Federal.

5.4 Criação de políticas específicas de estímulo à oferta de diesel verde e SAF

Ao contrário do etanol e do biodiesel, cujas cadeias produtivas já se encontram consolidadas e operam em escala comercial há décadas, o diesel verde e o SAF ainda representam indústrias emergentes no Brasil. Além disso, inexistem cadeias de suprimentos organizadas para matérias primas, insumos, equipamentos e serviços especializados.

Conforme discutido neste relatório, ambos os combustíveis já possuem, ou possuirão em breve, demanda regulada. No caso do SAF, a Lei do Combustível do Futuro estabeleceu, por meio do ProBioQAV, uma trajetória obrigatória de redução de emissões para a aviação doméstica entre 2027 e 2037, cuja implementação depende diretamente da disponibilidade de SAF. Para o diesel verde, a mesma lei criou o programa de mistura obrigatória, cabendo ao CNPE definir o percentual de incorporação, limitado a 3%.

Entretanto, a oferta nacional desses combustíveis permanece extremamente incipiente. Atualmente, não existem plantas dedicadas de produção de SAF ou diesel verde em operação comercial autorizadas pela ANP, sendo a produção restrita, no caso do SAF, a pequenas quantidades obtidas por coprocessamento em refinarias. Embora diversos investimentos tenham sido anunciados, a maioria dos projetos ainda não iniciaram sua implantação e tampouco possui processos de autorização em andamento junto à ANP. Dessa forma, existe um elevado grau de incerteza quanto à efetiva entrada dessa capacidade produtiva no horizonte necessário para atendimento dos mandatos regulatórios.

Esse contexto evidencia que políticas voltadas exclusivamente para a criação de demanda, como mandatos de mistura e metas de descarbonização, podem não ser suficientes para garantir o desenvolvimento da oferta. Diferentemente do etanol e do biodiesel, cujas cadeias industriais já estavam estruturadas quando os mandatos foram ampliados, o SAF e o diesel verde ainda enfrentam desafios tecnológicos, financeiros e de coordenação da cadeia produtiva. Assim, torna-se necessária a implementação de políticas específicas de estímulo à oferta, capazes de reduzir os riscos dos investimentos pioneiros e acelerar a formação de um mercado doméstico.

Uma primeira medida poderia ser a criação de mecanismos de contratação de longo prazo inspirados no modelo utilizado durante a implantação da indústria brasileira de biodiesel. Nos primeiros anos do PNPB, os leilões públicos coordenados pelo governo proporcionaram previsibilidade de demanda e receita aos produtores, reduzindo significativamente o risco dos investimentos industriais. Instrumentos semelhantes poderiam ser utilizados para o SAF e o diesel verde, por meio de leilões de compra ou contratos de fornecimento de longo prazo, garantindo mercado para os projetos vencedores durante os primeiros anos de operação.

Outra alternativa poderia ser a adoção de mecanismos competitivos de concessão de subsídios para investimentos pioneiros. Um exemplo internacional é o programa alemão H2Global, criado para acelerar o desenvolvimento do mercado de hidrogênio de baixo carbono. Nesse modelo, o governo realiza leilões competitivos e concede apoio financeiro aos projetos que demandam o menor subsídio público para viabilizar seus investimentos, reduzindo o custo fiscal da política e promovendo eficiência na alocação dos recursos. O mecanismo utiliza um sistema de "duplo leilão", combinando contratos de longo prazo para produtores com contratos de venda de curto prazo, sendo a diferença entre os preços financiada por recursos públicos até que o mercado alcance maturidade.

Além desses instrumentos, recomenda-se a criação de linhas de financiamento específicas para projetos de SAF e diesel verde, com prazos compatíveis com a maturação desses investimentos, juros favorecidos, garantias públicas parciais e mecanismos de compartilhamento de riscos tecnológicos. Também devem ser fortalecidos programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação voltados às diferentes rotas tecnológicas de produção, bem como iniciativas de desenvolvimento de fornecedores nacionais de equipamentos, catalisadores, matérias-primas e serviços especializados.

Adicionalmente, recomenda-se que a regulamentação do Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (REHIDRO), instituído pela Lei nº 14.990/2024, busque contemplar mecanismos que favoreçam o desenvolvimento da produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono destinado a cadeias estratégicas para a descarbonização, incluindo, entre outras, as de SAF e diesel verde. Como demonstrado neste relatório, a principal rota de produção desses combustíveis depende intensivamente desse insumo, cuja oferta ainda é bastante limitada e deverá enfrentar crescente competição com outros setores, como combustíveis sintéticos, amônia de baixo carbono e a indústria química. Nesse contexto, a consideração das necessidades específicas das cadeias de SAF e diesel verde na regulamentação do REHIDRO poderia contribuir para reduzir gargalos de oferta de hidrogênio e favorecer o desenvolvimento desses mercados, aumentando a segurança de suprimento e a probabilidade de cumprimento das metas de descarbonização estabelecidas pela Lei do Combustível do Futuro.

Em síntese, a demanda regulada por SAF já possui um cronograma de expansão definido pela Lei do Combustível do Futuro, com início da obrigatoriedade em 2027, enquanto, para o diesel verde, a demanda deverá crescer à medida que o CNPE definir os percentuais de mistura autorizados pela legislação. Em contrapartida, a evolução da oferta de ambos os combustíveis permanece altamente incerta. A implantação de novas plantas industriais demanda vários anos entre a decisão de investimento, o licenciamento, a construção e o início da operação comercial.

Assim, caso os instrumentos de estímulo à oferta não sejam implementados de forma antecipada, existe um risco elevado de que a capacidade produtiva nacional não acompanhe a expansão da demanda regulatória. Nesse contexto, políticas específicas de apoio ao desenvolvimento da oferta, combinadas a mecanismos de incentivo à produção de hidrogênio de baixo carbono, tornam-se fundamentais para reduzir as incertezas dos investimentos, acelerar a implantação dos projetos anunciados, minimizar pressões sobre os preços desses combustíveis e assegurar o cumprimento das metas de descarbonização previstas na Lei do Combustível do Futuro.



6 CONCLUSÃO

Este relatório teve como objetivo avaliar as perspectivas futuras do mercado brasileiro de biocombustíveis à luz das principais políticas públicas de descarbonização atualmente em vigor ou em fase de implementação, incluindo os mandatos de mistura do biodiesel, etanol anidro e diesel verde, o RenovaBio e o ProBioQAV. A análise buscou verificar se as projeções de oferta desses biocombustíveis são compatíveis com a evolução esperada da demanda regulada e identificar os principais riscos para a implementação dessas políticas ao longo da próxima década.

Os resultados indicam que o Brasil deverá experimentar um crescimento expressivo da demanda por biocombustíveis, impulsionado principalmente pela ampliação dos mandatos de mistura e pelas metas de descarbonização estabelecidas pelo Governo Federal. Entretanto, as projeções de oferta sugerem que, em diversos segmentos, a expansão da produção poderá ocorrer em ritmo inferior ao necessário para atender integralmente essa demanda, especialmente nos mercados de SAF e diesel verde, cujas cadeias produtivas ainda se encontram em estágio inicial de desenvolvimento.

As estimativas realizadas neste estudo mostram que as metas indicativas de aquisição de CBios estabelecidas pela Resolução CNPE nº 21/2025 são superiores à emissão potencial de CBios decorrente da produção de biocombustíveis projetada pela EPE no PDE 2035. Caso essas metas sejam mantidas, será necessária uma expansão adicional da produção de etanol hidratado significativamente superior à atualmente projetada, o que poderá pressionar os preços dos CBios e, consequentemente, dos combustíveis líquidos ao consumidor final. Além disso, a capacidade efetiva de produção de etanol atualmente instalada, mesmo considerando a entrada em operação das unidades em implantação e expansão previstas para os próximos anos, não seria suficiente para atender simultaneamente à demanda projetada pela EPE no PDE 2035 e ao volume adicional de etanol hidratado necessário para eliminar o déficit estimado de CBios. Assim, o cumprimento dessas metas dependeria da realização de novos investimentos na expansão da capacidade produtiva do setor sucroenergético.

No caso do biodiesel, as análises realizadas neste estudo indicam que a capacidade produtiva atualmente instalada é suficiente para atender aos percentuais de mistura previstos na Lei do Combustível do Futuro apenas até 2027. A partir desse momento, o atendimento das metas dependerá da entrada em operação das expansões de capacidade já anunciadas pelo setor. Caso esses investimentos sejam efetivamente implementados, a capacidade

projetada seria suficiente para atender à trajetória de aumento dos mandatos até o limite de 20% de mistura previsto para 2035. Entretanto, eventuais elevações dos percentuais de mistura acima desse patamar ou atrasos na implantação dos novos projetos poderão resultar em restrições de oferta.

Para os mercados de SAF e diesel verde, os desafios são ainda mais relevantes. No caso do SAF, existe um cronograma legalmente definido para a expansão da demanda por meio do ProBioQAV. Já para o diesel verde, embora a Lei do Combustível do Futuro tenha autorizado a adoção de mistura obrigatória de até 3%, o percentual efetivo ainda depende de regulamentação pelo CNPE. Em ambos os casos, contudo, a perspectiva de oferta permanece altamente incerta. Atualmente, não existem plantas dedicadas de produção de SAF ou de diesel verde autorizadas pela ANP em operação no Brasil, sendo que, no caso do SAF, a produção nacional limita-se ao coprocessamento em refinarias, tecnologia que permite apenas baixos teores de conteúdo renovável. Embora diversos projetos tenham sido anunciados, sua efetiva implementação permanece incerta e dependerá da superação de importantes barreiras tecnológicas, econômicas e regulatórias.

Além disso, a expansão da produção desses combustíveis enfrentará crescente competição por matérias-primas estratégicas. Tanto o SAF quanto o diesel verde dependem da disponibilidade de hidrogênio de baixo carbono, cuja oferta mundial ainda é bastante limitada e deverá permanecer restrita ao longo da próxima década. Esse insumo também será demandado por diversas outras cadeias produtivas, como combustíveis sintéticos, amônia de baixo carbono e produtos da indústria química, intensificando a competição por sua utilização. No caso específico do SAF, soma-se ainda a disputa pelo etanol na rota Alcohol-to-Jet (ATJ), em um contexto em que o próprio mercado brasileiro de etanol deverá enfrentar forte expansão da demanda em função dos mandatos de mistura e do RenovaBio. Como consequência, existe um risco elevado de que a expansão da oferta de SAF e diesel verde não acompanhe o crescimento da demanda regulatória, pressionando os preços desses combustíveis e, consequentemente, do querosene de aviação, do óleo diesel comercializados ao consumidor final.

Diante desse cenário, o relatório propõe um conjunto de recomendações de política pública voltadas a fortalecer a coordenação entre a expansão da demanda regulada e a evolução da capacidade produtiva nacional. Entre elas destacam-se a criação de um Comitê Nacional de Monitoramento dos Biocombustíveis para acompanhar de forma integrada a evolução da oferta e recomendar ajustes tempestivos nas políticas públicas; a implementação de uma política de comércio exterior que permita maior flexibilidade para importações e exportações de biocombustíveis em situações de escassez; a revisão dos mecanismos de intervenção sobre os preços dos combustíveis fósseis, de forma a preservar os incentivos econômicos à transição energética; e a criação de políticas específicas de estímulo à oferta

de SAF e diesel verde, envolvendo instrumentos de financiamento, compartilhamento de riscos, desenvolvimento tecnológico e fortalecimento das cadeias produtivas.

Em síntese, os resultados deste estudo demonstram que o sucesso da estratégia brasileira de descarbonização do setor de transportes dependerá não apenas da definição de metas cada vez mais ambiciosas de consumo de biocombustíveis, mas também da capacidade de o país promover, de forma coordenada, a expansão da oferta necessária para atendê-las. A efetividade dessas políticas exigirá maior integração entre as políticas energética, industrial, agrícola, ambiental e de comércio exterior, garantindo que a transição para uma matriz de transportes de menor intensidade de carbono ocorra de forma economicamente sustentável, preserve a segurança energética, minimize pressões sobre os preços dos combustíveis e assegure a credibilidade e a previsibilidade do ambiente regulatório brasileiro.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS INDÚSTRIAS DE ÓLEOS VEGETAIS - ABIOVE. **Estatísticas** [Conjunto de dados]. 2026. Disponível em: https://abiove.org.br/estatisticas/. Acesso em: 14 set. 2026.

ALMEIDA, E.; OLIVEIRA, P.; LOSEKANN, L. Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. **Rev. Econ. Polit.** 2015. Disponível em: https://doi.org/https://doi.org/10.1590/0101-31572015v35n03a09. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução no 758 de 2018**. Regulamenta a certificação da produção ou importação eficiente de biocombustíveis de que trata o art. 18 da Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e o credenciamento de firmas inspetoras. 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: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2026.** 2026a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2026. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Autorização para produção de biocombustíveis**. 2026b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. 2026c. **Informações sobre o levantamento de preços de combustíveis.** https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrencia/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. (2026d). **Painel Dinâmico da Plataforma CBIO**. 2026d. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-renovabio/painel-dinamico-da-cbio. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Painel Dinâmico de Produtores de Biodiesel**. 2026e. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-biodiesel. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Painel Dinâmico de Produtores de Etanol.** 2026f. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-e-mapa-dinamicos-de-produtores-de-combustiveis-e-derivados/painel-dinamico-de-produtores-de-etanol. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de Combustíveis de Aviação.** 2026g. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-do-mercado-brasileiro-de-combustiveis-de-aviacao. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de Combustíveis Líquidos. 2026h. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-do-mercado-brasileiro-de-combustiveis-liquidos. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de Combustíveis Líquidos.** 2026i. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-do-abastecimento/painel-dinamico-do-mercado-brasileiro-de-combustiveis-liquidos. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo e biodiesel.** 2026j. 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-e-biodiesel. Acesso em: 14 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Despacho ANP, N. 464 de 2014**. Metas individuais compulsórias definitivas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para 2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/metas-individuais-compulsorias-definitivas-de-reducao-de-emissoes-de-gases-causadores-do-efeito-estufa-para-2026. Acesso em: 14 set. 2026.

BANCO CENTRAL DO BRASIL - BCB. **Estatísticas**: séries temporais (SGS) [Conjunto de dados]. 2026. Disponível em: https://www.bcb.gov.br/. Acesso em: 14 set. 2026.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO - BNDES. **Bioetanol de cana-de-açúcar**: energia para o desenvolvimento sustentável. [S.l.]: BNDES, 2008.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO - BNDES. (2025). **Bioethanol fast track to mobility decarbonisation.** Disponível em: https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/livros/bioethanol-fast-track-to-mobility-decarbonisation. Acesso em: 14 set. 2026.

CENTRO DE ESTUDOS AVANÇADOS EM ECONOMIA APLICADA - CEPEA. **Indicador Semanal do Etanol Hidratado Combustível CEPEA/ESALQ - São PAulo**. 2026 Disponível em: https://cepea.org.br/br/indicador/etanol.aspx. Acesso em: 14 set. 2026.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução no 21 de 2025.** Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/resolucao_cnpe_21-2025-publicada.pdf. Acesso em: 14 set. 2026.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB. **Safra Brasileira de Cana-de--Açúcar**. 2026a. Disponível em: https://www.gov.br/conab/pt-br/atuacao/informacoes--agropecuarias/safras. Acesso em: 14 set. 2026.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB. **Séries Históricas Cana-de-açúcar**. 2026b. Disponível em: https://www.gov.br/conab/pt-br/atuacao/informacoes-agropecuarias/safras/series-historicas. Acesso em: 14 set. 2026.

CÉSAR, A. da Silva et al. Competitiveness analysis of “social soybeans” in biodiesel production in Brazil. **Renewable Energy**, v. 133, p. 1147–1157, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.108. Acesso em: 14 set. 2026.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **Petroleum & Other Liquid (Spot Prices)**. 2026a. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm. Acesso em: 14 set. 2026.

U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products [Conjunto de dados]**. 2026b. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise de conjuntura dos 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%A-1lise%20de%20Conjuntura_Ano%20base%202024.pdf. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise de conjuntura dos biocombustíveis-ano 2024**. 2025b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-904/AP-EPE-DPG-SDB-2025-70_An%C3%A1lise%20de%20Conjuntura%20de%20Bios_ano%20base%202024.pdf. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanço energético nacional**: Ano-base 2024. 2025c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil e sinergia com o diesel verde.** 2025d. 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: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Estimativa das metas de biometano de 2026 para o Subcomitê do Biometano do CTP-CF [Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-2025-02]**. 2025e. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gt-rcnpe-10-2024/subgrupos/subgt02/ne-epe-dpg-sdb-2025-81_cnpe_10_subgt_02_aviacao.pdf. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Estudos do plano decenal de expansão de energia 2035**: caderno de demanda energética do setor de transportes. 2025f. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035**: oferta de biocombustíveis. 2025g. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035. Acesso em: 14 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanço energético nacional ano base 2025**. 2025g. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2025. Acesso em: 14 set. 2026.

FECOMBUSTÍVEIS. **Tributação**. 2026. Disponível em: https://www.fecombustiveis.org.br/tributacao. Acesso em: 14 set. 2026.

FMI. **Primary commodity markets**. 2026. Disponível em: https://www.imf.org/en/research/commodity-prices. Acesso em: 14 set. 2026.

INTERNATIONAL CIVIL AVIATION ORGANIZATION - ICAO. **CORSIA sustainability criteria for CORSIA eligible fuels**. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Global Hydrogen Review 2021**. 2021. Disponível em: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021. Acesso em: 14 set. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Global Hydrogen Review 2025**. 2025. Disponível em: https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025. Acesso em: 14 set. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Global energy system.** 2026a. Disponível em: https://www.iea.org/world/efficiency-demand. Acesso em: 14 set. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Oil market report**: march 2026. International Energy Agency. 2026b. Disponível em: https://www.iea.org/reports/oil-market-report--march-2026. Acesso em: 14 set. 2026.

INSTITUTO MAUÁ DE TECNOLOGIA - IMT. **Avaliação da utilização de percentual de 30% de etanol anidro na gasolina em veículos leves e motocicletas**. 2025. Acesso em: 14 set. 2026.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS - MDIC. **COMEX Stat.** 2026. Disponível em: https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home. Acesso em: 14 set. 2026.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Composição de Preços de Combustíveis**. 2026. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/observatorio-de-minas-e-energia/petroleo-gas-e-biocombustiveis/composicao-de-precos-de-combustiveis. Acesso em: 14 set. 2026.

THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES - OIES. **OIES Oil Monthly,** n. 52, 2026. Disponível em: https://www.oxfordenergy.org/publications/oies-oil-monthly-issue-52/. Acesso em: 14 set. 2026.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS - ONU. (2015). **Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. 2015. https://unfccc-int.translate.goog/process-and-meetings/the-paris-agreement?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=pt&_x_tr_hl=pt&_x_tr_pto=tc. Acesso em: 14 set. 2026.

ANEXO A – GUERRA DO IRÃ E AS POLÍTICAS ADOTADAS PELO GOVERNO FEDERAL PARA REDUZIR O IMPACTO NO MERCADO BRASILEIRO

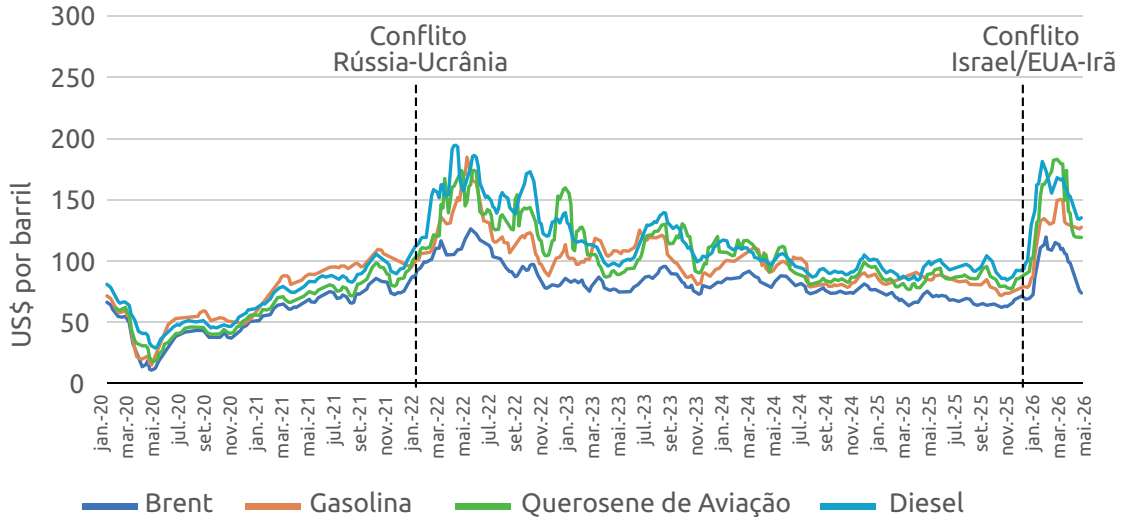
O sistema energético global tem sido marcado por um aumento significativo da instabilidade geopolítica, especialmente em regiões estratégicas para a produção e o escoamento de combustíveis fósseis. Conflitos recentes, como a guerra entre Rússia e Ucrânia (que resultou em sanções ao petróleo russo e na redução do fornecimento de gás natural à Europa) e, mais recentemente, a escalada do conflito entre Irã, Israel e Estados Unidos evidenciaram a elevada vulnerabilidade dos mercados internacionais de energia a choques geopolíticos e interrupções logísticas.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), o conflito no Oriente Médio desencadeou a maior disrupção de oferta da história do mercado global de petróleo (IEA, 2026b). Para além dos danos diretos à infraestrutura energética na região, a crise levou à quase paralisação do transporte marítimo de petróleo e derivados pelo Estreito de Ormuz, um dos principais corredores logísticos do sistema energético global. Antes do conflito, cerca de 20 milhões de barris por dia (mb/d) de petróleo e derivados transitavam por essa rota (IEA, 2026b). Com a escalada das tensões e o fechamento do estreito, esses fluxos foram reduzidos a níveis próximos de zero. Estimativas indicam que o conflito resultou em perdas significativas de produção em importantes países do Golfo, situadas entre 8 e 12 mb/d no mês de março de 2026 (o que equivale aproximadamente a 10% do consumo mundial de petróleo de 2025), sendo o restante do fluxo parcialmente redirecionado para outras rotas ou compensado por instalações alternativas de produção e escoamento (IEA, 2026b; OIES, 2026).

Além de seu papel como grande produtora de petróleo bruto, a região do Oriente Médio também se destaca como relevante exportadora de derivados. Em 2025, países do Golfo exportaram aproximadamente 3,3 mb/d de produtos refinados e 1,5 mb/d de Gás Liquefeito do Petróleo – GLP (IEA, 2026b). A interrupção desses fluxos, somada à paralisação de parte da capacidade de refino, estimada em mais de 3 mb/d (IEA, 2026b), contribuiu para um rápido estreitamento das condições de oferta nos mercados internacionais de derivados do petróleo.

Essa contração da oferta tem gerado impactos expressivos nos mercados globais de energia. Desde o início do conflito, os preços do petróleo registraram forte elevação (Figura 35), com o Brent no mercado *Spot* passando de cerca de US$ 70 por barril em fevereiro de 2026 para cerca de US$ 140 por barril no início de abril do mesmo ano, um aumento próximo de 100% em pouco mais de um mês.

FIGURA 35 – Preços do petróleo e derivados no mercado Spot internacional



Nota: Os preços da Gasolina, Diesel e Querosene de Aviação correspondem ao preço no mercado à vista (Spot) na Costa do Golfo dos Estados Unidos (U.S. Gulf Coast).

Fonte: Elaboração própria com dados da EIA (2026b).

Os derivados de petróleo também apresentaram trajetória semelhante, refletindo não apenas a elevação do preço do petróleo bruto, mas também a redução da capacidade global de refino e as restrições logísticas associadas ao conflito. No caso do diesel e do querosene de aviação, os preços praticamente dobraram em menos de um mês, passando de aproximadamente US$ 95 por barril, em fevereiro de 2026, para cerca de US$ 190 por barril ao final de março, em ambos os casos. A gasolina seguiu tendência similar, com os preços saindo de patamares próximos de US$ 80 por barril, em fevereiro de 2026, para aproximadamente US$ 160 por barril ao final de abril do mesmo ano.

Com o avanço das negociações diplomáticas entre Irã e Estados Unidos voltadas à redução das hostilidades e à construção de um acordo para o encerramento do conflito, os mercados internacionais de energia passaram a incorporar uma diminuição do prêmio de risco geopolítico. A perspectiva de reabertura gradual das rotas de exportação no Golfo Pérsico, em especial do Estreito de Ormuz, bem como de recuperação parcial da produção e do refino na região, contribuiu para uma reversão da trajetória de alta observada nos meses anteriores.

Como resultado, as cotações internacionais do petróleo Brent passaram a recuar, alcançando aproximadamente US$ 70 por barril no final de junho de 2026, patamar próximo ao observado antes do início da crise. Esse movimento também foi acompanhado pelos principais derivados de petróleo, embora de forma menos intensa, à medida que as expectativas de normalização da oferta global, da capacidade de refino e das rotas logísticas reduziram o prêmio de risco incorporado aos preços internacionais. O óleo diesel, por exemplo, após atingir um pico superior a US$ 190 por barril no final de março, recuou para cerca de US$ 130 por barril ao final de junho de 2026, permanecendo, contudo, acima do nível pré-crise, quando era comercializado em torno de US$ 95 por barril. Comportamento semelhante foi observado para a gasolina e o querosene de aviação. Em síntese, embora a evolução das negociações tenha provocado uma correção significativa dos preços internacionais, as cotações dos derivados permaneceram superiores às verificadas antes do conflito, refletindo a persistência de incertezas quanto à consolidação de um acordo definitivo e à estabilidade geopolítica da região.

Diante desse cenário de forte elevação dos preços dos combustíveis, o governo federal tem adotado medidas de caráter emergencial com o objetivo de mitigar os efeitos no curto prazo. As medidas concentraram-se principalmente na redução temporária da tributação federal incidente sobre os combustíveis, na concessão de subvenções econômicas aos produtores e importadores de combustíveis.

No âmbito tributário, o Governo Federal promoveu sucessivas desonerações das contribuições para o PIS e a Cofins incidentes sobre combustíveis. Inicialmente, o Decreto nº 12.875/2026 zerou as alíquotas dessas contribuições sobre o óleo diesel fóssil entre 12 de março e 31 de maio de 2026, retornando aos patamares anteriores já em 1º de junho. Na sequência, o Decreto nº 12.923/2026 estendeu a desoneração ao biodiesel, enquanto o Decreto nº 12.924/2026 concedeu o mesmo tratamento tributário ao querosene de aviação, ambos com vigência entre início de abril e final de maio de 2026. Posteriormente, o Decreto nº 12.991/2026 prorrogou a isenção do PIS e da Cofins para o biodiesel e o querosene de aviação até julho de 2026, reduzindo parcialmente o impacto da elevada cotação internacional do petróleo sobre esses combustíveis.

Paralelamente à desoneração tributária, o Governo Federal instituiu um amplo programa de subvenções econômicas ao óleo diesel. Em 12 de março de 2026, foi publicada a Medida Provisória nº 1.340/2026, regulamentada pelo Decreto nº 12.878/2026, autorizando a concessão de uma subvenção de R$ 0,32 por litro aos produtores e importadores de óleo diesel de uso rodoviário, com vigência até 31 de dezembro de 2026. Para fazer jus ao benefício, os agentes econômicos habilitados deveriam comercializar o combustível por um preço máximo equivalente ao preço de referência apurado pela ANP, inicialmente estabelecido pela Resolução ANP nº 998/2026 e posteriormente atualizado pela Resolução

ANP nº 1.000/2026, deduzido do valor da subvenção. Esse mecanismo buscava assegurar que o benefício fiscal fosse integralmente repassado ao mercado, contribuindo para mitigar os efeitos da elevação do preço ao consumidor final.

Buscando ampliar o efeito das medidas de contenção dos preços, a Medida Provisória nº 1.349/2026, regulamentada pelo Decreto nº 12.930/2026, elevou temporariamente a subvenção destinada ao diesel em R$ 0,80 por litro, fazendo com que o benefício total alcançasse R$ 1,12 por litro até o final de maio de 2026. A medida também criou um regime específico para os importadores de diesel, estabelecendo uma subvenção de R$ 1,20 por litro no mesmo período, buscando assegurar a continuidade das importações e evitar riscos de desabastecimento do mercado interno.

Na etapa seguinte da resposta governamental, a Medida Provisória nº 1.358/2026, regulamentada pelo Decreto nº 12.984/2026, estabeleceu um novo regime de subvenção econômica para a gasolina e o diesel, limitado ao valor dos tributos federais incidentes sobre esses combustíveis, incluindo Cide, PIS e Cofins. A norma atribuiu ao Ministério da Fazenda a competência para definir os valores das subvenções por meio de portarias. Em decorrência dessa autorização, a Portaria MF nº 1.496, de 25 de maio de 2026, fixou uma subvenção de R$ 0,44 por litro para a Gasolina A, com vigência inicial de dois meses. Para o diesel, a Portaria MF nº 1.584, de 29 de maio de 2026, estabeleceu uma subvenção de R$ 0,3515 por litro entre junho e julho de 2026, benefício posteriormente encerrado pela Portaria MF nº 1.914, de 30 de junho de 2026, que reduziu seu valor a zero a partir de 1º de julho.

Por fim, a Medida Provisória nº 1.363/2026, regulamentada pelo Decreto nº 12.995/2026, consolidou o regime de subvenções ao diesel ao renovar o benefício para produtores e importadores a partir de 1º de junho de 2026, mantendo o valor de R$ 1,12 por litro até 31 de dezembro de 2026. A medida também vedou a acumulação dessa subvenção com aquelas previstas nas Medidas Provisórias nº 1.340/2026 e nº 1.349/2026, substituindo e unificando os mecanismos existentes em um único regime de apoio ao abastecimento do combustível.

Além das medidas voltadas diretamente ao mercado doméstico, o Governo Federal também alterou a tributação incidente sobre as exportações de combustíveis. A Medida Provisória nº 1.340/2026 instituiu um Imposto de Exportação de 12% sobre o petróleo bruto, com o objetivo principal de gerar receitas para financiar as subvenções concedidas aos combustíveis, apropriando parte da renda extraordinária decorrente da expressiva elevação das cotações internacionais do petróleo. Adicionalmente, a mesma medida provisória estabeleceu um Imposto de Exportação de 50% sobre o óleo diesel, com a finalidade de desestimular as exportações desse combustível e ampliar sua disponibilidade no mercado interno. Embora o impacto econômico dessa última medida tenha potencial

limitado, uma vez que o Brasil permanece estruturalmente dependente de importações para suprir mais de 25% de sua demanda de diesel, sua adoção reforçou o conjunto de instrumentos voltados à preservação do abastecimento nacional.

Em síntese, observa-se que a resposta do Governo Federal ampliou-se à medida que a crise internacional se intensificava. Inicialmente, as medidas concentraram-se na desoneração tributária do óleo diesel, sendo posteriormente estendidas ao biodiesel, ao querosene de aviação e à gasolina. Processo semelhante ocorreu com as subvenções econômicas, que tiveram início com um benefício de menor valor destinado apenas ao diesel e, posteriormente, foram ampliadas tanto em magnitude quanto em abrangência, passando a contemplar outros combustíveis como a gasolina. Essa sucessão de medidas evidencia que, diante do agravamento da crise e da persistência das pressões sobre os preços internacionais, o Governo Federal ampliou continuamente sua intervenção no mercado, elevando progressivamente o impacto fiscal associado às desonerações tributárias e aos programas de subvenção necessários para mitigar a transmissão do choque internacional de preços ao mercado doméstico.

CNI
Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS
Roberto de Oliveira Muniz
Diretor de Relações Institucionais

Superintendência de Infraestrutura
Wagner Ferreira Cardoso
Superintendente de Infraestrutura

Gerência de Energia, Saneamento e Telecomunicações
Roberto Wagner Lima Pereira
Gerente de Energia, Saneamento e Telecomunicações

Rennaly Patricio Sousa
Euder Santana de Sousa
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO
André Nascimento Curvello
Diretor de Comunicação

Superintendência de Publicidade e Mídias Sociais
Mariana Caetano Flores Pinto
Superintendente de Publicidade e Mídias Sociais

William Homero Rufino da Silva - FSB Comunicação
Produção Editorial

DIRETORIA CORPORATIVA
Cid Carvalho Vianna
Diretor Corporativo

Superintendência de Desenvolvimento Humano
Flavia Azevedo Moreira de Morais
Superintendente de Desenvolvimento Humano

Gerência de Desenvolvimento e Relacionamento
Carolina Maia Vendramine
Gerente de Desenvolvimento e Relacionamento

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Prysma E&T Consultores
Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Felipe Freitas da Rocha
Gustavo Alves Soares
Consultores

Fênix Editorial
Projeto Gráfico e Diagramação

www.cni.com.br

/cnibrasil

@CNI_br

@cnibr

/cniweb

/company/cni-brasil



CNI Confederação Nacional da Indústria