PDE 2036

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Refino e Infraestrutura de Abastecimento

Novembro 2026



epe 20+

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo
Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário Nacional de Energia Elétrica
João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral Substituto
Anderson Barreto Arruda

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra

Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento
Mariana de Assis Espécie

www.mme.gov.br

epe 20+

Presidente
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis Interino
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br

Composição dos cargos em 30 de outubro de 2026

Rio de Janeiro, 2026

Foto da capa: Ehder de Souza / Agência Petrobras.



FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva
Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica
Angela Oliveira da Costa
Marcelo C. B. Cavalcanti
Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Autores

Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis

Alberto José Leandro Santos
Carlos Augusto Góes Pacheco
Ernesto Ferreira Martins
Gabriel da Silva Azevedo Jorge
Isadora Lopes Alves (estagiária)
Leonardo Gandelman Freire
Pedro Moura Maciel Braga
Rafael Moro da Mata
Vinícius Folly Barbosa
Vitor Manuel do Espirito S. Silva

Apoio Administrativo
Raquel Lopes Couto



PDE 2036

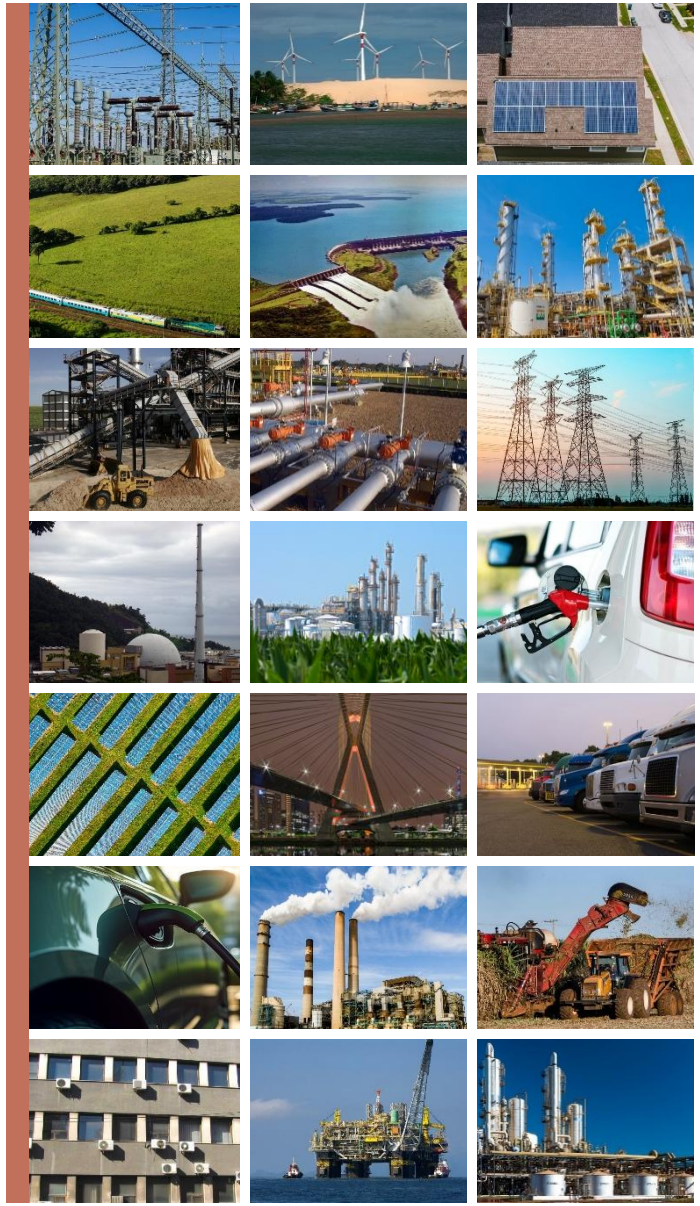
Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento

Valor Público

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) orientam a formulação de políticas públicas, ajudam a guiar as decisões de diversas partes interessadas, como governos, empresas e a sociedade civil, e contribuem para a segurança energética do País.

O Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento fornece à sociedade brasileira uma base sólida de dados e análises prospectivas sobre o refino de petróleo, a oferta e a demanda de derivados, o comércio exterior de petróleo e derivados e a evolução da infraestrutura de abastecimento.

Ao reduzir a assimetria de informação entre os agentes, este documento amplia a transparência do planejamento energético e fornece subsídios para a formulação de políticas públicas, a tomada de decisão por agentes públicos e privados, o planejamento de investimentos e a expansão da infraestrutura de abastecimento, contribuindo para a segurança energética e o desenvolvimento do setor no longo prazo.



AVISOS

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036 (PDE 2036). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

Controle de versões

Versão	Data	Descrição
v1	03/11/2026	Publicação inicial.
v2	04/11/2026	Correção no título da página 26.

SUMÁRIO

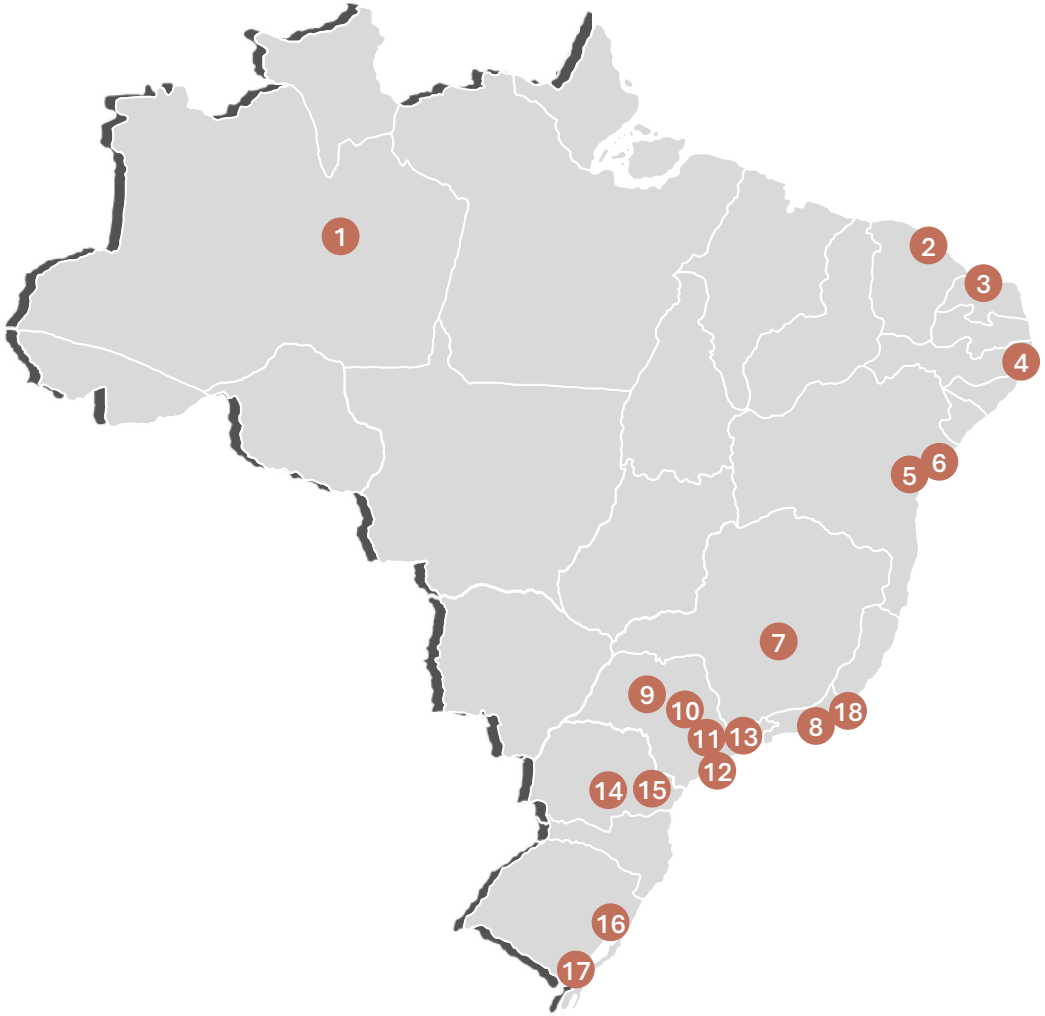
- Panorama do refino nacional
- Premissas e condicionantes para a oferta de derivados de petróleo
- Projeções para o refino nacional e o balanço de oferta e demanda de petróleo e derivados
- Infraestrutura logística de derivados de petróleo
- Considerações finais

PDE 2036

Panorama do refino nacional

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Onde estamos: o parque de refino nacional e sua capacidade instalada



16 refinarias
em operação (2, 3, 4)

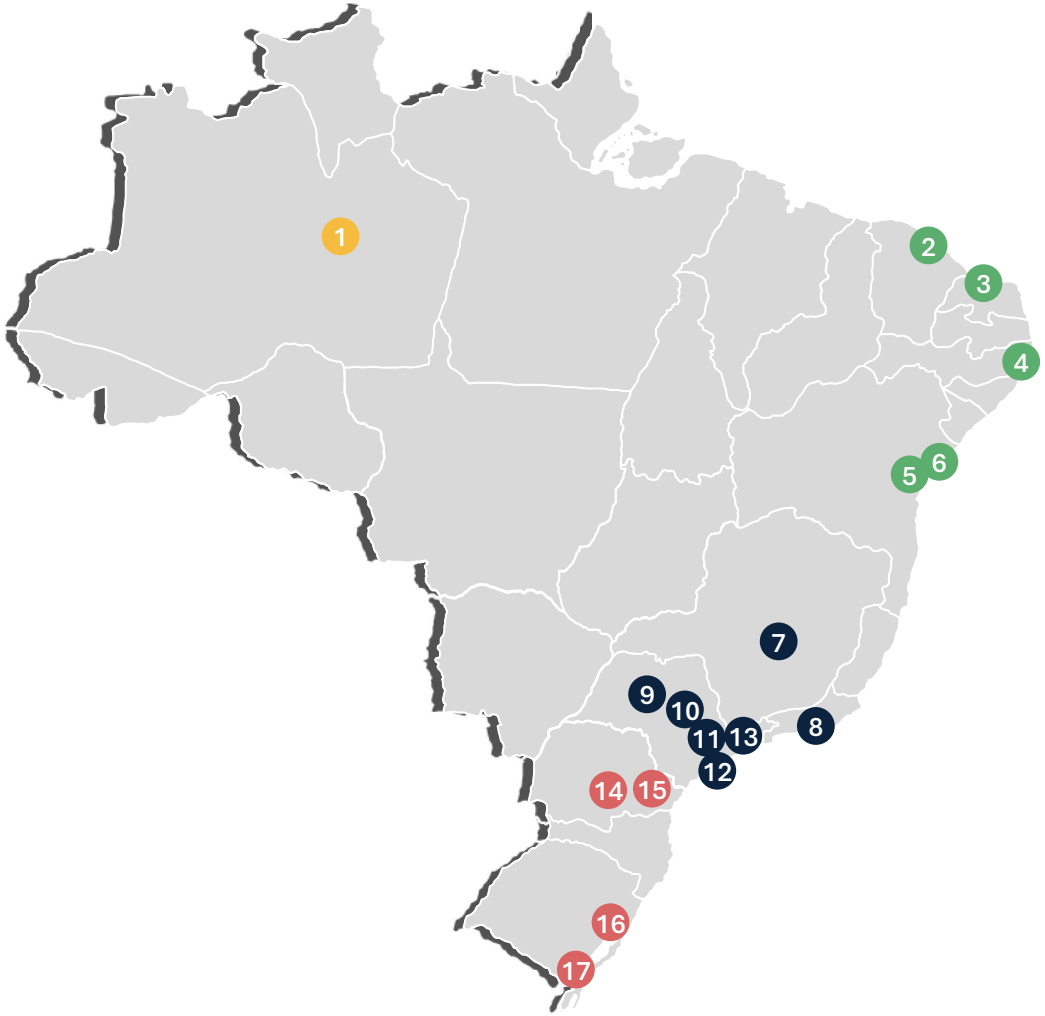
2,3 milhões b/d
de capacidade de refino (1)

1. **Ream**, Manaus (AM), 46 mil b/d
2. **Lubnor**, Fortaleza (CE), 10 mil b/d
3. **RPCC**, Guamaré (RN), 38 mil b/d
4. **RNEST**, Ipojuca (PE), 130 mil b/d
5. **Mataripe**, São Francisco Conde (BA), 289 mil b/d
6. **Dax Oil**, Camaçari (BA), 4 mil b/d
7. **Regap**, Betim (MG), 157 mil b/d
8. **Reduc**, Duque de Caxias (RJ), 240 mil b/d
9. **SSOil Energy**, Coroados (SP), 12 mil b/d
10. **Replan**, Paulínia (SP), 434 mil b/d
11. **Recap**, Mauá (SP), 63 mil b/d
12. **RPBC**, Cubatão (SP), 176 mil b/d
13. **Revap**, São José dos Campos (SP), 252 mil b/d
14. **Paraná Xisto**, São Mateus do Sul (PR), - (4)
15. **Repar**, Araucária (PR), 208 mil b/d
16. **Refap**, Canoas (RS), 201 mil b/d
17. **Riograndense - RPR**, Rio Grande (RS), 17 mil b/d
18. **Refit**(2), Rio de Janeiro (RJ), 17 mil b/d

Fontes: EPE e ANP; ANP.

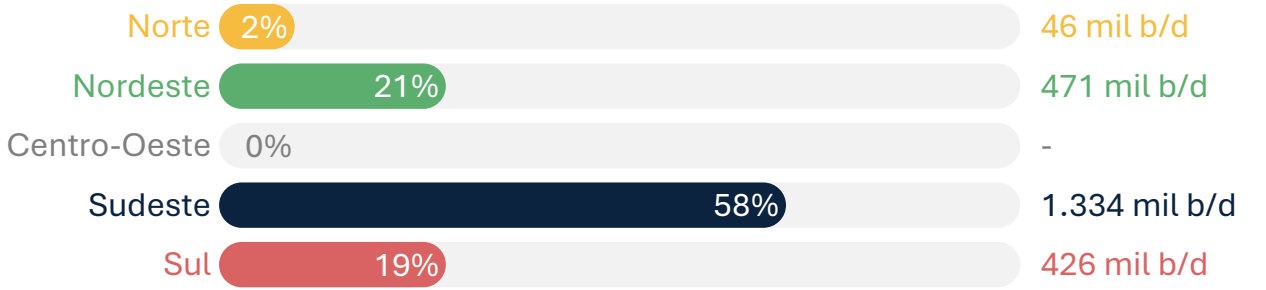
Notas: (1) Capacidades de refino em setembro de 2026. Os valores não necessariamente refletem as capacidades autorizadas pela ANP; (2) Em 07/08/2026, a ANP revogou a autorização de funcionamento da Refinaria de Manguinhos – Refit, por não atendimento a requisitos objetivos para obtenção e manutenção da autorização emitida pela Agência; (3) As operações da refinaria Univen Petróleo se encontram suspensas desde março de 2014 e, por isso, não foram consideradas neste estudo; (4) Paraná Xisto é uma unidade de industrialização de xisto pirobetuminoso, com capacidade de 6 mil toneladas por dia, não processando petróleo.

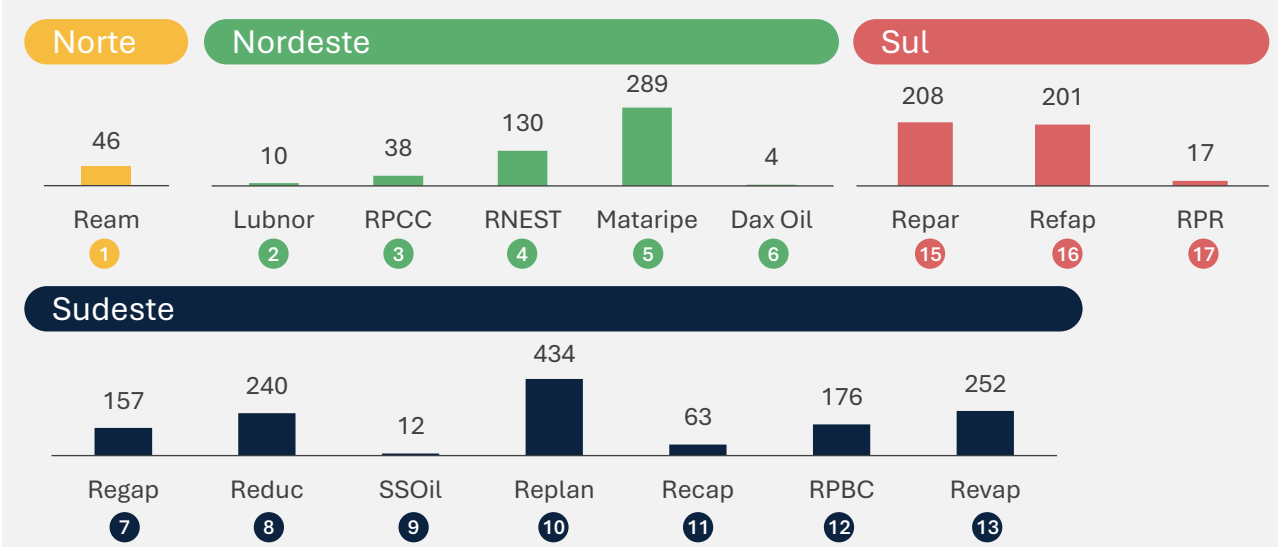
Distribuição do parque de refino: concentração na Região Sudeste e proximidade aos principais centros consumidores ao longo da costa brasileira



Capacidade de refino de petróleo em setembro/2026[1] por região (mil b/d, % total)

Fonte: EPE e ANP.



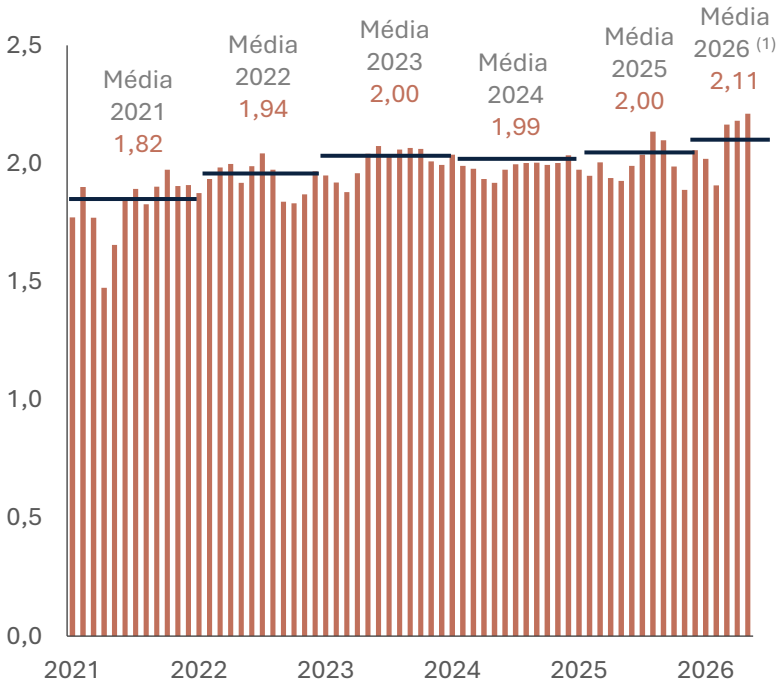


Nota: (1) Em 07/08/2026, a ANP revogou a autorização de funcionamento da Refinaria de Manguinhos – Refit, por não atendimento a requisitos objetivos para obtenção e manutenção da autorização emitida pela Agência.

Como temos operado: elevado processamento de petróleo e alto fator de utilização

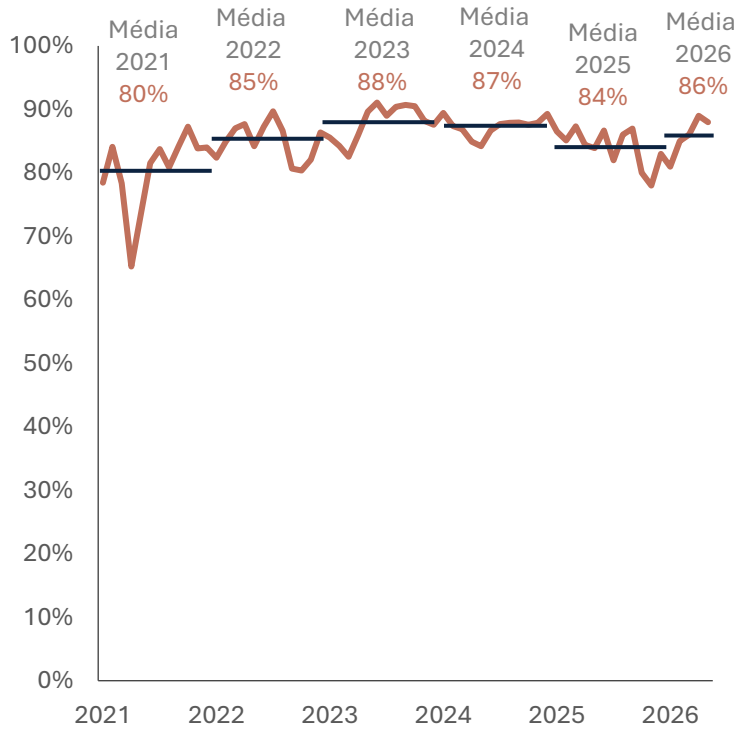
Processamento mensal de petróleo nas refinarias nacionais: 2021-2026 (milhão b/d)

Fonte: ANP.



Fator de utilização mensal das refinarias nacionais: 2021-2026 (%)

Fonte: Elaboração EPE.



- O início de 2022 marcou uma escalada dos preços internacionais de petróleo e derivados, especialmente de óleo diesel, em um contexto de recuperação da demanda global e dos impactos do conflito entre Rússia e Ucrânia.
- No Brasil, o crescimento da demanda por óleo diesel, gasolina e querosene de aviação (QAV) reforçou os incentivos econômicos para ampliação do processamento nas refinarias nacionais.
- Como resultado, o processamento de petróleo aumentou de 1,82 milhão b/d em 2021 para uma média estimada de 2,11 milhões b/d em 2026.
- Em paralelo, as refinarias nacionais operam com elevados níveis de utilização desde 2022, com médias anuais oscilando entre 84% e 88%.

Nota: (1) Valores de 2026 compreendem o período de janeiro a maio.

Expansão e modernização do refino nacional: projetos previstos[1] para 2026-2029 com investimentos de 13 bilhões de dólares

Carteira de investimentos previstos em refino no Brasil: 2026-2029

Fonte: Petrobras.

2026

Revap, Ampliação UDAV
São José dos Campos, SP
Ampliação da capacidade em 19 mil b/d a partir de 2026

- Os investimentos previstos para o segmento de refino deverão ampliar em cerca de 10% a capacidade de destilação das refinarias nacionais entre 2026 e 2036.
- Essa expansão deverá aumentar o volume de petróleo processado no País, enquanto projetos de modernização, conversão e adequação, incluindo ações de eficiência energética e descarbonização, deverão contribuir para elevar a qualidade dos derivados e ampliar a flexibilidade operacional das refinarias.

2027

RNEST, Trem 2, UDA
Ipojuca, PE
Ampliação da capacidade em 130 mil b/d a partir de jun/27

Replan, Ampliação UDA
Paulínia, SP
Ampliação da capacidade da unidade U-200A em 25 mil b/d a partir de dez/27

RPBC, Ampliação UDAV
Cubatão, SP
Ampliação da capacidade da unidade UN em 8 mil b/d a partir de dez/27

Regap, Ampliação UDAV
Betim, MG
Ampliação da capacidade da unidade U-101 em 25 mil b/d a partir de dez/27

2028

RNEST, Trem 2, HDT Nafta
Ipojuca, PE
Nova unidade de hidrotratamento de nafta com capacidade de 22,6 mil b/d a partir de fev/28

RNEST, Trem 2, UGH
Ipojuca, PE
Nova unidade de geração de hidrogênio com capacidade de produção de 3 milhões Nm^3/d a partir de nov/28

Repar, Ampliação UDAV
Araucária, PR
Ampliação da capacidade da unidade U-2100 em 13 mil b/d a partir de dez/28

2029

RNEST, Trem 2, HDT Diesel
Ipojuca, PE
Nova unidade de hidrotratamento de diesel com capacidade de 82 mil b/d a partir de jul/29

RNEST, Trem 2, UCR
Ipojuca, PE
Nova unidade de coqueamento retardado com capacidade de 76 mil b/d a partir de jul/29

RPBC, Ampliação UDAV
Cubatão, SP
Ampliação da capacidade da unidade UC em 17 mil b/d a partir de dez/29

Reduc, Ampliação UDAV
Duque de Caxias, RJ
Ampliação da capacidade da unidade U-1710 em 6,3 mil b/d a partir de dez/29

Notas: (1) Há previsão de início da operação da Brasil Refino no segundo semestre de 2026 (N1N, 2026); (2) UDAV: Unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo; UDA: Unidade de Destilação Atmosférica; HDT: Unidade de Hidrotratamento; UGH: Unidade de Geração de Hidrogênio; UCR: Unidade de Coqueamento Retardado.

Expansão e modernização do refino nacional: projetos previstos para 2029-2032+

Carteira de investimentos previstos em refino no Brasil: 2029-2032+

Fonte: Petrobras.

2029 (cont.)

Complexo Boaventura
Itaboraí, RJ
Integração operacional entre Reduc e Boaventura, com a conclusão das unidades de HCC, com capacidade de 61,4 mil b/d, e de HDT de diesel, com capacidade de 55,35 mil b/d, em abr/29, além da construção de nova unidade de HIDW, com capacidade de 12,6 mil b/d, em mai/29, destinada à produção de óleos básicos lubrificantes do Grupo II. Também entrarão em operação 2 novas UGH, cada uma com capacidades de 927 mil Nm^3/d, a partir de mar/29. A conclusão integral do projeto está prevista para mai/29.

2030

Replan, Ampliação UCR
Paulínia, SP
Ampliação da capacidade da unidade de coqueamento retardado U-980 de 43 mil b/d para 47 mil b/d, com conclusão prevista para jan/30

Reduc, Ampliação UDA
Duque de Caxias, RJ
Ampliação da capacidade da unidade U-1510 em 5 mil b/d a partir de dez/30

Refap, Ampliação UDA
Canoas, RS
Ampliação da capacidade da unidade U-50 em 12 mil b/d a partir de dez/30

2031

Replan, Ampliação UCR
Paulínia, SP
Ampliação da capacidade da unidade de coqueamento retardado U-980A 43 mil b/d para 47 mil b/d, com conclusão prevista para jan/31

Repar, HDT Diesel
Araucária, PR
Nova unidade de hidrotratamento de diesel com capacidade de 34,5 mil b/d a partir de mar/31

Replan, HDT Nafta
Paulínia, SP
Nova unidade de hidrotratamento de nafta com capacidade de 41 mil b/d a partir de dez/31

Replan, Ampliação UDA
Paulínia, SP
Ampliação da capacidade da unidade U-200 em 6,3 mil b/d a partir de 2031

2032+

Refap, HDT Diesel
Canoas, RS
Nova unidade de hidrotratamento de diesel com capacidade de 34,5 mil b/d a partir de out/32

Notas: (1) HCC: Unidade de Hidrocraqueamento Catalítico; HDT: Unidade de Hidrotratamento; HIDW: Unidade de Desparafinação por Isomerização por Hidrogênio; UGH: Unidade de Geração de Hidrogênio; UCR: Unidade de Coqueamento Retardado; UDA: Unidade de Destilação Atmosférica.

Para onde o refino irá: iniciativas de descarbonização das operações

Principais alternativas de descarbonização no segmento de refino de petróleo

Eficiência energética e operacional

Inclui projetos de integração e otimização energética, aumento da eficiência de combustão de fornos e caldeiras, sistemas de automação e controle de processo, otimização do sistema termelétrico – visando melhor aproveitamento de gás natural, energia elétrica e vapor nas operações, e redução do envio sistêmico de gases para o sistema de tocha.

Substituição por fontes energéticas de baixo carbono

Alternativas incluem energia elétrica renovável, hidrogênio de baixa emissão de carbono e biogás/biometano.

Captura e armazenamento de carbono (CCS)

Captura de CO_2 inerente ao processo de refino, transporte por uma malha conectada, para posterior armazenamento em reservatórios geológicos.

Redução de perdas de gás

Monitoramento e medição; Destinação da sobra de gás de refinaria.

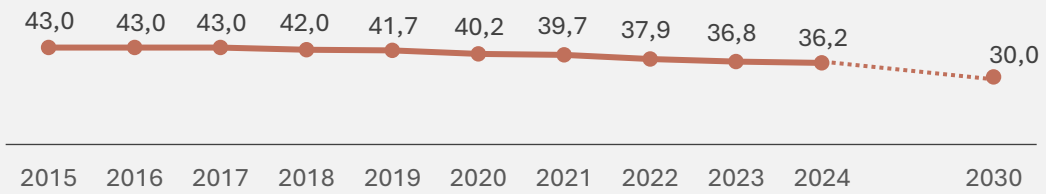
Em processos

Sinergia com biorrefino (ex. coprocessamento) e uso de CO_2.

- A Petrobras, maior refinadora do Brasil, tem gradualmente reduzido a intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nas suas refinarias, suportada por ações de aumento de recuperação de energia nos processos, redução de perdas de vapor e condensado, redução de envio de gás para tocha e melhoria do desempenho energético (Petrobras).
- Grande parte das iniciativas de descarbonização das operações de refino da estatal faz parte do escopo do Programa RefTOP, que busca posicionar as refinarias da Petrobras entre as melhores do mundo em eficiência operacional, energética e sustentabilidade. Lançado em 2021, o programa possibilitou ganhos de US$ 1 bilhão à companhia até 2025, por meio de melhorias em eficiência operacional, energética e redução de carbono no refino. Para o quinquênio de 2026 a 2030, a Petrobras projeta US$ 1 bilhão em investimentos em mais de 150 projetos no seu parque de refino (Petrobras).

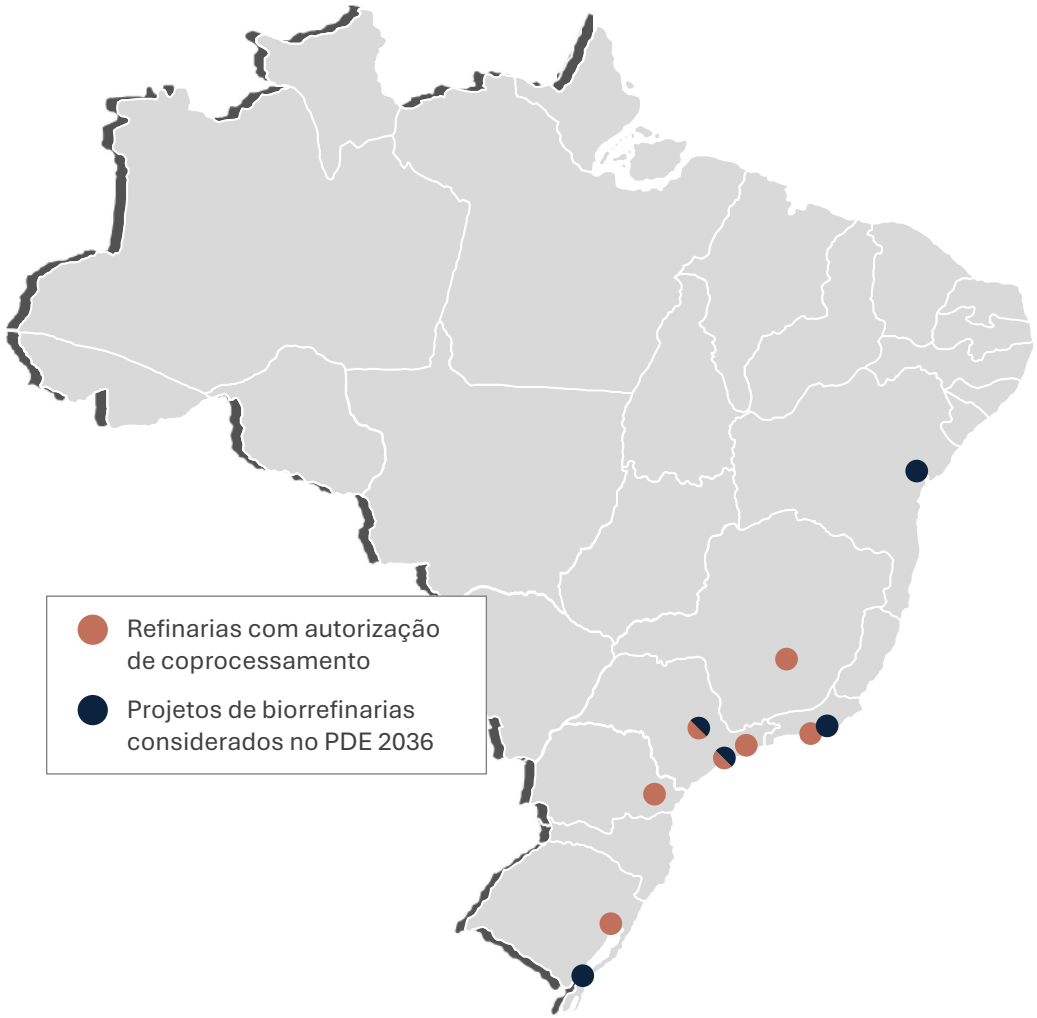
Intensidade de emissões de GEE nas refinarias da Petrobras ($kgCO_2e/CWT$)

Fonte: Petrobras.



Notas: (1) O indicador kgCO2e/CWT utiliza a unidade de atividade denominada CWT (Complexity Weighted Tonne), que considera tanto o efeito da carga processada quanto a complexidade de cada refinaria, permitindo a comparação do potencial de emissões de GEE entre refinarias com perfis e portes diferenciados.

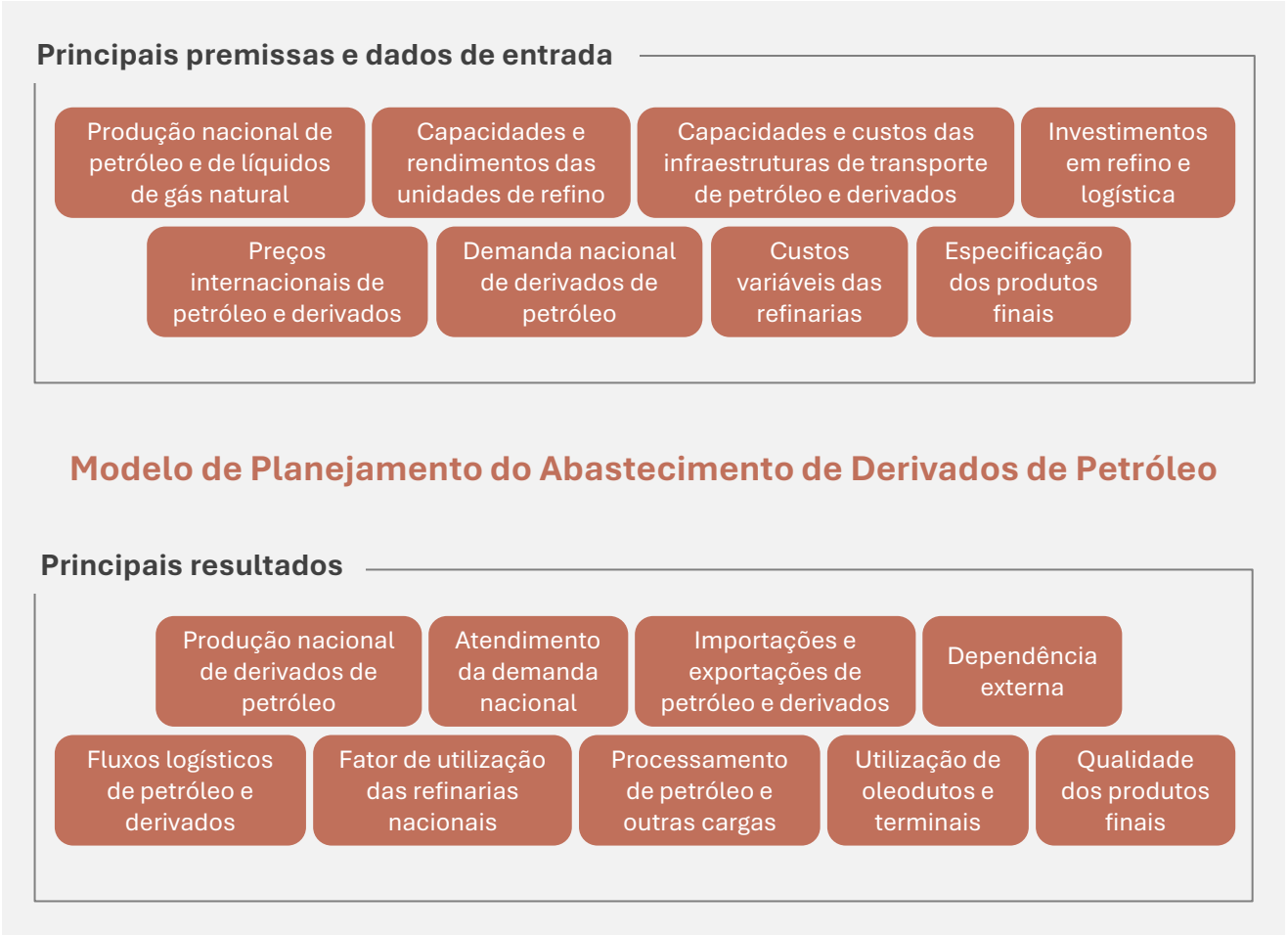
Do fóssil ao renovável: o avanço do biorrefino e do coprocessamento nas refinarias



- Os estudos do PDE 2036 consideram **cinco projetos de biorrefinarias**, sendo três da Petrobras (RPBC – Cubatão/SP, Boaventura – Itaboraí/RJ e Replan – Paulínia/SP), um da Acelen (São Francisco do Conde/BA) e um da Riograndense (Rio Grande/RS).
- O projeto de Paulínia/SP contempla a tecnologia ATJ (*alcohol-to-jet*), visando a produção de combustível sustentável de aviação (SAF) a partir do uso de etanol como matéria-prima. Os demais projetos de biorrefino consideram a tecnologia HEFA (*hydroprocessed esters and fatty acids*), com uso de óleo vegetal e/ou sebo bovino como matérias-primas para a produção de diesel verde e SAF.
- Em paralelo, o **coprocessamento de matéria-prima renovável** se apresenta como uma alternativa de descarbonização da oferta de derivados. **Em outubro de 2025, a Petrobras produziu SAF pela rota de coprocessamento na Reduc**, certificada pelo CORSIA, sendo pioneira na América Latina.
- Atualmente, cinco refinarias brasileiras têm autorização da ANP para realizar o coprocessamento de óleo vegetal na carga de unidades de hidrotratamento, com o objetivo de produzir óleo diesel com conteúdo renovável (Diesel RX) – Reduc, Refap, Regap, Repar e RPBC.
- Reduc, Replan e Revap também possuem autorização da ANP para operação de coprocessamento de óleo vegetal (até 1,2% na Reduc e até 1,0% na Replan e Revap) para a produção de QAV com conteúdo renovável.
- Para informações sobre projetos de biorrefinarias e coprocessamento, acesse o **Caderno de Biocombustíveis e Combustíveis Sintéticos**, que compõe os Cadernos de Estudos do PDE 2036.

O planejamento de médio e longo prazos do abastecimento de derivados de petróleo é um problema complexo, envolvendo múltiplas variáveis e incertezas

- Modelos matemáticos são amplamente utilizados como **ferramentas de apoio à decisão** no setor de energia, permitindo uma avaliação estratégica, sistemática e integrada dos principais componentes da cadeia de valor representada.
- Para auxiliar na elaboração dos estudos de oferta de derivados de petróleo, a EPE faz uso de um modelo de programação linear inteira mista de grande porte, denominado **Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo**.
- O **Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo** é uma ferramenta de análise integrada cujo equacionamento matemático descreve as principais atividades do sistema de abastecimento de derivados do Brasil.
- A modelagem abrange a integração entre a produção nacional de petróleo e de líquidos de gás natural, as possibilidades de importação e exportação de petróleo e derivados, o processamento de petróleo e a produção de derivados nas refinarias e demais unidades produtoras, a infraestrutura de transporte de petróleo e derivados, a demanda doméstica de derivados segmentada em centros de consumo, e a qualidade dos produtos.



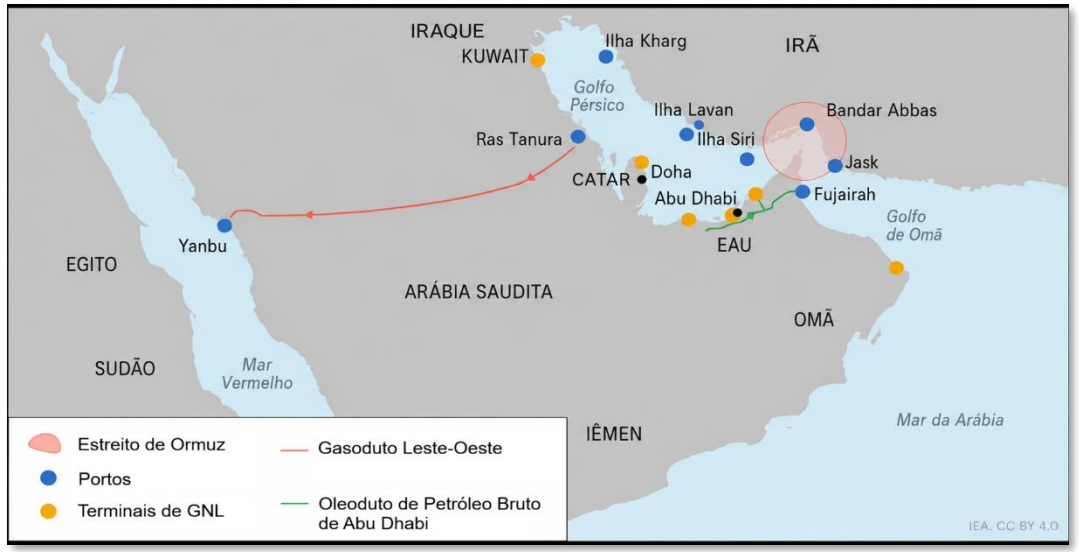
PDE 2036

Premissas e condicionantes para a oferta de derivados de petróleo

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Conflito no Oriente Médio pressiona o mercado global de hidrocarbonetos

- A **geopolítica da energia** e a **segurança do abastecimento** voltaram ao centro do **planejamento estratégico global**, reafirmando o petróleo como um insumo vital e de transição gradual, mesmo diante da expansão do consumo e das crescentes exigências de sustentabilidade.
- A **guerra no Golfo Pérsico**, iniciada pelo bombardeio dos Estados Unidos ao Irã em fevereiro de 2026, abalou o mercado internacional de óleo e derivados, com ataques à infraestrutura petrolífera regional e **forte restrição ao tráfego marítimo pelo Estreito de Ormuz**, levando países a adaptarem suas estratégias para suprimento de energia.
- Países exportadores do Golfo Pérsico, como Arábia Saudita, Iraque, Kuwait, Emirados Árabes Unidos e Catar, sofreram **cortes de produção, paralisações em refinarias e dificuldades logísticas**.
- As **disrupções no transporte marítimo** aumentam **fretes e seguros** e **pressionam balanças comerciais.**
- Os efeitos da guerra no Irã vão **além do setor *upstream*** e atingem cadeias industriais e o transporte internacional, com cancelamentos de voos e redução da atividade petroquímica em regiões dependentes das exportações do Oriente Médio.



Fonte: Adaptado de IEA.

- **Limitação de medidas mitigadoras**: ajustes da **Opep+** concentram-se na própria região afetada; a liberação de **estoques estratégicos** anunciada pela IEA não compensa rapidamente perdas superiores a 10 milhões b/d, além da distância dos principais mercados asiáticos; a **China** mantém estoques elevados, mas sem sinal de liberação; e o **uso de petróleo russo e iraniano** (em trânsito) possui restrições logísticas e financeiras, mesmo com isenções concedidas pelos EUA.
- Para informações sobre a conjuntura internacional, acesse o **Caderno de Contexto, Perspectivas e Premissas**, que compõe os Cadernos de Estudos do PDE 2036.

Escalada das tensões reduz previsibilidade no curto/médio prazo

A conjuntura atual exige separar escassez presente, normalização futura e fundamentos decenais



A crise de oferta migrou para o *downstream*

Diesel, QAV, refino e logística explicam parcela crescente do preço final.



Oferta de óleo melhorou, mas o sistema não normalizou

Estoques baixos e risco de interrupção mantêm prêmio elevado.



Curto prazo: risco relevante de reversão da escassez

Retorno da oferta do Golfo e crescimento não-Opep podem superar a recuperação da demanda. Opep+ perdeu parte da flexibilidade imediata (divergências entre capacidade nominal e produção *versus* exportações).



O longo prazo continua condicionado ao investimento

Declínio natural e disciplina de capital sustentam risco de restrições posteriores.



Para o Brasil, benefício e vulnerabilidade coexistem

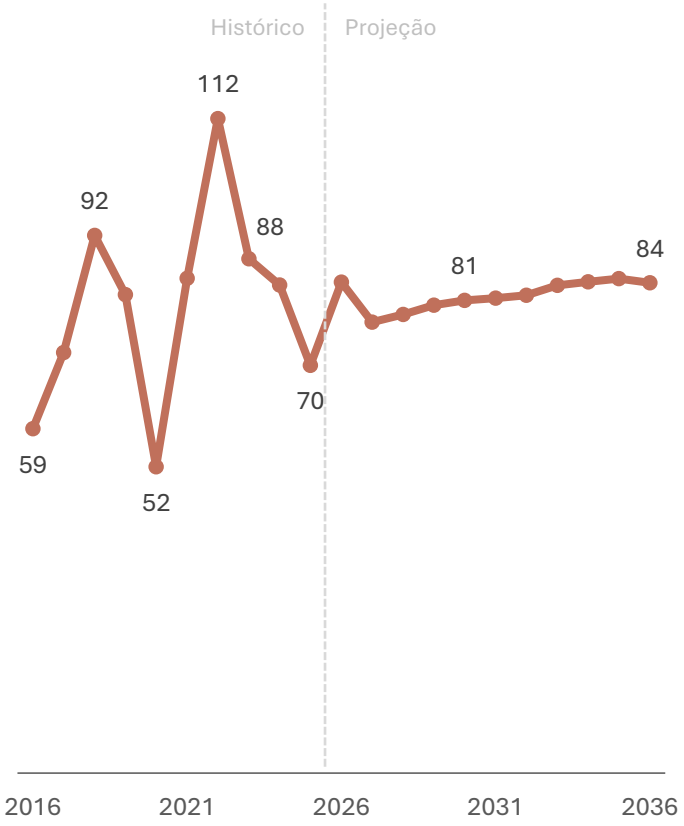
Pré-sal competitivo, mas exposição a restrições de diesel, frete, ao câmbio e ao descompasso entre a capacidade de refino e a demanda de derivados.

- A volatilidade de preços reflete a crescente preocupação de que a infraestrutura energética, incluindo refinarias, terminais de exportação e campos de petróleo e gás, permanecem sendo alvos na eventual continuidade do conflito. Ataques sustentados a campos de produção, oleodutos e refinarias adicionam um prêmio de risco significativo, mantendo patamares de preços do petróleo próximos a US$ 100/b no curto prazo.
- Normalização de volume não significa normalização de risco. O mercado precifica a probabilidade de nova interrupção, a fragilidade das rotas de escoamento/pontos de estrangulamento (*chokepoints*) e a dificuldade de reconstruir estoques.
- A trajetória de curto prazo deve considerar uma parcela da demanda permanentemente substituída por novas fontes e tecnologias, com recuperação gradual e heterogênea entre mercados.

Preços internacionais de petróleo seguem relativamente elevados, mas voláteis

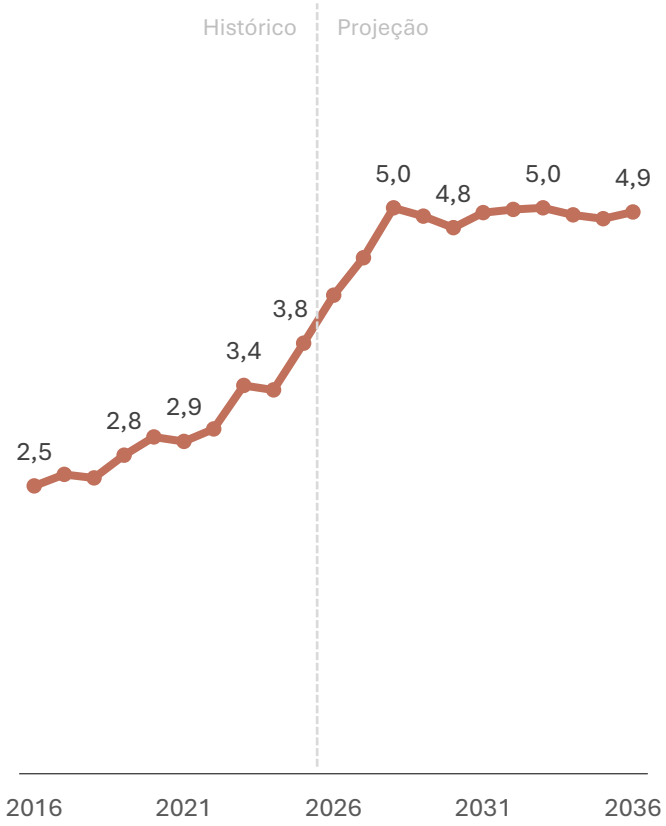
Preço do petróleo Brent (US$ dez2025/b)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EIA.



Produção nacional de petróleo (milhão b/d)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de ANP.



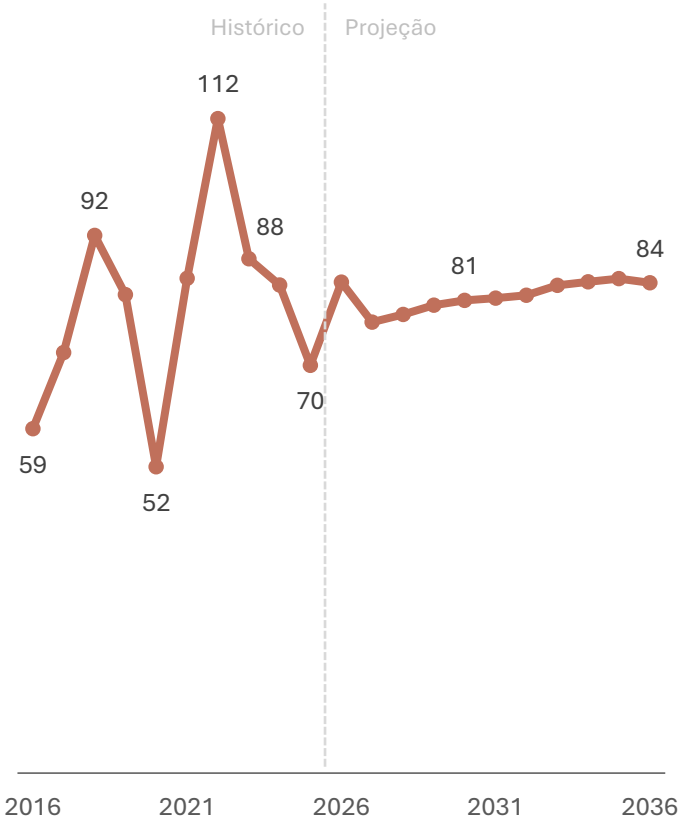
- Os preços de petróleo e derivados e a produção nacional de petróleo são variáveis importantes para as projeções de oferta interna de derivados.
- Os estudos do PDE 2036[1], elaborados entre março e junho de 2026, consideram preços do petróleo Brent em patamar próximo a US$ 80/b e a expansão da produção brasileira de petróleo para aproximadamente 5 milhões b/d até 2036.
- Decisões comerciais e geopolíticas, como guerras tarifárias e desdobramentos de conflitos existentes, podem afetar os fluxos logísticos e comerciais, gerando incertezas e, potencialmente, reduzindo o ritmo de crescimento da demanda mundial.
- Fatores econômicos, como pressões inflacionárias persistentes e redução do crescimento econômico devido a menores fluxos comerciais, também exercem influência sobre os preços internacionais.

Nota: (1) As estimativas de preços do petróleo aqui apresentadas foram elaboradas entre março e junho de 2026, com base nos fundamentos de mercado, variáveis macroeconômicas e cenários geopolíticos vigentes à época. As projeções podem não incorporar eventuais mudanças estruturais ocorridas no período posterior. Recomenda-se que eventuais utilizações considerem a dinâmica recente do mercado e novos fatores de risco.

Sobreoferta no curto prazo não garante suprimento ao longo do período decenal, exigindo novos investimentos, que devem pressionar cotações do petróleo

Preço do petróleo Brent (US$ dez2025/b)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EIA.



Tendência de preços

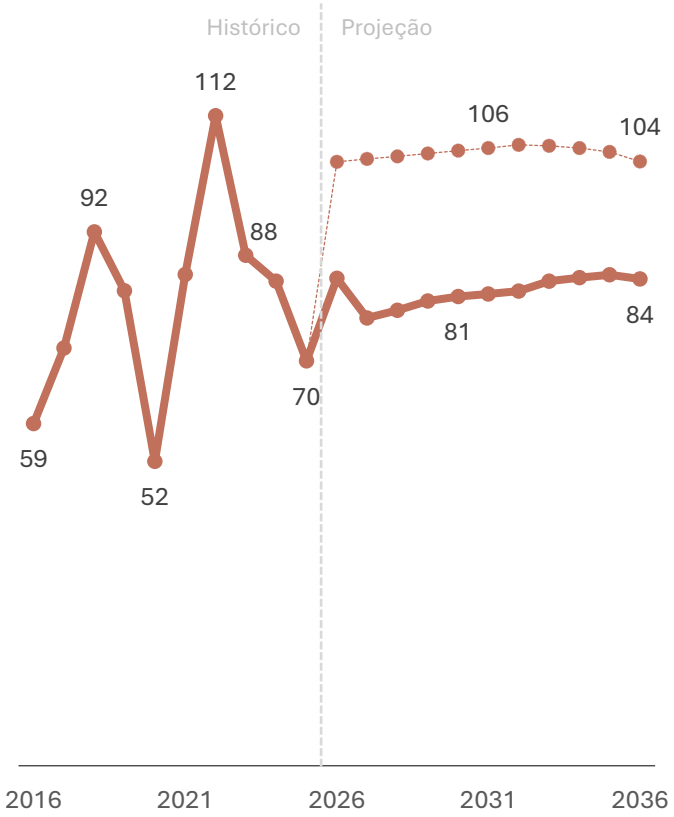
Geopolítica: normalização gradual, com prêmio residual de risco	Opep+: coordenação parcial; expansão moderada das Américas
Reequilíbrio progressivo na oferta e recomposição gradual de estoques	Oferta responde lentamente; demanda resiliente; estoques baixos
Refino: recuperação gradual; *cracks* ainda acima das médias	Investimento: Capex seletivo; transição e biocombustíveis graduais

- No curto prazo, a eventual acomodação da oferta mundial pode gerar uma sobreoferta, pressionando os preços para baixo. No entanto, a volatilidade geopolítica pode gerar picos temporários de preços, ampliando preocupações com segurança energética e pressionando os preços para cima.
- No longo prazo, a desaceleração do crescimento chinês, a disseminação de veículos elétricos e as tensões comerciais pressionam e criam expectativas para baixo.
- Dificuldade na redução da demanda de petróleo em um contexto de transição energética, mesmo em países mais desenvolvidos, significa que a demanda tende a se manter elevada.
- A urbanização, a renda crescente e a ampliação da mobilidade em países emergentes impulsionam a demanda de derivados.
- A concentração de investimentos em renováveis tende a reduzir a oferta. Portanto, em um cenário de transição energética gradual, preços mais elevados podem ser necessários para justificar novos projetos, induzindo os preços para patamares acima de US$ 80/b ao longo da década.

Geopolítica, conflitos e uma desaceleração da transição podem fazer com que preços do petróleo fiquem permanentemente mais elevados

Preço do petróleo Brent (US$ dez2025/b)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EIA.



Fatores que induzem a trajetória de preços altos

Geopolítica e fluxos: interrupções recorrentes; fretes e seguro elevados

Maior disciplina da Opep+; atrasos no *shale* e *offshore*

Oferta responde lentamente; demanda resiliente; estoques baixos

Oferta responde lentamente; demanda resiliente; estoques baixos

Refino: gargalos persistentes; cracks altos de diesel e QAV

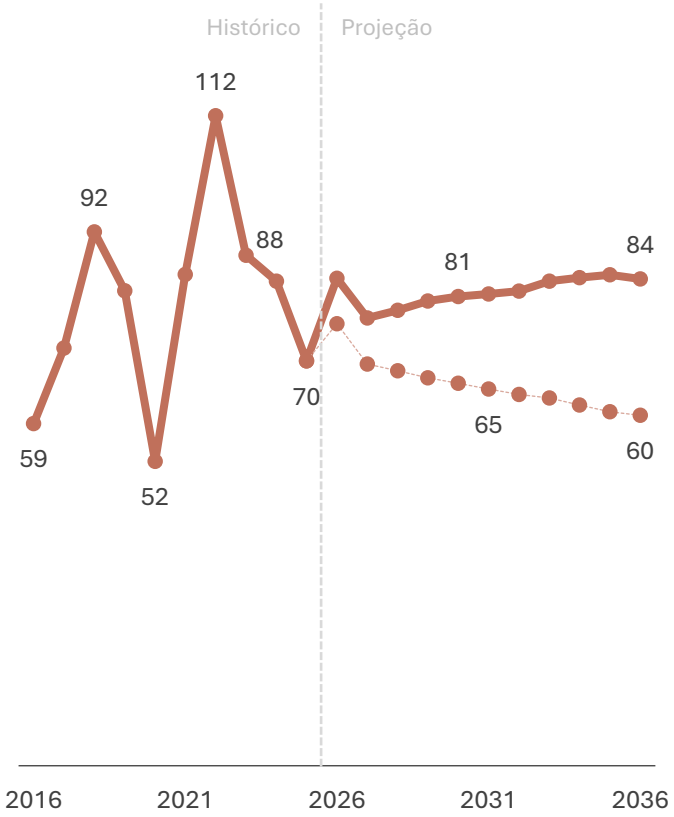
Transição: subinvestimento, custos altos e eletrificação lenta

- Retomada - ou aumento do consumo - por motivos de segurança energética ou de rupturas no processo de transição energética.
- Crescimento de países em desenvolvimento de forma mais intensa que o esperado pode levar ao aumento do consumo.
- Choques geopolíticos (conflito no Oriente Médio; ampliação das sanções à Rússia; disputas comerciais entre China e EUA, continuidade de ataques à infraestrutura energética de países produtores de petróleo), aliados a intervenções coordenadas da Opep+ (cortes mais agressivos).
- Aumento de preços de energias renováveis atrasam sua inserção na matriz mundial.
- Reversão no crescimento de veículos elétricos.
- Restrição de investimentos em E&P e aumento dos custos.

Alternativamente, uma transição mais acelerada com oferta abundante tende a baixar as cotações de forma mais permanente

Preço do petróleo Brent (US$ dez2025/b)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EIA.



Fatores que induzem a trajetória de preços baixos

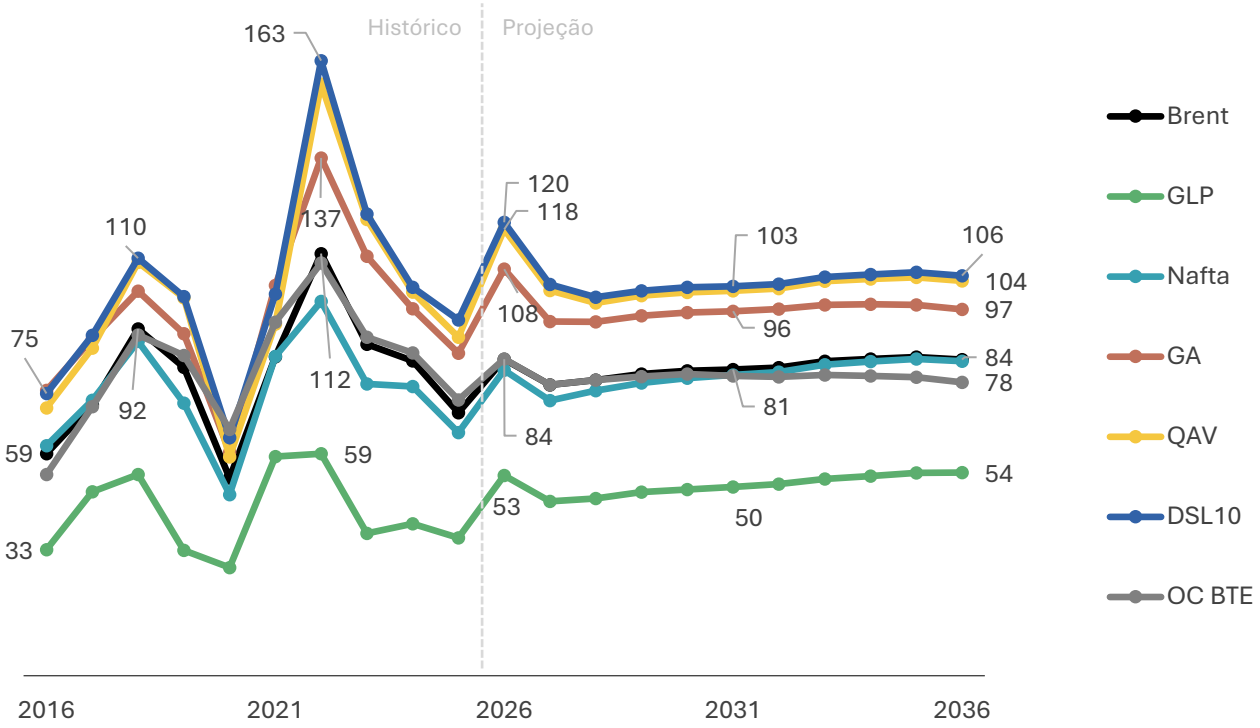
Geopolítica: Desescalada; rotas e custos logísticos normalizados	Menor coesão da Opep+; forte crescimento não-Opep
Oferta supera demanda; excedentes e estoques crescentes	Oferta supera demanda; excedentes e estoques crescentes
Refino e exportações se recuperam; margens comprimidas	Transição: eletrificação e substituição aceleradas

- Intensificação global de medidas protecionistas, redução do fluxo internacional de comércio e consequente desaceleração mais profunda do crescimento econômico.
- Fragmentação Opep+: coordenação Arábia Saudita-Rússia se rompe, desencadeando uma guerra de preços.
- Superávit de oferta persistente, com aumento dos estoques.
- EUA como produtor regulador equilibra produção de *shale* para evitar colapsos, usando liberações de reservas estratégicas como ferramenta geopolítica.
- O crescimento em países não-Opep, além do *shale onshore* dos EUA (EUA *offshore*, Canadá, Brasil, Guiana) ganha protagonismo.
- A implementação e o sucesso de políticas públicas, com vistas à redução do consumo de produtos de origem fóssil, gerando maior pressão por substituição energética e ampliação da frota de veículos eletrificados.
- Redução de preços de tecnologias alternativas estimulam mais investimentos e seu avanço na matriz.

Preços de derivados de petróleo voltam a acompanhar as cotações do Brent

Preços internacionais de petróleo e derivados (US$ dez2025/b)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EIA e OPEC.



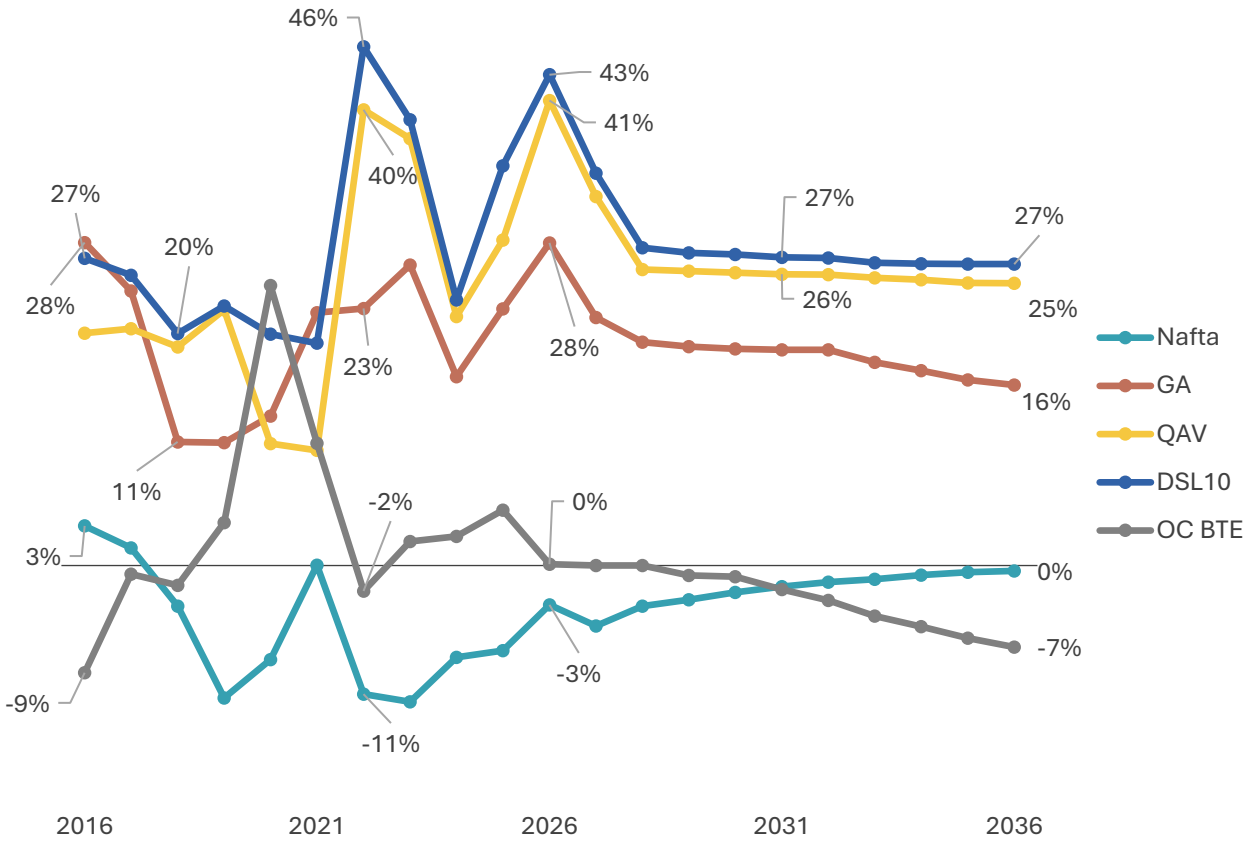
Notas: Preços FOB (*free on board*) na Costa do Golfo dos Estados Unidos (USGC), com exceção do Brent. GLP: Propane spot FOB Mont Belvieu como referência para o GLP. Nafta: Naphtha spot FOB USGC como referência para a nafta. GA: Gasoline regular spot FOB USGC como referência para a gasolina. Jet fuel spot FOB USGC como referência para o QAV. DSL10: Ultra-low sulfur diesel spot FOB USGC como referência para o óleo diesel 10 ppm. OC BTE: Fuel oil 1% spot FOB USGC como referência para o óleo combustível de baixo teor de enxofre.

- A demanda global por derivados de petróleo deve permanecer consistente com o crescimento econômico global devido aos desafios ainda existentes para substituição dos combustíveis fósseis em segmentos de difícil descarbonização.
- A elevada volatilidade dos últimos anos pode ser explicada principalmente por conflitos, sanções e regulamentações. Exigências de redução de emissões e teor de enxofre na IMO, a guerra Rússia-Ucrânia, sanções à Venezuela e ao Irã e a guerra EUA-Irã provocaram uma reorientação de fluxos logísticos e a necessidade de adaptação do parque de refino global.
- A crise no Oriente Médio é particularmente grave pela posição estratégica que esta região ocupa no abastecimento global de energia, sendo responsável por parcela relevante das exportações de petróleo e derivados.
- No início do conflito, o mercado global estava sobreofertado, com estoques elevados, e com novas tecnologias de baixa emissão, como veículos elétricos, mais consolidadas. Neste ínterim, os problemas de fluxo foram parcialmente mitigados, o que explica o retorno de fluxos pelos estreitos de Ormuz e Bab-el-Mandeb, apesar da continuidade do conflito.
- Considerando as expectativas, os preços do petróleo e de seus derivados devem continuar relativamente elevados na próxima década.

Prêmio do diesel permanece alto, enquanto o da gasolina inicia uma retração

Spreads entre preços internacionais de derivados selecionados e do Brent (%)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de EIA e OPEC.

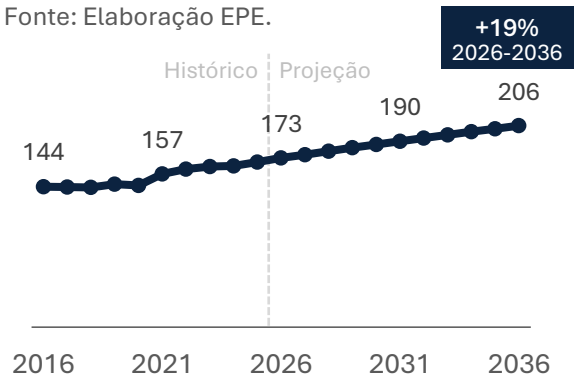


- Os preços do petróleo Brent retornam mais rapidamente aos padrões históricos. O mesmo não deve ocorrer com o prêmio do óleo diesel.
- O óleo diesel continua como motor da economia por mais tempo. Um mundo em transição exige mais operações de infraestrutura e mineração e, que, por sua vez, aumentam a demanda por diesel. Maior risco geopolítico promove maiores gastos em defesa, o que também pressiona os preços do diesel. A introdução de combustíveis e tecnologias de baixa emissão para caminhões enfrenta barreiras relevantes, necessitando de maior tempo de implementação comparativamente com o segmento de veículos leves.
- Apesar da desaceleração do crescimento da demanda de óleo diesel prevista após 2035, o seu prêmio frente ao Brent mantém-se elevado em comparação ao histórico.
- A maior penetração, no mercado mundial, de veículos elétricos e de novas fontes energéticas (em especial, as renováveis), além de uma maior eficiência contribuem para uma eventual redução da demanda por gasolina, reduzindo seu prêmio ao longo do tempo.
- A demanda por QAV eleva-se inicialmente, mas combustíveis *drop-in*, como o SAF, e novas turbinas de aeronaves mitigam o crescimento da demanda, promovendo a redução do prêmio do QAV relativo ao diesel.
- Demanda por petroquímicos e a promoção da cocção limpa devem crescer com a economia global, elevando os prêmios da nafta e do GLP.

Demanda nacional de derivados de petróleo acompanha o crescimento do PIB e das exportações

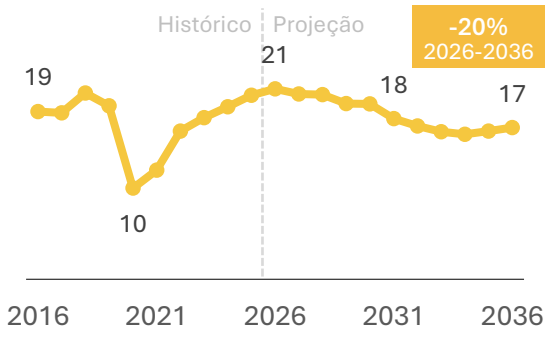
Demanda de óleo diesel A (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



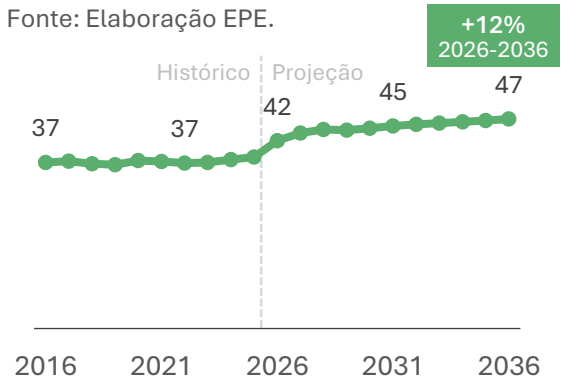
Demanda de QAV (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



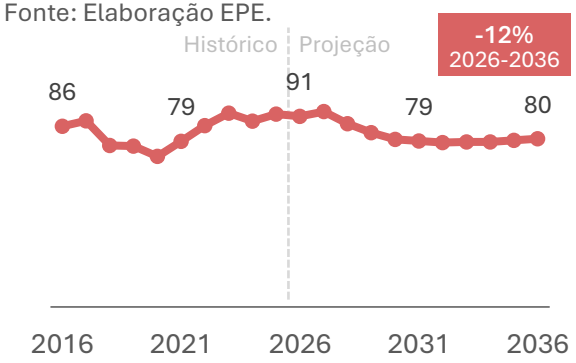
Demanda de GLP (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



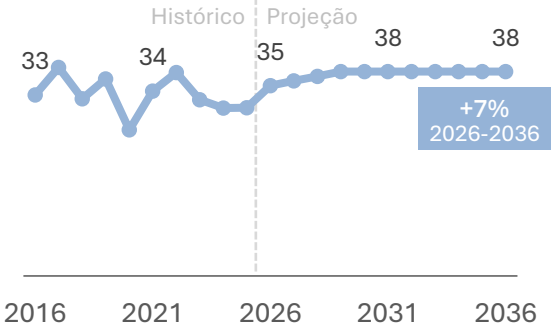
Demanda de gasolina A (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



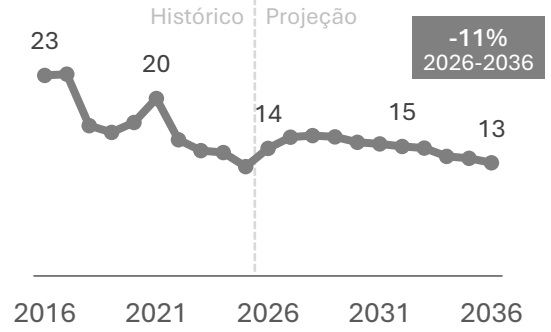
Demanda de nafta (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



Demanda de óleo combustível (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



- Os estudos do PDE 2036 consideram uma demanda crescente de óleo diesel A e GLP no decênio. Em contrapartida, a demanda de gasolina A, óleo combustível e QAV é decrescente.
- Para informações sobre projeções de demanda de energia, acesse os Cadernos de Estudos do PDE 2036.

Notas: As demandas não incluem os produtos de origem renovável, como etanol, biodiesel, combustível sustentável de aviação (SAF, na sigla em inglês), entre outros. Para fins deste Caderno, o fornecimento de combustíveis para aeronaves e navios em rotas internacionais (“bunker internacional”) é contabilizado como demanda doméstica.

Especificação de combustíveis contemplam combustíveis alternativos

Óleo diesel

- Manutenção da regulamentação vigente para o óleo diesel rodoviário 10 ppm (S10) e 500 ppm (S500) (ANP) e o óleo diesel não rodoviário (S1800) (ANP), em linha com decisão recente da ANP (ANP).
- Para o óleo diesel marítimo, manutenção da especificação atual, incluindo teor máximo de enxofre de 5000 ppm (ANP).
- A Lei do Combustível do Futuro estabelece a possibilidade de aumento de mistura até 25%, desde que comprovada a viabilidade técnica de misturas de biodiesel no óleo diesel B (óleo diesel A + biodiesel) acima de 15%. A Portaria Normativa MME nº 133/2026 aprovou o Plano de Testes de Avaliação da Viabilidade Técnica do uso de óleo diesel com teores de biodiesel superiores a 15% e até 25%. A comprovação da viabilidade técnica não implica aumento automático do teor de mistura, cuja definição compete ao CNPE (MME, 2026). Percentual da mistura obrigatória no diesel fóssil permanece constante no horizonte decenal, 15% de biodiesel, em volume, na mistura de óleo diesel comercializado, conforme Resolução CNPE n. 8/2025 (CNPE).

Óleo combustível

- Para o óleo combustível marítimo (*bunker*), manutenção da regulamentação atual de limite máximo do teor de enxofre de 0,5% (5000 ppm) (ANP), em linha com a norma IMO 2020.
- Para os demais tipos de óleo combustível, manutenção da especificação vigente, preservando a classificação por teor de enxofre e viscosidade, conforme as diferentes aplicações industriais (ANP).

Gasolina

- Aumento do valor mínimo de RON da gasolina C para 94, conforme Resolução ANP nº 988/2025 (ANP).
- Manutenção dos demais parâmetros da especificação vigente (ANP), incluindo o limite máximo de teor de enxofre de 50 ppm para a gasolina C.
- Percentual de mistura de anidro na gasolina C de 30% entre 2027 e 2036, conforme Resolução CNPE nº 9/2025 (CNPE). Em 2026, o CNPE aprovou, em caráter temporário e pelo período de 180 dias, a elevação desse teor para 32%, por meio da Resolução nº 9/2026 (CNPE).

Querosene de aviação - QAV

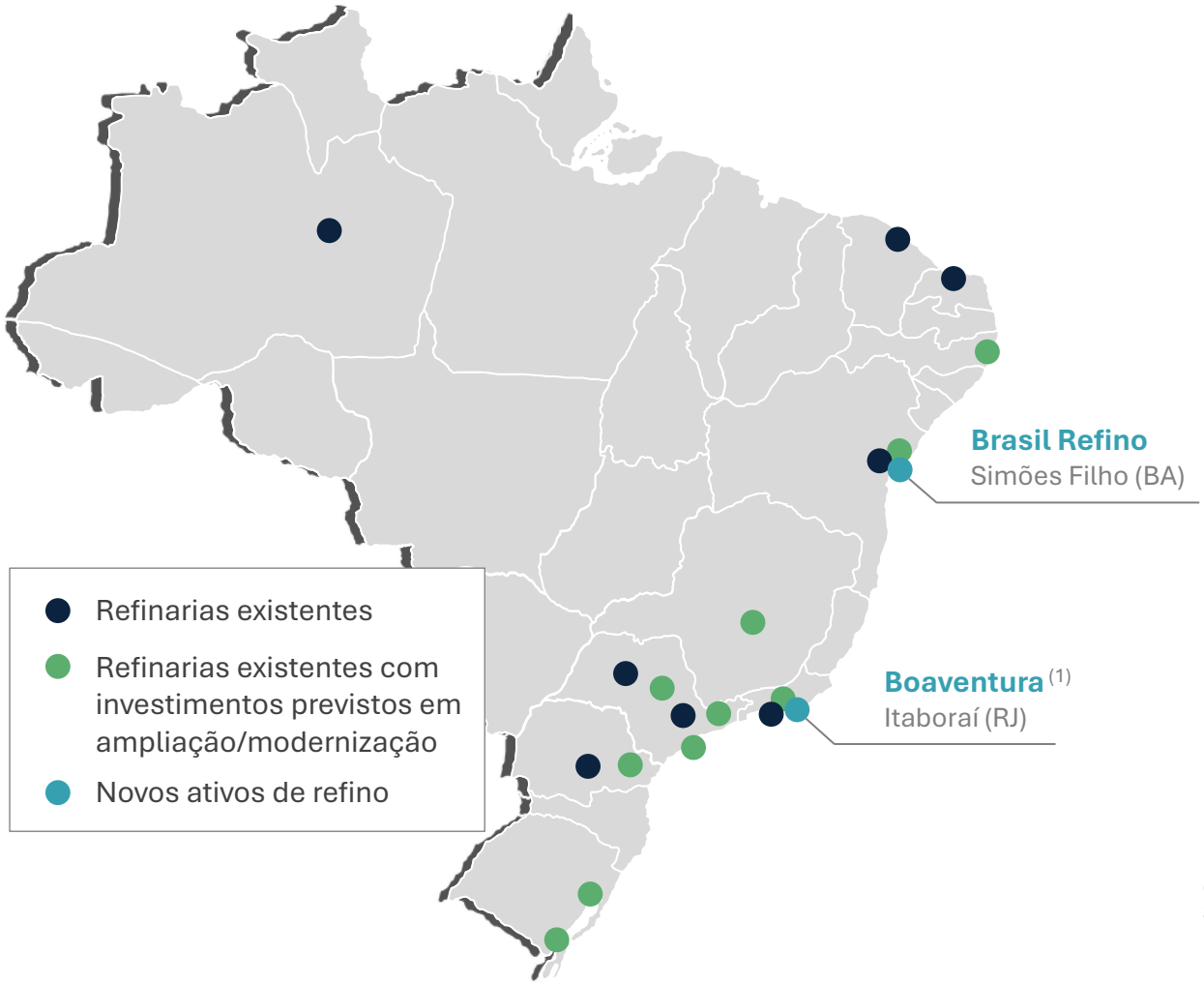
- Adoção da Resolução ANP nº 997/2026 que estabelece as especificações dos QAV de origem fóssil e alternativos, incluindo o JET A e JET A-1, incluindo os componentes (ANP).
- Introdução do combustível sustentável de aviação (SAF) conforme o Programa CORSIA (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*), da Organização da Aviação Civil Internacional (OACI), e o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), instituído pela Lei nº 14.993/2024.

PDE 2036

Projeções para o refino nacional e o balanço de oferta e demanda de petróleo e derivados

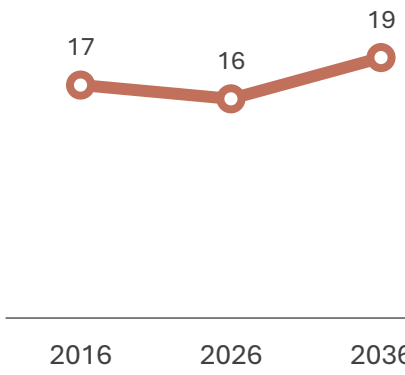
epe 20+
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Evolução do refino nacional



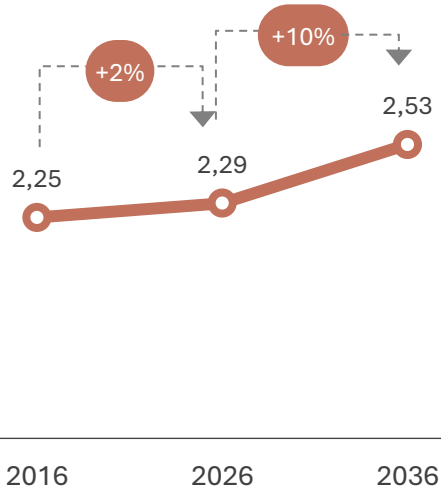
Ativos de refino em operação

Fonte: Elaboração EPE.



Capacidade de refino de petróleo (milhão b/d)

Fonte: Elaboração EPE.

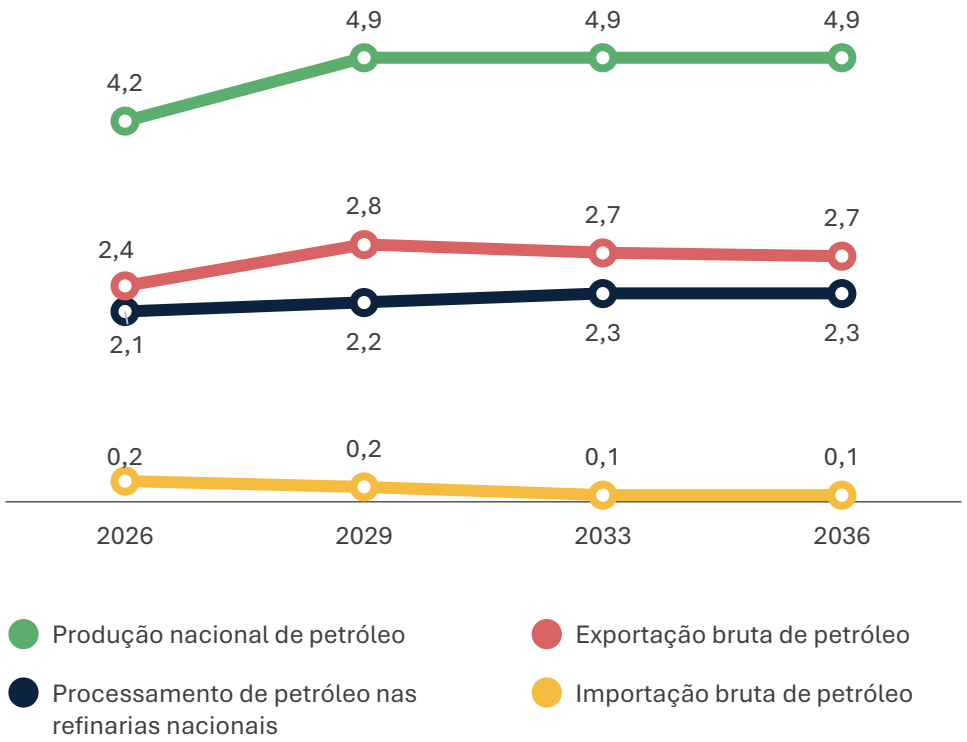


Notas: (1) Atualmente, o Complexo Boaventura abriga uma unidade de processamento de gás natural. O projeto prevê o processamento de cargas intermediárias, como gasóleos e resíduos, oriundas sobretudo da Reduc; ou seja, não há previsão de processamento de petróleo na unidade. O início das operações das unidades de refino de petróleo está previsto para 2029, conforme o Plano de Negócios da Petrobras; (2) Dados nos gráficos correspondem aos valores no fim do ano.

Brasil aumentará a sua condição de exportador líquido de petróleo ao longo do período decenal

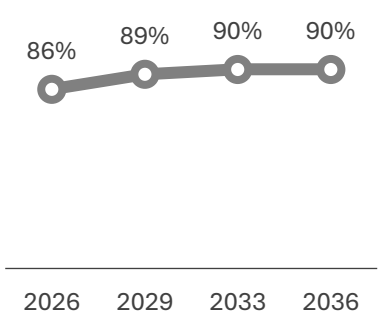
Balanço nacional de petróleo (milhão b/d)

Fonte: Elaboração EPE.

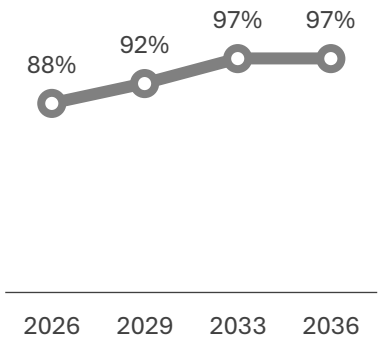


- O volume expressivo das exportações brasileiras de óleo cru deverá ampliar ainda mais a relevância do Brasil no cenário geopolítico da indústria mundial do petróleo.
- Refinarias brasileiras manterão alta utilização, próxima de 90%, e aumentarão ainda mais a participação do petróleo nacional na carga processada.
- Mais da metade da produção nacional de petróleo será exportada entre 2026 e 2036.

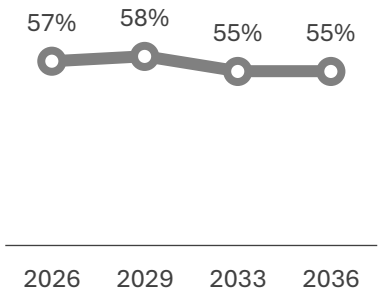
Fator de utilização das refinarias nacionais



Participação do óleo nacional na carga processada



Relação entre exportação bruta e produção nacional

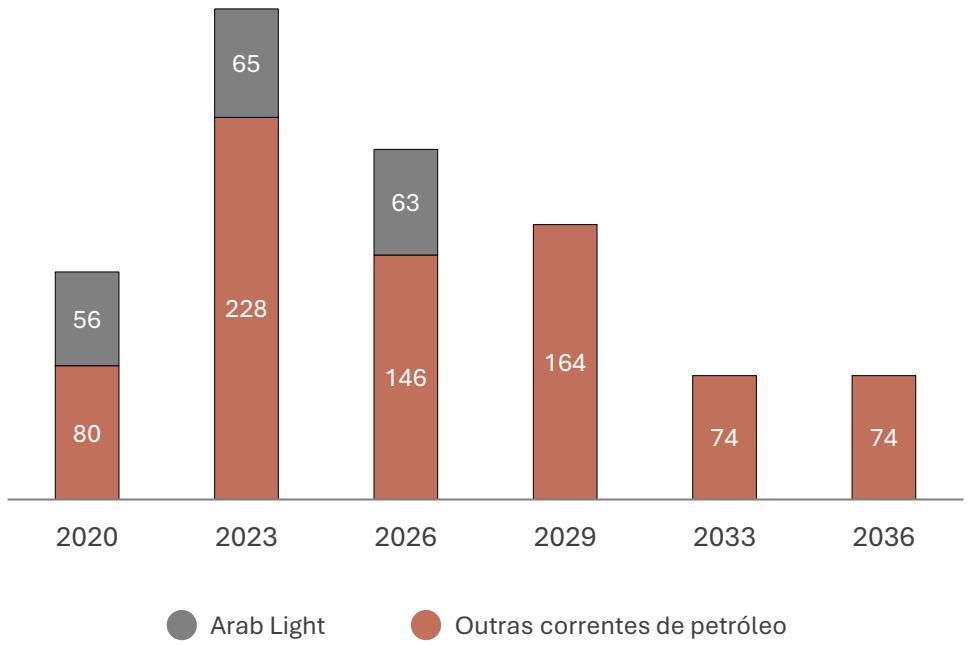


Nota: Para informações sobre a previsão da produção nacional de petróleo e gás natural, acesse os Cadernos de Estudos do PDE 2036.

Importações decrescentes de petróleo nos próximos anos reforçam a autonomia do refino nacional

Importações brutas de petróleo por corrente (mil b/d)

Fonte: EPE, com dados históricos de ANP e MDIC.



Arab Light

- Historicamente, a importação da corrente Arab Light, oriunda da Arábia Saudita, para processamento na Reduc tem respondido por uma parcela significativa dos volumes de petróleo importados pelo Brasil.
- Com a integração operacional entre a Reduc e o Complexo Boaventura, a produção de óleos básicos lubrificantes do Grupo I na Reduc será descontinuada, conforme anunciado pela Petrobras. Como consequência, a importação da corrente Arab Light para processamento na refinaria poderá ser substituída por petróleo nacional.

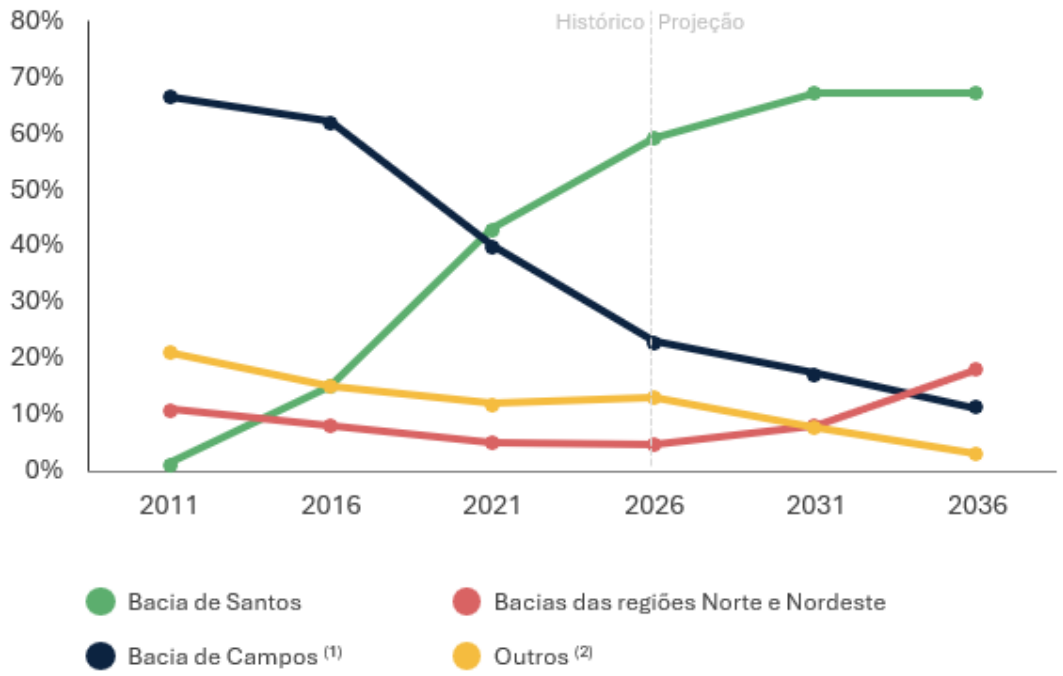
Outras correntes de petróleo

- A importação de outras correntes ocorre pela necessidade de adequação da cesta de petróleos em algumas refinarias ou por oportunidades comerciais.
- Entre as principais correntes de petróleo importadas pelo Brasil nos últimos anos, destacam-se Eagle Ford (EUA) e Liza (Guiana), além de óleos africanos da Angola, Argélia, Gabão e Nigéria.

Petróleos da Bacia de Santos ampliarão ainda mais a sua relevância na carga processada das refinarias nacionais

Petróleos processados nas refinarias nacionais por origem (%)

Fonte: EPE, com dados históricos de ANP.



Nota: (1) Inclui Bacia do Espírito Santo-Mucuri; (2) Inclui óleos importados e óleos de outras bacias nacionais, além de cargas de reprocessamento.

- Ao longo dos últimos anos, a cesta de petróleos processada pelas refinarias nacionais passou por uma profunda transformação.
- Óleos da Bacia de Campos, em sua maioria provenientes do pós-sal, como Marlim e Roncador, foram gradualmente substituídos por óleos da Bacia de Santos, oriundos do pré-sal, como Tupi e Búzios.
- Essa mudança não decorre apenas da origem geográfica das correntes de petróleo, mas principalmente da evolução da qualidade média da cesta de petróleos processada nas refinarias nacionais. Em geral, os óleos da Bacia de Santos são mais leves do que os óleos da Bacia de Campos.
- Para os próximos anos, projeta-se uma continuidade dessa tendência, com o processamento de óleos da Bacia de Santos nas refinarias nacionais.
- Os petróleos das bacias do Norte e Nordeste deverão ampliar sua participação na carga das refinarias com novos projetos, como Sergipe Águas Profundas. No longo prazo, a Margem Equatorial poderá reforçar essa tendência.

Produção total de derivados de petróleo deverá crescer cerca de 10% entre 2026 e 2036, acompanhando a expansão da capacidade nacional de refino

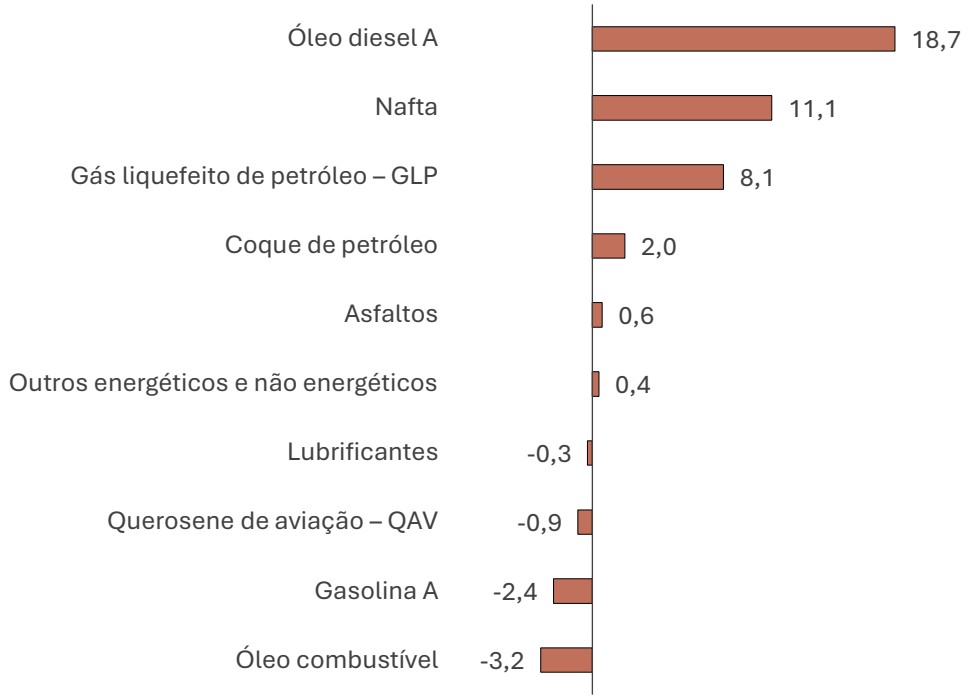
Produção nacional de derivados de petróleo[1] (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.

Produto	2026[(2)]	2029	2033	2036	Variação 2026-2036 (%)
Gás liquefeito de petróleo – GLP	36,0	39,6	43,0	44,1	22,5%
Nafta	16,2	18,8	27,0	27,3	68,5%
Gasolina A	82,5	82,7	80,4	80,1	-2,9%
Querosene de aviação – QAV	17,6	18,8	16,3	16,7	-5,1%
Óleo diesel A	136,5	150,6	155,6	155,2	13,3%
Óleo combustível	51,0	49,9	48,3	47,8	-6,3%
Coque de petróleo	13,2	12,4	15,4	15,2	15,2%
Asfaltos	6,9	6,8	7,1	7,5	8,7%
Lubrificantes	2,0	1,1	1,6	1,7	-15,0%
Outros energéticos e não energéticos	6,3	6,3	6,6	6,7	6,3%

Variação da produção: 2026 x 2036 (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



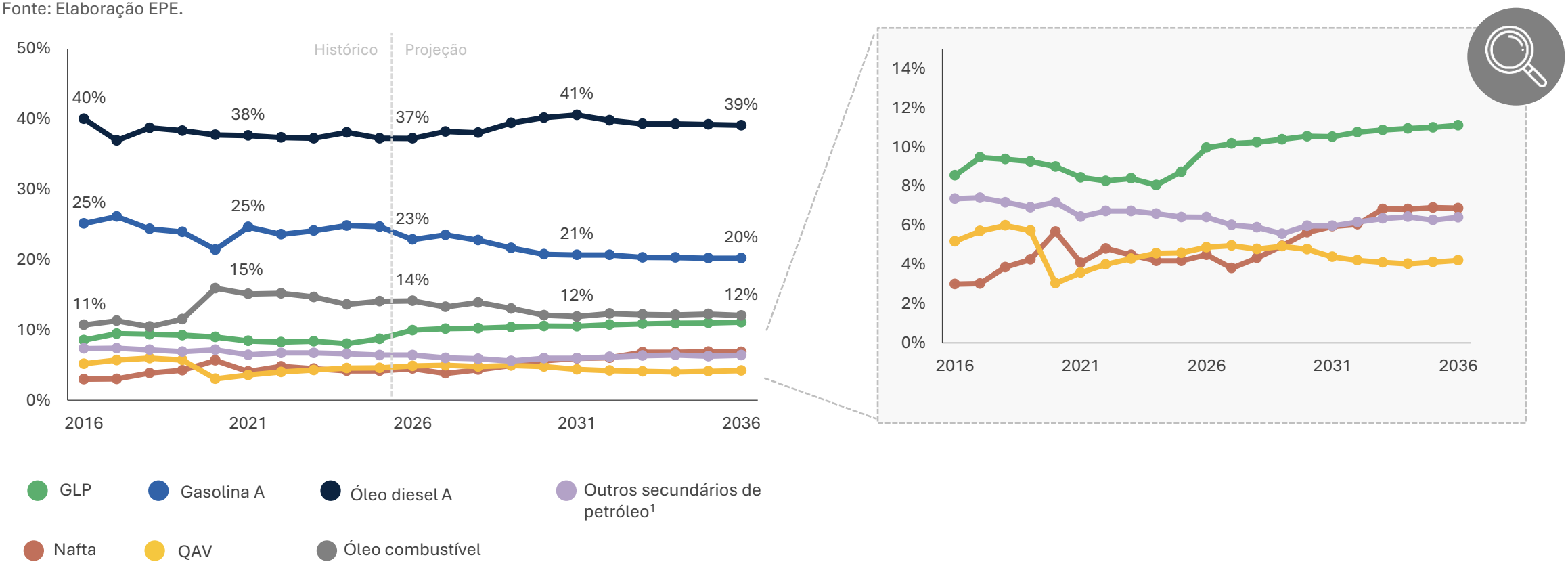
- O Óleo diesel A apresenta a maior variação em volume e, em termos percentuais, a nafta apresenta a maior variação positiva, de 68,5%, no período avaliado.

Notas: (1) Valores incluem a produção de refinarias, centrais petroquímicas, unidades de processamento de gás natural, unidade de industrialização de xisto, e outros produtores. Outros energéticos e não energéticos incluem: benzeno, butano especial, gasolina de aviação, n-parafina, parafinas, propeno, resíduo aromático, resíduo asfáltico, solventes, tolueno e xilenos; (2) Os valores de produção referentes a 2026 são estimativas baseadas nos dados disponíveis no primeiro semestre do ano.

Refinarias brasileiras manterão aproximadamente 70% de sua produção voltada para derivados de maior valor agregado, como óleo diesel, gasolina e QAV

Perfil de produção das refinarias nacionais (% total)

Fonte: Elaboração EPE.

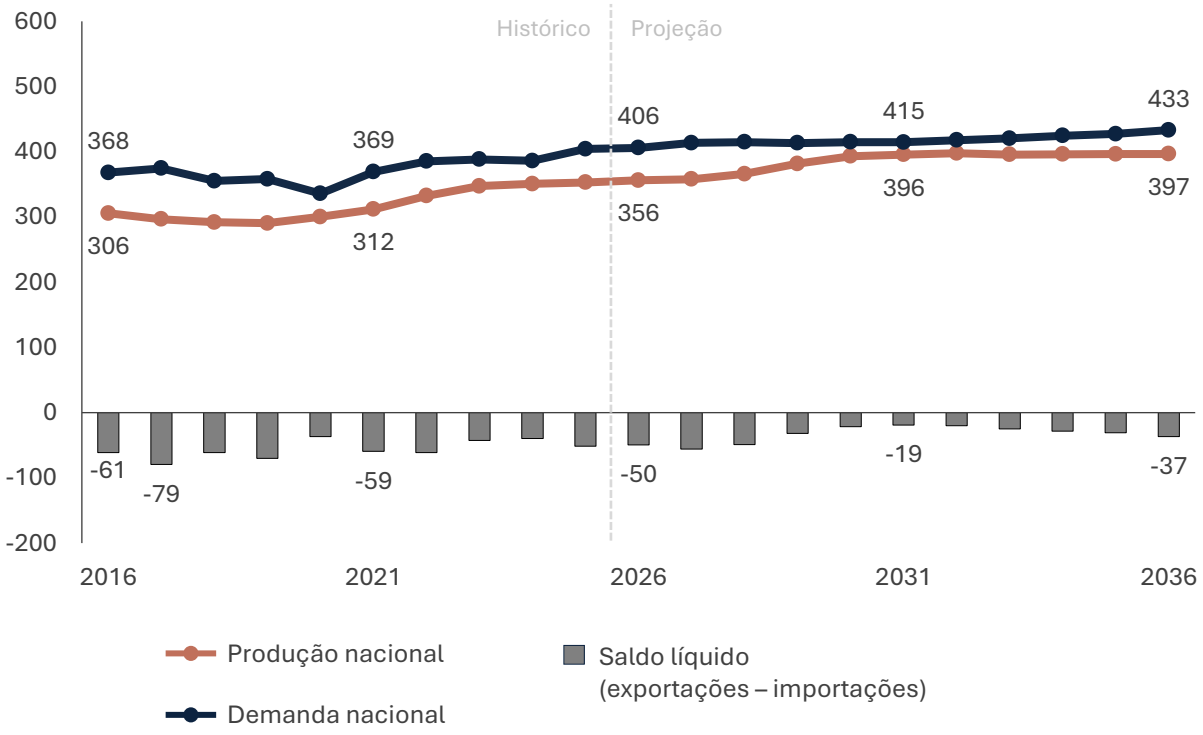


Nota: (1) Outros secundários de petróleo incluem asfaltos, coque de petróleo, gasolina de aviação, lubrificantes e solventes.

Brasil seguirá como importador líquido de derivados de petróleo, embora em volume inferiores aos registrados nos últimos anos

Balanço nacional de derivados de petróleo (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



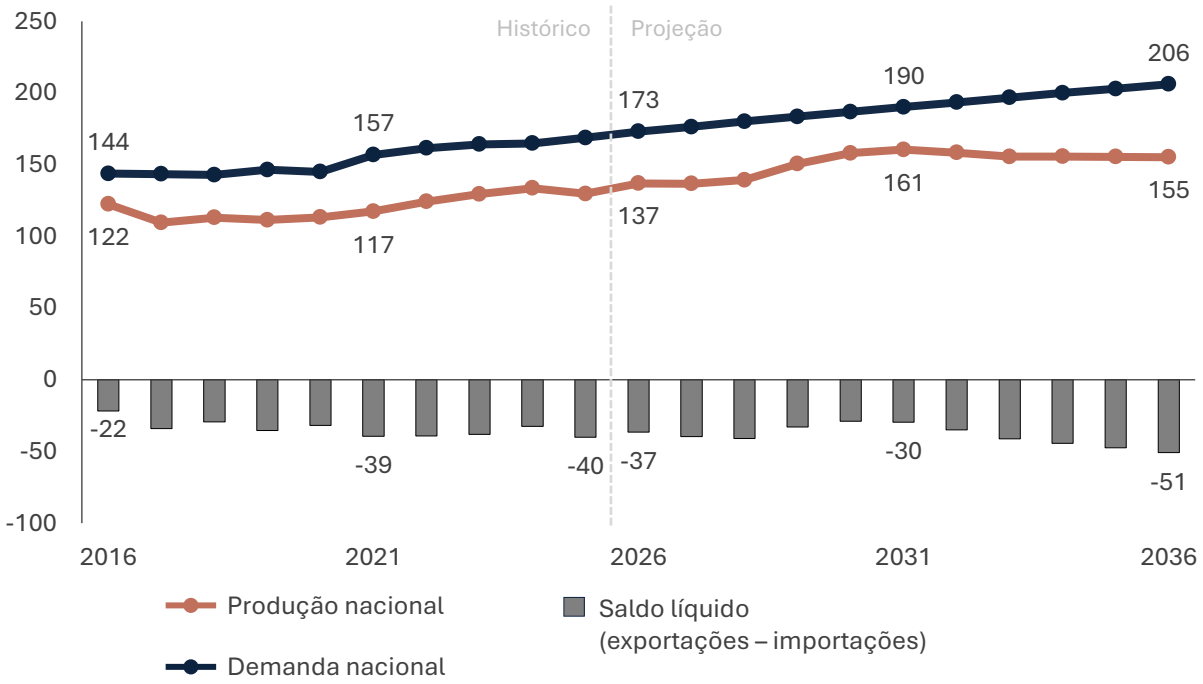
Nota: Inclui GLP, nafta, gasolina A, gasolina de aviação, QAV, óleo diesel A, óleo combustível, coque de petróleo, asfaltos, solventes e lubrificantes.

- Historicamente, o Brasil é importador líquido de derivados de petróleo e as projeções do PDE 2036 indicam que o País manterá essa condição nos próximos dez anos.
- As importações líquidas alcançarão 37 mil m³/d em 2036, volume inferior à máxima histórica de 79 mil m³/d, registrada em 2017.
- Em 2036, os derivados de petróleo que mais contribuirão para o déficit no Brasil serão o óleo diesel (-51 mil m³/d) e a nafta petroquímica (-10 mil m³/d).
- Por outro lado, o derivado com o maior superávit em 2036 será o óleo combustível (+35 mil m³/d).
- Nos últimos dez anos, as importações líquidas responderam, em média, por mais de 15% da demanda interna de derivados de petróleo. As projeções do PDE 2036 apontam que esse percentual será reduzido para 8% ao fim do período decenal.
- Esses volumes de importação líquida de derivados apresentam-se como oportunidades para realização de investimentos na ampliação da capacidade de refino nacional, bem como na infraestrutura para movimentação de produtos.

Óleo diesel A: importações em crescimento, apesar da expansão da produção doméstica

Balanço nacional de óleo diesel A[1] (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



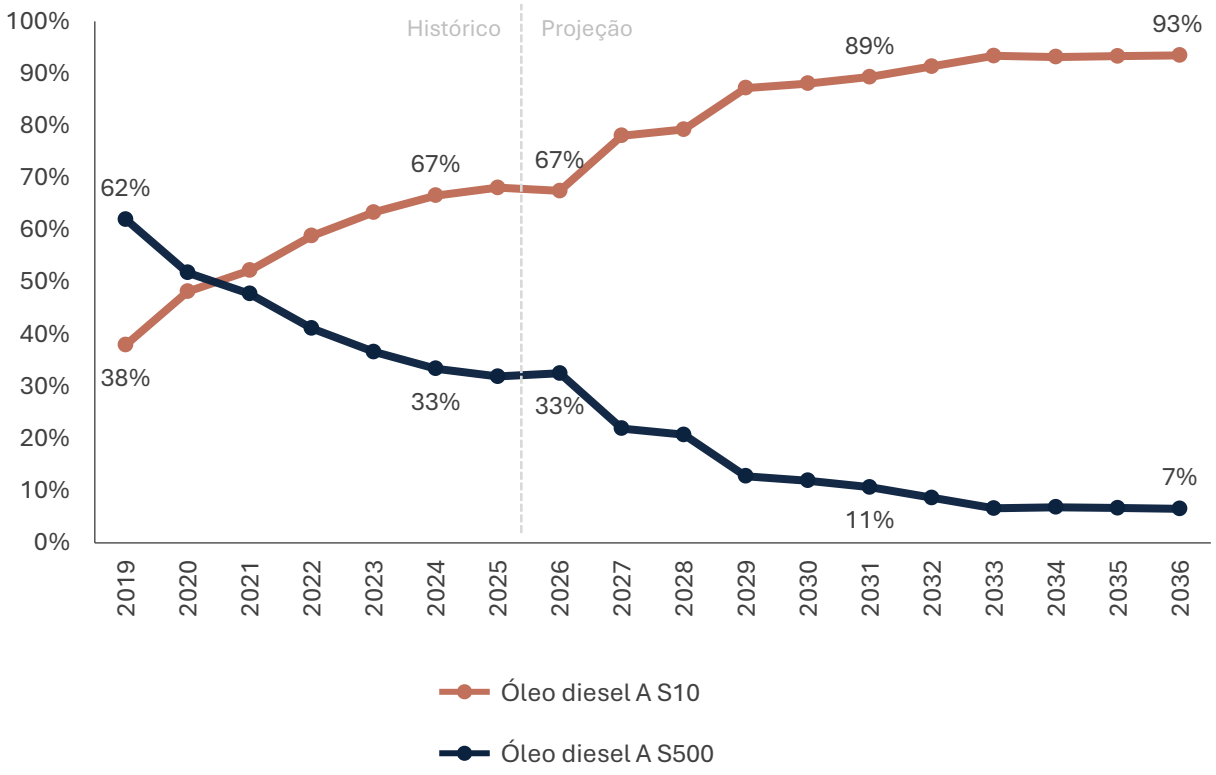
Notas: (1) Inclui óleo diesel rodoviário (S10 e S500), óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000). O fornecimento de óleo diesel marítimo para rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica; (2) A Lei do Combustível do Futuro estabelece a possibilidade de aumento de mistura até 25%, desde que comprovada a viabilidade técnica de misturas de biodiesel no óleo diesel B (óleo diesel A + biodiesel) acima de 15%. A Portaria Normativa MME nº 133/2026 aprovou o Plano de Testes de Avaliação da Viabilidade Técnica do uso de óleo diesel com teores de biodiesel superiores a 15% e até 25%. A comprovação da viabilidade técnica não implica aumento automático do teor de mistura, cuja definição compete ao CNPE (MME, 2026). Percentual da mistura obrigatória no diesel fóssil permanece constante no horizonte decenal, 15%.

- Com os investimentos no Trem 2 da RNEST, no Complexo Boaventura e em unidades de hidrotratamento de instáveis, a produção de óleo diesel A crescerá 13% entre 2026 e 2036.
- Apesar desse incremento, a produção doméstica permanecerá insuficiente para atender integralmente à demanda do mercado brasileiro de óleo diesel. Os volumes de importação líquida de óleo diesel para atender essa demanda deverão aumentar progressivamente, alcançando 51 mil m³/d em 2036, o que equivale a aproximadamente 25% da demanda no ano.
- Esse volume de importação em 2036 é 27% superior aos 40 mil m³/d registrados em 2025, máxima histórica até então, sinalizando a necessidade de investimentos na ampliação da infraestrutura primária de abastecimento de óleo diesel. Em termos absolutos, esse volume representa um aumento de 39% em relação às importações líquidas de 2026, estimadas em 37 mil m³/d.
- Ao longo do período decenal, a produção de óleo diesel A deverá atingir o pico de 161 mil m³/d em 2031 e, em seguida, recuar para 155 mil m³/d em 2036. Esse movimento reflete ajustes operacionais decorrentes da substituição gradual do diesel S500 pelo S10, além de fatores estruturais e ganhos de eficiência no setor de transportes.

Óleo diesel A: diesel S10 responderá por mais de 90% da produção nacional em 2036

Produção nacional de óleo diesel A rodoviário por tipo (%)

Fonte: Elaboração EPE, com dados históricos de ANP.



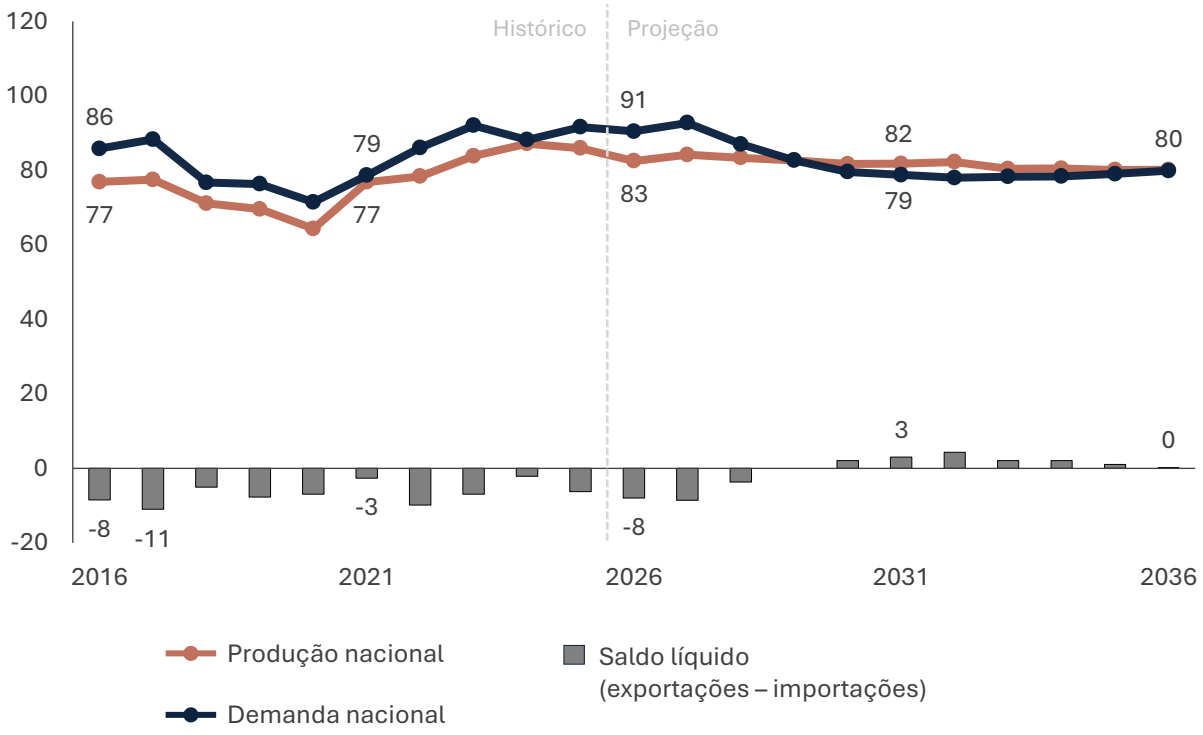
Nota: Não inclui óleo diesel não rodoviário (S1800) e óleo diesel marítimo (S5000).

- A substituição gradual do diesel S500 pelo diesel S10 continuará avançando nos próximos anos, impulsionada pela renovação da frota e pelas exigências ambientais associadas ao consumo de combustíveis de baixo teor de enxofre.
- Para ampliar a oferta de diesel S10, estão previstos investimentos em novas unidades de hidrotratamento (HDT), com destaque para o Complexo de Energias Boaventura e para a RNEST, além de modernizações e adequações em outras refinarias. Nesse contexto, o avanço do diesel S10 reforça a importância da expansão da capacidade de hidrotratamento para garantir o atendimento da demanda doméstica.
- Como resultado, o óleo diesel A S10 deverá alcançar cerca de 93% da produção nacional de diesel rodoviário em 2036, consolidando a predominância do combustível de baixo teor de enxofre no mercado brasileiro.

Gasolina A: autossuficiência nacional no médio prazo em um contexto de demanda estagnada

Balanço nacional de gasolina A[1] (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



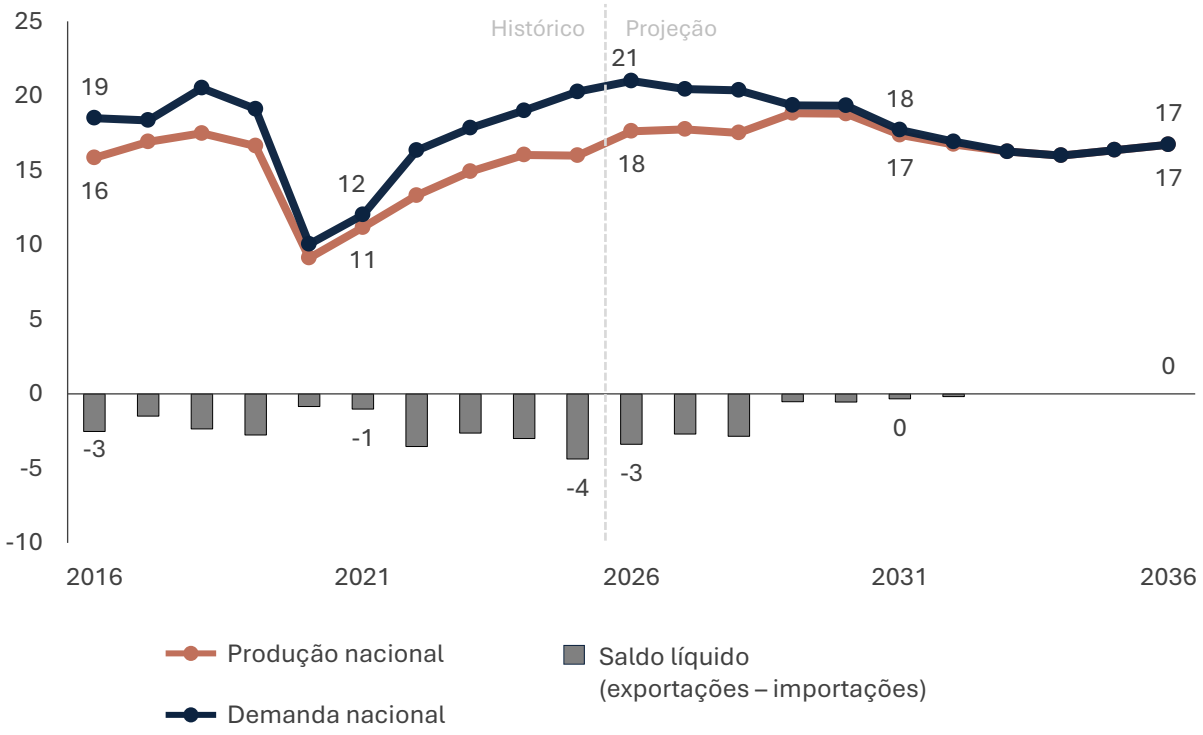
Notas: (1) Inclui gasolina comum e gasolina premium. Não inclui gasolina de aviação. Não inclui etanol anidro ou gasolina de origem renovável; (2) Percentual de mistura de anidro na gasolina C de 30% entre 2027 e 2036, conforme Resolução CNPE nº 9/2025 (CNPE, 2025). Em 2026, o CNPE aprovou, em caráter temporário e pelo período de 180 dias, a elevação desse teor para 32%, por meio da Resolução nº 9/2026 (CNPE, 2025).

- A produção nacional de gasolina A apresentará pouca variação no período decenal, permanecendo entre 80 mil m³/d e 83 mil m³/d.
- No âmbito deste PDE, a carteira de investimentos previstos em refino pouco agrega à produção de gasolina, uma vez que os principais projetos têm foco no aumento de destilados médios (óleo diesel e QAV).
- O aumento do teor obrigatório de etanol anidro na mistura de gasolina comum para 30% (E30) a partir de agosto de 2025, a expectativa de crescimento da oferta de etanol hidratado e o aumento da eletrificação em veículos leves contribuem para limitar a expansão da demanda de gasolina A no decênio(2). Em 2026, o teor foi elevado temporariamente para 32% (E32), por 180 dias.
- Nesse contexto, o Brasil se tornará autossuficiente em gasolina no médio prazo.
- A importação líquida alcançará 8,5 mil m³/d em 2027 (montante inferior à máxima histórica observada em 2017), equivalente a pouco mais de 9% da demanda nacional no ano. Nos anos seguintes a dependência externa diminuirá com a redução da demanda doméstica de gasolina A.

QAV: expansão da produção no Complexo Boaventura reduz a necessidade de importações

Balanço nacional de querosene de aviação - QAV (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



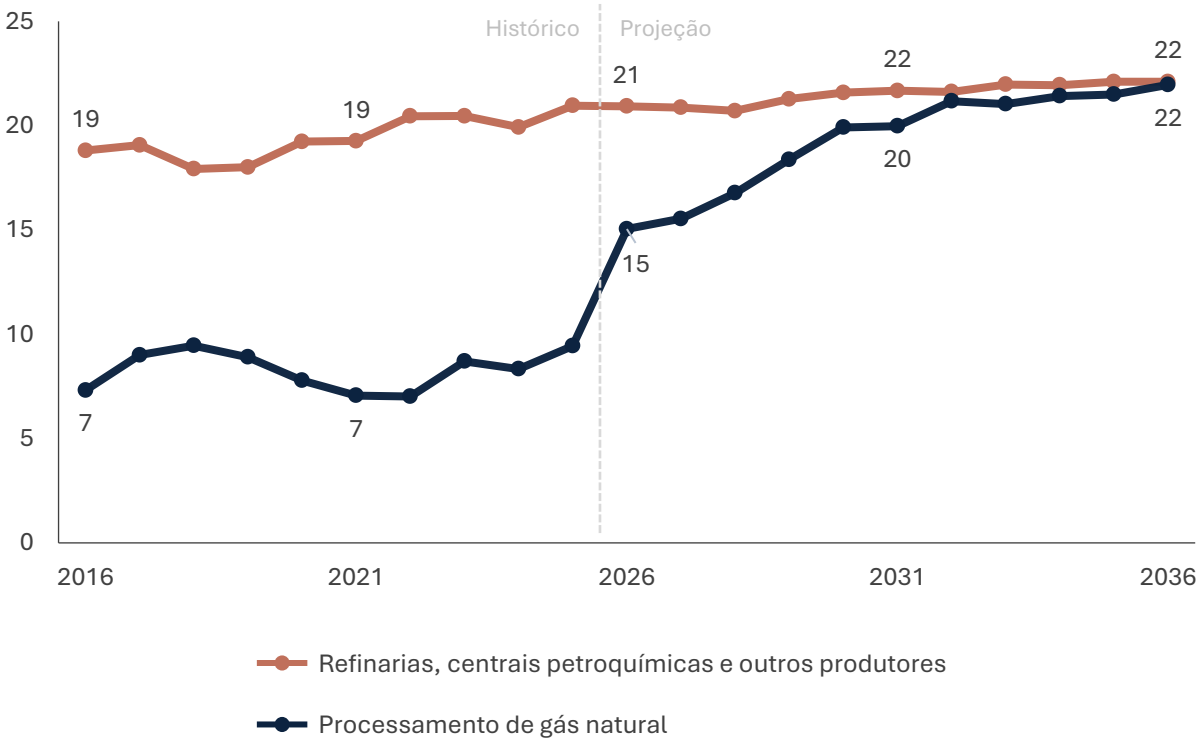
Nota: Inclui querosene de aviação e querosene iluminante. O fornecimento de QAV para rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

- No caso do querosene de aviação (QAV), a incorporação gradual do combustível sustentável de aviação (SAF) deverá reduzir parte da demanda por QAV fóssil ao longo dos próximos dez anos, com reflexos na produção de QAV no Brasil, que tende a diminuir ao longo do horizonte analisado
- O consumo de QAV fóssil também tende a diminuir ao longo do horizonte analisado, alcançando 17 mil m³/d em 2036. O QAV será impactado pelo cumprimento de metas de redução de emissões na aviação doméstica, por meio da substituição parcial pelo SAF, conforme Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), e também na aviação internacional, de acordo com Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA).
- Assim, as importações líquidas de QAV diminuirão ao longo do período, permitindo que o Brasil alcance a autossuficiência em 2031 e a mantenha até o fim do horizonte analisado.
- Cabe ressaltar que a produção de QAV possui uma certa intercambialidade com a produção de óleo diesel nas refinarias, uma vez que os dois derivados são extraídos de faixas de destilação semelhantes. Em conjunto, o QAV e o óleo diesel são usualmente referidos como destilados médios.

GLP: produção nacional proveniente do processamento de gás natural deverá mais que dobrar até 2036

Produção nacional de GLP[1] por tipo de unidade produtora (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



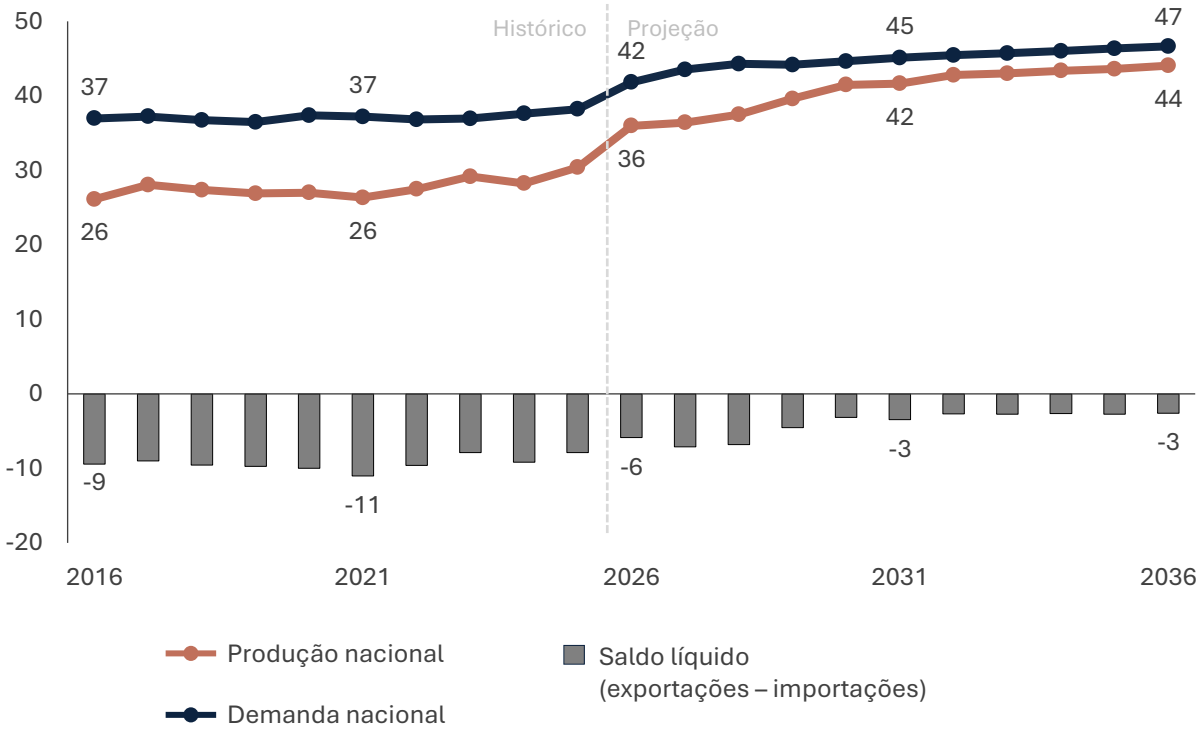
- Estima-se aumento da produção de GLP de 22,5%(2) entre 2026 e 2036, decorrente, em grande medida, da expansão da produção nacional de gás natural e do *status* atual de entrada de novas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). Destaca-se, em especial, o incremento de produção da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo de Energias Boaventura, em Itaboraí/RJ, cuja operação iniciou em novembro de 2024.
- A produção de GLP oriunda do processamento de gás natural alcançará 22 mil m³/d em 2036, mais que o dobro dos 9,4 mil m³/d observados em 2025.
- Por sua vez, a produção de GLP em refinarias, centrais petroquímicas e outros produtores deverá manter-se entre 21 e 22 mil m³/d ao longo do período decenal.
- Projeta-se um leve incremento na produção de GLP oriundo do refino de petróleo a partir da segunda metade do decênio, com a entrada em operação do Trem 2 da RNEST.

Notas: (1) Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial. A produção de GLP de UPGN inclui volumes produzidos por unidades associadas às refinarias, como as UPGNs Lubnor, Reduc I e II, Catu e Candeias; (2) No PDE 2035, esta taxa de crescimento foi estimada em 41% entre 2025 e 2035. No PDE 2036, houve reavaliação das premissas de demanda e oferta de GLP. Pelo lado da oferta, foram atualizadas as projeções de produção nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs). Pelo lado da demanda, houve revisão das projeções de consumo doméstico, incorporando as novas perspectivas para o mercado de GLP e seus usos. Apesar dessas revisões, os resultados permanecem consistentes quanto à tendência de redução da dependência externa de GLP ao longo do horizonte decenal.

GLP: Brasil permanecerá dependente de importações, embora a produção nacional cresça 22% entre 2026 e 2036

Balanço nacional de gás liquefeito de petróleo - GLP (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



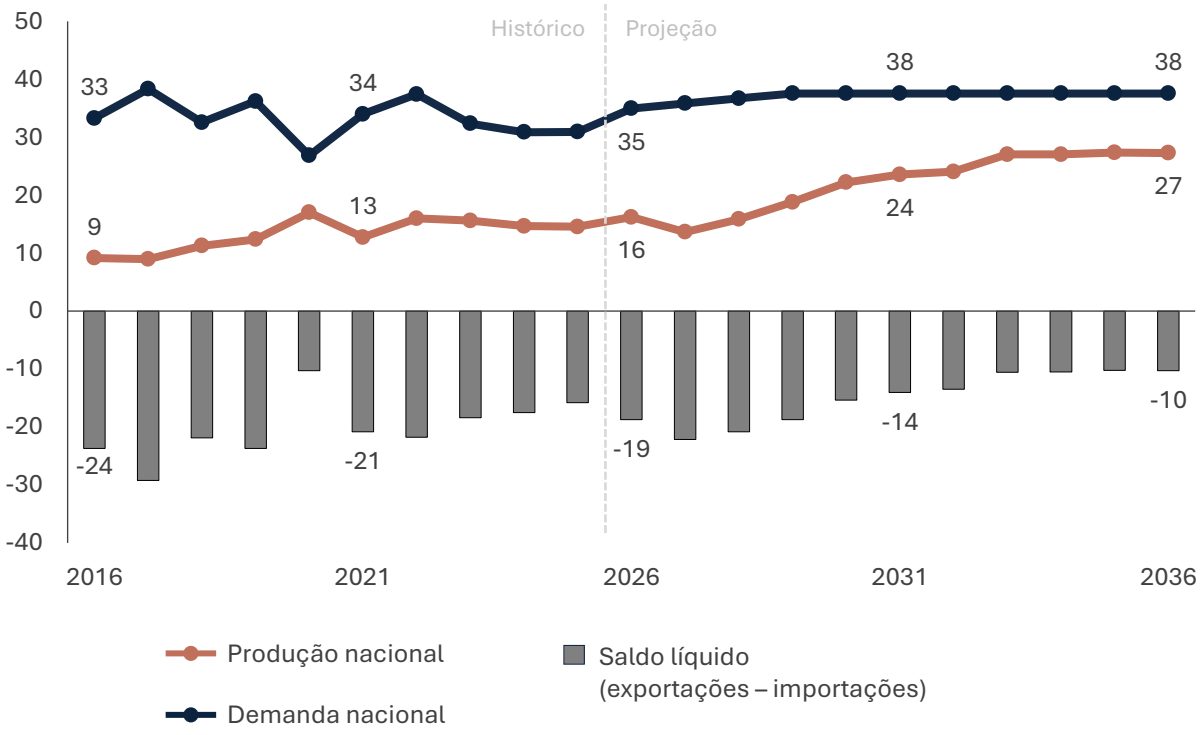
- Entre 2026 e 2036, a produção de GLP deverá crescer em ritmo mais acelerado (+22%) do que a demanda (+12%), reduzindo gradualmente as importações, mas mantendo o saldo líquido como deficitário.
- Nesse contexto, o Brasil continuará como importador líquido de GLP ao longo de todo o período decenal. Os volumes de importação líquida deverão diminuir progressivamente, alcançando 3 mil m³/d em 2036, o que equivale a aproximadamente 6% da demanda no ano.
- A infraestrutura logística primária de GLP requer atenção especial, visando à segurança do abastecimento. Para os próximos anos, há um conjunto de investimentos previstos em infraestrutura logística deste combustível, como terminais e bases de distribuição (EPE).

Nota: Não inclui propano e butano para petroquímica, propano comercial, butano comercial e propano especial e gás liquefeito de origem renovável.

Nafta petroquímica: Brasil segue importador líquido, com redução gradual da dependência externa

Balanço nacional de nafta (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



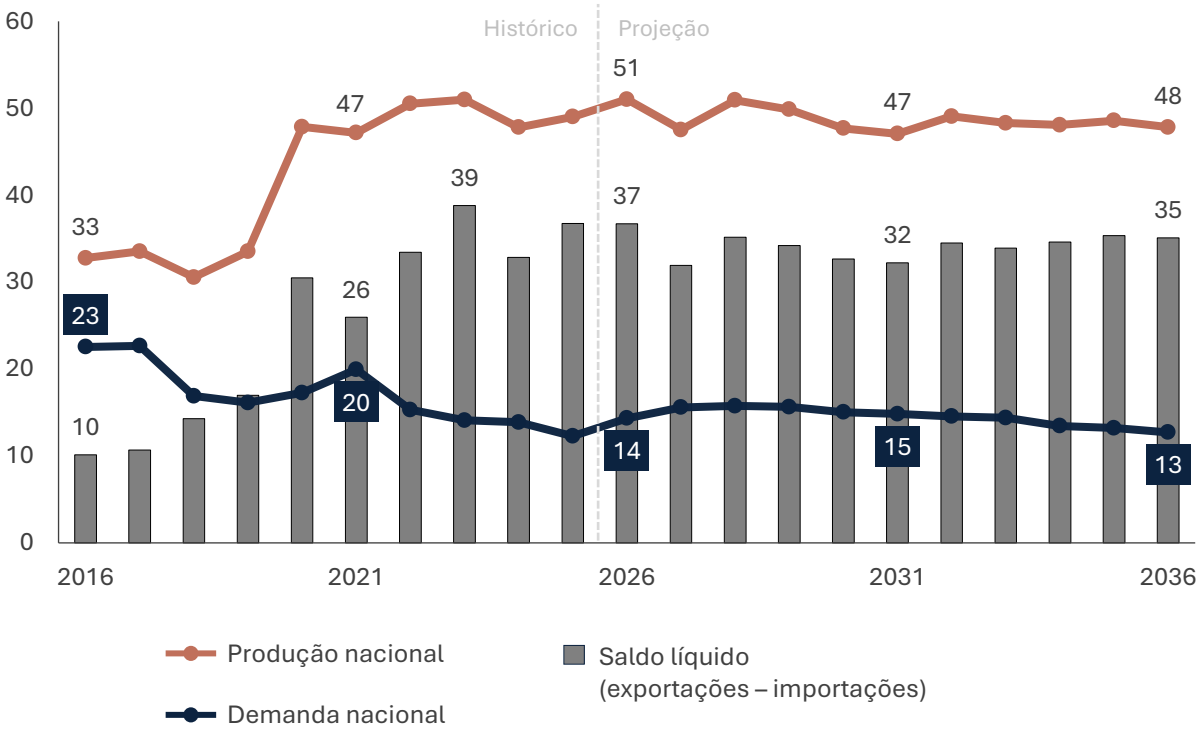
- A produção nacional de nafta petroquímica terá aumento expressivo de quase 70% no decênio, passando de 16 mil m³/d em 2026 para 27 mil m³/d em 2036.
- Esse crescimento da produção de nafta será impulsionado, sobretudo, pela entrada em operação do Trem 2 da RNEST, pela expansão da capacidade de refino em refinarias como Reduc e Refap, pela nova unidade de hidrotratamento de nafta na Replan e pela unidade HCC no Complexo Boaventura. Há, ainda, a contribuição do acréscimo da produção de C5+ oriundo do processamento do gás natural.
- Apesar do aumento da produção nas refinarias e da estabilidade da demanda das centrais petroquímicas, o Brasil permanecerá importador de nafta, porém em volumes decrescentes.
- Em 2036, a importação líquida de nafta (10 mil m³/d) representará menos de 30% da demanda nacional, patamar inferior à média dos últimos dez anos, que é de aproximadamente 60%.

Nota: Não inclui nafta de origem renovável.

Óleo combustível: Brasil manterá posição exportadora ao longo de todo o período decenal

Balanço nacional de óleo combustível (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



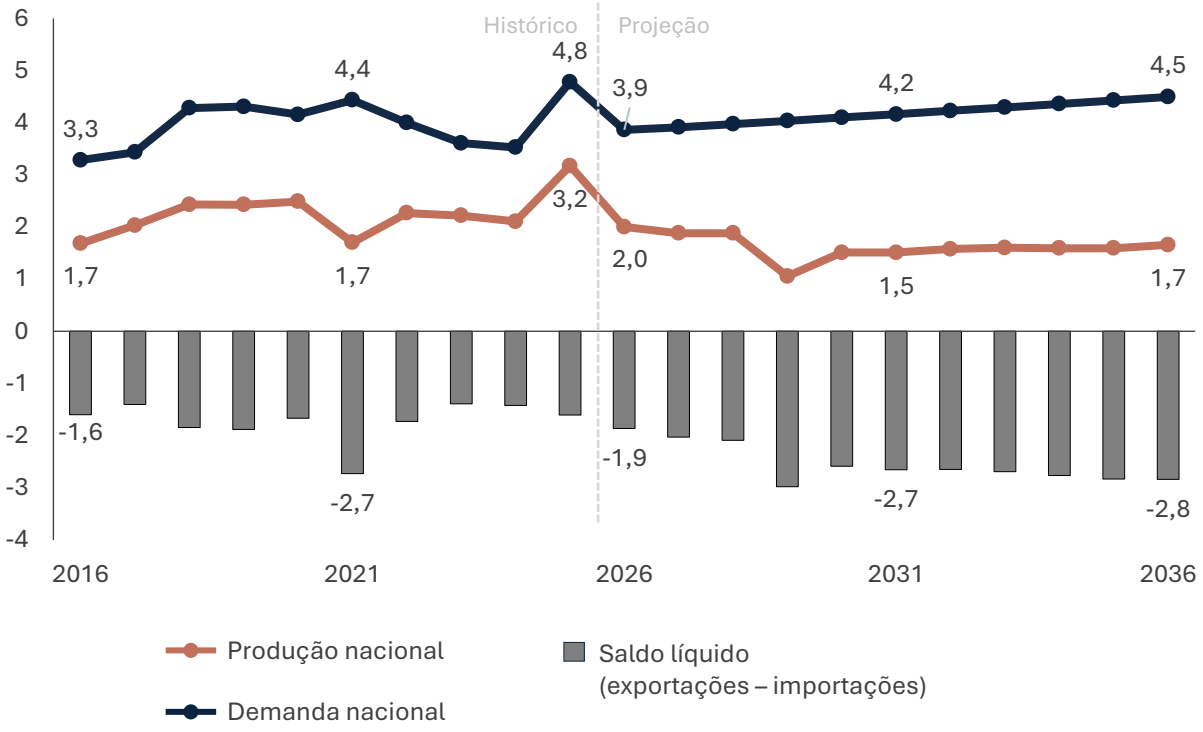
- A produção de óleo combustível deverá permanecer relativamente estável ao longo do horizonte de projeção, superando a demanda doméstica e mantendo excedentes para a exportação.
- A partir de 2020, a produção e as exportações de óleo combustível cresceram de forma expressiva, impulsionadas pela oportunidade de fornecimento de *bunker* de baixo teor de enxofre em atendimento às especificações da IMO 2020.
- Nos próximos anos, os investimentos previstos no Complexo Boaventura e em unidades de hidrotratamento de diesel deverão reduzir a participação do óleo combustível na produção das refinarias.
- Ainda assim, o óleo combustível continuará apresentando excedentes exportáveis, permanecendo como um importante produto de exportação.

Nota: Inclui óleo combustível marítimo (bunker 0,5%), óleo combustível industrial e de geração termelétrica BTE (1%) e ATE (2%) e óleo combustível de xisto. O fornecimento para rotas internacionais é contabilizado no gráfico como demanda doméstica.

Lubrificantes: Brasil permanece importador líquido ao longo do decênio, apesar da entrada em produção do Complexo Boaventura

Balanço nacional de lubrificantes (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.

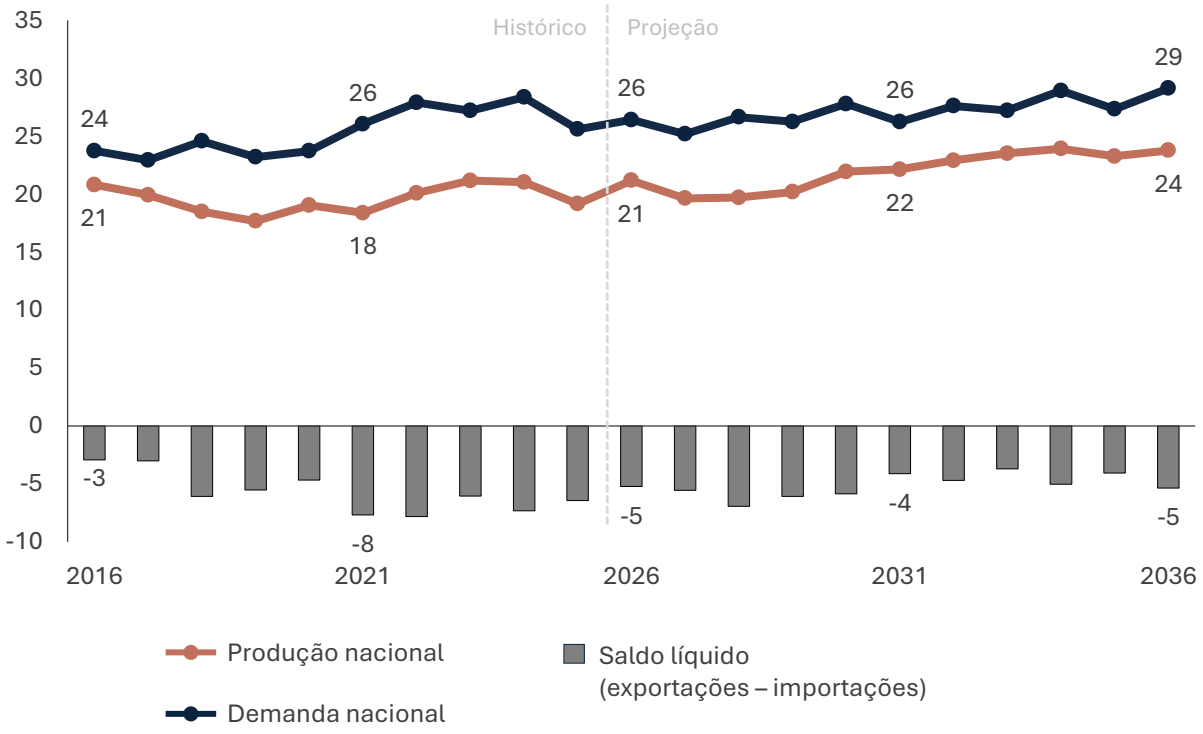


- A produção nacional de lubrificantes deverá sofrer redução de 15% ao longo do horizonte decenal devido à descontinuidade da produção de óleos básicos Grupo I na Reduc.
- A entrada em operação da unidade de lubrificantes básicos Grupo II no Complexo Boaventura promoverá uma modernização da oferta nacional de lubrificantes, com a produção de básicos de maior desempenho, maior estabilidade à oxidação e menor teor de enxofre, mais adequados às exigências dos motores modernos. Entretanto, sua capacidade não será suficiente para compensar a redução da produção doméstica.
- O Brasil seguirá dependente de importações de lubrificantes, que deverão suprir mais de 60% da demanda doméstica no fim do decênio analisado.

Outros derivados de petróleo: Brasil continuará dependente de importações de asfaltos, coque e solventes

Balanço nacional de outros secundários de petróleo (mil m³/d)

Fonte: Elaboração EPE.



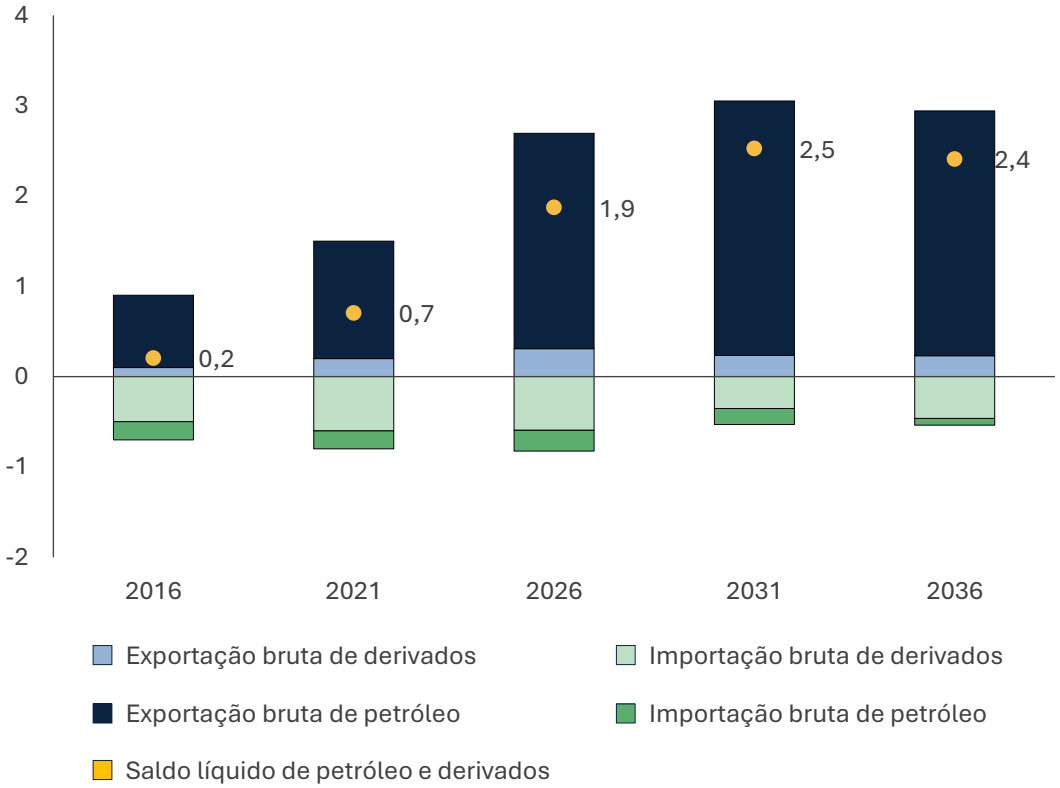
Nota: Inclui asfaltos (asfalto diluído e cimento asfáltico), coque verde de petróleo (inclui coque grau anodo, grau siderúrgico e grau energético e não inclui coque calcinado), gasolina de aviação e solventes (não inclui benzeno, tolueno, xilenos e aromáticos mistos). Não inclui lubrificantes.

- Entre 2026 e 2036, as produções de asfaltos (+9%) e de coque de petróleo (+15%) deverão exibir crescimento, enquanto a produção de solventes (-7%) deverá registrar queda.
- Ao longo do período decenal, o Brasil permanecerá importador líquido de outros produtos secundários de petróleo, incluindo asfaltos, coque de petróleo e solventes.
- Por sua vez, o balanço nacional de gasolina de aviação indica equilíbrio entre a produção e a demanda nacional.

Os volumes excedentes de petróleo superam amplamente os déficits de derivados ao longo do período decenal

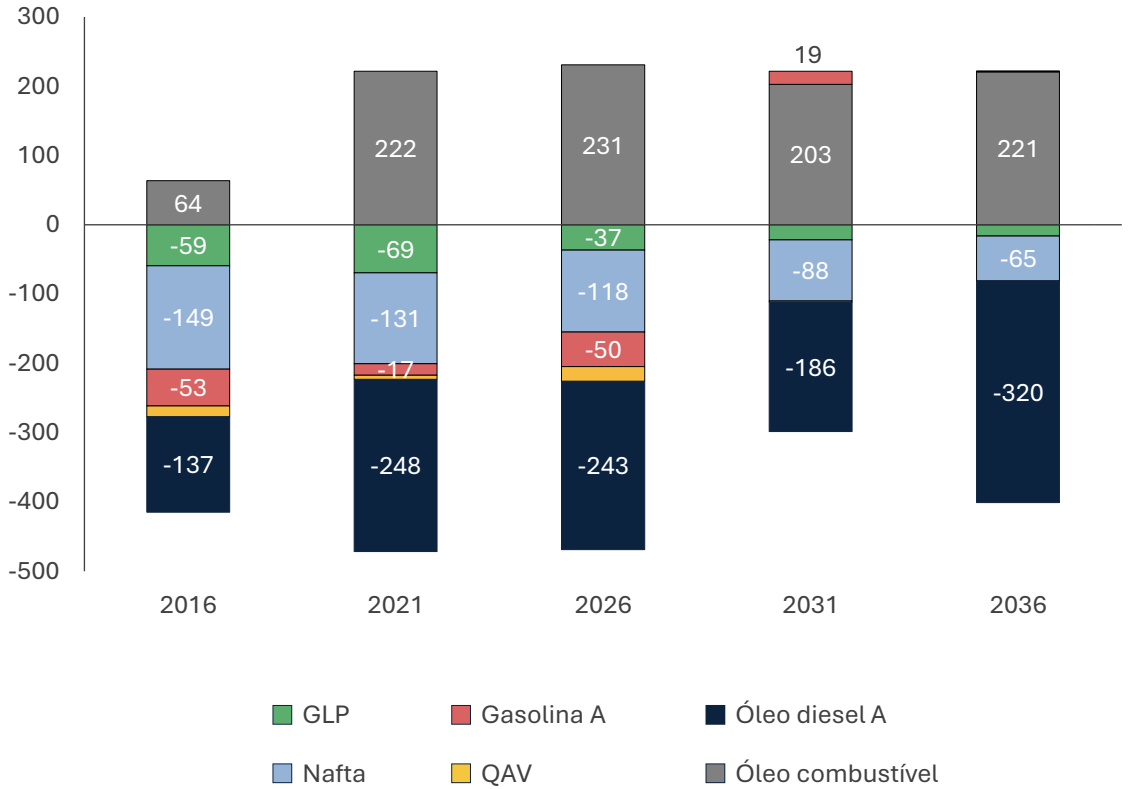
Saldo líquido de petróleo e derivados (milhão b/d)

Fonte: Elaboração EPE.



Saldo líquido de derivados por produto (mil b/d)

Fonte: Elaboração EPE.



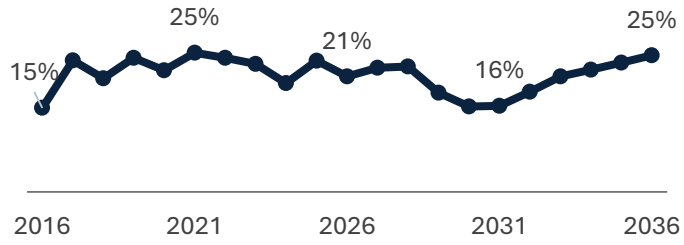
Notas: Petróleo inclui óleo cru e condensados. Derivados incluem GLP, nafta, gasolina, QAV, óleo diesel, óleo combustível e outros secundários de petróleo. Em ambos os gráficos, valores positivos indicam exportações,, valores negativos representam importações.

Brasil se tornará autossuficiente em QAV e gasolina, reduzirá sua dependência de nafta e GLP, e ampliará a sua dependência externa de diesel

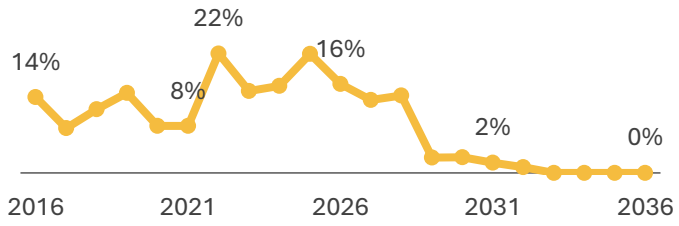
Dependência externa de derivados de petróleo (%)

Fonte: Elaboração EPE.

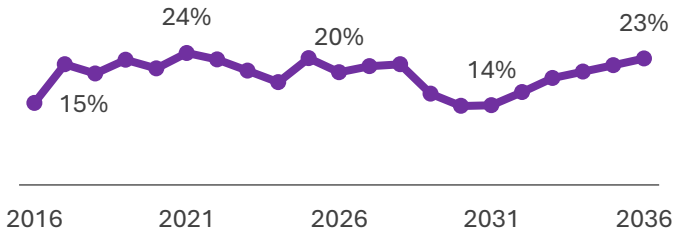
Óleo diesel A



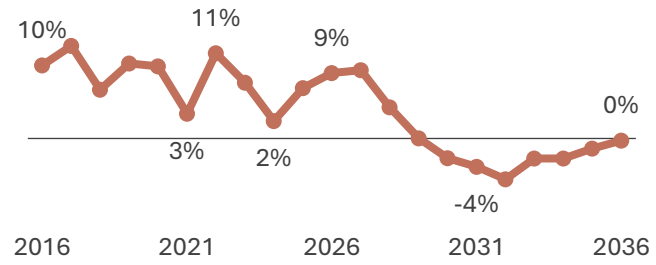
QAV



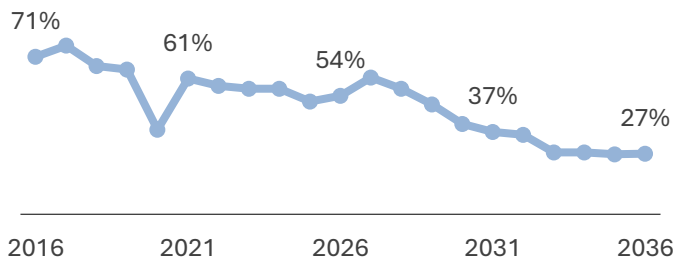
Destilados médios (óleo diesel A + QAV)



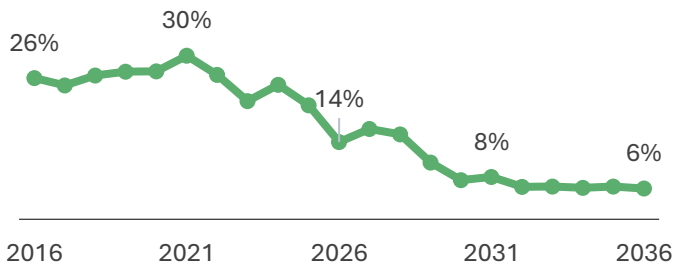
Gasolina A



Nafta



GLP



Notas: Dependência externa calculada como a relação entre as importações líquidas e a demanda doméstica. Valores negativos de dependência externa indicam superávit do produto. O óleo combustível não é apresentado, pois registra superávit durante todo o período decenal.

PDE 2036

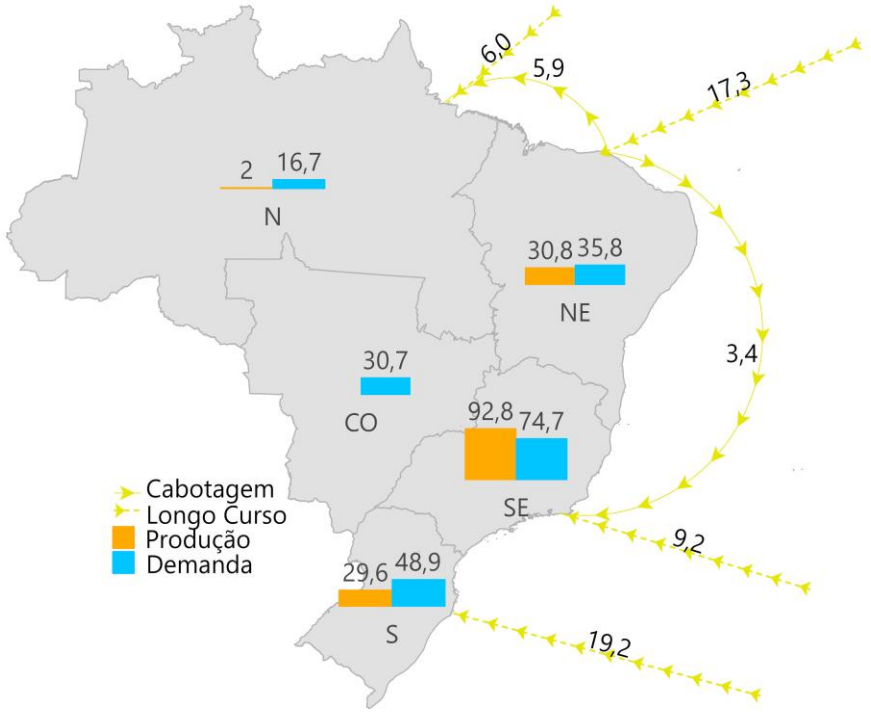
Infraestrutura logística de derivados de petróleo

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Fluxos logísticos inter-regionais e internacionais de óleo diesel A

Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de óleo diesel A no Brasil em 2036 (mil m3/d)

Fonte: Elaboração EPE.



Demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local de óleo diesel A em 2036 (mil m^3/d)

Fonte: Elaboração EPE.

Região	Produção	Demanda alocada em bases	Produção/ Demanda (%)
Norte	2,0	16,7	12%
Nordeste	30,8	35,8	86%
Centro-Oeste	-	30,7	0%
Sudeste	92,8	74,7	124%
Sul	29,6	48,9	61%

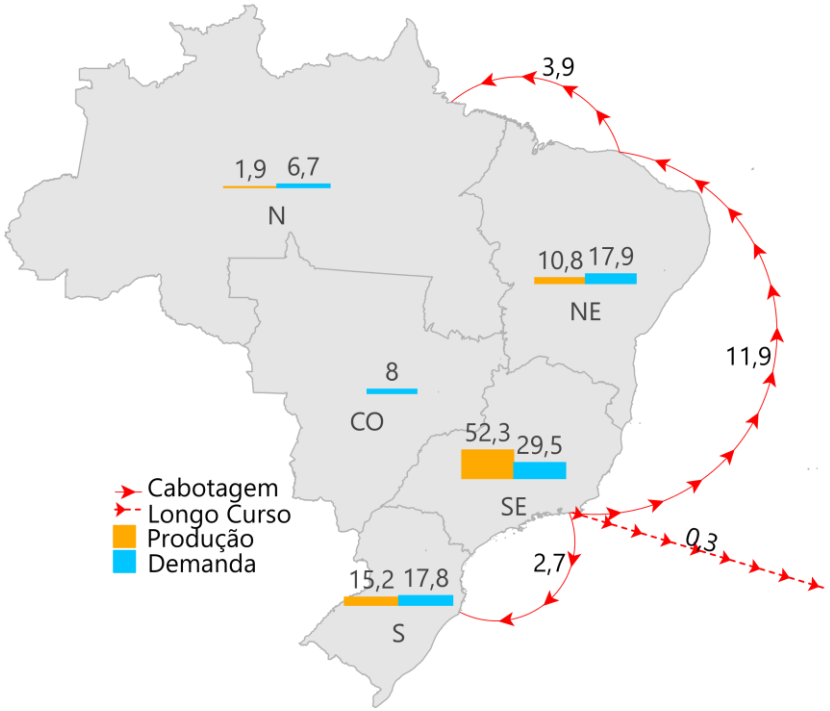
- Em 2036, as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul serão deficitárias de óleo diesel, enquanto a Região Sudeste se manterá superavitária.
- As importações de óleo diesel em 2036 entrarão pelas regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Norte.
- A maior parte da demanda de óleo diesel A da Região Norte será atendida por importações e por cabotagem oriunda da Região Nordeste.
- A Região Sudeste enviará parte de seu excedente de produção para o abastecimento da Região Centro-Oeste, por meio do Oleoduto São Paulo-Brasília (Osbra).

Notas: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região. Os volumes representados na figura compreendem todos os tipos de óleo diesel (S10, S500, S1800 e S5000).

Fluxos logísticos inter-regionais e internacionais de gasolina A

Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de gasolina A no Brasil em 2036 (mil m3/d)

Fonte: Elaboração EPE.



Demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local de gasolina A em 2036 (mil m^3/d)

Fonte: Elaboração EPE.

Região	Produção	Demanda alocada em bases	Produção/ Demanda (%)
Norte	1,9	6,7	28%
Nordeste	10,8	17,9	60%
Centro-Oeste	0,0	8,0	0%
Sudeste	52,3	29,5	177%
Sul	15,2	17,8	85%

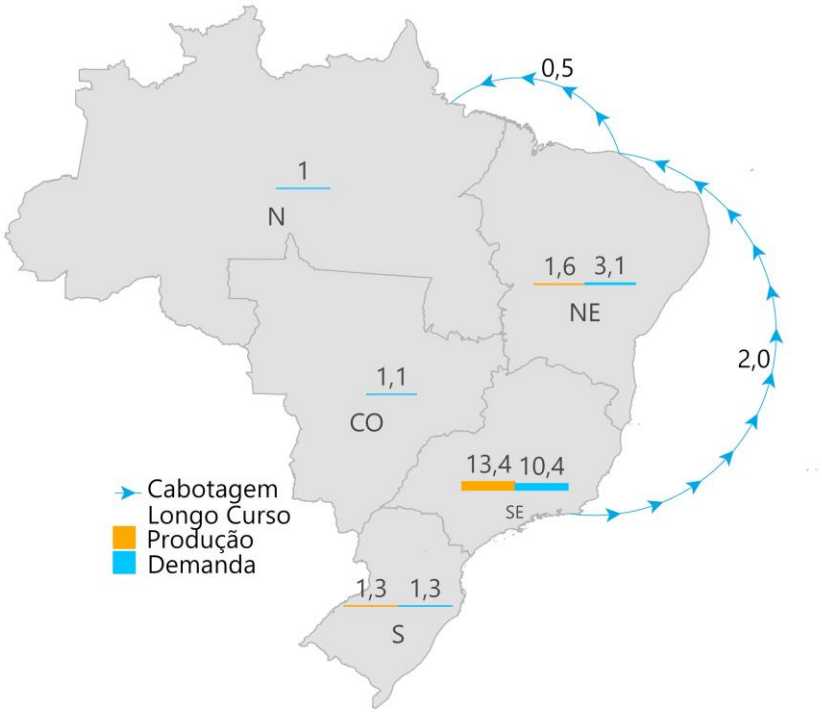
- Em 2036, as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul serão deficitárias de gasolina, enquanto a Região Sudeste se manterá superavitária.
- O excedente de oferta de gasolina da Região Sudeste abastecerá o Centro-Oeste e também complementará o atendimento da demanda das regiões Norte, Nordeste e Sul.
- O Nordeste contribuirá com parte do abastecimento da Região Norte por meio da cabotagem.
- Em 2036, o excedente de produção de gasolina A da Região Sudeste permitirá a exportação do produto.

Notas: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região.

Fluxos logísticos inter-regionais e internacionais de QAV

Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de QAV no Brasil em 2036 (mil m3/d)

Fonte: Elaboração EPE.



Demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local de QAV em 2036 (mil m^3/d)

Fonte: Elaboração EPE.

Região	Produção	Demanda alocada em bases	Produção/ Demanda (%)
Norte	0,4	1,0	46%
Nordeste	1,6	3,1	52%
Centro-Oeste	0,0	1,1	0%
Sudeste	13,4	10,4	129%
Sul	1,3	1,3	100%

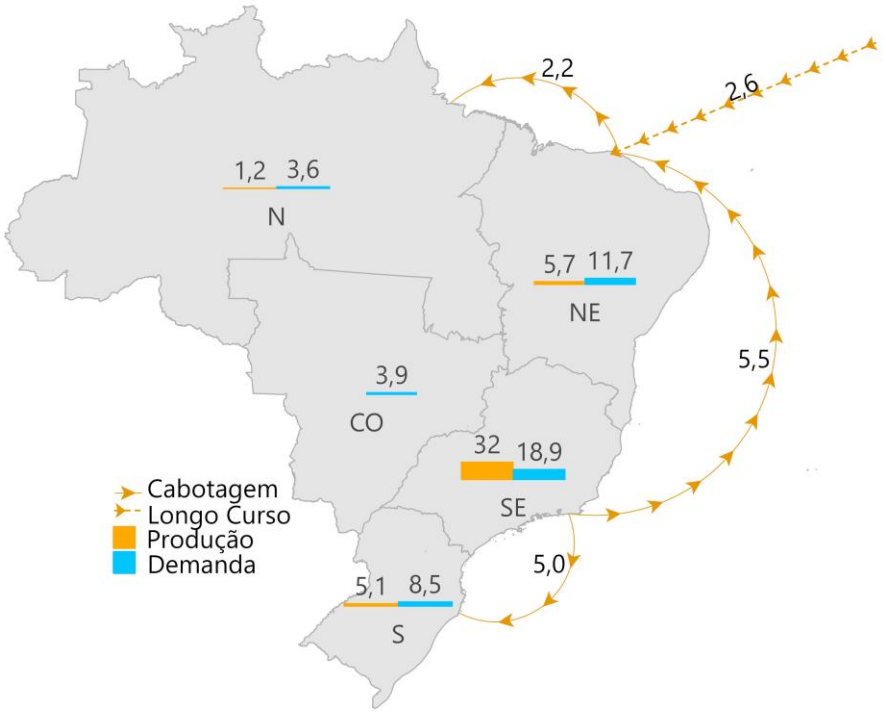
- Em 2036, as regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste serão deficitárias em QAV, a Região Sudeste se manterá superavitária, enquanto a Região Sul será autossuficiente.
- Aproximadamente metade da demanda de QAV da Região Norte será atendida por cabotagem proveniente da Região Nordeste.
- A Região Sudeste abastecerá o Centro-Oeste por transporte rodoviário.

Notas: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região.

Fluxos logísticos inter-regionais e internacionais de GLP

Movimentações aquaviárias inter-regionais e internacionais de GLP no Brasil em 2036 (mil m3/d)

Fonte: Elaboração EPE.



Demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local de GLP em 2036 (mil m^3/d)

Fonte: Elaboração EPE.

Região	Produção	Demanda alocada em bases	Produção/ Demanda (%)
Norte	1,2	3,6	33%
Nordeste	5,7	11,7	49%
Centro-Oeste	0,0	3,9	0%
Sudeste	32,0	18,9	169%
Sul	5,1	8,5	60%

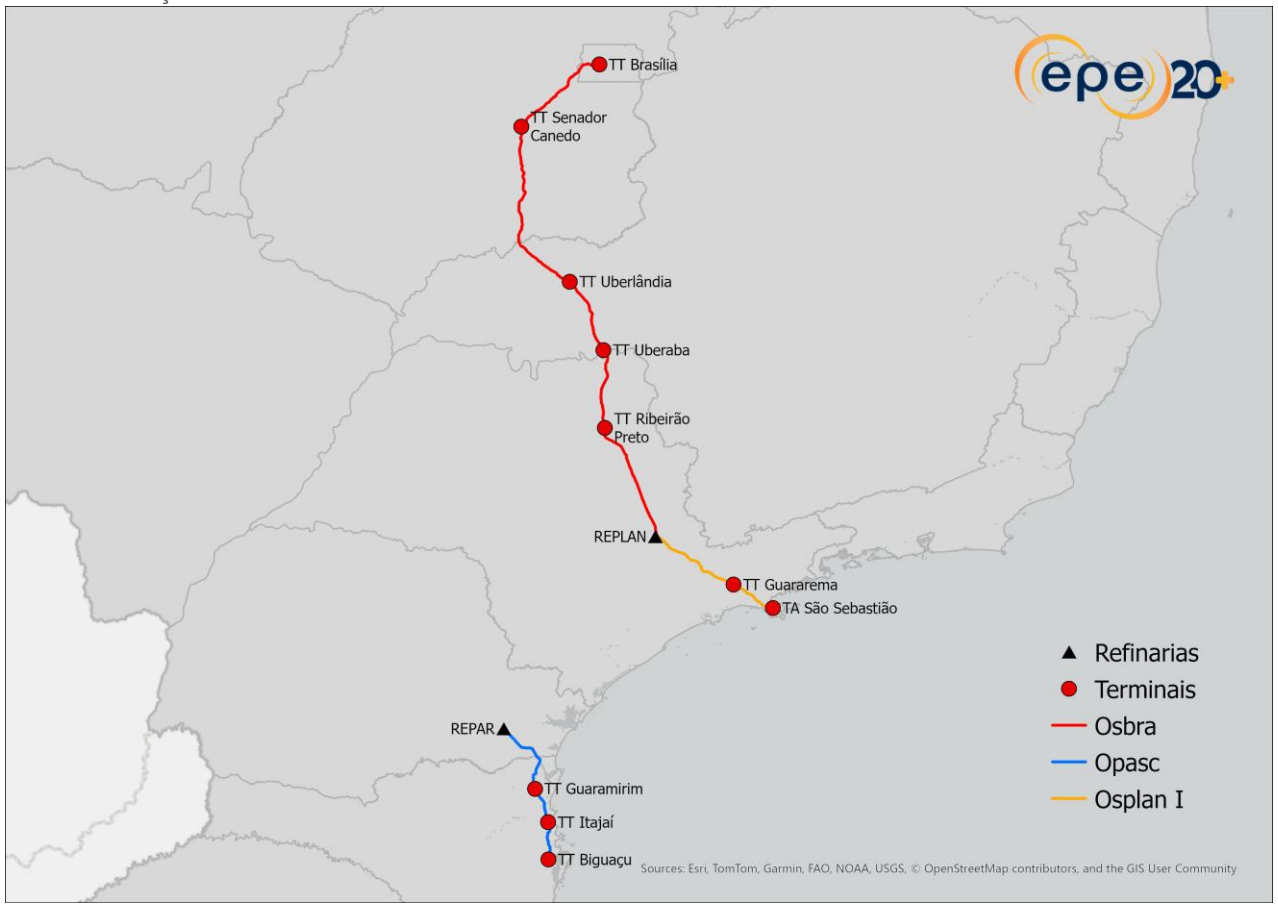
- Em 2036, as regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sul serão deficitárias de GLP, enquanto a Região Sudeste se manterá superavitária.
- A demanda de GLP da Região Norte será complementada, via cabotagem, pela Região Nordeste.
- As importações de GLP ocorrerão pela Região Nordeste.
- O excedente do Sudeste será enviado para atendimento das regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sul.
- A dependência externa de GLP será fortemente reduzida ao longo do decênio, mas as importações ainda serão necessárias para complementar a oferta nacional em 2036.

Notas: Os percentuais na figura referem-se às parcelas da demanda regional alocada em bases atendidas pela produção local, de modo que valores acima de 100% refletem um excedente de oferta na região. Setas de fluxos inter-regionais são ilustrativas, não indicando a localização exata de origem e destino das movimentações em cada região. Bases localizadas em uma determinada região podem atender o consumo final em municípios de outra região.

Movimentações de derivados pela infraestrutura dutoviária

Oleodutos de transporte que atingem o limite da capacidade até 2036

Fonte: Elaboração EPE.



- As projeções do PDE 2036 indicam que três oleodutos de transporte de derivados poderão atingir a saturação ou ficar próximos de suas capacidades máximas no horizonte decenal:
  - Oleoduto Paraná-Santa Catarina (Opasc), que conecta Araucária/PR a Biguaçu/SC;
  - Oleoduto São Paulo-Brasília (Osbra), que conecta Paulínia/SP a Brasília/DF;
  - Oleoduto São Sebastião-Paulínia (Osplan I), que conecta Guararema/SP a Paulínia/SP.
- Com a utilização máxima de alguns dutos, será necessário melhorar a eficiência operacional dos processos logísticos e investir em infraestrutura logística para evitar eventuais desabastecimentos regionais.
- O Plano Indicativo de Oleodutos – PIO, elaborado pela EPE, indica que o aumento da demanda por derivados e a necessidade de abastecimento em regiões mais distantes da costa poderão representar potencial mercado para movimentação de combustíveis por dutos.

PDE 2036

Considerações finais

epe 20+ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Considerações finais

- O Brasil consolidará sua condição de exportador líquido de petróleo ao longo do período 2026–2036, ampliando sua relevância no mercado internacional de petróleo.
- No mercado internacional, projeta-se moderação dos preços do petróleo Brent, condicionada à normalização da oferta, com viés de alta diante de restrições físico-logísticas e baixo investimento, e de baixa em caso de sobreoferta e substituição tecnológica energética acelerada.
- A demanda global por derivados de petróleo deverá permanecer consistente com o crescimento econômico global, devido aos desafios ainda existentes para substituição dos combustíveis fósseis em segmentos de difícil descarbonização. A demanda de gasolina deverá atingir seu ápice e reduzir seu prêmio. Mesma tendência não ocorre com o óleo diesel, cuja conjuntura de escassez pressiona suas cotações no curto prazo. Apesar da desaceleração do crescimento da demanda de óleo diesel prevista após 2035, o seu prêmio frente ao Brent mantém-se elevado em comparação ao histórico e em ascensão ao longo de todo período decenal.
- Com os investimentos previstos no decênio, a capacidade nacional de refino será ampliada em aproximadamente 10% entre 2026 e 2036.
- Apesar da expansão da capacidade de refino, o Brasil permanecerá importador líquido de derivados de petróleo ao longo de todo o horizonte de análise, principalmente de óleo diesel e nafta.
- O óleo combustível continuará apresentando excedentes exportáveis durante todo o decênio, enquanto o GLP seguirá dependente de importações, apesar da expressiva redução dos volumes importados.
- A substituição gradual do diesel S500 pelo S10 continuará representando um desafio para o parque nacional de refino, demandando investimentos em unidades de hidrotratamento, hidroconversão e geração de hidrogênio para ampliar a produção de combustíveis de baixo teor de enxofre.
- Ao longo do período decenal, o setor de refino deverá avançar na descarbonização de suas operações e da oferta de combustíveis, com destaque para a introdução do combustível sustentável de aviação (SAF), a modernização das refinarias, o aumento da eficiência energética e a ampliação da produção de combustíveis de menor intensidade de carbono.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Autorizações para refino de petróleo. Rio de Janeiro: ANP, 2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/autorizacoes-para-refino-de-petróleo. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Dados estatísticos.* ANP, 2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 807, de 23 de janeiro de 2020. ANP, 2020. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-807-2020>. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 899, de 18 de novembro de 2022. ANP, 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-899-2022>. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 903, de 18 de novembro de 2022. ANP, 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-903-2022>. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 905, de 18 de novembro de 2022. ANP, 2022. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-905-2022>. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 968, de 30 de abril de 2024. ANP, 2024. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-968-2024>. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 988, de 8 de setembro de 2025. ANP, 2025. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-988-2025>. Acesso em: **3 ago. 2026**.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP nº 997, de 25 de março de 2026. ANP, 2026. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-997-2026-estabelece-as-especificacoes-dos-querosenes-de-aviacao-jet-a-e-jet-a-1-e-dos-componentes-sinteticos-de-mistura-bem-como-as-obrigacoes-quanto-ao-controle-da-qualidade-a-serem-atendidas-pelos-agentes-economicos-que-comercializam-esses-produtos-em-territorio-nacional?origin=instituição. Acesso em: **3 ago. 2026.**

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *ANP faz estudo sobre descontinuidade dos óleos diesel S500 e S1800.* ANP, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-faz-estudo-sobre-descontinuidade-dos-oleos-diesel-s500-e-s1800. Acesso em: **3 ago. 2026**.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono e a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono; institui o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. Brasília, DF, 2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/l14993.htm. Acesso em: **3 ago. 2026.**

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução CNPE nº 8, de 25 de junho de 2025. Brasília: CNPE, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/RetifeResCNPE82025.pdf. Acesso em: **3 ago. 2026**.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução CNPE nº 9, de 25 de junho de 2025. Brasília: CNPE, 2025. Disponível em https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2025/ResoluoCNPE9publicada.pdf. Acesso em: **3 ago. 2026**.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Experiências internacionais em modelos do abastecimento de derivados de petróleo. **Nota Técnica EPE/DPG/SDB/2020-05**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica---Experiencias-Internacionais-em-Modelos-do-Abastecimento-de-Derivados-de-Petroleo.aspx. Acesso em: **3 ago. 2026**.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2035: Caderno de Abastecimento de Derivados de Petróleo.* Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/CA-EPE-DPG-SDB-2025-13_PDE%202035_Caderno%20de%20Abastecimento%20de%20Derivados%20de%20Petr%C3%B3leo.pdf. Acesso em: **3 ago. 2026**.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Indicativo de Oleodutos – 2025. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-oleodutos-2025. Acesso em: **3 ago. 2026.**

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *Petroleum & Other Liquids Spot Prices*. Washington: EIA, 2026. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm. Acesso em: **3 ago. 2026**.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS. Comex Stat. Brasília: MDIC, 2026. Disponível em: https://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral. Acesso em: 3 ago. 2026.

PETROBRAS. *Plano Estratégico: o que norteia nossas decisões.* Petrobras, 2026. Disponível em: https://petrobras.com.br/quem-somos/estratégia. Acesso em: **3 ago. 2026**.

PETROBRAS. *Indicadores ESG.* Petrobras, 2026. Disponível em: https://www.investidorpetrobras.com.br/esg-meio-ambiente-social-e-governanca/indicadores/. Acesso em: **3 ago. 2026**.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Despacho do Presidente da República. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2025. Disponível em: https://www.in.gov.br/web/dou/-/despacho-do-presidente-da-republica-722436453. Acesso em: **3 ago. 2026.**

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento

epe MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA GOVERNO DO BRASIL DO LADO DO POVO BRASILEIRO

AGRADECIMENTOS

Expressamos nossos agradecimentos:

- À Filipe de Pádua pelas valiosas contribuições técnicas e debates produtivos.
- À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), especialmente ao Sr. José Lopes de Souza, pelo compartilhamento de dados, no âmbito do Acordo de Cooperação Técnico-Operacional ANP EPE, que foram essenciais para o desenvolvimento deste estudo.
- À Petrobras pelo compartilhamento de informações sobre investimentos em infraestrutura de refino e logística.
- À equipe do Departamento de Combustíveis Derivados do Petróleo (DCDP) do Ministério de Minas e Energia (MME) pelos diálogos frutíferos que contribuíram na concepção deste documento.
- Às equipes do MME pela revisão do documento e pelas contribuições apresentadas, que contribuíram para seu aperfeiçoamento: Departamento de Informações, Estudos e Eficiência Energética (DIEE/SNTEP); Departamento de Combustíveis Derivados do Petróleo (DCDP/SNPGB); Secretaria Executiva (SE).
- Crédito da imagem utilizada na capa deste caderno: Ehder de Souza / Agência Petrobras. Os ícones foram obtidos em Flaticon/Dewi Sari e Flaticon/Magnific.





PDE 2036

Clique aqui e acesse todos os estudos do PDE 2036

Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:

epe

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO