PDE 2036

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036

Gás Natural

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 Gás Natural

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 16 de novembro de 2026

Rio de Janeiro, 2026

Foto da capa: Marcos Morteira / Petrobras.

FICHA TÉCNICA

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Gás Natural

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva
Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Técnica
Marcos Frederico Farias de Sousa
Marcelo Ferreira Alfradique
Ana Claudia Sant'Ana Pinto
Henrique Plaudio G. Rangel

Autores

Superintendência de Petróleo e Gás Natural
Aureo Igor Wanderley Ramos
Bianca Nunes de Oliveira
Carolina Oliveira de Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Filipe Soares da Cruz
Gabriel Lacerda da Silva
Gabriela Nascimento da Silva
Harnon Martins Ramos
Ivan Pablo Lobos Aviles
Laura Cristina Daltro Cardoso
Luiz Paulo Barbosa da Silva
Marcelo Pereira Almeida
Nathalia Alves Anes Rodrigues
Nelson Pereira Filho

Apoio Administrativo
Valeria dos Santos Pereira



PDE 2036

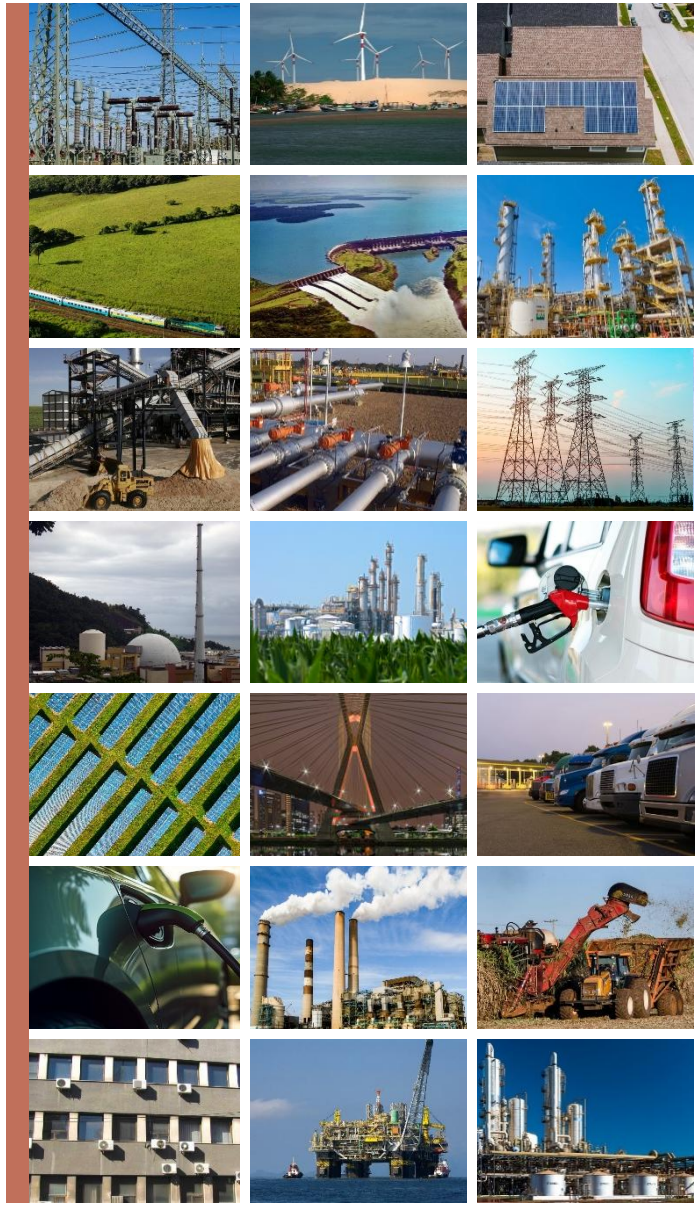
Caderno de Gás Natural

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 Gás Natural busca identificar, contextualizar e analisar a infraestrutura de gás natural existente e projetada e os perfis de oferta e demanda, que representam o mercado brasileiro deste energético no horizonte do PDE 2036.

Este estudo também visa avaliar as infraestruturas consideradas no período frente ao seu balanço de ofertas e demandas, de modo a sinalizar necessidades de ampliações. Por fim, este caderno também busca apresentar estimativas de investimentos para o horizonte do estudo, de modo a fornecer informações relevantes quanto à evolução deste mercado.



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	17/11/2026	Publicação inicial.

SUMÁRIO

- Infraestrutura de gás natural
- Oferta
- Demanda
- Balanço
- Simulação
- Investimentos
- Considerações finais e perspectivas

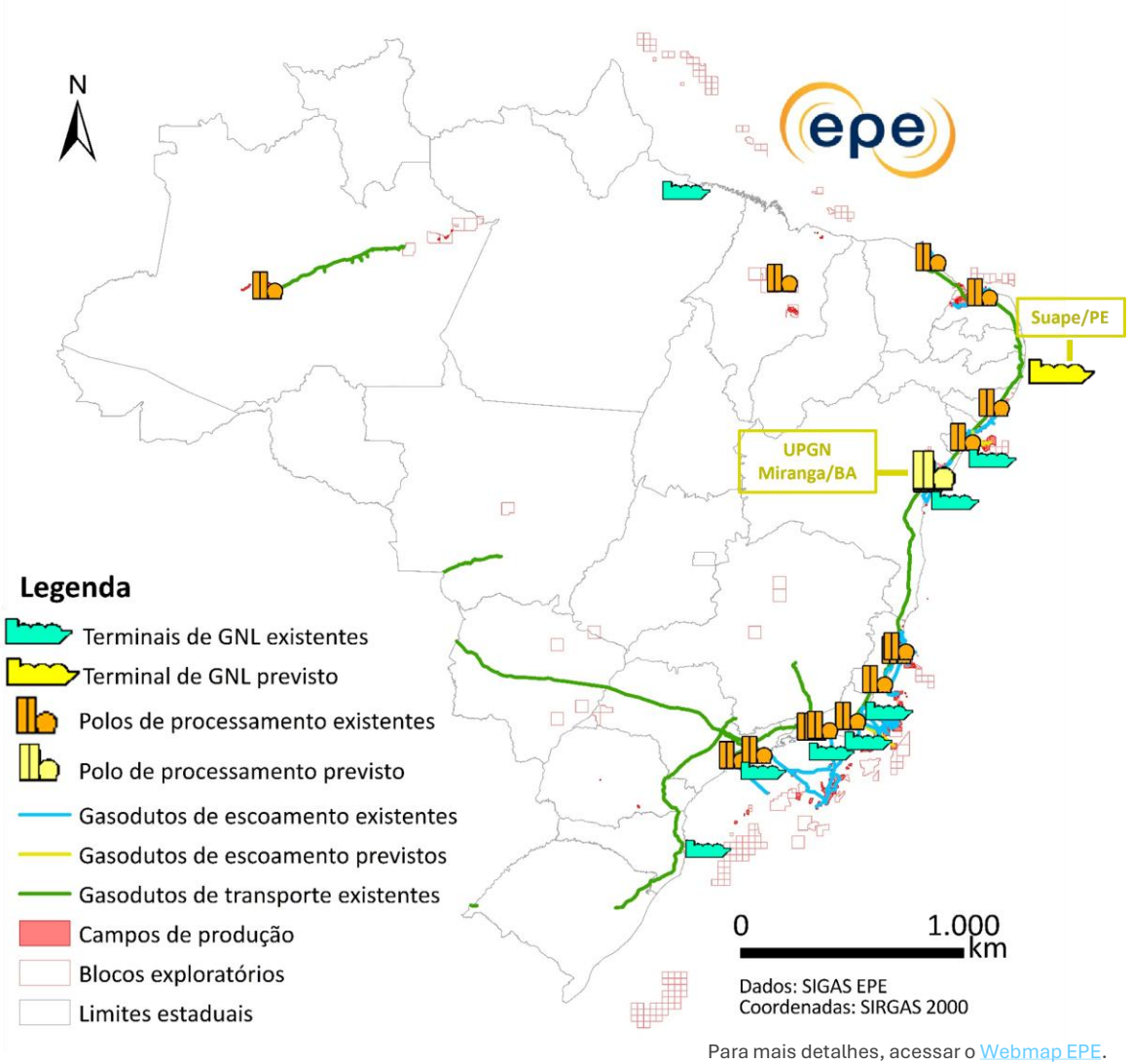
PDE 2036

Infraestrutura de gás natural

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

Gasodutos de escoamento e transporte

- **Gasodutos existentes**: 6.330 km de gasodutos de escoamento e transferência e 9.528 km de gasodutos de transporte.
- **Malha integrada de gasodutos de transporte existentes:** compreende os sistemas Nordeste e Sudeste, o Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (GASUP - trecho 3), além dos terminais de GNL e das UPGNs conectados a esses dutos.
- **Sistemas isolados de gasodutos de transporte existentes:** compreendem o Lateral Cuiabá, o GASUP (trecho 1), que liga a fronteira com a Argentina até a Usina Termoelétrica (UTE) de Uruguaiana, e o sistema Urucu-Coari-Manaus, associado às respectivas ofertas de gás natural.
- **Gasodutos de escoamento previstos**: o Gasoduto Raia – Terminal de Cabiúnas (TECAB), com capacidade de 16 milhões m^3 por dia (MMm^3/dia) e início previsto para 2028(1); e o projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP), com capacidade de 18 MMm^3/dia, com início da produção previsto para 2030 no caso de SEAP II(2) e em 2031+ no caso de SEAP I.

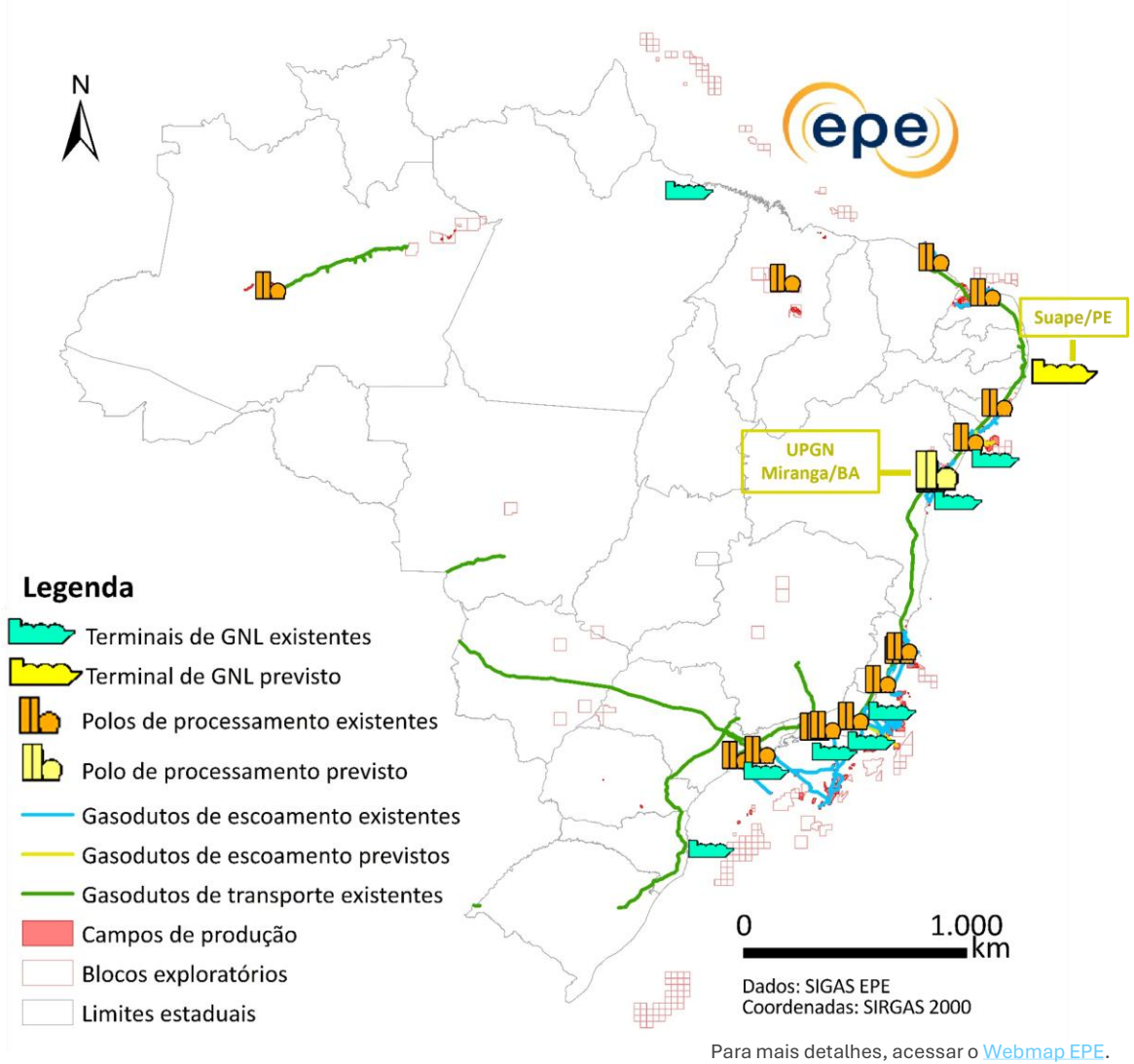


Para mais detalhes, acessar o Webmap EPE.

Notas: (1) O trecho de 15 km do gasoduto em águas rasas foi instalado em setembro de 2025, concluindo uma das etapas do Programa Novo PAC; (2) Em dezembro de 2025, a Petrobras aprovou a decisão final de investimento (*final investment decision* - FID) de SEAP II e, em abril de 2026, aprovou o FID de SEAP I.

Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs)

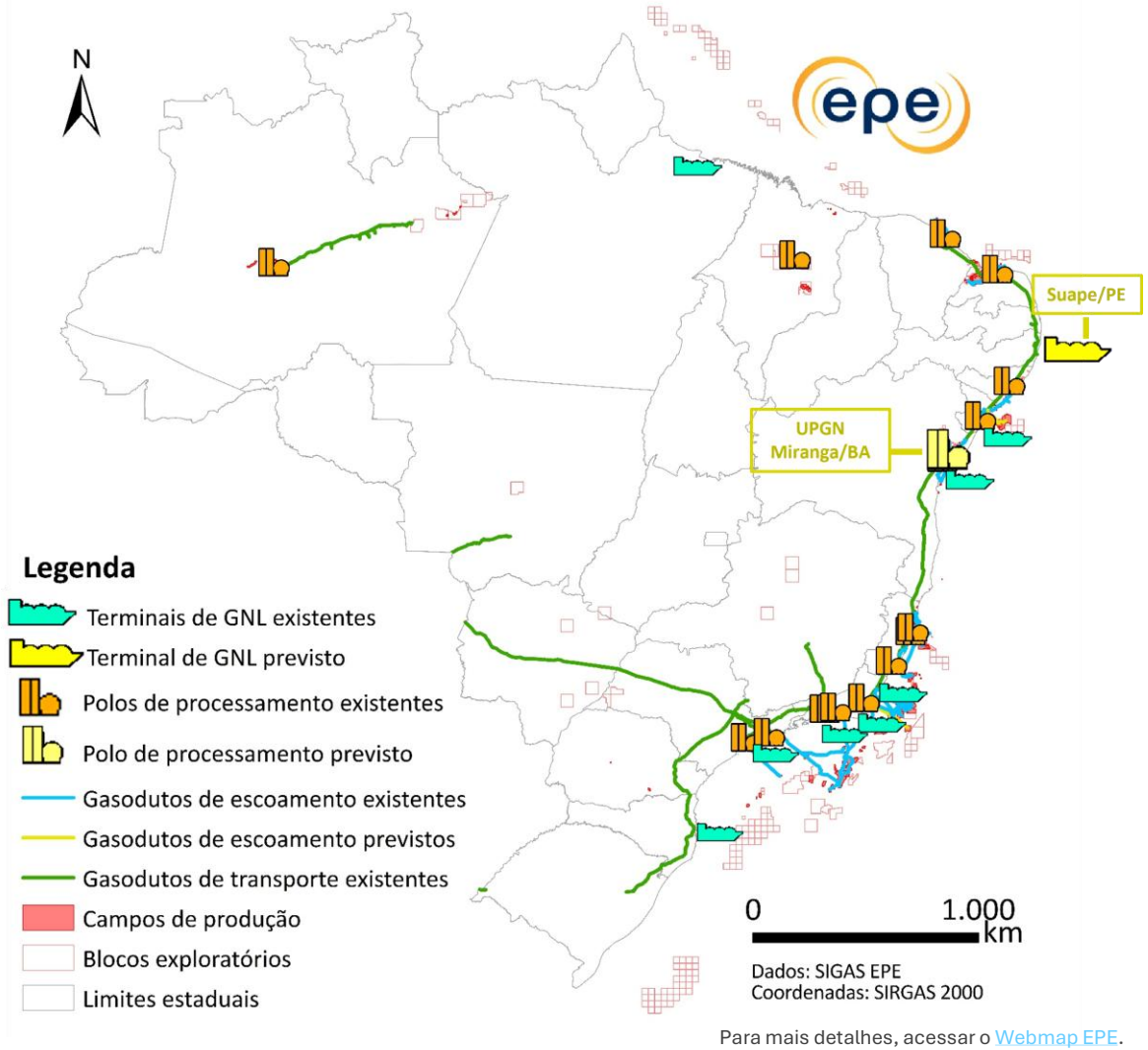
- **Unidades de processamento existentes**: 14 UPGNs em operação, com capacidade total de 120,1 MMm^3/dia, sendo 91,2 MMm^3/dia no Sudeste, 16,7 MMm^3/dia no Nordeste e 12,2 MMm^3/dia no Norte.
- O segundo módulo da **UPGN do Complexo de Energias Boaventura/RJ**, da Petrobras, entrou em operação em maio de 2025. Com a incorporação desse módulo ao primeiro, a capacidade de processamento da UPGN passou a ser de 21 MMm^3/dia.
- **Unidade de processamento prevista**: UPGN de Miranga/BA, com capacidade inicial de 950 mil m^3/dia e potencial de expansão para até 1,5 MMm^3/dia. O início de operação está previsto para 2028.



Para mais detalhes, acessar o Webmap EPE.

Terminais de regaseificação de GNL: infraestrutura existente e expansão prevista

- **Terminais de regaseificação de GNL existentes:** oito terminais, sendo Porto do Açu/RJ (21 MMm^3/dia), Barra dos Coqueiros/SE (21 MMm^3/dia), Baía de Guanabara/RJ (20 MMm^3/dia), Baía de Todos os Santos/BA (20 MMm^3/dia), Terminal Gás Sul (TGS)/SC (15 MMm^3/dia), Barcarena/PA (15 MMm^3/dia), Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP)/SP (14 MMm^3/dia) e Itaguaí/RJ(1) (8,5 MMm^3/dia).
- **Terminal de regaseificação de GNL previsto:** Suape/PE, com capacidade de 14 MMm^3/dia e início de operação previsto para 2027(2).



Para mais detalhes, acessar o Webmap EPE.

Notas: (1) Na Baía de Sepetiba/RJ, a Karpowership Brasil Energia (KPS) opera quatro termelétricas flutuantes e um navio de armazenamento e regaseificação de GNL (FSRU); (2) A empresa Oncorp firmou memorando de entendimento com a GNLink para a distribuição de GNL em pequena escala, por meio de transporte rodoviário e da Ferrovia Transnordestina.

PDE 2036

Oferta

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

Premissas de oferta de gás natural do PDE 2036

Premissas:

- Produção líquida processada em 14 UPGNs existentes e em operação[1] e em uma unidade futura.
- Importação de GNL por oito terminais existentes e um futuro.
- Importação por dutos via GASBOL, Lateral-Cuiabá e GASUP (trecho 1).
- Movimentação pela malha de gasodutos existentes de escoamento e transporte, além de dois gasodutos futuros de escoamento.

Incertezas:

- Possibilidade de implantação de futuras UPGNs e de novas rotas de escoamento do pré-sal.
- Conexão do terminal de GNL do Porto do Açu à malha de gasodutos de transporte, cuja rota ainda está em definição, mas deverá ocorrer dentro do horizonte decenal.
- Capacidade de suprimento de gás natural proveniente da Bolívia e da Argentina.
- Em empreendimentos individuais não conectados à malha, os agentes poderão eventualmente optar pela conexão para atender maiores volumes de demanda.

Projetos de Oferta Futuros[2]



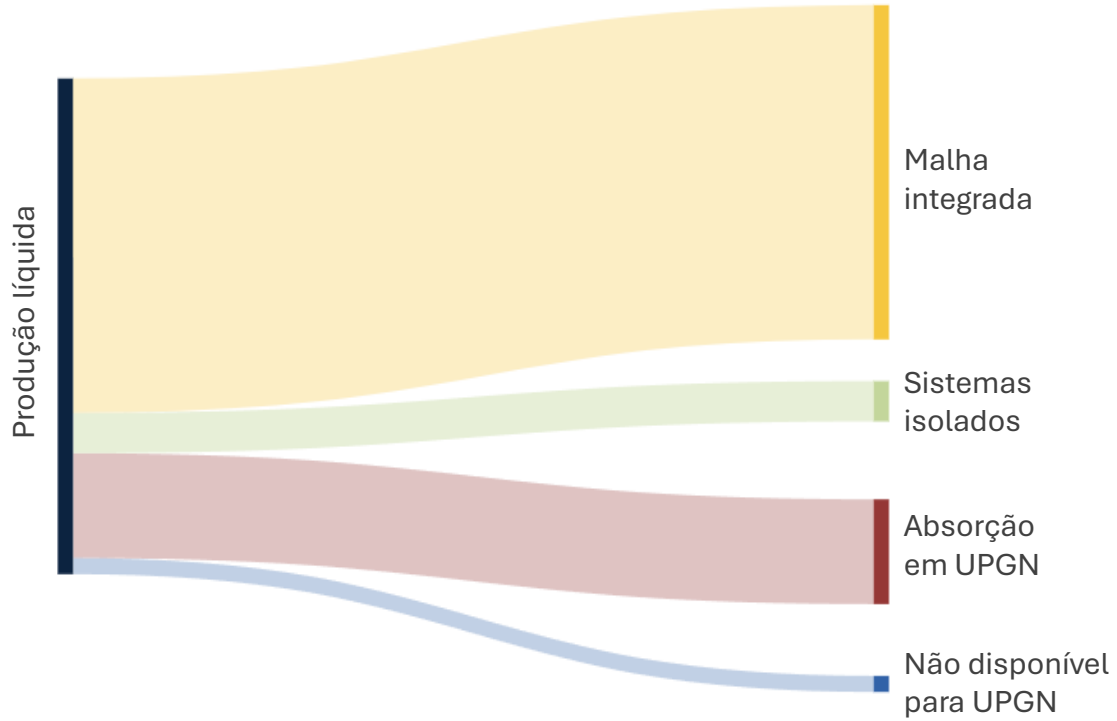
Notas: (1) Inclui as 14 UPGNs em operação. As UPGNs Atalaia, Candeias e RPBC não são consideradas, pois tiveram suas operações revogadas entre 2021 e 2023; (2) Projetos futuros em relação ao início de operação. Não incluem os projetos estudados nos Planos Indicativos.

Da produção líquida à oferta potencial nacional

A produção líquida estimada pela EPE passa por algumas etapas até se tornar a oferta potencial de gás natural que poderá chegar ao mercado:

- O gás natural é escoado até as UPGNs, onde é processado para atender às especificações, com a produção concomitante de líquidos de gás natural (LGN), como gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural.
- Parte dos volumes é enviada a outros campos produtores para utilização nas próprias atividades de exploração e produção (E&P) ou consumida para geração termelétrica na *boca do poço,* não ficando disponível para processamento nas UPGNs.
- Outra parte dos volumes de gás natural especificado está disponível em regiões ainda não conectadas à malha integrada de gasodutos de transporte (por exemplo, AM), constituindo sistemas isolados e atendendo a conjuntos específicos de consumidores.
- Os volumes restantes são disponibilizados à malha integrada e somados à importação para atendimento a esse mercado.

Distribuição típica dos volumes da produção líquida

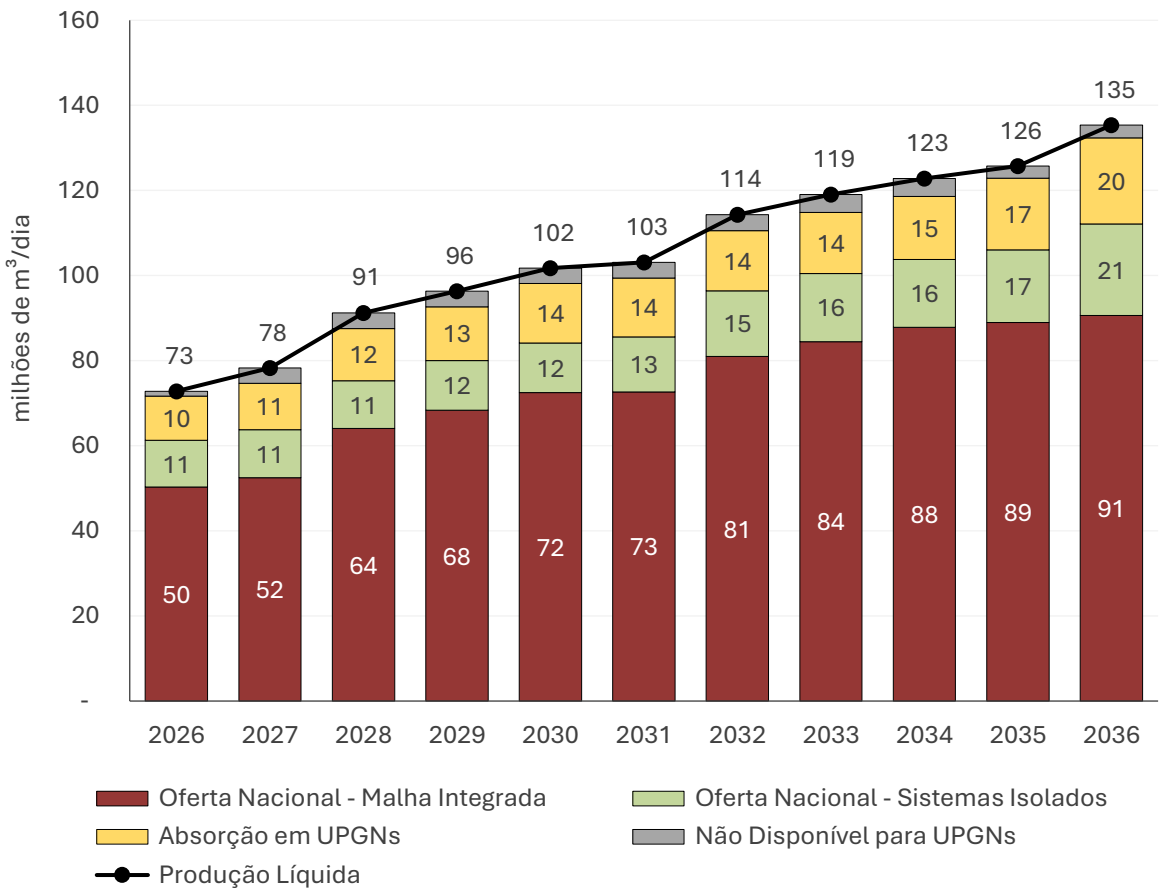


Da produção líquida à oferta potencial nacional

- Observa-se um aumento de 85% da produção líquida de gás natural entre 2026 e 2036, que passa de 73 para 135 MMm^3/dia. No mesmo período, a oferta potencial nacional aumenta de 61 para 112 MMm^3/dia.
- A produção líquida e a oferta potencial nacional apresentam tendência geral de crescimento ao longo de todo o horizonte, embora com diferentes taxas de expansão.
- Os maiores aumentos ocorrem entre 2027 e 2028, em razão da entrada em operação do Projeto Raia, e entre 2031 e 2032, devido ao aumento da produção do Projeto SEAP, cuja entrada está prevista para 2030.
- Ao longo do período decenal, a oferta potencial na malha integrada mantém-se em torno de 70% da produção líquida.
- A oferta potencial na malha integrada apresenta aumento de 82% no horizonte do estudo.

Da produção líquida à oferta potencial nacional de gás natural (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.

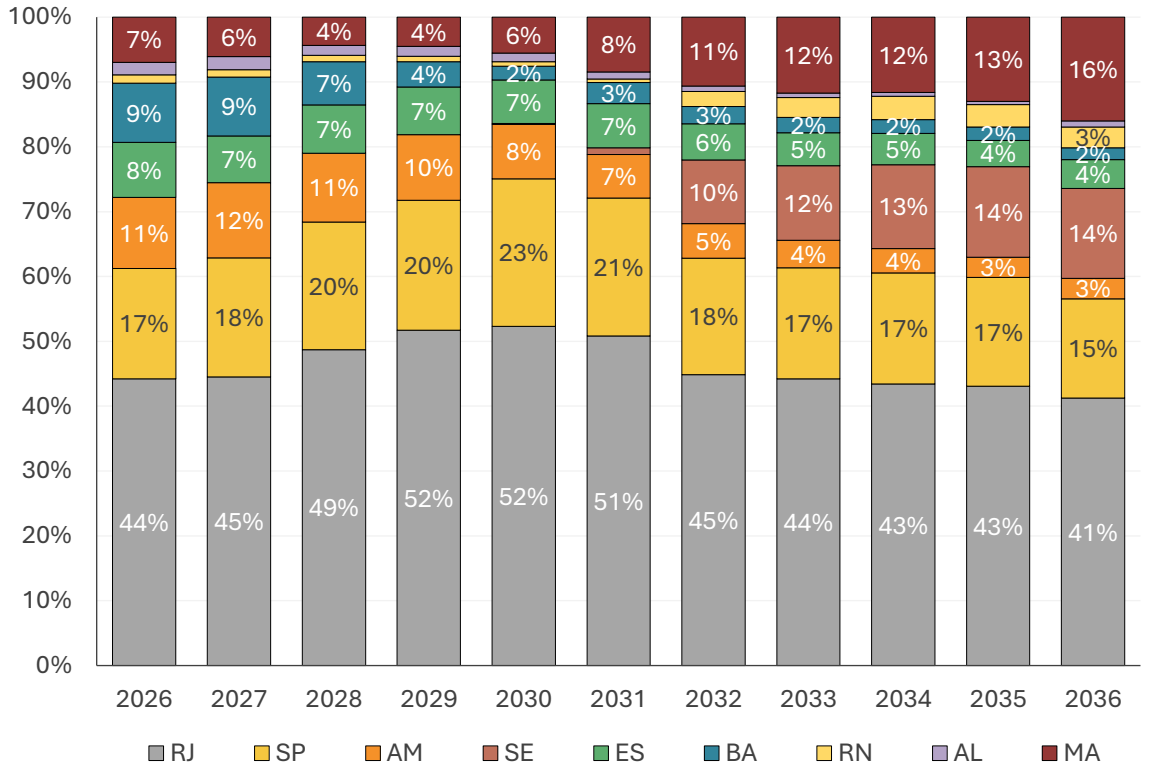


Oferta potencial nacional – Total Brasil

- A oferta potencial nacional na malha integrada concentra-se nos estados da Região Sudeste (RJ, SP e ES), que respondem por 69% do total em 2026 e 60% em 2036.
  - O RJ responde pela maior parcela da oferta nacional ao longo de todo o período, alcançando participação máxima de 52% em 2029 e 2030. Destaca-se, nesse contexto, a entrada em operação do projeto Raia, em 2028.
- Na Região Nordeste (SE, BA, RN, AL e MA), a participação na oferta potencial nacional cresce significativamente, passando de 19% em 2026 para 34% em 2036.
  - O MA apresenta crescimento mais expressivo na segunda metade do horizonte do PDE, alcançando 16% em 2036. Esse resultado está associado tanto à produção destinada às usinas termelétricas (UTEs) do estado quanto ao potencial da Bacia do Parnaíba, cuja produção poderá exigir infraestrutura de processamento para ser disponibilizada ao mercado.
  - O SE passa a contribuir para a oferta a partir da segunda metade do período, em função da entrada em operação do Projeto SEAP, em 2030, alcançando participação de 14% ao final do horizonte.

Oferta potencial nacional de gás natural (malha integrada + sistemas isolados) (% do total nacional)

Fonte: Elaboração própria.



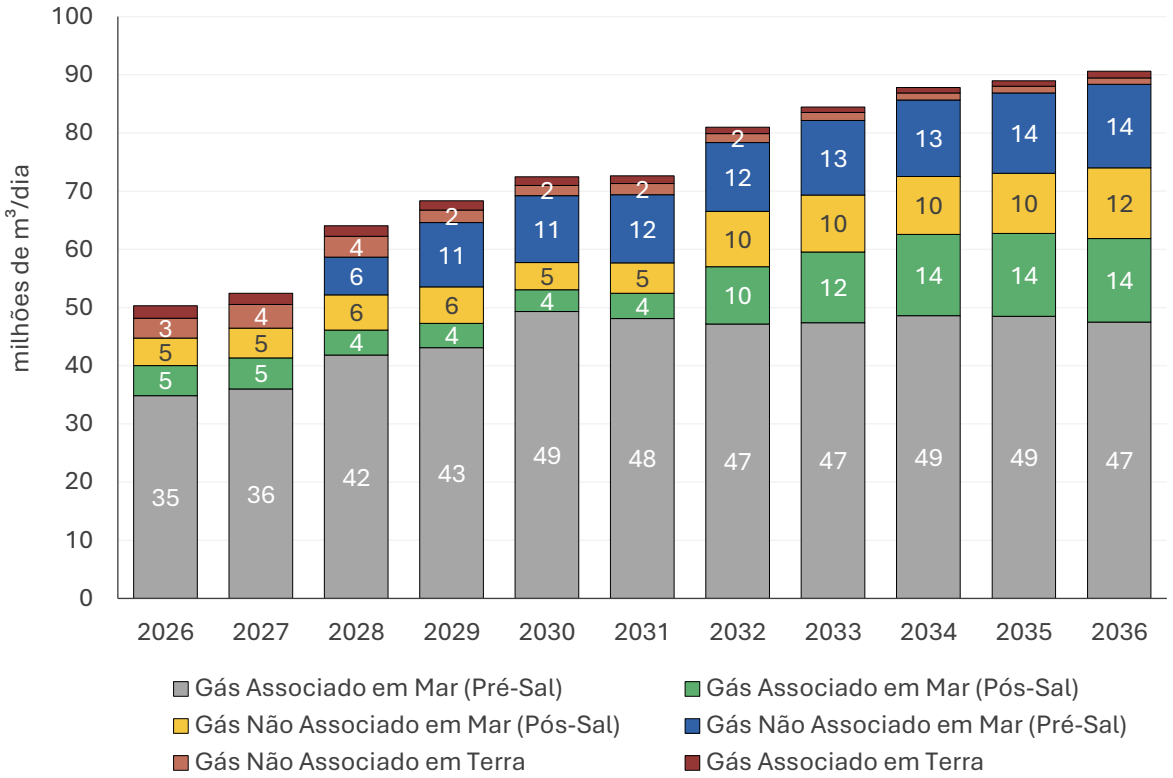
Os estados do RJ e SP apresentam as maiores participações na oferta potencial nacional e estão integralmente inseridos na malha integrada.

Oferta potencial nacional – Malha integrada

- Na oferta potencial nacional na malha integrada, o gás associado (*onshore, offshore* pré-sal e *offshore* pós-sal) apresenta participação média de 83% entre 2026 e 2027.
  - A partir de 2028, essa participação diminui e se mantém em torno de 72%, em média, até o final do horizonte.
  - Esse movimento decorre do aumento da participação do gás não associado *offshore* no pré-sal, a partir de 2028, e do gás não associado *offshore* no pós-sal, a partir de 2032.
- A produção de gás natural oriunda do pré-sal representa a principal parcela da oferta potencial nacional. Sua participação corresponde a aproximadamente 74%, em média, durante a maior parte do horizonte, atingindo o máximo de 84% em 2030 e o mínimo de 68% ao final do período.
- A redução dessa participação ao final do período decorre do aumento da produção do gás do pós-sal, associado ao Projeto SEAP.

Oferta potencial nacional de gás natural da malha integrada (MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria.



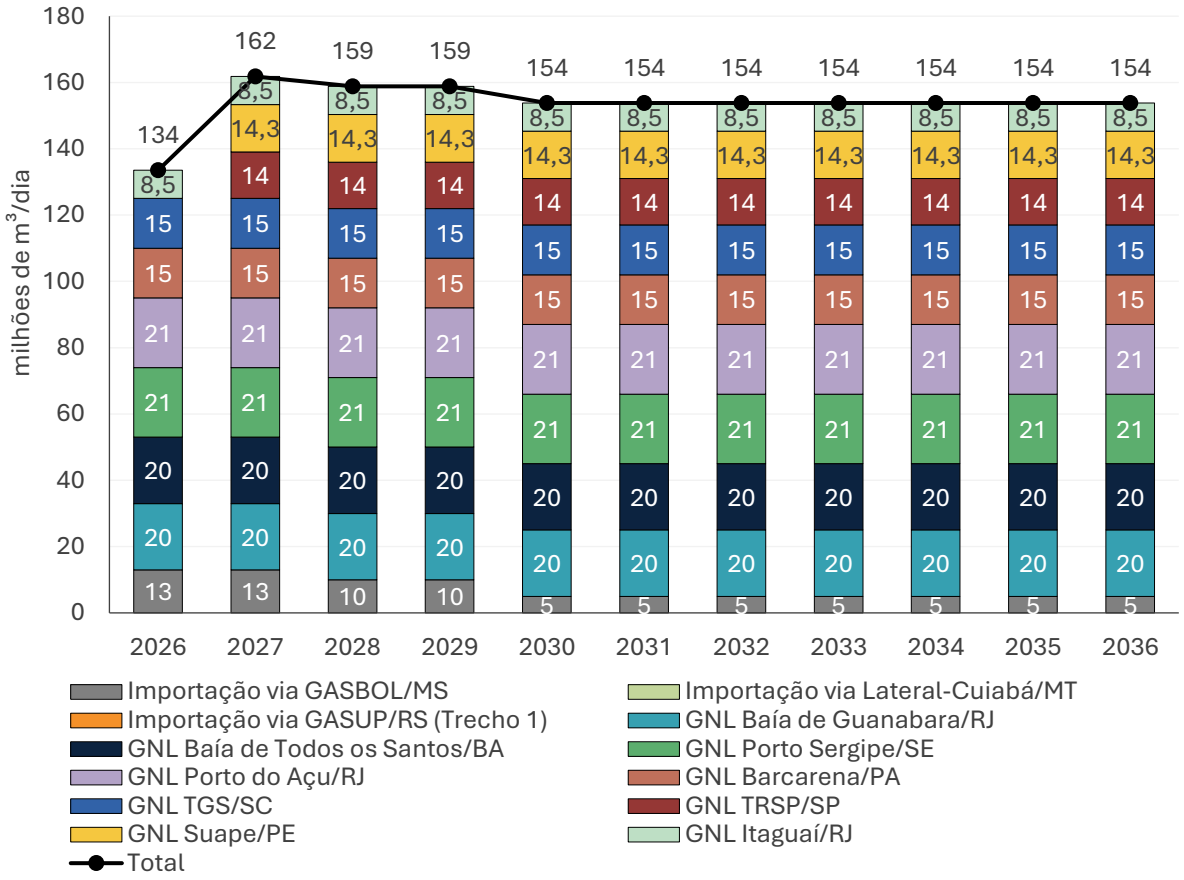
A produção de gás associado e não associado oriunda do pré-sal constitui a principal parcela da oferta potencial na malha integrada. No entanto, observa-se um aumento mais significativo da participação da produção de gás natural associado e não associado do pós-sal na segunda metade do horizonte do PDE.

Oferta potencial importada – Total Brasil (I)

- A oferta potencial importada abrange os volumes supridos tanto por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL.
- Entre 2026 e 2027, observa-se um aumento significativo de 21% na oferta potencial importada, em decorrência da entrada em operação do terminal de regaseificação de Suape/PE e do retorno à operação do TRSP/SP, ambos considerados sistemas isolados.
- Entre 2027 e 2028 e entre 2029 e 2030, ocorrem reduções na oferta potencial importada. Esse comportamento reflete a previsão de redução da oferta proveniente do GASBOL.
- A oferta via GASBOL considera volumes de 13 MMm^3/dia nos dois primeiros anos, seguidos por dois anos com 10 MMm^3/dia e pelos sete anos restantes com 5 MMm^3/dia, até 2036.
- Esta premissa decorre das incertezas quanto à capacidade de fornecimento de gás pela Bolívia e da maior flexibilização dos compromissos de entrega e recebimento de gás natural estabelecida no aditivo contratual.
  - Há, contudo, capacidade de transporte disponível no GASBOL, de até 30 MMm^3/dia, que poderá ser utilizada caso ocorram ampliações da infraestrutura e haja oferta adicional proveniente da Argentina ou da Bolívia, permitindo maior utilização do gasoduto.

Oferta potencial importada de gás natural (malha integrada + sistemas isolados) (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.

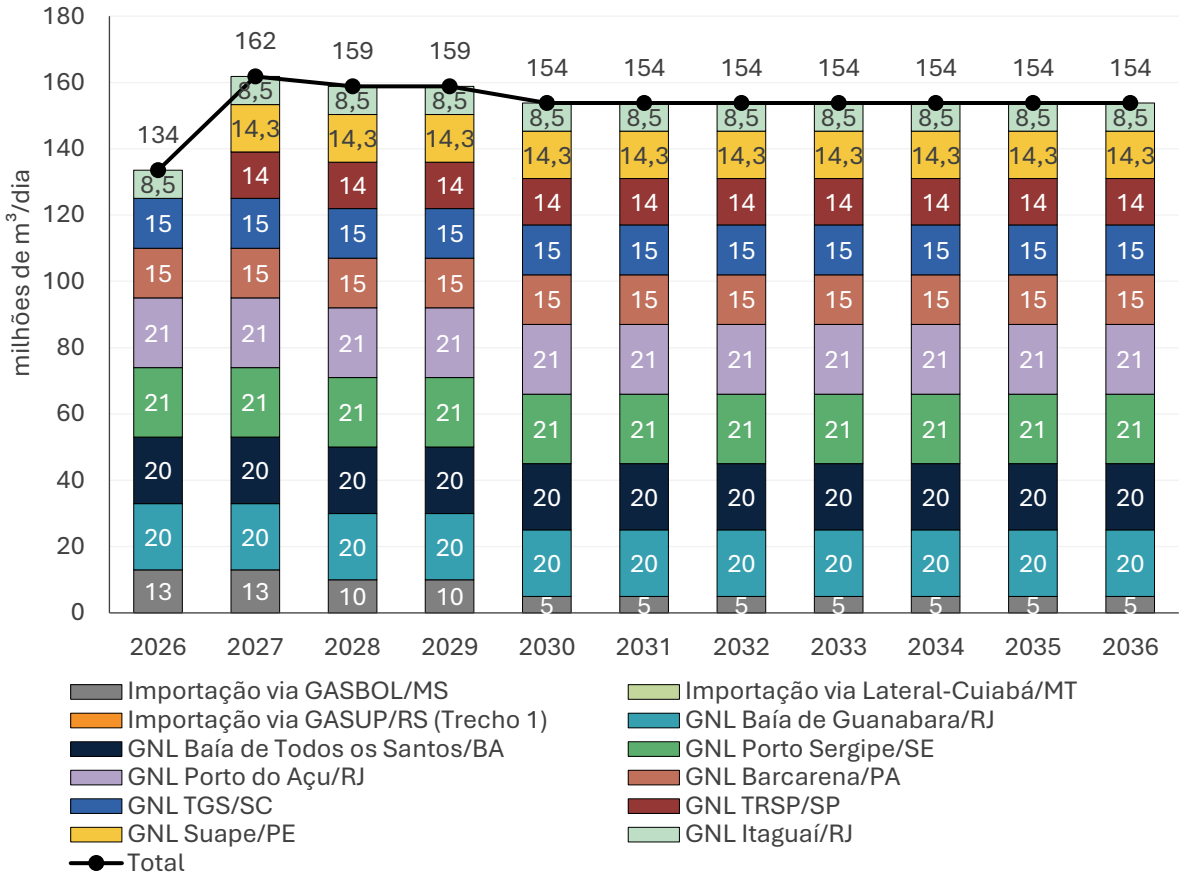


Oferta potencial importada – Total Brasil (II)

- Há expectativas de importação de gás natural proveniente da Argentina. Em 2025, algumas empresas já realizaram importações *spot* em caráter experimental, e a ANP concedeu autorizações para que outros agentes também possam importar.
- A capacidade dos terminais permanece estável a partir de 2027, enquanto as variações nos níveis de importação decorrem da redução da oferta de gás boliviano.
  - Os terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA, de Sergipe/SE e TGS/SC já estão conectados à malha integrada desde o início do período.
  - Os terminais de Barcarena/PA, Porto do Açu/RJ, Itaguaí/RJ e TRSP/SP operam como sistemas isolados desde o início do período.
  - Considera-se, contudo, que o terminal do Porto do Açu/RJ será conectado à malha integrada em 2030.
- Por fim, não são considerados volumes importados por meio dos gasodutos GASUP/RS (trecho 1) e Lateral Cuiabá/MT.

Oferta potencial importada de gás natural (malha integrada + sistemas isolados) (MMm³/d)

Fonte: Elaboração própria.

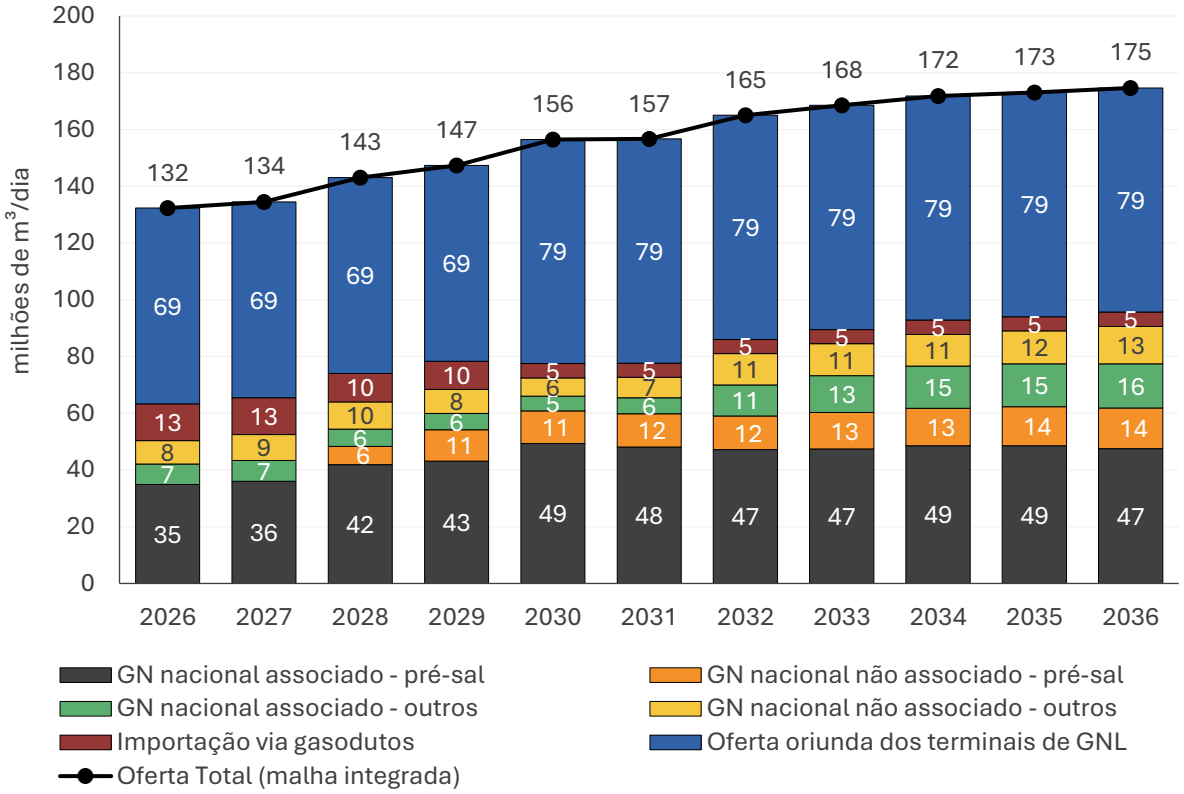


Oferta potencial total – Malha integrada

- Observa-se um aumento progressivo da oferta potencial total (nacional e importada) na malha integrada, que passa de 132 para 175 MMm^3/dia ao longo do horizonte, o que representa um crescimento de 33%.
- Esse aumento decorre da entrada em produção do Projeto Raia, da conexão de 10 MMm^3/dia do Porto do Açu/RJ à malha integrada e do aumento da produção do Projeto SEAP entre 2031 e 2032.
- Em linha com a tendência observada no PDE anterior, o PDE 2036 mantém a redução progressiva da oferta importada via GASBOL, que passa de 13 MMm^3/dia em 2026 para 5 MMm^3/dia a partir de 2030, embora haja capacidade de transporte disponível no gasoduto que poderá vir a ser utilizada.
- A participação média do gás natural nacional na oferta potencial total cresce gradualmente, passando de 38% em 2026 para 52% em 2036.
- A participação do GNL na oferta importada (GNL e gasodutos internacionais) da malha integrada aumenta de 84% para 94% ao longo do horizonte. O GNL representa, em média, 49% da oferta potencial total na malha integrada.
- Esta participação é calculada com base nas potenciais dos terminais, que representam suas capacidades de importação. Historicamente, contudo, os volumes regaseificados são inferiores a essas capacidades.

Oferta potencial total de gás natural na malha integrada (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.



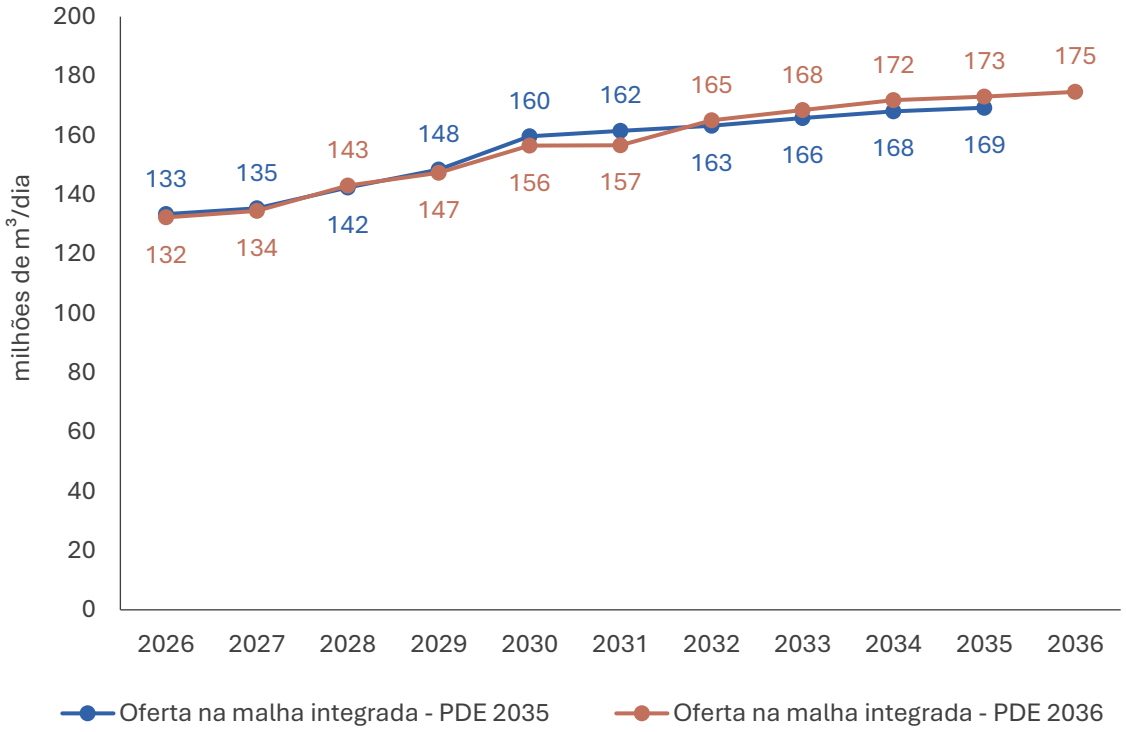
A oferta potencial total na malha integrada aumenta ao longo do período, com destaque para a participação do gás nacional, que passa de 38% em 2026 para 52% ao final do horizonte. A oferta importada cresce em termos absolutos, mas diminui em termos relativos, correspondendo aos 48% restantes da oferta na malha em 2036.

Comparação das projeções da oferta total na malha integrada

- As projeções da oferta total na malha integrada para o PDE 2035 e o PDE 2036 são muito semelhantes nos quatro primeiros anos do horizonte. Entre 2030 e 2031, observa-se um descolamento entre as curvas, com a projeção do PDE 2036 cerca de 3% inferior à do PDE 2035. Ao final do período, a curva do PDE 2036 supera a do PDE 2035, com valor aproximadamente 1% superior.
- As maiores diferenças entre as projeções ocorrem em 2030 e 2031, quando atingem cerca de 3%. Nos demais anos, as diferenças ficam em torno de 1%.

Comparação entre projeções da oferta total da malha integrada no PDE 2035 e no PDE 2036 (MMm³/d)

Fonte: Elaboração própria.



A projeção da oferta total na malha integrada para o PDE 2036 é muito semelhante à do PDE 2035, com um descolamento de aproximadamente 3% entre 2030 e 2031. A tendência de crescimento da oferta projetada no PDE 2036 é mantida ao longo do horizonte.

PDE 2036

Demanda

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

Premissas de demanda de gás natural do PDE 2036

A demanda por gás natural estimada pela EPE considera:

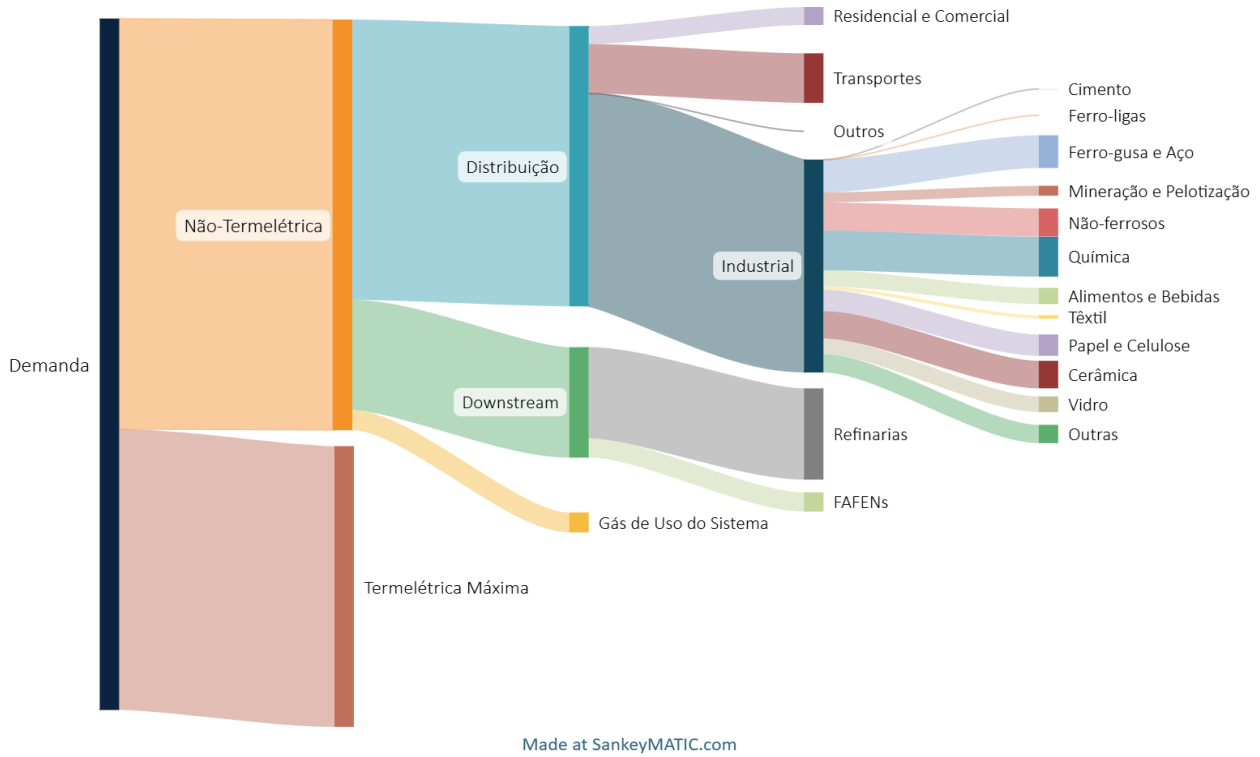
- Gás natural destinado aos setores industrial, residencial, comercial, público e de transportes: demanda atendida pelas Concessionárias de Serviço Local de Gás Canalizado (CSLGC).
- Gás natural consumido no segmento *downstream*: refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFEN).
- Gás natural consumido em usinas termelétricas (UTE).
- Gás de Uso do Sistema (GUS): volume de gás natural necessário à operação das instalações de transporte.

Recebimento de dados (InfoGás):

- Participantes: empresas distribuidoras e outros agentes do setor de gás natural.
- A EPE recebe informações sobre a demanda atendida pelas CSLGCs.

Distribuição atual da demanda de gás natural

Fonte: Elaboração própria, com base em EPE (2026).



Nota: A demanda termelétrica representada indica a capacidade máxima de despacho.

Os estudos de demanda de gás natural do PDE consideram o consumo máximo para a geração termelétrica. Os dados recebidos do mercado são avaliados e tratados para subsidiar as projeções elaboradas pela EPE.

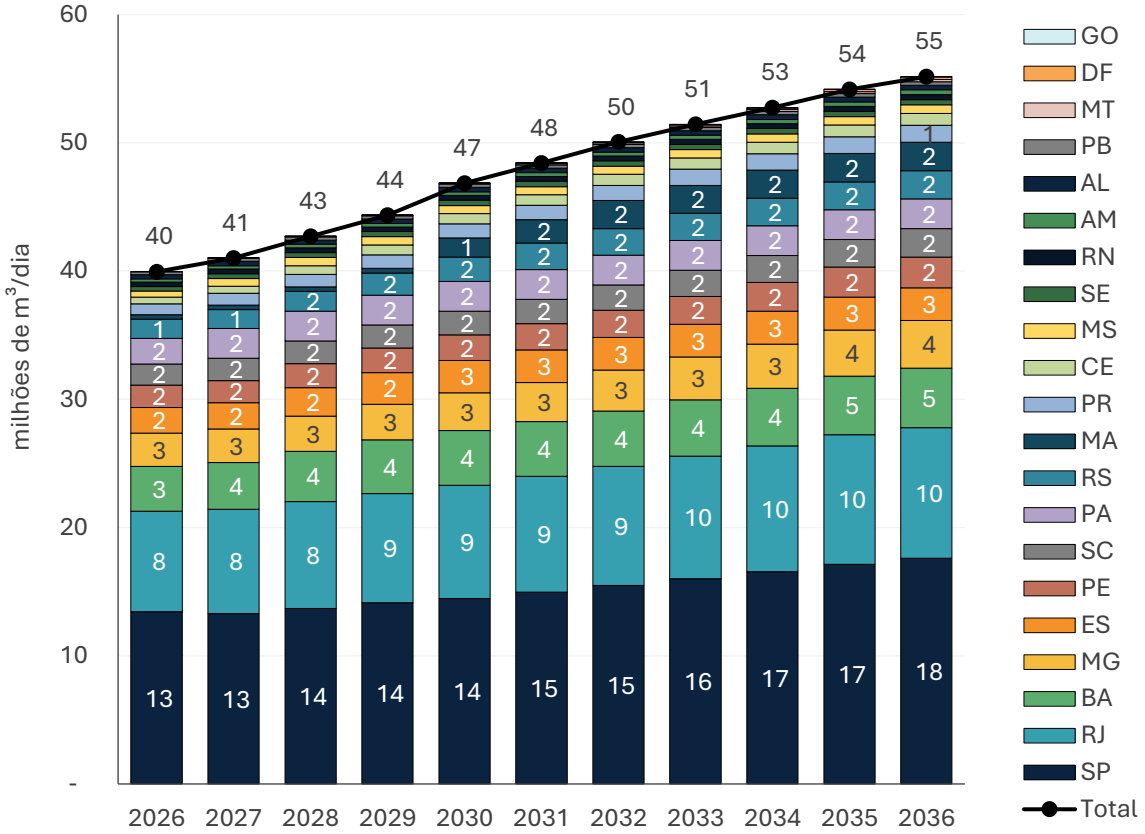
Demanda industrial, comercial, residencial e de transportes

O gráfico apresenta a projeção da demanda não termelétrica de gás natural para os estados brasileiros no horizonte do PDE 2036.

- Entre os principais destaques, estão:
  - O crescimento esperado da demanda, de **3,28% a.a.**
  - São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo permanecem como os maiores consumidores de gás natural nos setores industrial, comercial, residencial e de transportes (gás natural veicular – GNV).
- A projeção indica uma tendência de crescimento gradual da demanda não termelétrica de gás natural ao longo do período estudado, influenciada principalmente pelo setor industrial, que representa cerca de **73%** desse recorte da demanda.
- As taxas de crescimento, contudo, variam entre os setores de consumo no período de 2026 a 2036:
  - **Industrial:** 2,4 % a.a.
  - **Comercial:** 4,5 % a.a.
  - **Residencial:** 3,0 % a.a.
  - **Transporte:** 6,3 % a.a.

Demanda de gás natural nos segmentos industrial, comercial, residencial e de transportes (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.



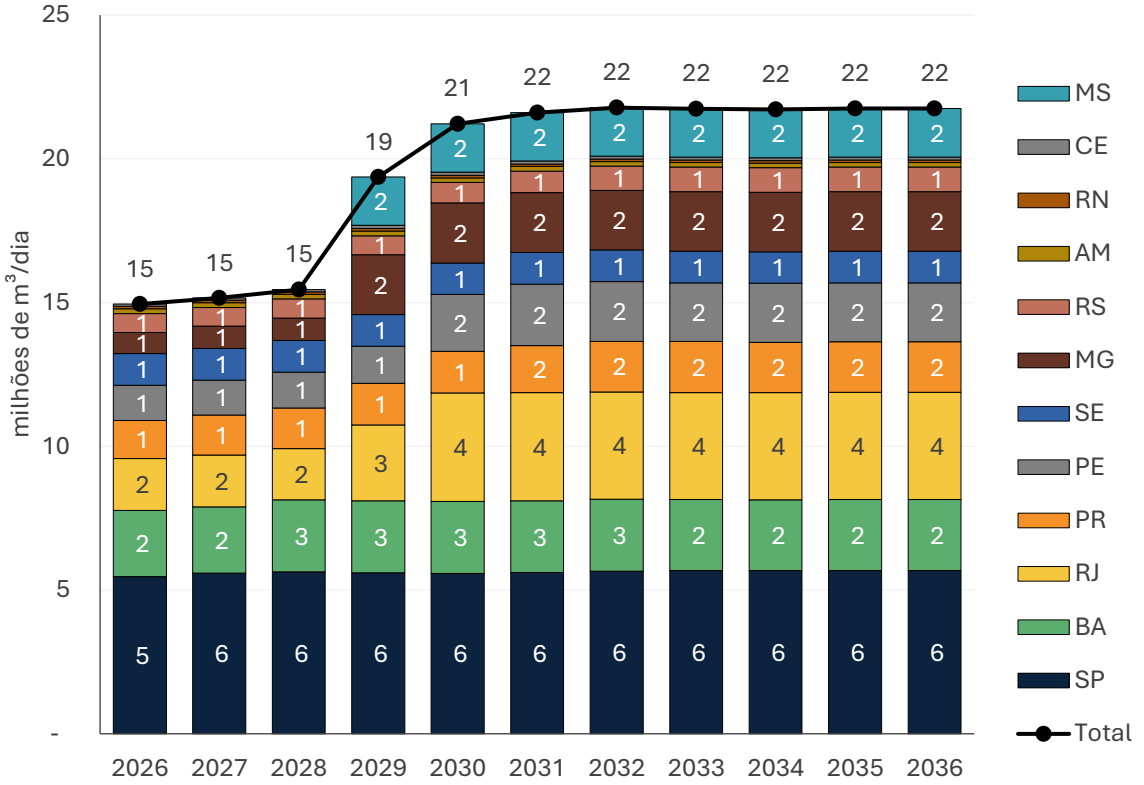
Demanda do segmento *downstream*

A projeção considera a capacidade existente, bem como as expansões previstas, o retorno à operação e a entrada em operação das unidades a seguir:

- **Refino**[1,2]**:**
  - **Revap:** ampliação e modernização de HDT de diesel em 2026.
  - **Regap:** ampliação prevista até 2027.
  - **RPBC:** uma ampliação prevista até 2027 e outra até 2030.
  - **Replan:** ampliação prevista até 2027 e nova unidade de hidrotratamento (HDT) de nafta a partir de 2031.
  - **Complexo Boaventura:** início de operação previsto até 2030.
  - **Repar:** ampliação prevista até 2030 e novo HDT de diesel a partir de 2031.
  - **RNEST:** início de operação do Trem 2 previsto até 2030.
  - **Refap:** novo HDT de diesel a partir de 2031.
  - Foram consideradas também refinarias privadas de pequeno porte, que podem receber gás natural a partir do sistema de distribuição.
- **Fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFEN):**
  - **FAFENs BA e SE:** retorno à operação realizado em 2026.
  - **ANSA-PR:** retorno à operação realizado em 2026.
  - **UFN-III:** início de operação previsto para 2029.
  - **UFN-Uberaba:** início de operação previsto para 2029.

Demanda de gás natural no segmento de *downstream* (MMm³/d)

Fonte: Elaboração própria.



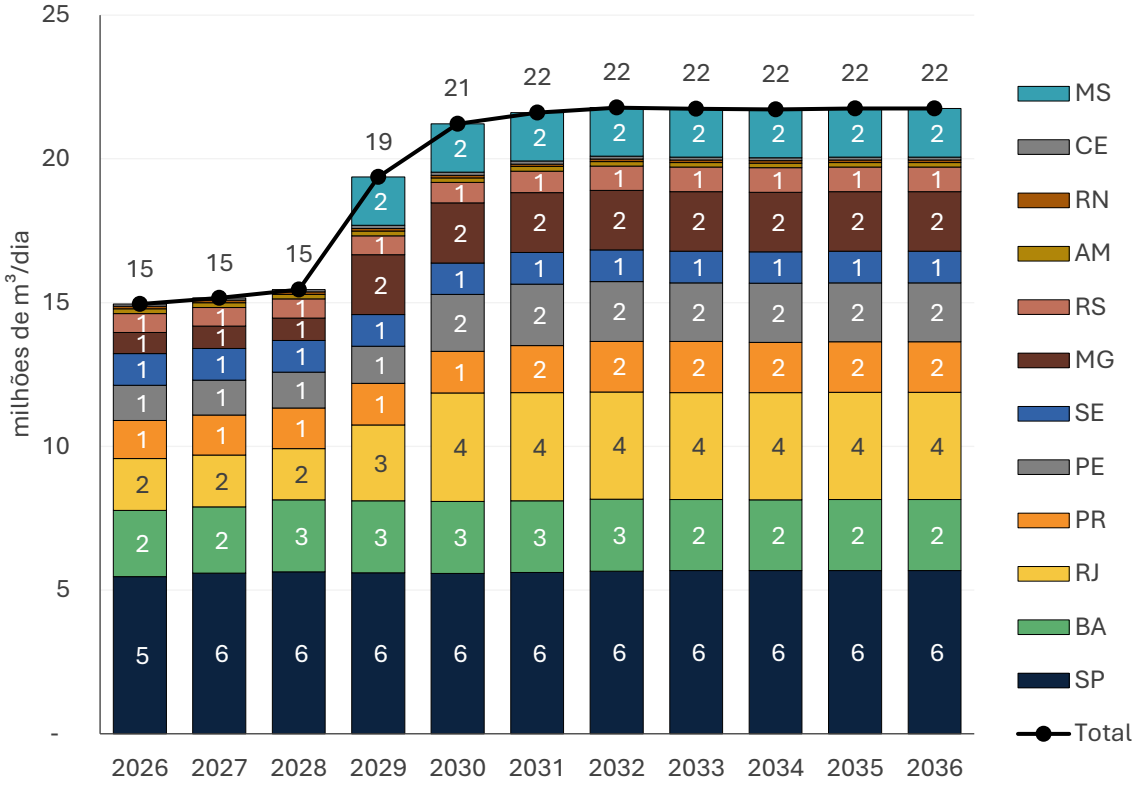
Notas: (1) A **Carteira de Investimentos Previstos em Refino no Brasil** do PDE 2036 está disponível no Caderno de Refino e Infraestrutura de Abastecimento. Essa carteira considera tanto as expansões que demandam gás natural quanto as demais expansões de refino; (2) As informações de demanda de gás natural no setor de refino, apresentadas no presente Caderno de Gás Natural referem-se às unidades que impactam o consumo de gás natural, sobretudo, associadas à geração de hidrogênio.

Demanda do segmento *downstream*

- **São Paulo** é o maior consumidor de gás natural no Brasil nesse segmento, especialmente em razão das instalações de refino de petróleo e da produção de derivados.
- **Rio de Janeiro**, **Bahia**, **Pernambuco** e **Paraná** também apresentam volumes expressivos de consumo, com projeção de crescimento ao longo do horizonte.
- Está previsto aumento do consumo de gás natural associado à produção de fertilizantes nitrogenados na **Bahia** e em **Sergipe**, com a retomada da operação das FAFENs, e à entrada de nova unidade em **Minas Gerais.**
- A demanda do segmento *downstream* apresenta crescimento projetado de **3,82% a.a.** ao longo do horizonte do PDE.

Demanda de gás natural no segmento de *downstream* (MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria.



No refino, as expansões consideradas visam atender à demanda interna e substituir importações de combustíveis líquidos, com destaque para o óleo diesel. No segmento de fertilizantes nitrogenados, o objetivo é reduzir a dependência de importações e ancorar a demanda por gás natural.

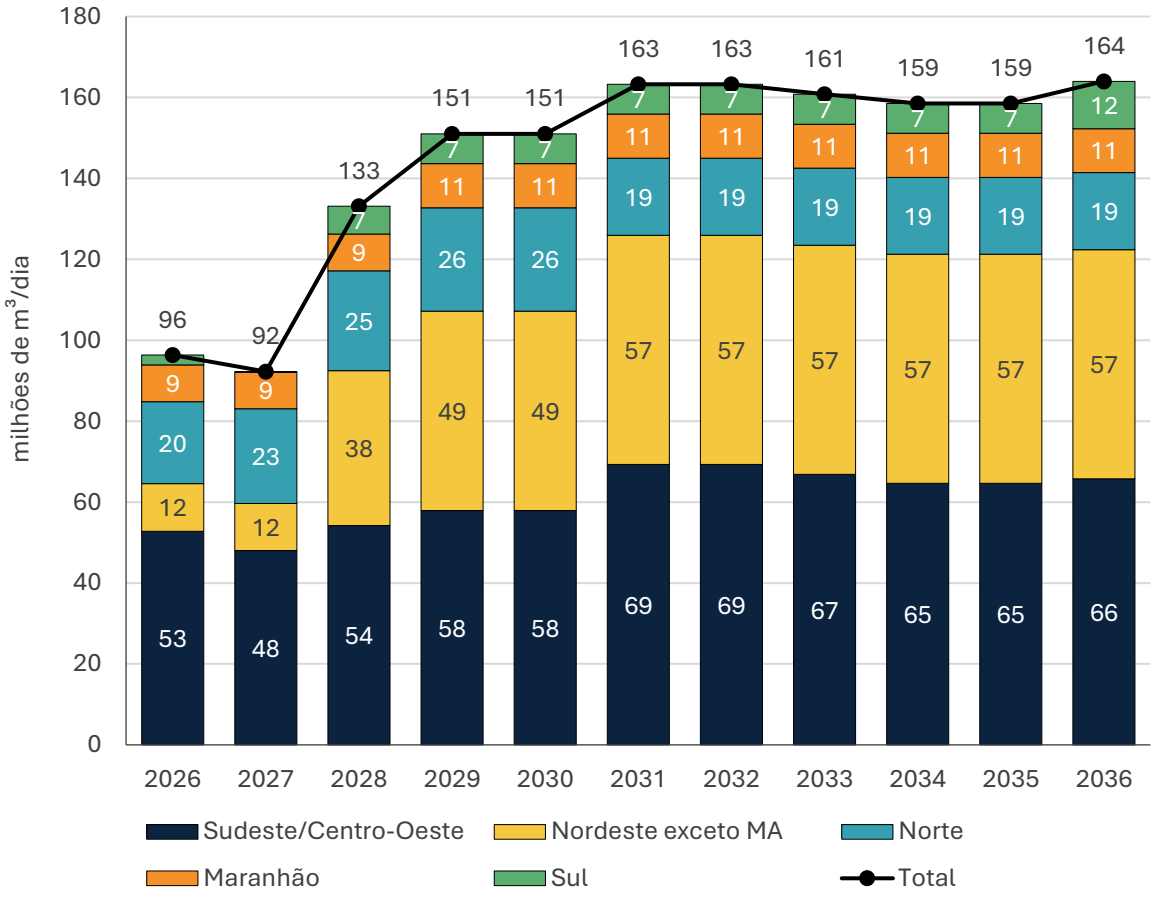
Demanda termelétrica máxima de gás natural no Brasil

A demanda termelétrica máxima de gás natural corresponde ao consumo estimado em um cenário de despacho integral das usinas termelétricas a gás.

- A projeção da demanda termelétrica máxima considera as UTEs a gás natural **existentes**, **previstas** (vencedoras dos leilões de energia) e **indicativas** (projetos sem localização definida).
- O subsistema **Sudeste/Centro-Oeste** concentrará, até 2036, a maior parcela da demanda termelétrica máxima, considerando o despacho de todas as UTEs. Dessa forma, permanecerá como o subsistema com maior participação nessa demanda em 2036.
- **O Nordeste**, exceto o Maranhão, apresenta a maior expansão ao longo do horizonte, passando de **12 MMm³/dia**, em 2026, para **57 MMm³/dia** a partir de 2031. Com isso, torna-se o segundo maior componente regional da demanda termelétrica máxima.
- A **demanda termelétrica máxima projetada** cresce de **96 MMm³/dia, em 2026, para 164 MMm³/dia**, em 2036, o que representa um aumento de aproximadamente 71%. A expansão concentra-se principalmente entre 2027 e 2031 e está relacionada ao início de operação de diversas UTEs contratadas no **LRCAP 2026**, com concentração de projetos vencedores do leilão na Região Nordeste.
- A **Região Norte** apresenta redução da demanda termelétrica máxima a partir de 2031, após um período de crescimento. Esse movimento decorre do término dos contratos de quatro UTEs no Amazonas (Mauá 3, Aparecida, Tambaqui e Jaraqui), cuja capacidade somada é de 5,1 MMm³/dia.

Demanda termelétrica máxima de gás natural (MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria.



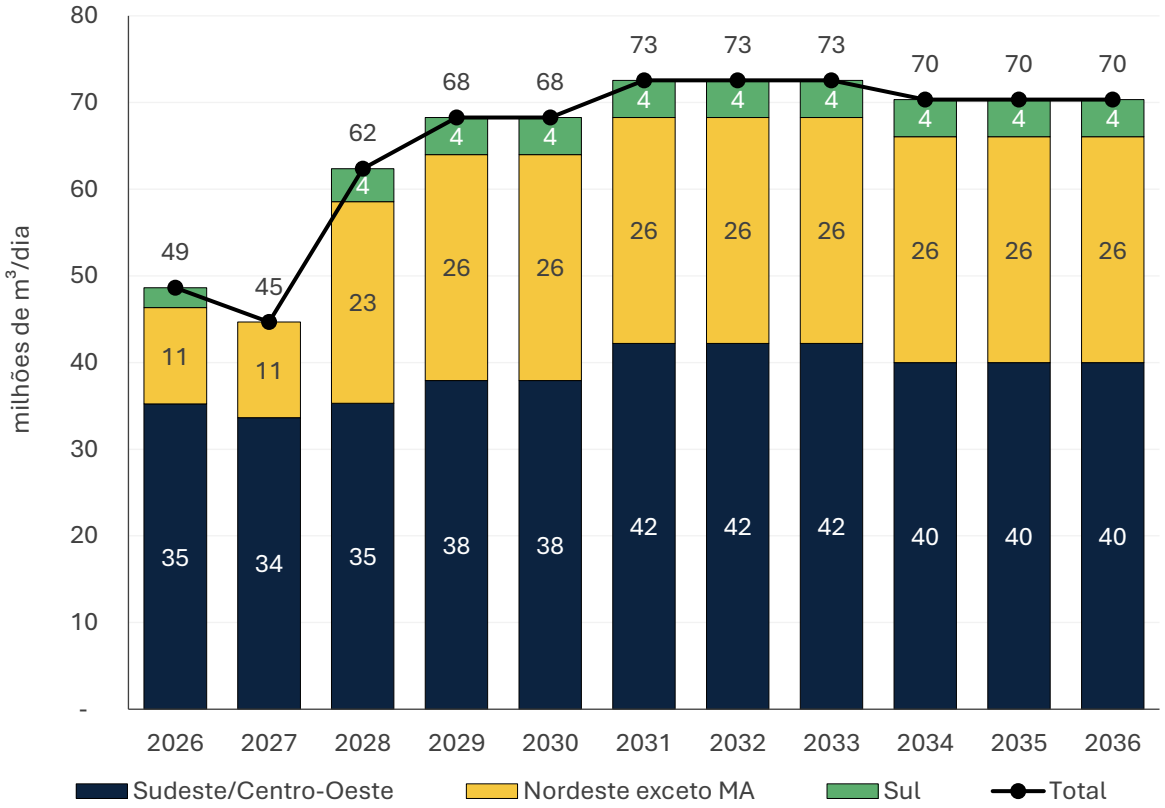
Demanda termelétrica máxima de gás natural na malha integrada

A demanda termelétrica máxima na malha integrada corresponde ao consumo estimado em um cenário de despacho integral das UTEs a gás conectadas à malha integrada.

- O subsistema **Sudeste/Centro-Oeste** permanece responsável pela maior parcela da demanda termelétrica máxima na malha integrada, atingindo **42 MMm^3/dia** entre 2031 e 2033 e **40 MMm^3/dia** entre 2034 e 2036.
- O subsistema **Nordeste**, exceto o Maranhão, apresenta expansão da demanda termelétrica máxima, que passa de **11 MMm^3/dia**, em 2026, para **26 MMm^3/dia** a partir de 2029.
- A demanda termelétrica máxima total na malha integrada cresce de **49 MMm^3/dia**, em 2026, para **73 MMm^3/dia** entre 2031 e 2033. A partir de 2034, reduz-se para 70 MMm^3/dia, em razão do término do contrato da UTE Baixada Fluminense (RJ).

Demanda termelétrica máxima de gás natural da malha integrada por subsistema (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.



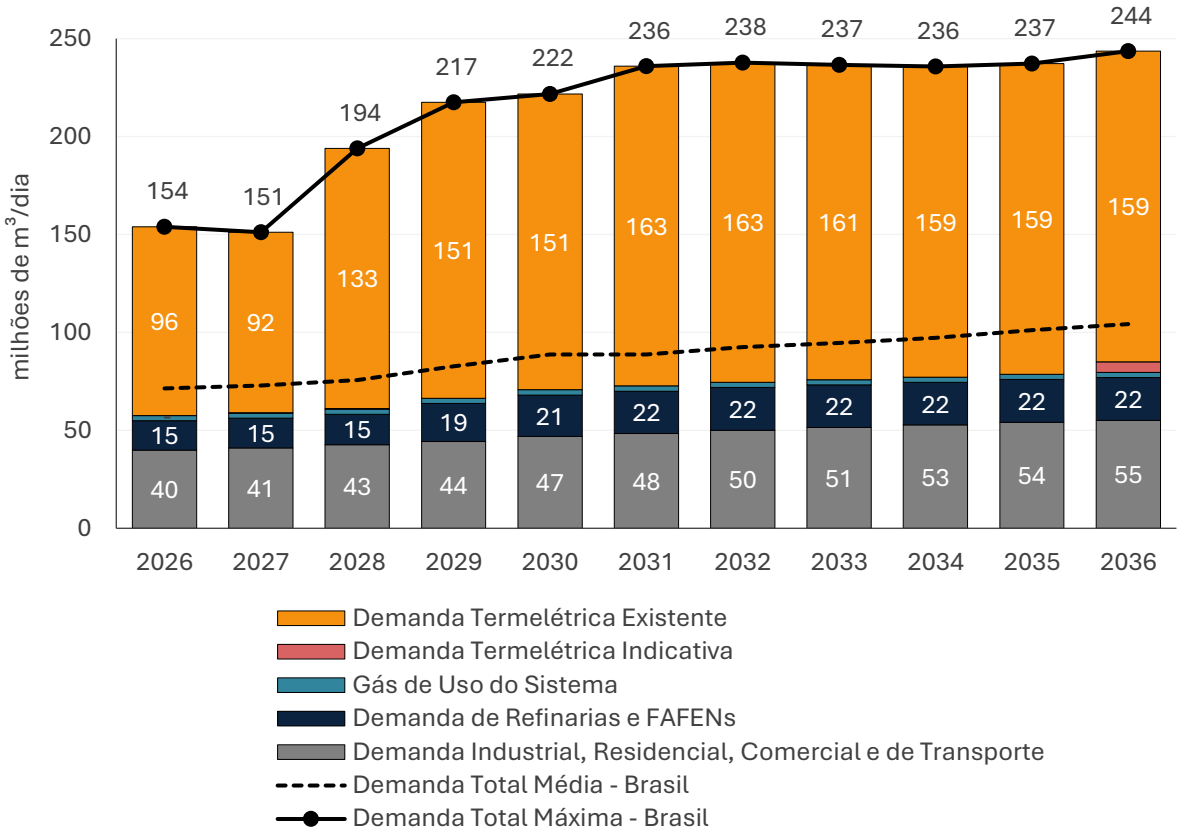
Demanda total máxima por gás natural no Brasil

A **demanda total máxima** considera a capacidade total das UTEs, enquanto a **demanda total média** utiliza a projeção de demanda termelétrica esperada para geração em cada ano. Em ambos os casos, essas parcelas são somadas à demanda não termelétrica.

- A **demanda total máxima** aumenta de **154 para 244 MMm³/dia** entre 2026 e 2036, o que representa um crescimento de aproximadamente 58%.
- A **demanda termelétrica existente e prevista** permanece como a principal parcela da demanda total máxima, passando de **96 para 164 MMm³/dia** ao longo do horizonte.
- A **demanda total média** representa cerca de **41%** da demanda total máxima, proporção inferior à projetada no PDE 2035. Esse resultado decorre da contratação de grande capacidade de usinas no modelo de Reserva de Capacidade, aliada ao fim da obrigatoriedade de contratação de UTEs de elevada inflexibilidade, em decorrência da alteração da Lei nº 14.182/2021 pela Lei nº 15.269/2025.
- A **demanda industrial, residencial, comercial e de transportes** aumenta de **40 para 55 MMm³/dia**, enquanto a demanda de **refinarias e FAFENs** cresce **47%**, passando de **15 para 22 MMm³/dia** e permanecendo estável a partir de 2031.

Demanda total máxima de gás natural (MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria.



A demanda total por gás natural apresenta crescimento de 4,7% a.a. ao longo do período de projeção.

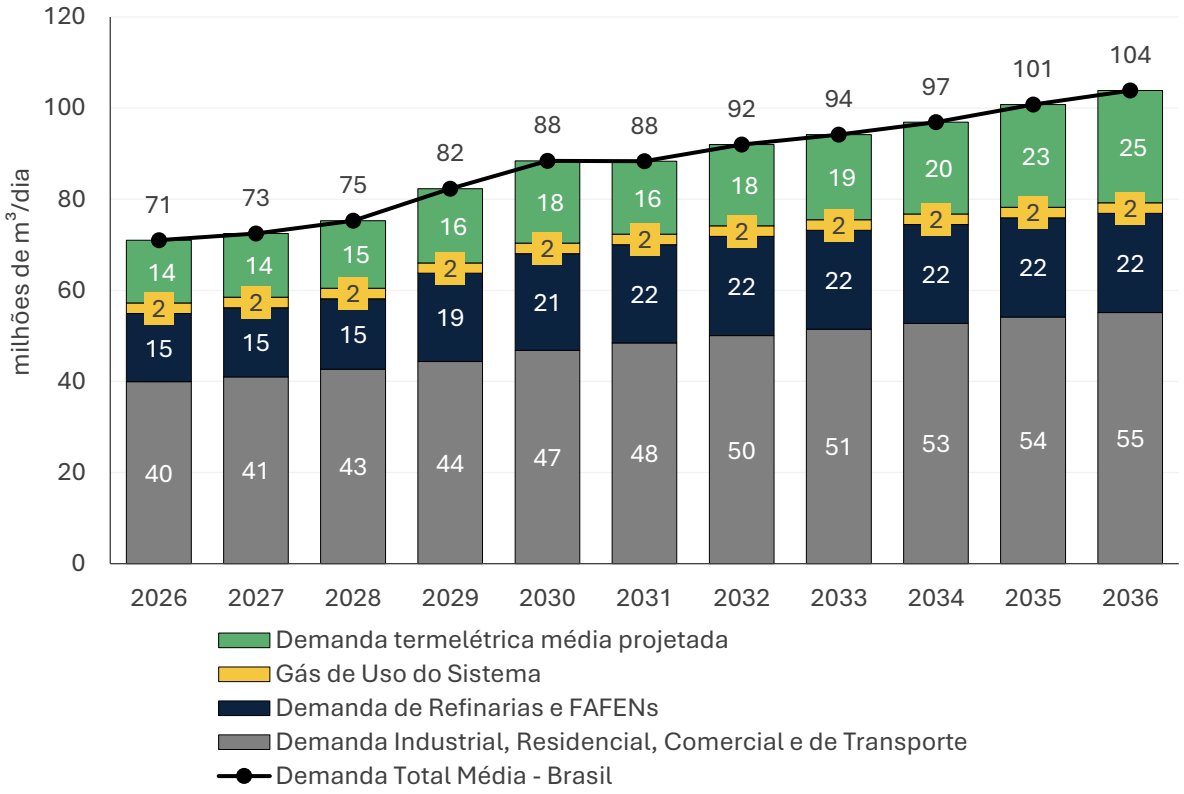
Demanda total esperada no Brasil

A **demanda total esperada** corresponde à soma das demandas dos segmentos não termelétricos, de refino e FAFENs, do Gás de Uso do Sistema (GUS) e da demanda termelétrica média projetada, refletindo o consumo esperado de gás natural ao longo do horizonte.

- A **demanda total esperada** cresce de **71 para 104 MMm^3/dia** entre 2026 e 2036, o que representa um aumento de aproximadamente 46%, equivalente a cerca de 3,8% a.a.
- A **demanda industrial, residencial, comercial e de transportes** permanece como a principal parcela do consumo, passando **de 40 para 55 MMm^3/dia**, com crescimento gradual ao longo do horizonte.
- A **demanda termelétrica média projetada** apresenta aumento gradual, passando **de 14 para 25 MMm^3/dia**. Com isso, sua participação na demanda total esperada aumenta de aproximadamente 20% para 24% entre 2026 e 2036.
- A **demanda de refinarias e FAFENs** cresce até 2031, quando atinge **22 MMm^3/dia**, permanecendo nesse patamar até 2036.

Demanda total esperada de gás natural (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.



A demanda esperada cresce gradualmente ao longo do horizonte, com aumento em todos os segmentos e maior contribuição dos segmentos não termelétricos. Esse comportamento evidencia a diferença entre a demanda termelétrica máxima e a geração esperada para o conjunto de usinas.

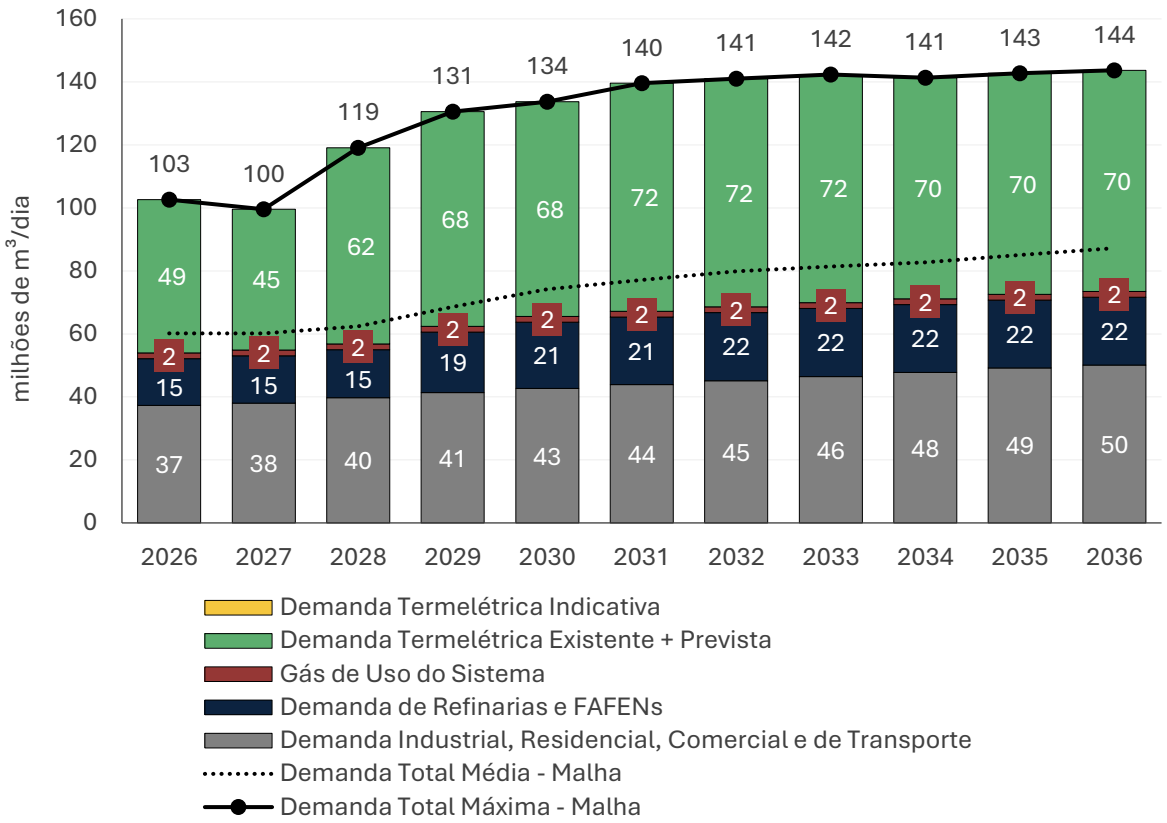
Demanda total por gás natural na malha integrada

A **demanda total por gás natural na malha integrada** é calculada de forma análoga à demanda total do Brasil, excluindo-se os volumes referentes à demanda em gasodutos não conectados à malha integrada.

- A demanda total máxima na malha integrada cresce 40%, passando de **103 para 144 MMm³/dia** entre 2026 e 2036. A expansão é mais acentuada até 2031 e apresenta crescimento mais moderado nos anos seguintes.
- A **demanda termelétrica existente e prevista** permanece como a principal parcela da demanda total máxima, passando de **49 para 70 MMm³/dia** no período. Observa-se uma redução em 2027, associado ao término de contrato de UTEs existentes.
- A **demanda industrial, residencial, comercial e de transportes** apresenta crescimento gradual, passando de **37 para 50 MMm³/dia**, enquanto a **demanda de refinarias e FAFENs** aumenta de **15 para 22 MMm³/dia.**
- A **demanda termelétrica máxima** representa cerca de **50%** da **demanda total máxima** (demanda não termelétrica + UTE em despacho máximo) ao longo do horizonte. Entretanto, a **demanda termelétrica esperada** é significativamente menor, representando cerca de **12%** da **demanda total média** (demanda não termelétrica + UTE em despacho esperado).

Demanda total de gás natural da malha integrada (MMm³/dia)

Fonte: Elaboração própria.



A demanda não termelétrica é a principal parcela da demanda firme de gás natural na malha integrada.

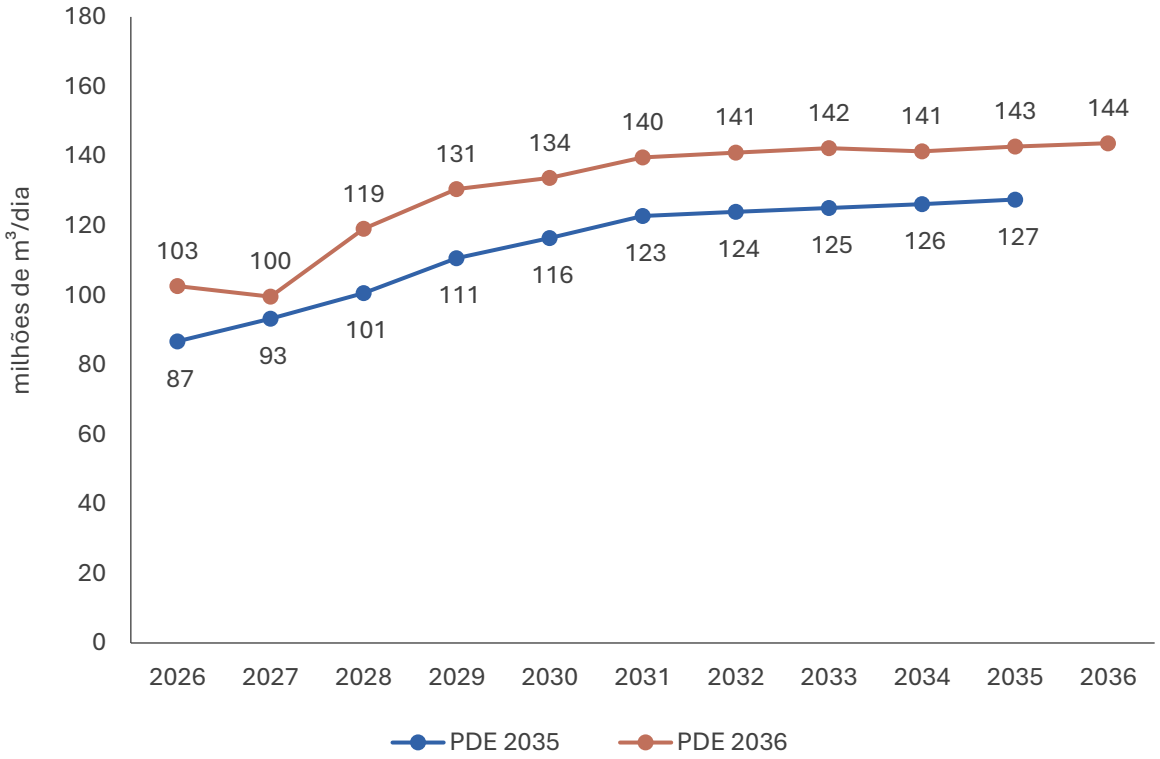
Comparação das projeções de demanda total máxima da malha integrada

Entre as projeções do PDE 2036 e do PDE 2035, observam-se diferenças que podem ser relacionadas aos seguintes aspectos:

- O **LRCAP 2026** resultou em aumento significativo da **capacidade termelétrica instalada**. A demanda termelétrica máxima, anteriormente projetada em 55 MMm^3/dia, passou para 70 MMm^3/dia ao final do horizonte de projeção. Essa mudança já considera a saída das termelétricas previstas na Lei nº 14.182/2021, alterada pela Lei nº 15.269/2025.
- O segmento de ***downstream*** também apresentou crescimento, em razão das expansões consideradas para o parque de refino. Destacam-se: **RNEST, Complexo Boaventura, Replan, Revap, Refap e Repar**. Neste ciclo, também passou a ser considerado o consumo de gás natural associado ao projeto da **Acelen Renováveis**. Com isso, a projeção para esse segmento passou de 14,6 MMm^3/dia no PDE 2035 para 16,1 MMm^3/dia ao final do horizonte decenal.
- No caso das **FAFENs**, apesar de alterações nos anos previstos para a entrada em operação de algumas unidades, não houve mudanças nos volumes esperados.
- Embora o PDE 2036 apresente níveis mais elevados de demanda não termelétrica na maior parte do horizonte, a taxa de crescimento projetada é ligeiramente inferior à do PDE 2035. Esse comportamento reflete um patamar inicial mais elevado e uma trajetória de expansão mais moderada.

Comparação entre projeções de demanda total máxima da malha integrada no PDE 2035 e no PDE 2036 (MMm^3/dia)

Fonte: Elaboração própria.



A demanda projetada para a malha integrada no PDE 2036 é, em média, 14,2% superior à projetada no PDE 2035.

PDE 2036

Balanço

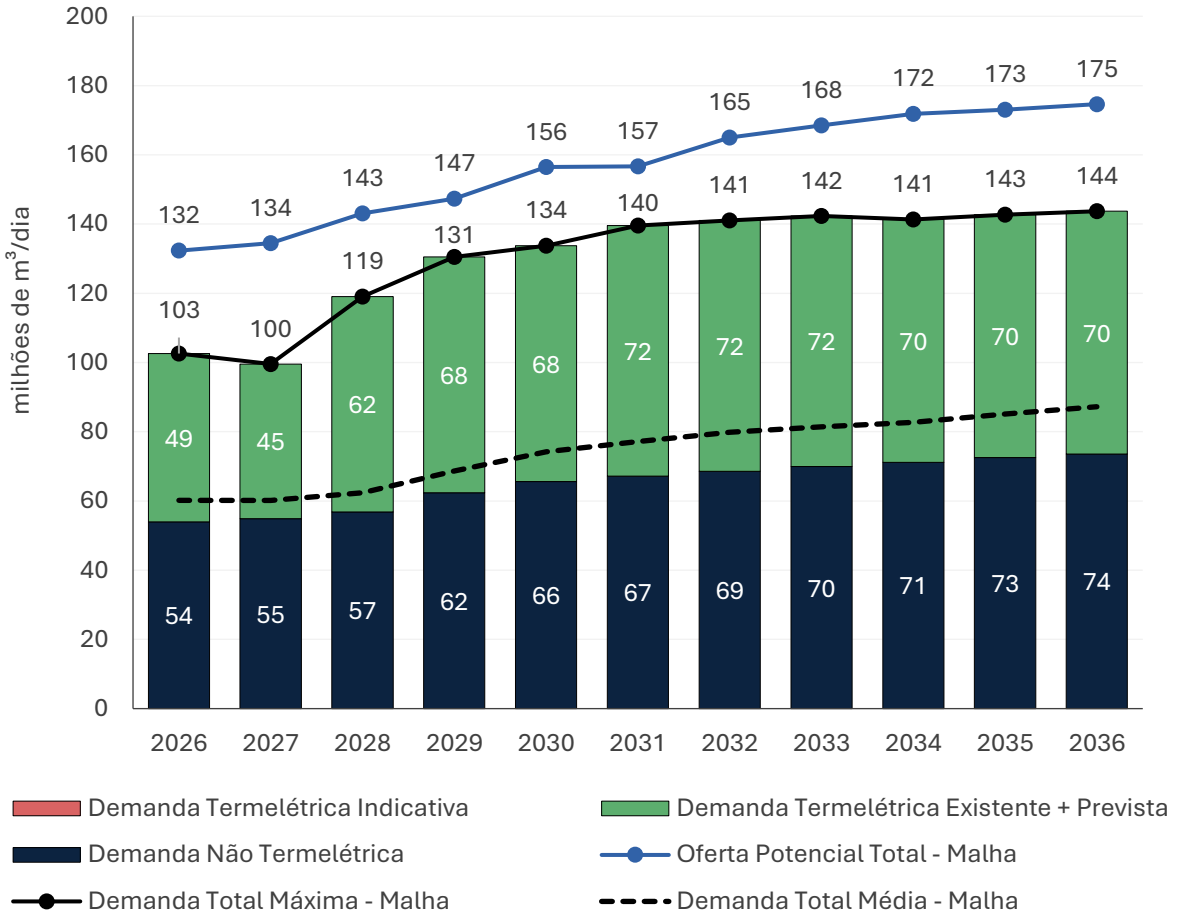
epe 20+
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
GOVERNO DO BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

Balanço de gás natural da malha integrada

- O balanço de gás natural da malha integrada apresenta os cenários de demanda não termelétrica e termelétrica existente, além da oferta potencial.
- A oferta potencial e a demanda da malha integrada apresentam crescimento ao longo do período. A taxa média de crescimento projetada para a demanda (3,4 % a.a.) é superior à da oferta (2,9 % a.a.).
- Embora a capacidade potencial de oferta de gás natural supere a demanda projetada durante todo o período analisado, as restrições da atual infraestrutura de gasodutos impedem que essa oferta alcance todos os mercados consumidores distribuídos pela malha.
- Nesse contexto, considera-se necessária a expansão da capacidade de transporte para viabilizar a comercialização dos volumes potenciais de oferta que excedem a demanda. Até que novos gasodutos sejam construídos, esses volumes excedentes poderão ser disponibilizados a consumidores não conectados à malha por meio de GNL ou GNC.

Balanço de gás natural da malha integrada (MMm³/d)

Fonte: Elaboração própria.



PDE 2036

Simulação

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

Premissas para a simulação da malha integrada no PDE 2036

A simulação termofluido-hidráulica da malha integrada tem como objetivo avaliar o estresse máximo provocado pelas projeções de oferta e demanda ao longo do horizonte do PDE 2036. Caso sejam identificadas restrições ao atendimento, são sinalizadas ao mercado as eventuais necessidades de investimentos em infraestrutura, de modo a evitar que essas limitações se concretizem no futuro.

Foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas da malha integrada para três anos – 2027, 2031 e 2036, com o objetivo de analisar seu comportamento ao longo do horizonte do PDE 2036. Entre as principais premissas adotadas para esses testes, destacam-se:

- As ofertas consideradas incluem o gás nacional, o gás importado por meio do GASBOL (com volumes que variam entre 13 MMm^3/dia no início do horizonte a 5 MMm^3/dia no final) e o GNL importado pelos terminais de Baía de Guanabara/RJ, Baía de Todos os Santos/BA, Barra dos Coqueiros/SE e São Francisco do Sul/SC. Considera-se, no máximo, a utilização das capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, da vazão máxima do duto de conexão à malha ou das limitações decorrentes da conexão do terminal à malha integrada.
- A partir de 2030, o terminal de GNL de São João da Barra/RJ será conectado à malha integrada, adicionando uma oferta equivalente à capacidade máxima do terminal, descontando o consumo de gás das termelétricas instaladas no Porto do Açu.
- Foram consideradas as demandas não termelétricas de gás natural (demanda do segmento *downstream* e demais demandas das companhias dos serviços locais de gás canalizado - CSLGC) e as demandas termelétricas máximas.
- As ofertas de gás oriundas dos projetos SEAP (Sergipe) e Raia (Rio de Janeiro) serão inseridas diretamente na malha de transporte, em razão da decisão de processamento *offshore* adotada para esses projetos.

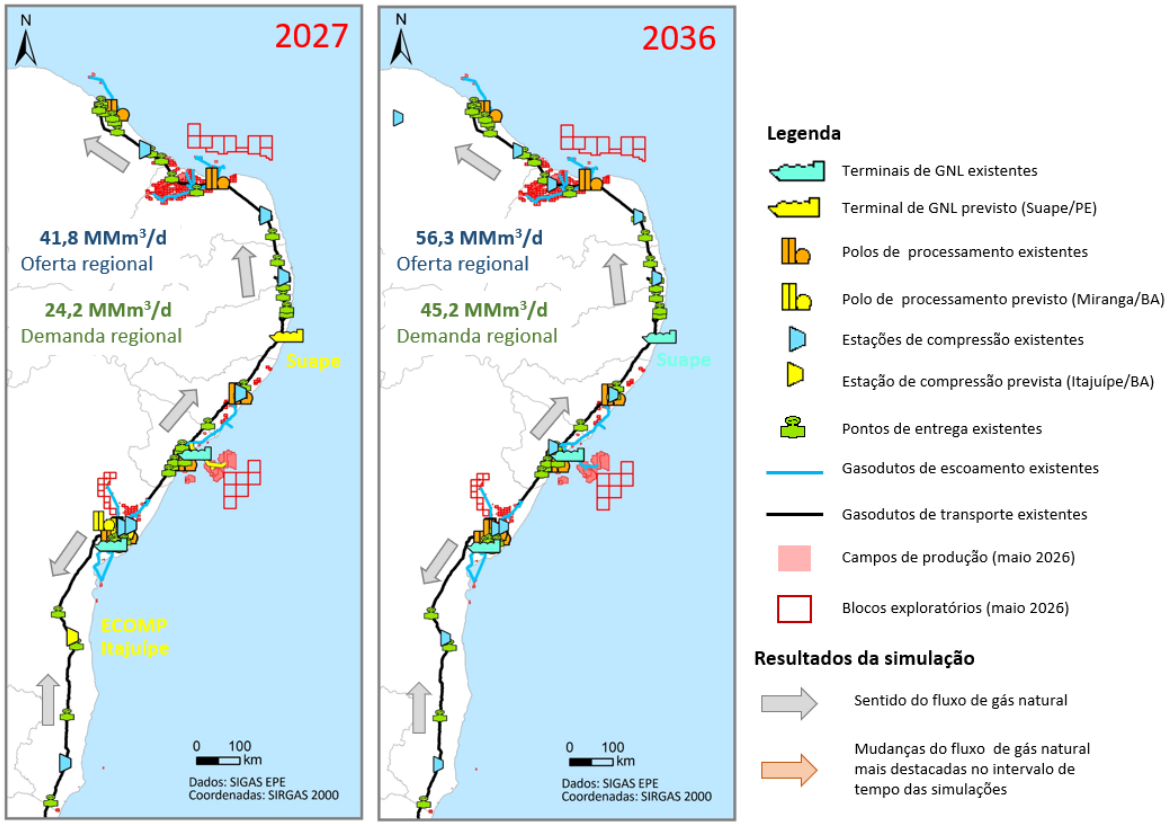
> As soluções para as possíveis restrições identificadas nesta seção serão analisadas em maior detalhe no Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB).

Simulação da malha integrada – Nordeste

- A oferta de gás natural na região aumenta ao longo do período, em razão do suprimento adicional proveniente da UPGN Guamaré (2032) e, principalmente, do gás processado *offshore* oriundo da Bacia do SEAL, que será injetado diretamente na malha nas imediações da PE Carmópolis II - SERGÁS (2030). Esses volumes compensam os declínios de produção dos campos da Bahia e dos campos *onshore* de Sergipe.
- Nas simulações termofluido-hidráulicas desse subsistema, a conexão de novas usinas termelétricas contratadas no LRCAP 2026, em conjunto com o aumento projetado da demanda não termelétrica na região, resultou na necessidade de expansão da capacidade de transporte no trecho entre Alagoas e Pernambuco a partir de 2031.
- Para viabilizar o atendimento a essas novas demandas, considerou-se a instalação de novas ECOMPs, bem como a ampliação da capacidade do gasoduto existente por meio de duplicação.
- Considerando o potencial do subsistema Sudeste como região de elevada produção nacional e exportadora de gás para as demais regiões, a ampliação da capacidade de transporte entre as malhas Sudeste e Nordeste permitiria reduzir a dependência do Nordeste em relação às importações de GNL.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2027 e 2036 da malha integrada no subsistema Nordeste

Fonte: Elaboração própria.



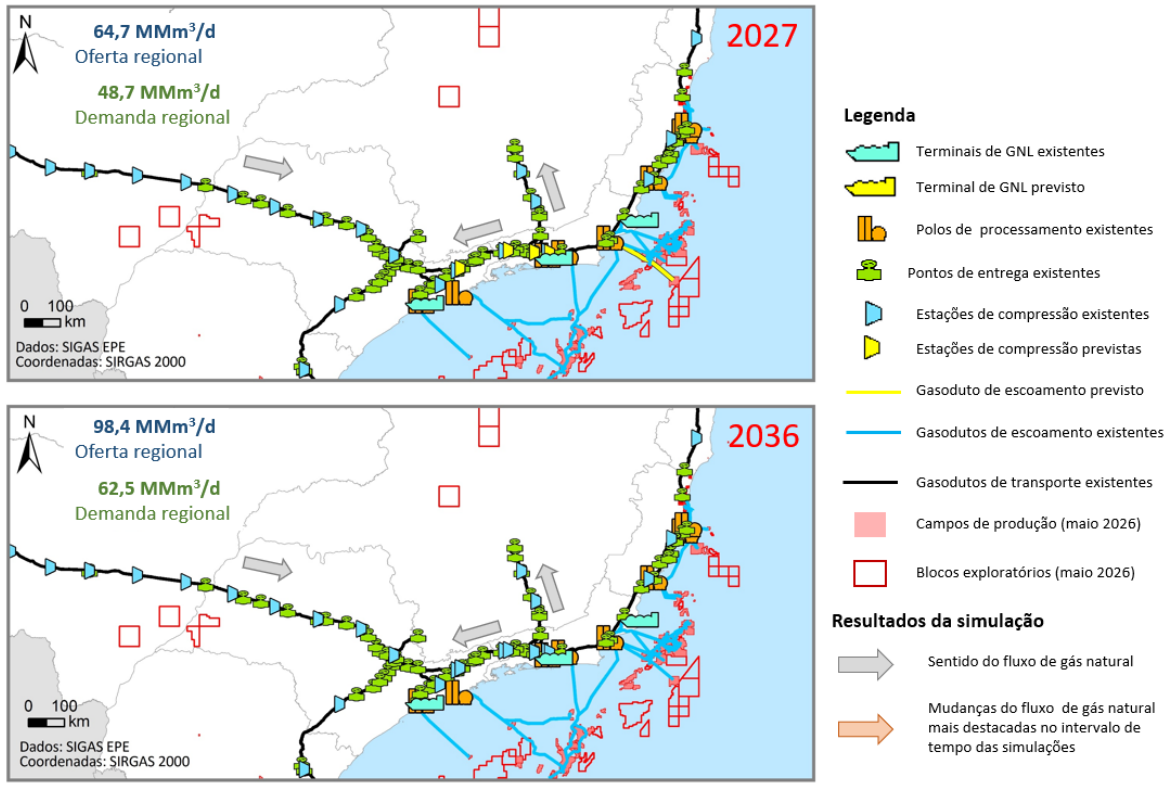
Notas: (1) No último ano simulado (2036), observa-se uma reversão de fluxo a partir da UPGN Guamaré/RN, em razão do aumento da oferta de gás proveniente desse ponto da malha. O terminal de GNL de Suape não foi considerado conectado à malha integrada.

Simulação da malha integrada – Sudeste (I)

- A Região Sudeste apresenta projeções de oferta potencial superiores à demanda máxima prevista.
- Espera-se que o Sudeste se torne uma região exportadora, em razão do aumento esperado da produção de gás natural, principalmente a partir dos campos do pré-sal, e da conexão do terminal de GNL de São João da Barra/RJ, fatores que ampliam o saldo positivo de oferta na região.
- Considerou-se a entrada na malha de gás já processado na plataforma *offshore*, proveniente das descobertas de Raia (Raia Manta e Raia Pintada), nas imediações da UPGN Cabiúnas.
- Considerou-se a conexão do terminal de GNL de São João da Barra/RJ à malha a partir de 2030.
- Os cenários de oferta e demanda avaliados na simulação do PDE 2036 indicam restrições de movimentação de gás entre as malhas Sudeste e Centro-Oeste/SP/Sul, que impedem a transferência do volume de gás necessário para compensar a redução das importações de gás boliviano, tornando necessária a expansão da infraestrutura existente.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2027 e 2036 da malha integrada no subsistema Sudeste

Fonte: Elaboração própria.

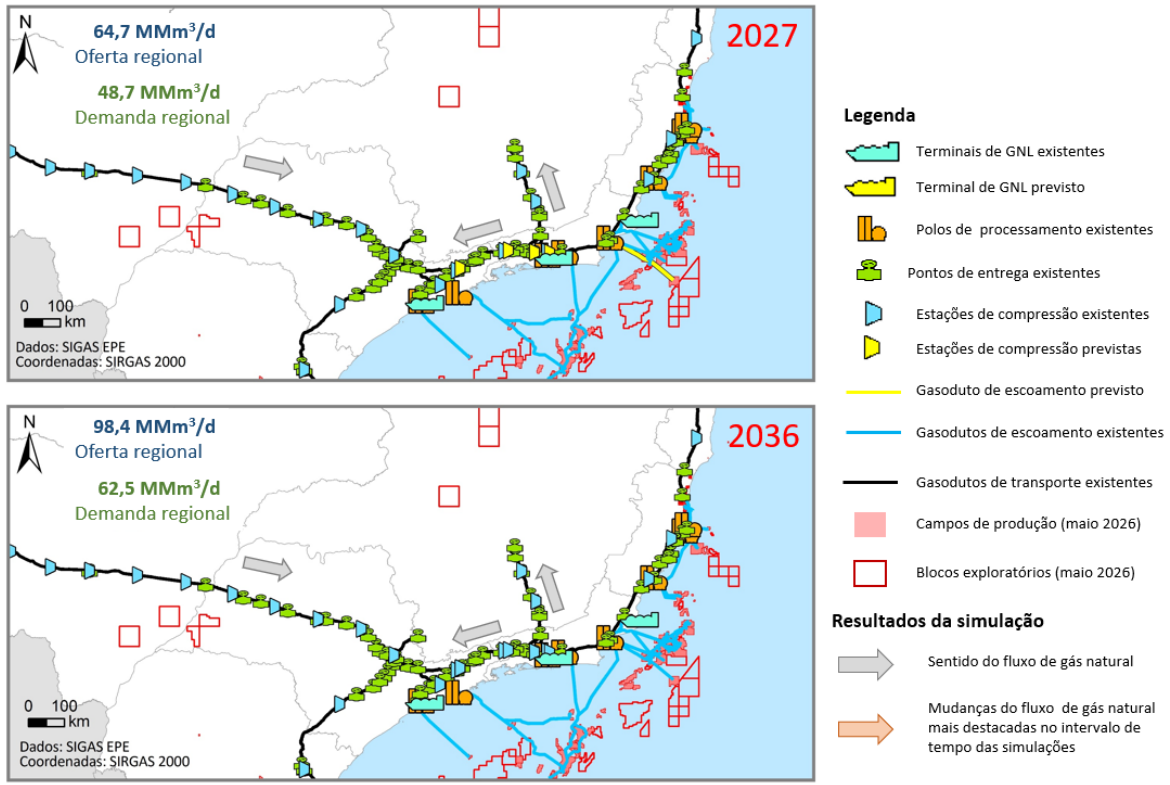


Simulação da malha integrada – Sudeste (II)

- O projeto da Estação de Compressão (ECOMP) Japeri, cuja construção já foi autorizada pela ANP, contribui para mitigar essa restrição. No entanto, o aumento de capacidade proporcionado pela estação ficará limitado a cerca de 15 MMm^3/dia em Paulínia.
- Para ampliar a capacidade de transporte de gás do Rio de Janeiro para São Paulo, indica-se a construção de novas ECOMPs e a duplicação de trechos de gasodutos.
- Em relação à capacidade de processamento da UPGN Caraguatatuba (UTGCA), considerou-se a realização de modificação na unidade para manter a capacidade de processamento de volumes de gás natural compatível com a produção projetada para o horizonte do PDE.
- Caso os investimentos na UTGCA/SP não sejam realizados, poderá haver redução da oferta, o que exigiria ampliações adicionais de dutos e/ou compressores.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2027 e 2036 da malha integrada no subsistema Sudeste

Fonte: Elaboração própria.

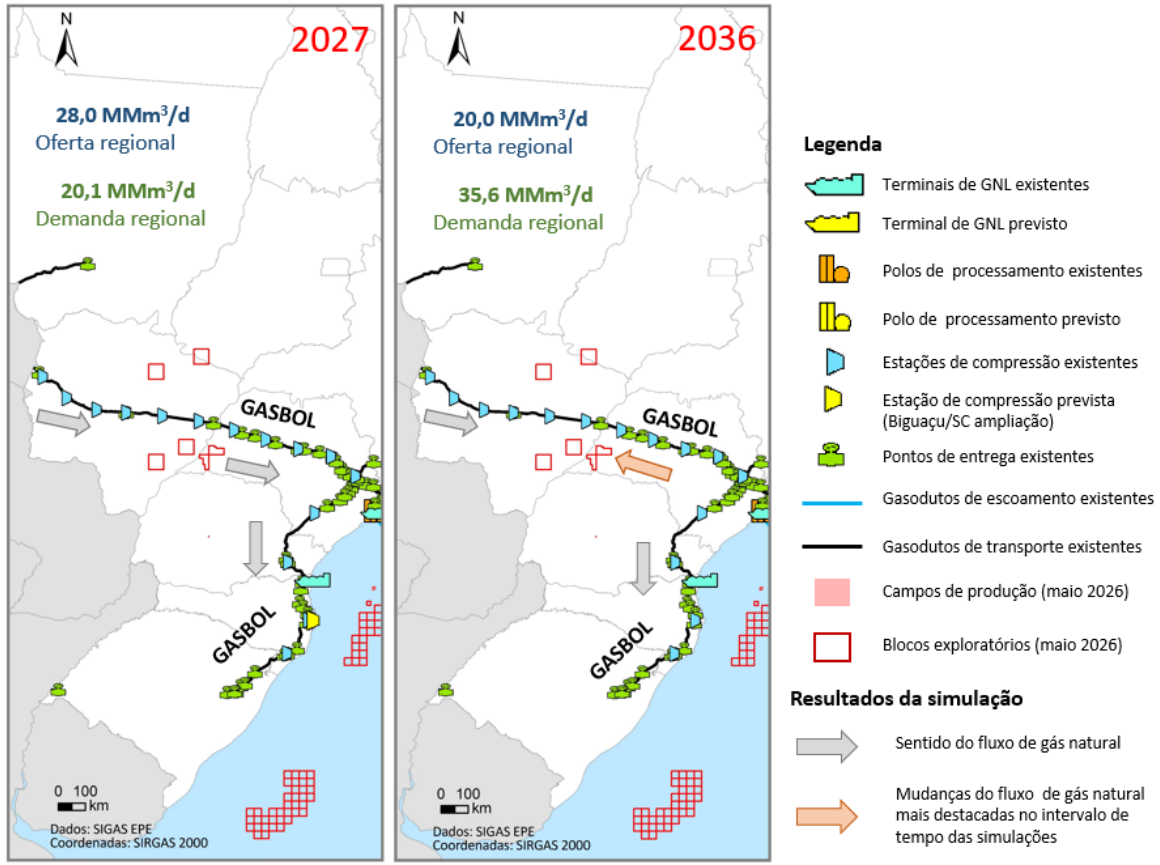


Simulação da malha integrada – Centro-Oeste/SP/Sul

- O atendimento a essa malha é realizado por meio de: (i) gás boliviano, transportado pelo GASBOL; (ii) interconexão entre as malhas da TBG e da NTS, em Paulínia/SP; e (iii) GNL importado pelo Terminal TGS, em São Francisco do Sul/SC.
- Para viabilizar o atendimento às demandas, a redução das importações de gás boliviano foi compensada pelo gás proveniente da malha Sudeste, complementado pela importação de GNL pelo TGS/SC.
- As simulações foram realizadas com o objetivo de maximizar a transferência de gás nacional proveniente da malha Sudeste, de modo a compensar a redução da oferta de gás boliviano.
- Como análise de sensibilidade, também foi avaliada a maximização da utilização do TGS/SC, o que pode permitir uma menor transferência de gás da malha Sudeste. A utilização de quase toda a capacidade desse terminal exigiria a inversão do fluxo no trecho entre o terminal e Paulínia, incluindo compressores e válvulas.
- Em razão da configuração telescópica do GASBOL, foram identificadas necessidades de ampliação de dutos e compressores para viabilizar o atendimento das demandas potenciais no trecho final do gasoduto.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2027 e 2036 da malha integrada no subsistema Centro-Oeste/SP/Sul

Fonte: Elaboração própria.



PDE 2036

Investimentos

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

Estimativa de investimentos em infraestrutura de gás natural entre 2027 e 2036

Classificação	Investimentos previstos	
	Projetos	R$ bilhões
Gasodutos de escoamento	2	14,0
Gasodutos de transporte	0	0,0
Estações de compressão (ECOMPs)	2	1,2
Terminais de regaseificação de GNL	1	0,3
Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN)	1	0,4
Total	**6**	**15,9**

- Para fins deste PDE, foram considerados **apenas os investimentos classificados como previstos**, por apresentarem estágio mais avançado de maturidade para a materialização da infraestrutura.
- Outros projetos, embora ainda não classificados como previstos em razão de seu nível de maturidade, vêm sendo estudados no âmbito dos planos indicativos.
- Nesse contexto, também podem ser mencionadas as ampliações destinadas ao atendimento das UTEs vencedoras do LRCAP 2026, bem como as expansões no mercado.
- Entre os **investimentos previstos**, destacam-se:
  - Dutos de escoamento: **conexão Raia-TECAB** e Projeto **SEAP**.
  - Terminais de GNL: terminal de regaseificação de **Suape/PE**.
  - Compressão: **ECOMP Japeri/RJ** e **ampliação da compressão no trecho sul do GASBOL.**
  - UPGN: **Miranga/BA.**
- Os projetos previstos totalizam **investimentos** da ordem de **R$ 16 bilhões**.
- Os demais investimentos para o horizonte serão detalhados no PNIIGB.

PDE 2036

Considerações finais e perspectivas

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

Considerações finais e perspectivas

- A oferta potencial total (Brasil e malha integrada) apresenta trajetória crescente ao longo de todo o horizonte do estudo.
- A oferta nacional conta com participação expressiva do pré-sal ao longo do horizonte, que representa cerca de dois terços da oferta nacional na malha integrada.
  - Raia, a partir de 2028, e SEAP, a partir de 2030, terão participação relevante na oferta nacional.
- A oferta do pós-sal apresenta crescimento percentual superior ao do pré-sal até 2036, embora não haja perspectivas de ultrapassá-la.
- A capacidade máxima de importação representa a maior parcela da oferta potencial, com destaque para o GNL, em razão da premissa de utilização da capacidade máxima dessas infraestruturas.
- No entanto, a oferta de GNL está fortemente associada à geração termelétrica, o que resulta em variações nos níveis efetivos de utilização.
- A demanda por gás natural apresenta elevação ao longo de todo o horizonte, com crescimento médio de 4,7% ao ano.
  - Os segmentos industrial, residencial, comercial e de transportes apresentam crescimento mais moderado, refletindo a maior estabilidade desses setores.
  - O segmento *downstream* apresenta aumento significativo no período de 2028 a 2030, principalmente em razão da entrada em operação das fábricas de fertilizantes previstas, seguido por ampliações no setor de refino.
  - A demanda termelétrica máxima representa a maior parcela da demanda total máxima, principalmente em função dos resultados do LRCAP 2026.
  - Por outro lado, o consumo efetivamente projetado para a geração termelétrica no Brasil ao longo do horizonte (**demanda termelétrica média**) corresponde a cerca de 15% da **demanda termelétrica máxima**. Essa relação demonstra o papel do gás natural na geração de eletricidade, contribuindo para garantir a despachabilidade e a complementaridade ao sistema nas situações de necessidade.

Considerações finais e perspectivas

- O balanço de gás natural (Brasil e malha integrada) apresenta oferta superavitária ao longo de todo o horizonte do PDE.
- Restrições na infraestrutura de gasodutos podem impedir o pleno atendimento de todas as demandas.
- Os excedentes podem ser aproveitados por meio de alternativas em pequena escala, embora representem, majoritariamente, ociosidade das infraestruturas de importação de GNL, associada às necessidades de despacho termelétrico.
- A identificação de gargalos e a elaboração de alternativas para sua solução são fundamentais para o crescimento da indústria de gás natural, pois possibilitam levar a molécula a novos mercados ou a mercados com limitações de entrega, além de favorecer a ampliação do número de agentes e, consequentemente, a competição.
- Os investimentos considerados nesta edição do PDE limitam-se aos projetos classificados como **previstos**, por apresentarem estágio mais avançado de maturidade para a materialização da infraestrutura. Esses projetos totalizam **R$ 15,9 bilhões**, distribuídos por diversos elos da cadeia do gás natural.
- No âmbito das discussões do PNIIGB, cuja proposta é estruturar uma carteira de projetos a serem ofertados ao mercado, esperam-se investimentos ainda maiores nos próximos anos, voltados a:
  - atendimento a projetos já anunciados (como as UTEs do LRCAP 2026);
  - ampliações de mercado;
  - solução de gargalos;
  - inserção de biometano na malha de gasodutos.

PDE 2036 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2036
Caderno de Gás Natural

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

AGRADECIMENTOS

Agradecemos às equipes do MME pela revisão do documento e pelas contribuições apresentadas, que foram importantes para seu aperfeiçoamento: Departamento de Gás Natural (DGN/SNPGB); Secretaria Executiva (SE); Departamento de Informações, Estudos e Eficiência Energética (DIEE/SNTEP).

Os ícones utilizados neste caderno foram obtidos em Flaticon.



PDE 2036

Acompanhe a EPE no WhatsApp

Receba em primeira mão os lançamentos de estudos e eventos da EPE, direto no seu celular.

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



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