

PDE 2035

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Gás Natural

Dezembro 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Gás Natural



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Gustavo Cerqueira Ataide

www.mme.gov.br

Composição dos cargos em 01 de dezembro de 2025

Rio de Janeiro, 2025

Foto da capa: Freepik.



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

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Gás Natural

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva

Heloísa Borges Bastos Esteves

Coordenação Técnica

Marcos Frederico Farias de Sousa
Marcelo Ferreira Alfradique
Ana Claudia Sant'Ana Pinto

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
Henrique Plaudio G. Rangel
Ivan Pablo Lobos Aviles

Superintendência de Petróleo e Gás Natural

Laura Cristina Daltro Cardoso
Luiz Paulo Barbosa da Silva
Marcelo Pereira Almeida
Nathalia Alves Anes Rodrigues
Nelson Pereira Filho

Apoio Administrativo

Alessandra Palma Verissimo Coratini



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 do PDE busca identificar, contextualizar e analisar a infraestrutura de gás natural existente e projetada, as projeções de preço de gás natural e os perfis de oferta e demanda, que representam o mercado brasileiro deste energético no horizonte do PDE 2035.

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 2035 (PDE 2035). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos 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.

SUMÁRIO

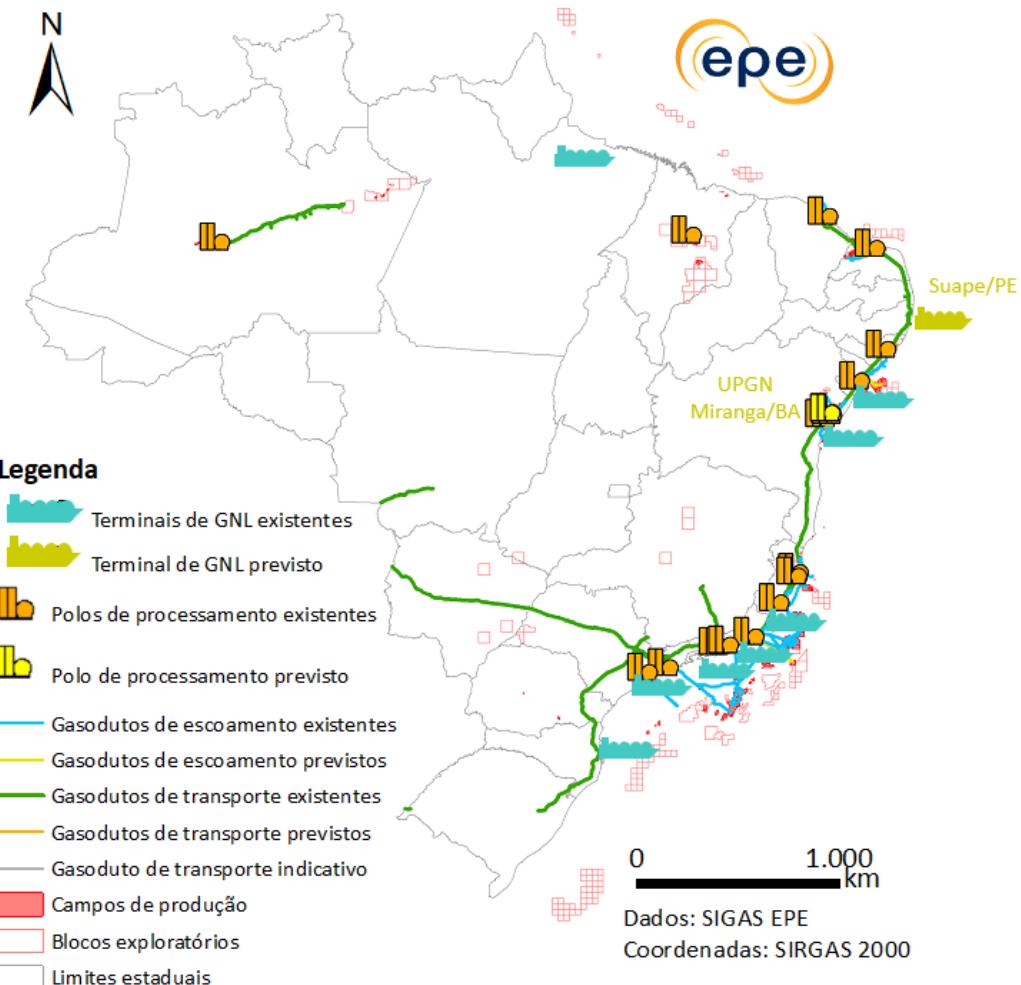
- Infraestrutura
- Preços
- Oferta
- Demanda
- Balanço
- Simulação
- Investimentos
- Considerações finais e perspectivas

Infraestrutura de gás natural

Gasodutos de Escoamento e de Transporte

- Gasodutos existentes:** 4.919 km de escoamento e 9.561 km de transporte;
- Malha integrada** de gasodutos de transporte existentes: Nordeste, Sudeste, GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre – GASUP (trecho 3), terminais de GNL e UPGNs conectados a estes dutos;
- Sistemas isolados** de gasodutos de transporte existentes: Lateral Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus e respectivas ofertas;
- Gasodutos de escoamento previstos:** Raia (16 MMm³/dia) em 2028(I); Sergipe Águas Profundas (18 MMm³/dia), sendo SEAP II em 2030 e SEAP I em 2032;

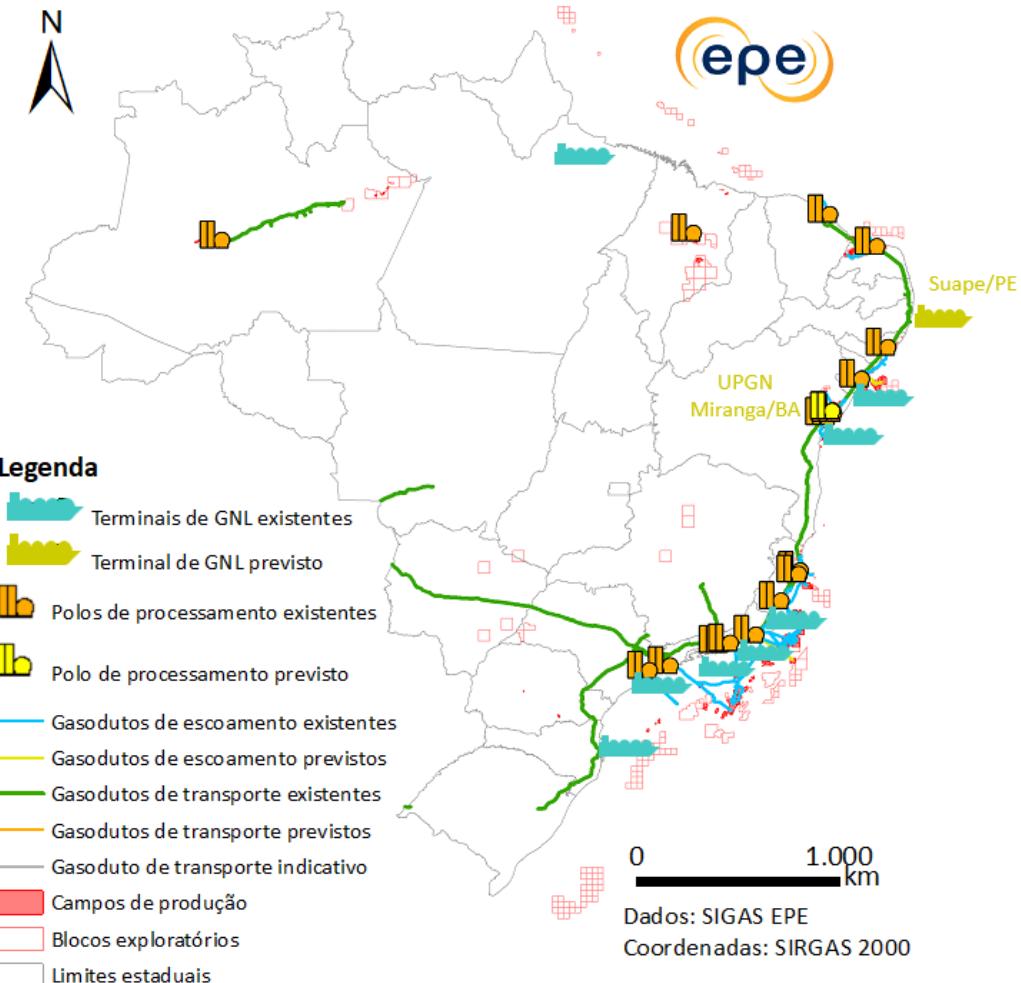
Nota: (I) Em julho de 2025, a ANP autorizou o início da construção do gasoduto de escoamento do Projeto Raia.



Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs)

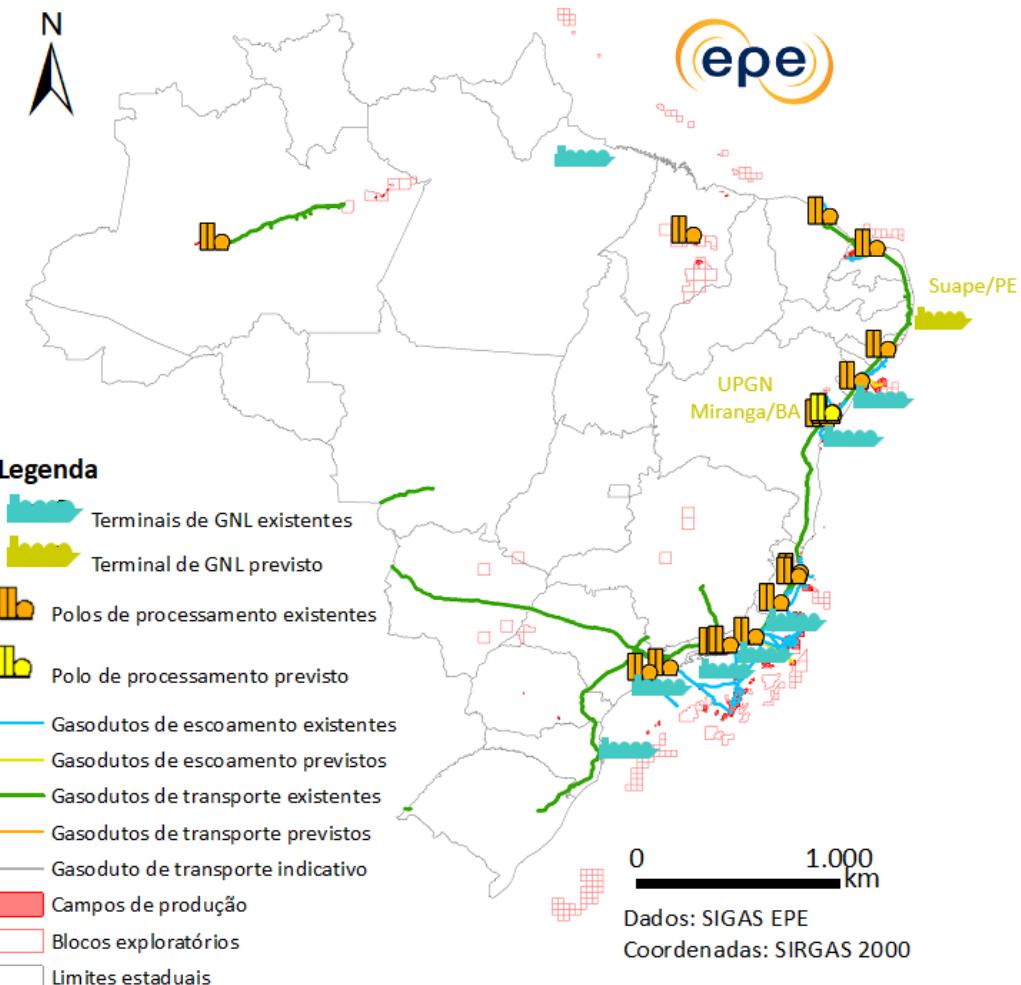
- **Unidades de processamento existentes:** 14^(I) em operação com capacidade de 120,1 MMm³/dia, sendo 91,2 MMm³/dia no Sudeste, 16,7 MMm³/dia no Nordeste e 12,2 MMm³/dia no Norte;
- O segundo módulo da UPGN no **Complexo de Energias Boaventura/RJ**, da PETROBRAS, entrou em operação em maio de 2025 e somado ao primeiro, atingiu a capacidade total de processamento de 21 milhões de m³/dia;
- **Unidade de processamento prevista:** Miranga/BA (950 mil m³/dia) em 2027.

Nota: (I) Em relação ao PDE 2034, foram consideradas as capacidades totais de processamento das unidades do Complexo de Energias Boaventura/RJ e da UTG São Roque/BA.



Terminais de Regaseificação de GNL e projetos de liquefação de gás

- **Terminais de regaseificação existentes** (8) e respectivas capacidades (MMm³/dia): Terminal Gás Sul/SC – TGS (15); Terminal de Regaseificação de São Paulo – TRSP (14); Itaguaí/RJ (8,5), Baía de Guanabara/RJ (20); Porto do Açu/RJ (21); Baía de Todos os Santos/BA (20); Porto de Sergipe/SE (21) e Barcarena/PA (15);
- **Terminal previsto** (1): Suape/PE com capacidade de 14 MMm³/dia em 2026;
- Sobre os novos projetos de liquefação, destaca-se a planta instalada no Complexo Parnaíba/MA. A planta, que iniciou a operação em 2024, tem atualmente uma capacidade de liquefação 600 mil m³/dia;
- Na Baía de Sepetiba/RJ, a KarPowerShip (KPS) opera quatro **termelétricas flutuantes** e um navio FSRU. As embarcações estão fundeadas na Baía de Sepetiba, na cidade de Itaguaí/RJ e possuem capacidade instalada total de 560 MW.



Preços

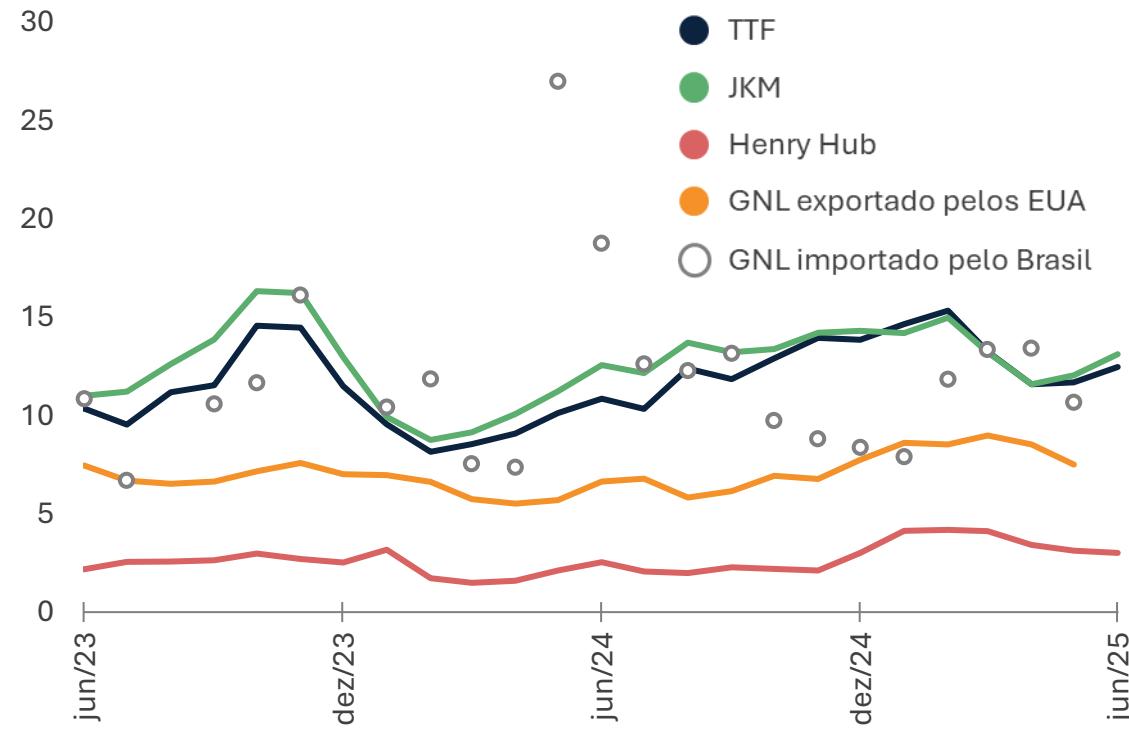
Histórico de preços de gás natural – Contexto internacional

- O mercado internacional de gás natural apresentou uma desaceleração da demanda em relação a 2024. O crescimento da oferta de GNL com a entrada em operação de novos terminais de liquefação contribui para o alívio da pressão sobre os preços de gás no curto prazo;
- O ambiente geopolítico apresenta incertezas associadas aos conflitos Rússia-Ucrânia e Israel-Irã, tendo o último acentuado a volatilidade nos preços, principalmente devido ao risco de interrupção dos fluxos de GNL que transitam pelo estreito de Ormuz;
- No 1º semestre de 2025, houve redução das exportações por gasodutos russos para a União Europeia seguida de uma maior demanda para injeção em armazenamento de gás. A demanda na Ásia registrou queda relacionada à concorrência com a Europa por cargas flexíveis de GNL e à sensibilidade aos preços mais altos do gás natural;
- As projeções de crescimento econômico global são modestas, contudo há incertezas relacionadas principalmente ao aumento da tensão nas relações comerciais internacionais. A taxa de crescimento econômico deve ser influenciada pelo ritmo das negociações tarifárias, que envolvem importantes *players* do mercado internacional de gás, como Estados Unidos e China.

Preços elevados nos principais mercados internacionais de gás natural no período 2024-2025 com volatilidade acentuada pelos efeitos de conflitos geopolíticos, condições climáticas severas e competição por cargas flexíveis de GNL.

Preços Internacionais de Gás Natural (US\$/MMBtu)

Fonte: EIA, S&P Global, ICE e MME.



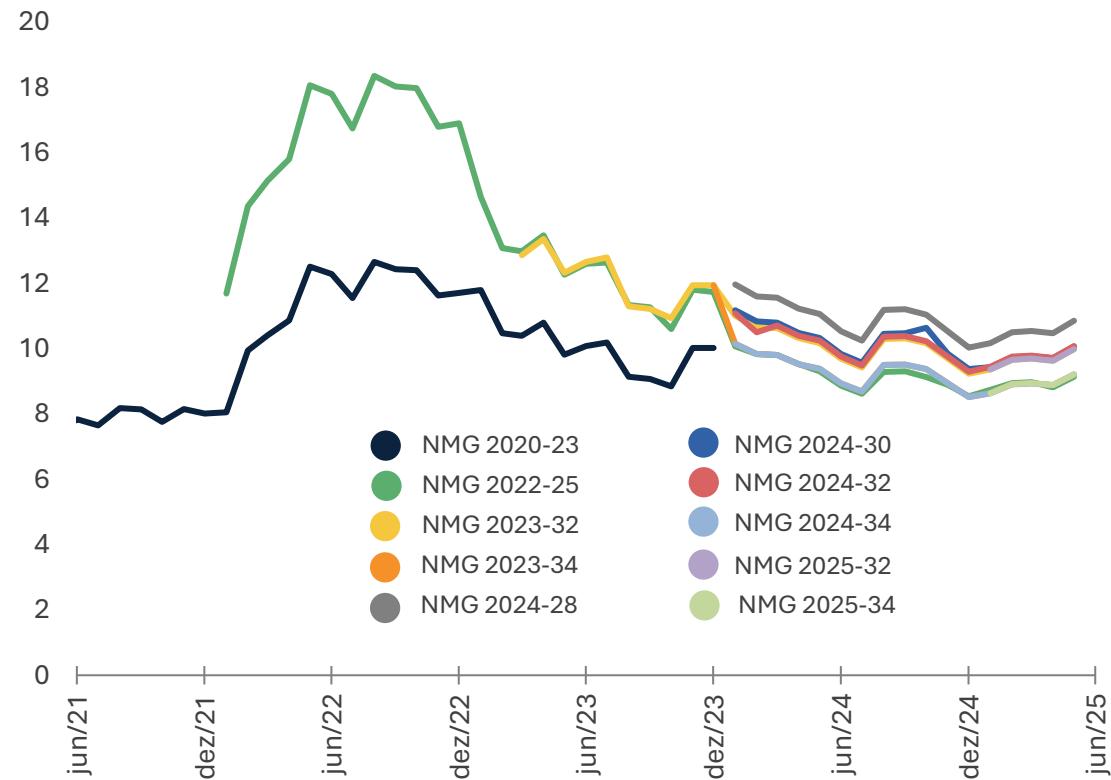
Histórico de preços de gás natural – Contexto nacional

Evolução recente da abertura do mercado:

- O Decreto nº 12.153/2024 trouxe mudanças no arcabouço legal, inclusive no que se refere a aspectos econômicos e de preço, visando promover o ambiente concorrencial e o aumento da liquidez;
- Tendência de desconcentração na comercialização do gás iniciada no Nordeste expandindo, recentemente, no Sudeste;
- Crescente número de agentes e maior diversidade de produtos e modalidades de contratação, tanto na molécula como no transporte, acompanhado da expansão do mercado livre;
- Nos contratos de compra e venda de gás natural firmados entre os comercializadores e as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs), vigentes em junho de 2025, quase a totalidade das fórmulas de preços da molécula de gás natural apresentam indexação ao petróleo *Brent* e/ou ao gás *Henry Hub*;
- A indexação do preço do gás ao *Brent* é preponderante em relação à indexação ao *Henry Hub*, seja em termos de quantidade de contratos ou volumes contratados de gás;
- Número crescente de transações de curto prazo (spot) com preços descontados em relação aos contratos de longo prazo, embora menos significativas em termos de volumes anuais.

Preços de Gás Natural da Petrobras para CDLs (US\$/MMBtu)

Fonte: MME.



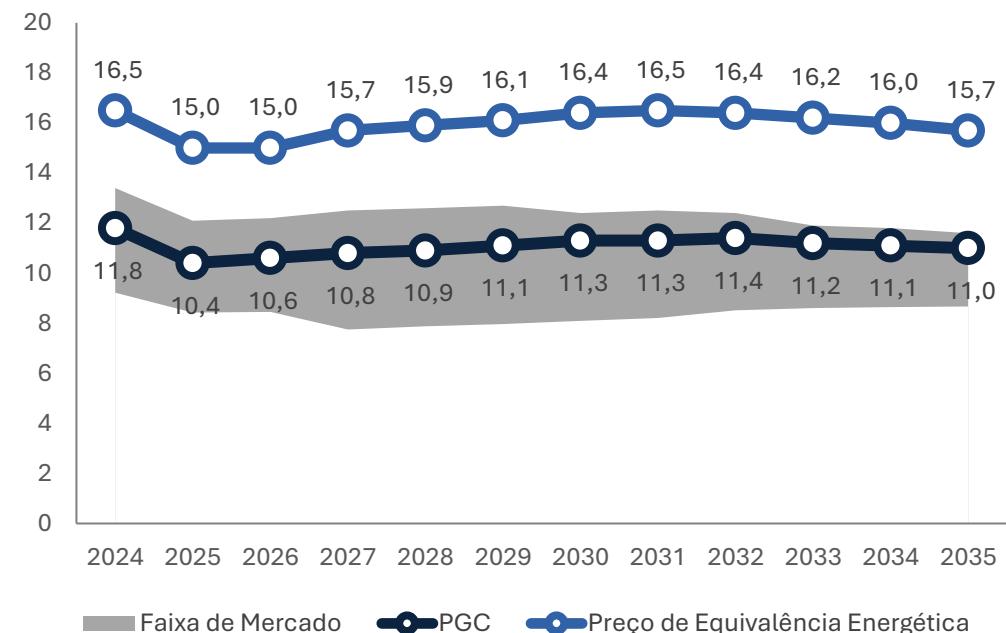
Nota: Considera apenas a parcela da molécula. “NMG” corresponde aos Contratos “Novo Mercado de Gás” entre Petrobras e CDLs.

Preço de gás natural no mercado brasileiro

- As projeções representam estimativas de preços médios do gás natural nos pontos de entrega (citygates) da malha integrada no horizonte até 2035;
- O **Preço de Gás Natural no Citygate** (PGC) considera os preços de molécula praticados pelos agentes comercializadores com as CDLs e suas respectivas participações no mercado brasileiro de gás natural, além de uma tarifa de transporte média equivalente postal;
- A **Faixa de Mercado** corresponde a uma área cujos limites superior e inferior representam a evolução dos maiores e menores preços de gás nos contratos ao longo do período;
- O **Preço de Equivalência Energética** refere-se ao preço do barril de petróleo Brent (US\$/b) dividido pelo seu conteúdo energético (MMBtu/b);
- Para o ano base, são considerados os contratos vigentes em junho de 2025. Ao longo do horizonte não são considerados possíveis impactos de políticas públicas de incentivo ao gás natural.

Preços de Gás Natural no Citygate (US\$/MMBtu)

Fonte: Elaboração própria.



Nota: As projeções dos preços foram referenciadas na data base de junho de 2025.

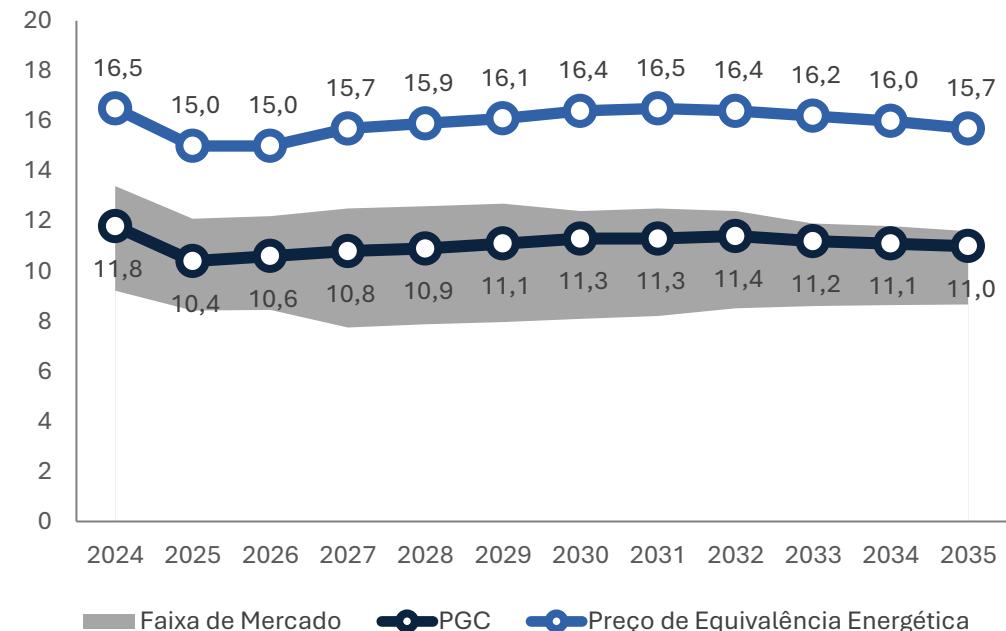
Os indexadores que balizam os preços ao longo do horizonte do PDE 2035 são o *Brent* e o *Henry Hub*. A projeção não inclui a parcela da distribuição nem os tributos, que compõem o preço ao consumidor final.

Preço de gás natural no mercado brasileiro

- Para o *Brent*, utilizou-se a trajetória de referência da projeção elaborada pela EPE apresentada no caderno de Preços Internacionais do Petróleo e seus Derivados;
- Para o *Henry Hub*, foram utilizadas projeções de curto e longo prazo elaboradas pela EIA;
- A projeção para o horizonte decenal se apoia nas perspectivas dos estudos da EPE sobre a evolução da competitividade, a entrada de novos agentes e novos investimentos;
- Em relação ao PDE 2034, a curva do PGC apresenta valores inferiores, principalmente em função da trajetória de referência do *Brent*, que é o indexador com maior peso nos contratos ao longo do horizonte;
- O estreitamento da Faixa de Mercado ao longo do horizonte se deve a dois principais motivos: (i) perspectiva de convergência dos preços indexados ao *Henry Hub* e ao *Brent*, a partir das trajetórias de referência consideradas; (ii) redução da assimetria de informações entre os agentes associada ao aumento da concorrência e da liquidez.

Preços de Gás Natural no Citygate (US\$/MMBtu)

Fonte: Elaboração própria.



Nota: As projeções dos preços foram referenciadas na data base de junho de 2025.

A implementação de políticas públicas, como as propostas no âmbito do Programa Gás para Empregar, pode pressionar a curva do PGC e a Faixa de Mercado para baixo, levando a preços mais competitivos no horizonte deste PDE.

PDE 2035

Oferta



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO DO
BRASIL
DO LADO DO Povo Brasileiro

PDE 2035 | Premissas de Oferta

Premissas

- Produção Líquida processada em UPGNs existentes¹ e futuras(1);
- Importação de GNL por terminais existentes (8) e futuros (1);
- Importação por dutos via GASBOL, Lateral-Cuiabá e GASUP trecho 1;
- Movimentação em gasodutos existentes (escoamento e transporte)
 - Gasodutos futuros: escoamento (2).

Incertezas

- Possíveis UPGNs e rotas de escoamento do pré-sal futuras;
- Conexão do terminal de GNL do Porto do Açu à malha de gasodutos de transporte ainda em definição de rota, porém ocorrerá dentro do horizonte;
- Capacidade de suprimento a partir da Bolívia e da Argentina;
- Em empreendimentos individuais não conectados à malha, os agentes eventualmente poderão optar pela sua conexão para atendimento a maiores volumes de demanda;

Projetos de Oferta Futuros*



¹ inclui as 14 UPGNs em operação. As UPGNs Atalaia, Candeias e RPBC não são consideradas pois tiveram operação revogada entre 2021 e 2023.

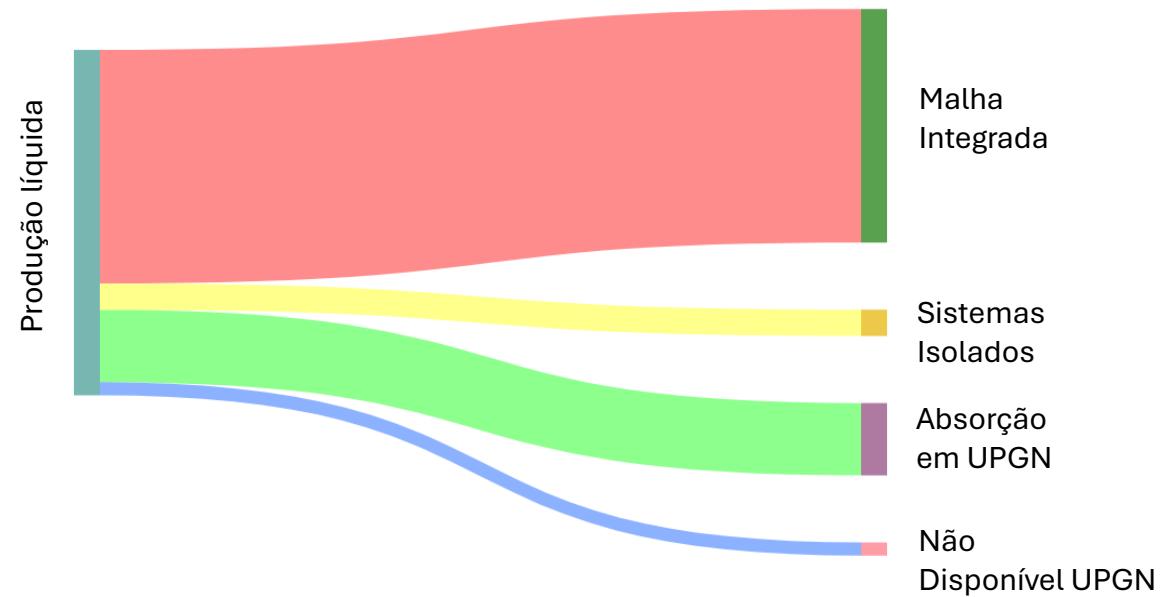
* Futuros em relação ao início de operação. Não incluem os projetos estudados nos Planos Indicativos.

PDE 2035 | Da Produção Líquida à Oferta Potencial Nacional

A produção líquida estimada pela EPE é submetida a algumas etapas até se tornar a oferta potencial que poderá chegar ao mercado:

- O gás natural é escoado até UPGNs e processado para especificação, havendo também a produção de líquidos de gás natural, como GLP e gasolina natural;
- Alguns volumes são enviados para outros campos produtores para serem usados na própria etapa de E&P ou são consumidos para geração termelétrica “na boca do poço” e não estão disponíveis para UPGNs;
- Parte dos volumes de gás natural especificado está disponível em regiões ainda não conectadas à malha integrada de gasodutos de transporte (ex: AM), constituindo sistemas isolados e atendendo a conjuntos específicos de consumidores;
- Os volumes restantes são disponibilizados à malha integrada, sendo somados à importação para atendimento a esse mercado.

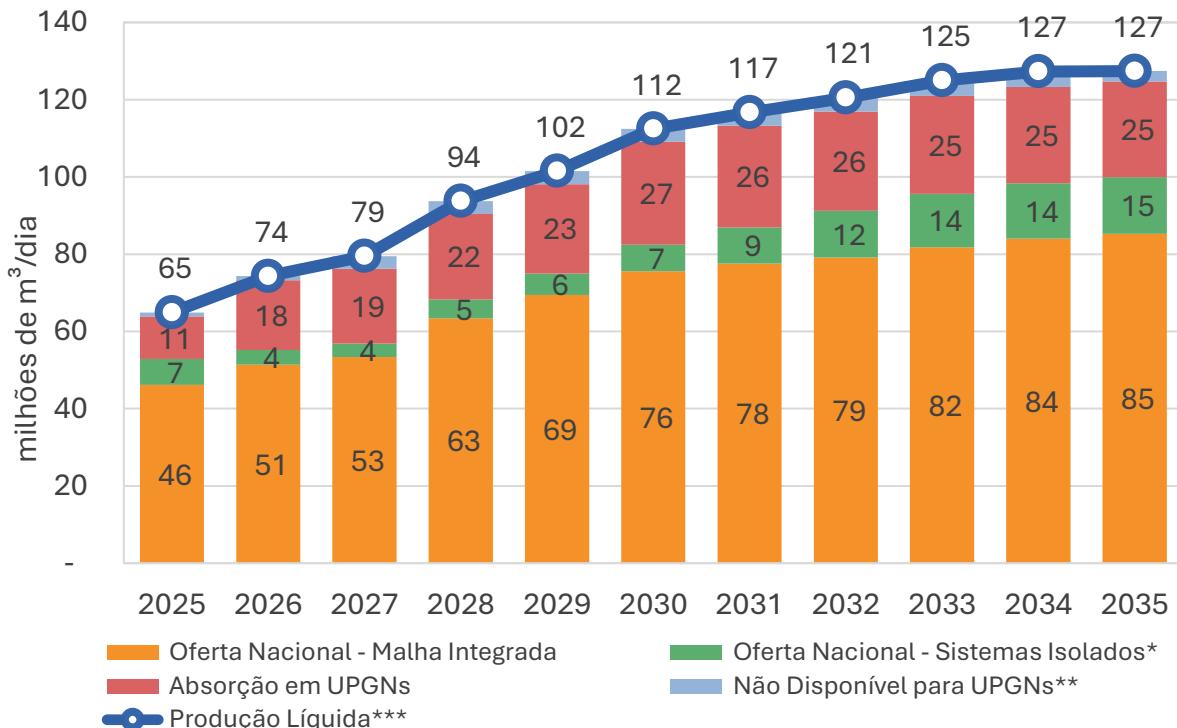
Distribuição típica dos volumes da produção líquida



PDE 2035 | Da Produção Líquida à Oferta Potencial Nacional

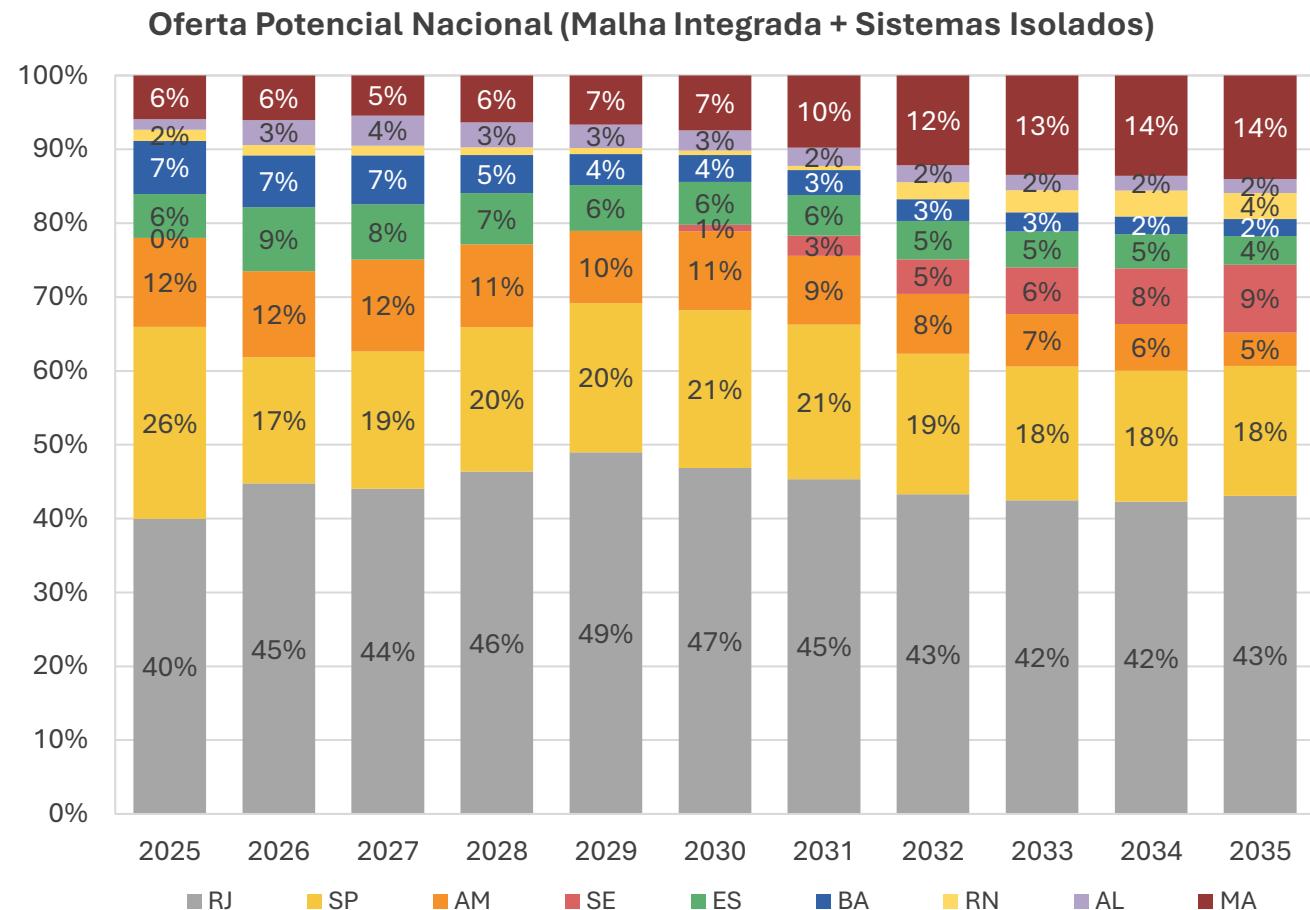
- Observa-se um aumento de 95% do volume da produção líquida no horizonte, passando de 65 para 127 MMm³/dia, enquanto a oferta potencial nacional passa de 53 para 100 MMm³/dia, no mesmo período;
- O crescimento é mais acentuado durante o primeiro quinquênio, com a maior variação entre 2027 e 2028, já no final do horizonte de estudo, a produção se estabiliza em 127 MMm³/dia nos anos 2034 e 2035.
- O crescimento mais acentuado na primeira metade do horizonte é influenciado pela expectativa de expressiva produção no pós-sal da Bacia do SEAL, além do pré-sal na Bacia de Santos.
- Ao longo do período, a oferta potencial na malha integrada mantém-se em torno de 70% da produção líquida.
- Nota-se um aumento de cerca de 85% do volume da oferta na malha integrada no horizonte de estudo.

Da Produção Líquida à Oferta Potencial Nacional



PDE 2035 | Oferta Potencial Nacional – Total Brasil

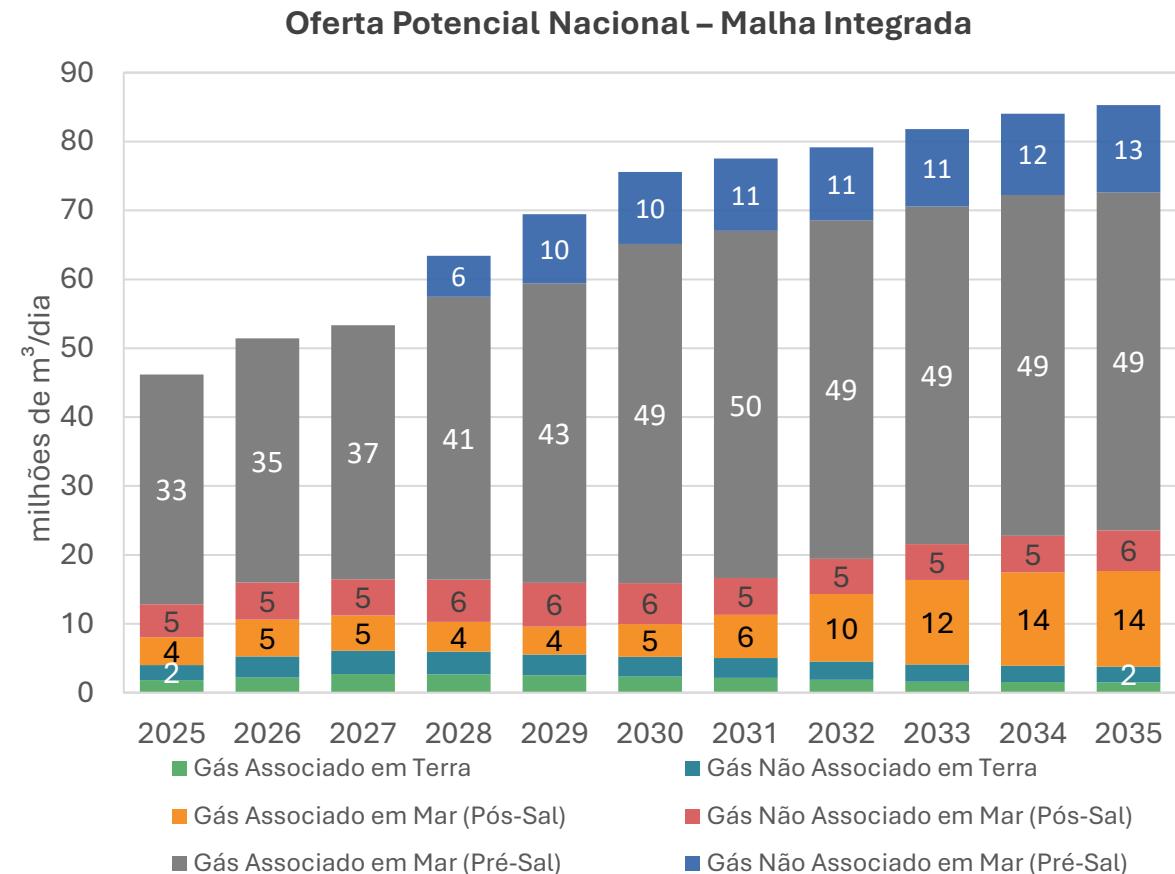
- A oferta potencial nacional na malha integrada se concentra nos estados da Região Sudeste (RJ, SP e ES), representando 72% em 2025 e 65% em 2035;
 - RJ responde por maior oferta em 2029, em função da entrada em operação do projeto Raia em 2028;
- Na Região Nordeste (SE, BA, RN, AL e MA), a participação na oferta potencial nacional quase se duplica, passando de 16% em 2025 para 31% em 2035;
 - MA responde significativamente com um aumento gradativo ao longo do horizonte do PDE, enquanto SE passa a contribuir mais fortemente a partir da segunda metade do período, em função da entrada em operação do projeto SEAP em 2030.



Os estados do RJ e SP apresentam a maior participação na oferta potencial nacional, estando inteiramente na malha integrada.

PDE 2035 | Oferta Potencial Nacional - Malha Integrada

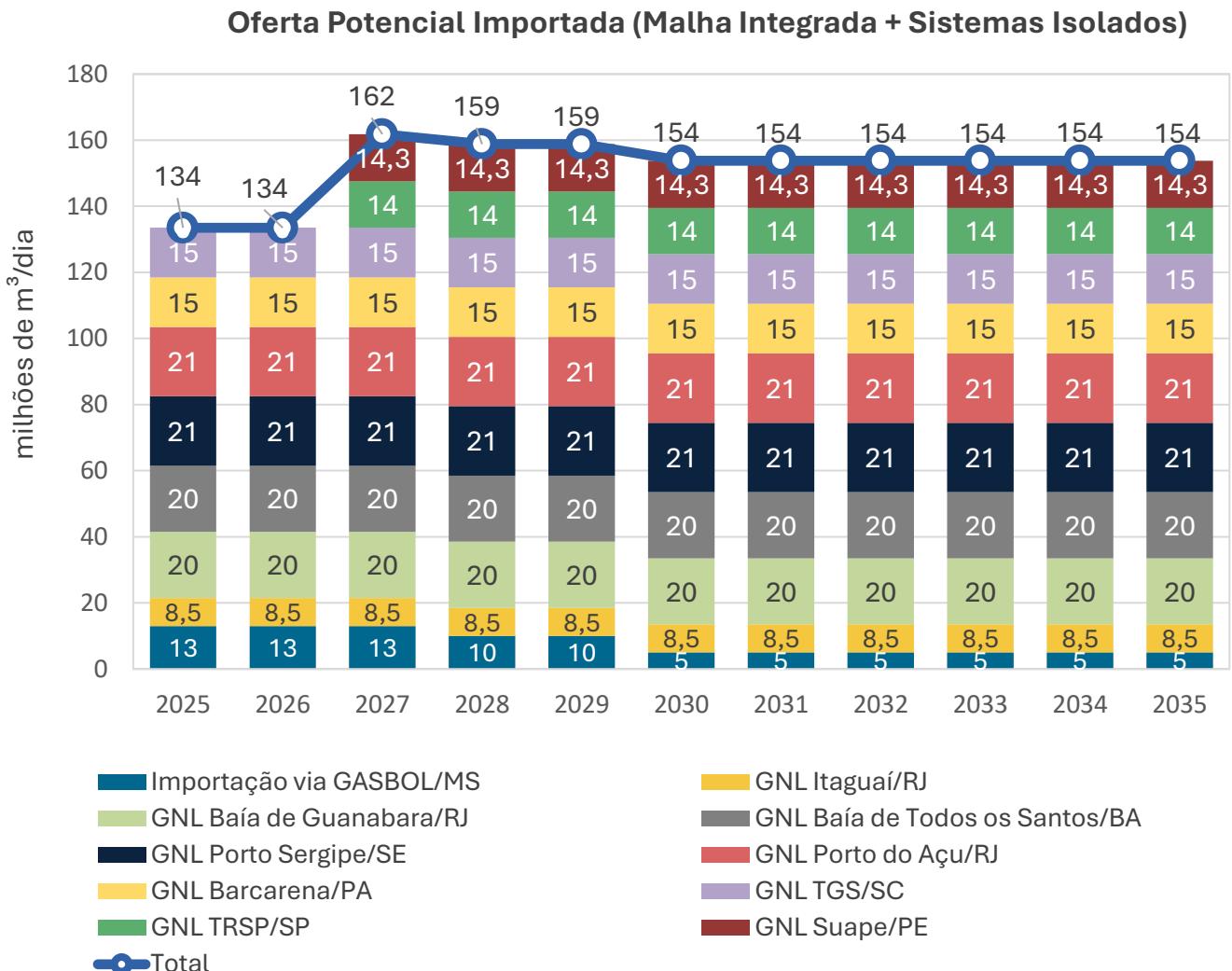
- Com relação à oferta potencial nacional na malha integrada, o gás associado (*onshore*, *offshore* pré-sal e *offshore* pós-sal) tem participação média de 84% entre 2025 e 2027;
- Esta participação decresce entre 2027 e 2029 em virtude do aumento da participação do gás não associado *offshore* pré-sal e, a partir de 2030 esta participação se estabiliza em torno de 76%.
- A produção oriunda do pré-sal é a principal parcela de oferta nacional. Inicia-se com 72% em 2025 e atinge um patamar de 79% entre 2030 e 2031, e fechando o período com 72% em 2035;
- Esta estabilização pode ser justificada pela elevação da produção *offshore* de gás associado no pós sal e gás não associado no pré-sal, respectivamente Projetos SEAP e Raia.



A participação da produção de gás associado e não associado oriundas do pré-sal se configura como a principal parcela de oferta potencial na malha integrada. No entanto, observa-se um aumento na participação da produção de gás natural *offshore* no pós-sal ao longo do horizonte do PDE.

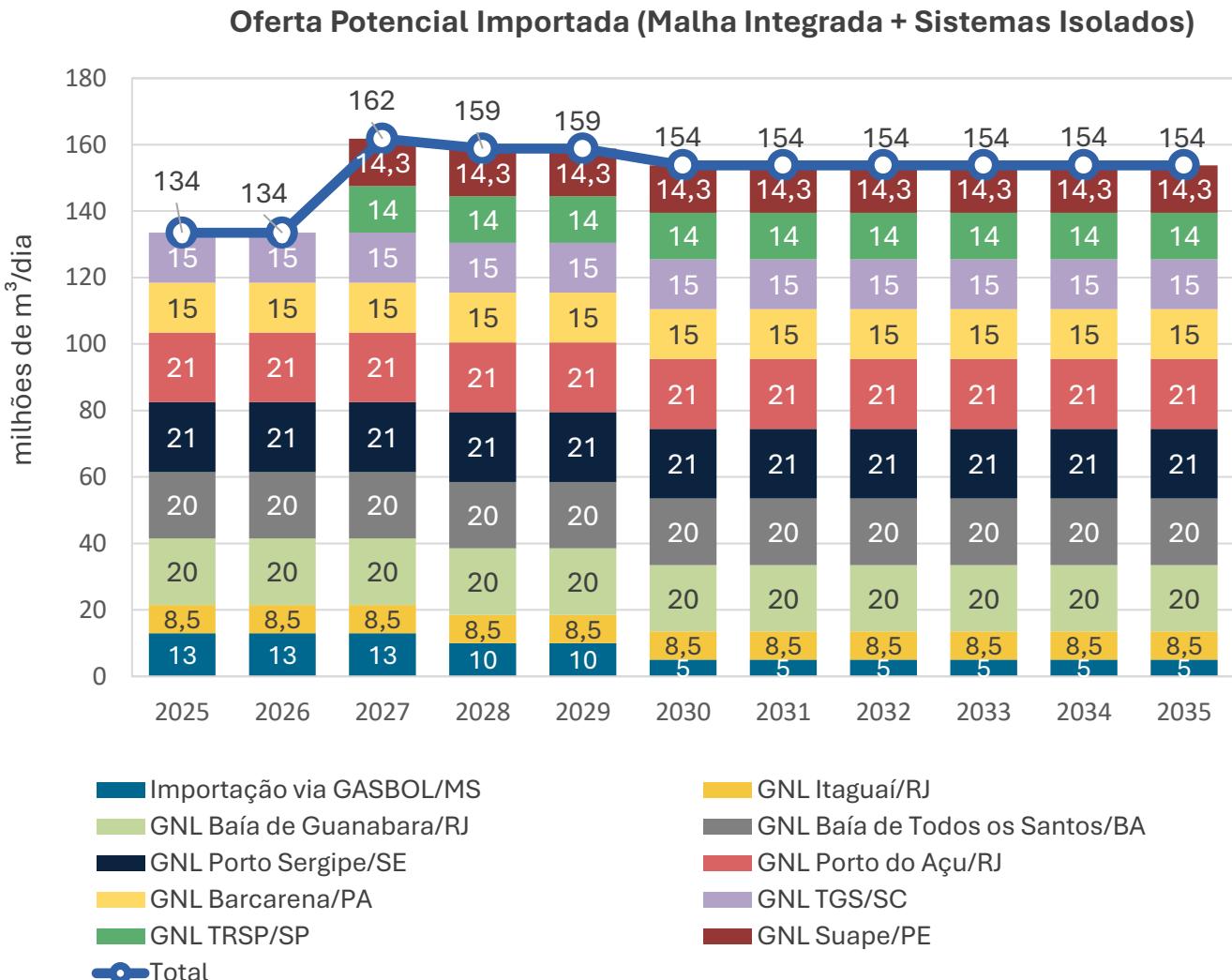
PDE 2035 | Oferta Potencial Importada – Total Brasil (I)

- A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL;
- Entre o segundo e terceiro anos nota-se uma elevação significativa de 21% na curva em função da entrada em operação do terminal de Suape/PE bem como o retorno de operação do TRSP/SP, ambos como sistemas isolados;
- Nos períodos entre 2027 e 2028, bem como entre 2029 e 2030, ocorrem reduções na oferta potencial importada. Este comportamento reflete a previsão de redução da oferta do GASBOL;
- A oferta via GASBOL considera 13 MMm³/dia nos três primeiros anos, seguidos por dois anos com 10 MMm³/dia e os seis anos restantes com volumes de 5 MMm³/dia até 2035;
- Esta nova 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 constante do novo aditivo contratual.



PDE 2035 | Oferta Potencial Importada – Total Brasil (II)

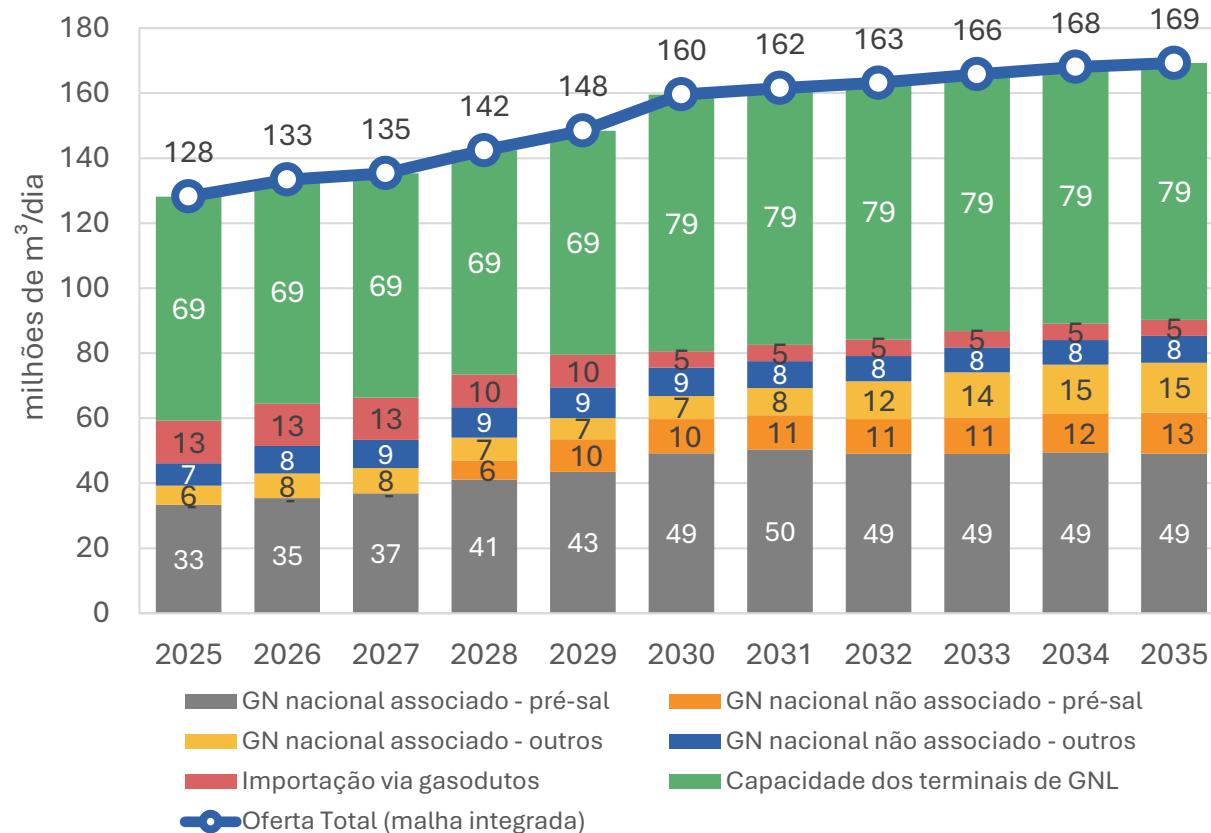
- Além disso, há expectativas de importação do gás proveniente da Argentina, o que, a se confirmar, permitirá a inclusão das estimativas de volumes nas próximas edições do PDE.
- Observa-se que a capacidade dos terminais mantêm-se estáveis ao longo do período desde 2025 enquanto a variação nos níveis de importação decorre da redução do gás boliviano:
 - Terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA, do Sergipe/SE e TGS/SC já se encontram conectados à malha integrada desde o início do período;
 - Os terminais de Barcarena/PA, do Porto do Açu/RJ, de Itaguaí/RJ e TRSP/SP se constituem em sistemas isolados em operação desde o início do período;
 - Considera-se, no entanto, que o terminal do Porto do Açu/RJ se conectará à malha integrada em 2030.
- Por fim, não são considerados volumes importados através dos gasodutos GASUP/RS (Trecho 1) e Lateral Cuiabá/MT.



PDE 2035 | Oferta Potencial Total - Malha Integrada

- Observa-se um aumento progressivo do volume da oferta potencial total (nacional e importada) na malha integrada, passando de 128 para 169 MMm³/dia no horizonte (32%);
- Com relação a esse aumento, nota-se um maior crescimento entre 2029 e 2030, atribuído à conexão do Porto do Açu/RJ e aumento do gás nacional associado do pré-sal;
- Nota-se no, PDE 2035, uma redução progressiva da importação via GASBOL, passando de 13 MMm³/dia em 2025 para 5 MMm³/dia em 2035;
- Há um crescimento gradual da participação média do gás nacional na oferta potencial total, variando de 36% a 50% entre 2025 e 2035.
- Vale notar que a participação do GNL na oferta importada na malha integrada avança de 84% a 94% no horizonte e representa 49%, em média, da oferta potencial total na malha integrada no horizonte.
- Esta participação do GNL é calculada através das capacidades dos terminais, representando seus potenciais de importação. Historicamente, no entanto, os volumes efetivamente regaseificados são consideravelmente inferiores a estas capacidades.

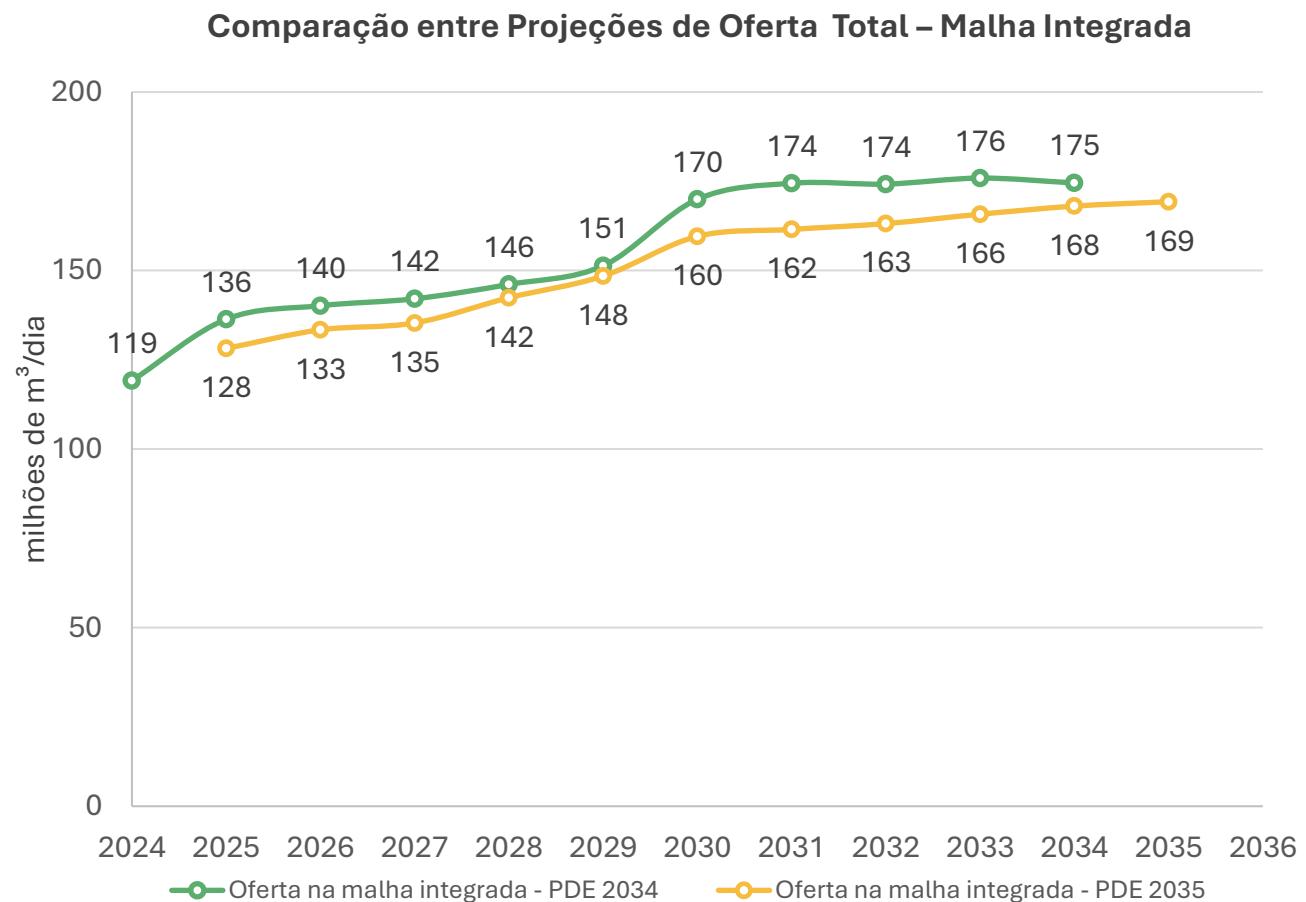
Oferta Potencial Nacional e Importada – Malha Integrada



A oferta potencial total na malha integrada aumenta no período, com destaque para o gás nacional, que representa 36% em 2025 e passa a 50% ao final do horizonte. A oferta importada cresce em termos absolutos, mas decresce em termos relativos no horizonte perfazendo os outros 50% da oferta na malha.

PDE 2035 | Comparação das Projeções da Oferta Total na Malha Integrada

- A oferta total na malha integrada para o PDE 2035 é inferior à do PDE 2034, em função da redução do volume importado da Bolívia e menor aumento da oferta de gás nacional em função da prorrogação de entrada de alguns projetos de produção.
- Durante a primeira metade do horizonte, a diferença inicial de -6% reduz-se a um mínimo de -2% em 2029 e a diferença volta ao patamar dos -6% na segunda metade do horizonte;
- A curva do PDE 2035 é mais estável, apresentando um crescimento mais uniforme ao longo do período. Neste horizonte, há menos saltos devidos a entradas e saídas de infraestruturas;
- Já a partir de 2030, o PDE 2035 considera elevação dos volumes de gás oriundos no pré-sal, bem como a conexão do Terminal do Porto do Açu/RJ, embora com menores valores de produção nacional em relação ao PDE 2034 devido à prorrogação de algumas entradas.
- Vale ressaltar que a tendência ao final do horizonte é de aproximação aos valores do PDE2034;



A oferta total na malha integrada para o PDE 2035 é inferior à do PDE 2034. A diferença média é de -5%, oscila ao longo do horizonte e, ao final do período, a tendência de crescimento da curva do PDE 2035 se mantém, em contraste com a estabilidade da curva do PDE 2034.

Demanda

PDE 2035 Premissas de Demanda

A demanda por gás natural estimada pela EPE leva em conta:

- Gás natural para os setores industrial, residencial, comercial, público e transportes: demanda atendida pelas CDLs – Companhias Distribuidoras Locais;
- Gás natural consumido no setor *downstream*: refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados;
- Gás natural consumido em usinas termelétricas (UTEs);
- Gás de Uso do Sistema: Volume de gás natural necessário para a operação das instalações de transporte.

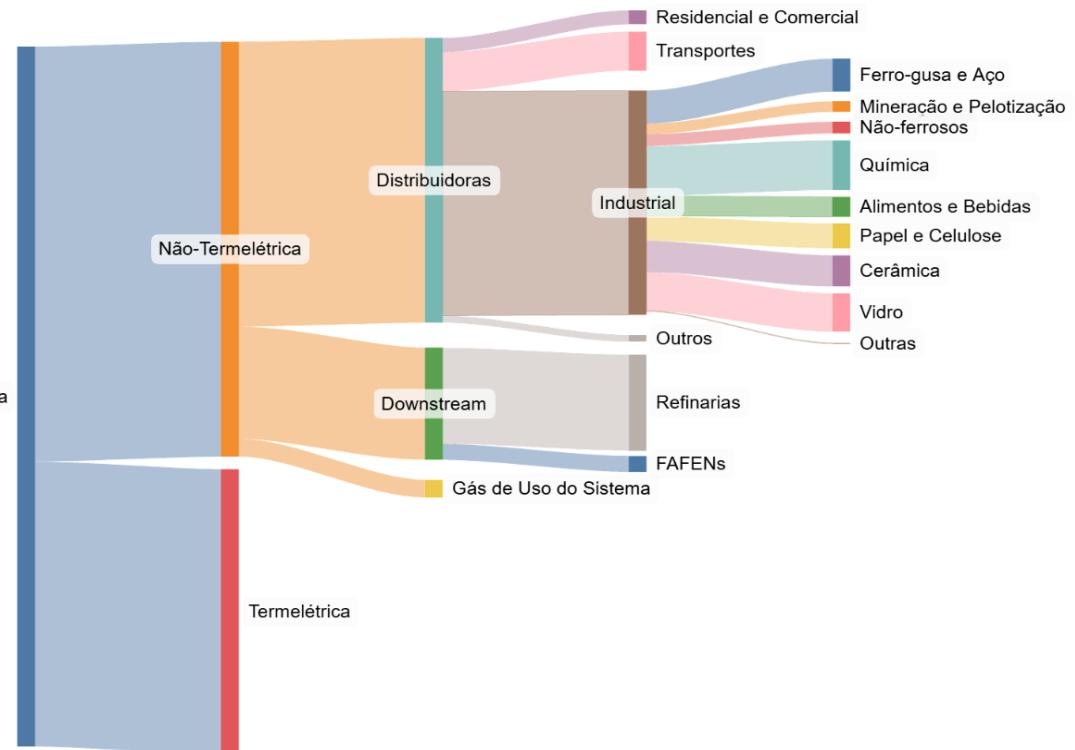
Recebimento de dados pelo sistema InfoGás:



- Participantes: Empresas distribuidoras e outros agentes do setor de gás natural;
- Subsídia a EPE com informações sobre a demanda atendida pelas CDLs.

Distribuição atual da demanda de gás natural

Fonte: EPE: PDE 2035 e Balanço Energético Nacional 2025

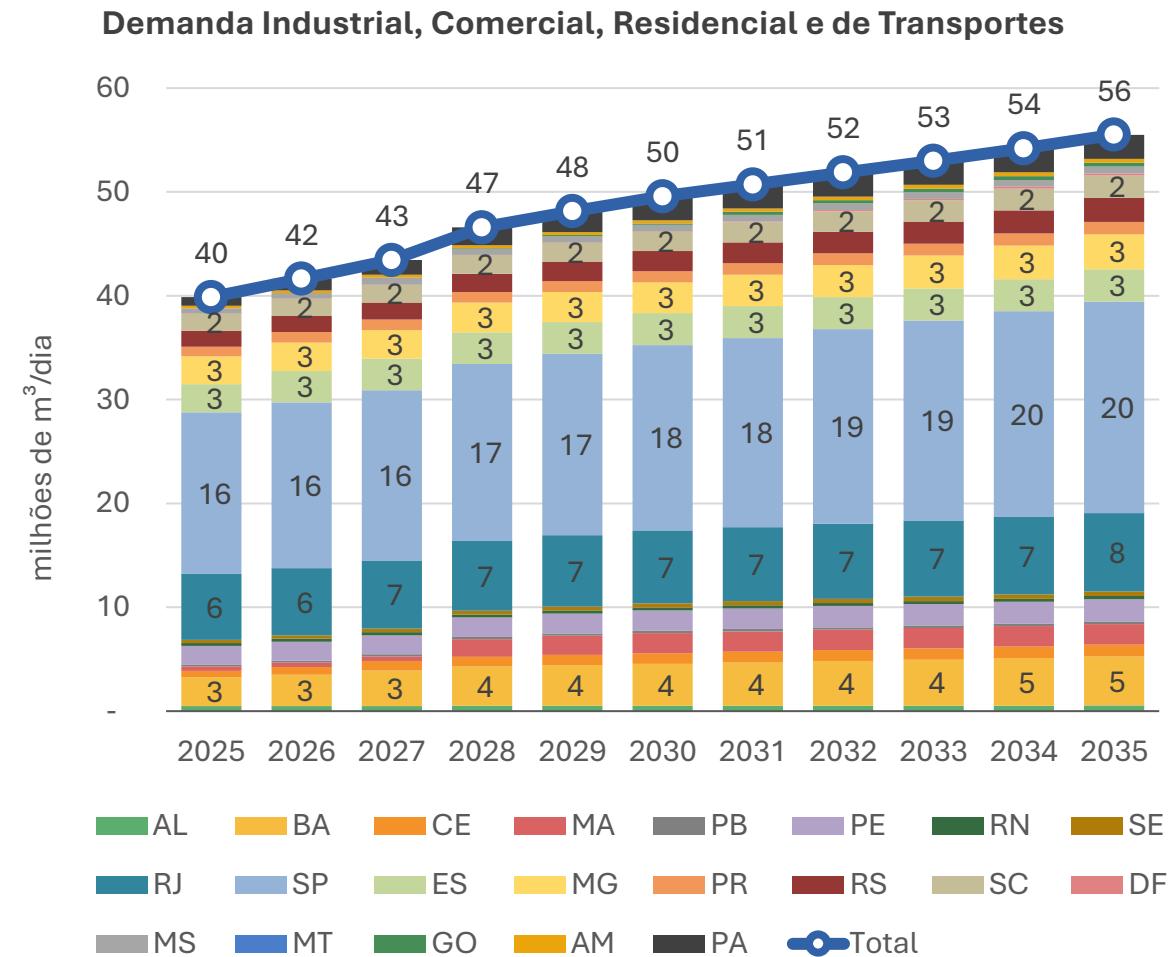


Nota: A demanda termelétrica representada indica a capacidade máxima de despacho.

Os estudos de demanda de gás natural do PDE consideram o consumo máximo para a geração termelétrica e no setor *downstream*. Os dados recebidos através do InfoGás são avaliados e tratados para integrar as projeções realizadas pela EPE.

PDE 2035 | Demanda Industrial, Comercial, Residencial e de Transportes

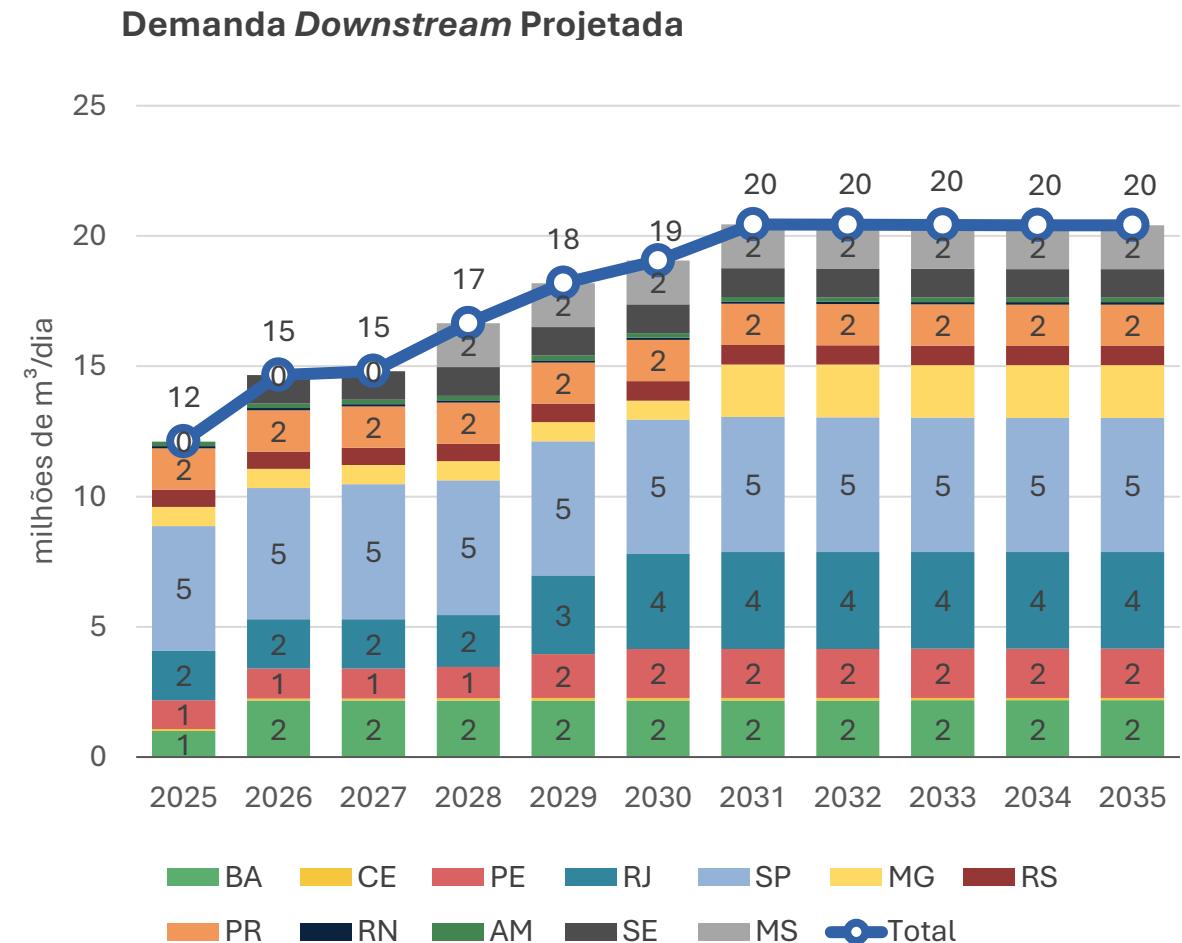
- O gráfico apresenta a projeção da demanda não-termelétrica para os estados brasileiros no horizonte do PDE 2035.
- Como destaque têm-se:
 - O aumento esperado da demanda é de **3,37% a.a.**;
 - **São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo** continuam como os maiores consumidores nos setores industrial, comercial, residencial e de transporte (GNV);
- Prevê-se uma tendência de crescimento linear na projeção da demanda não-termelétrica de gás natural no intervalo estudado, influenciada, principalmente, pelo setor **industrial**, que representa em torno de 65% deste recorte da demanda;
- Este crescimento, no entanto, varia em cada um dos setores de consumo, no período 2025 - 2035:
 - Industrial: 3,2% a.a.
 - Comercial: 5,3 % a.a.
 - Residencial: 4,1% a.a.
 - Transporte: 3,6% a.a.



PDE 2035 | Demanda Downstream por Gás Natural

A projeção considera a capacidade máxima existente e os aumentos previstos de capacidade instalada, retorno ou entrada em operação das seguintes unidades:

- **Refino:**
 - **COMPLEXO BOAVENTURA** (previsão operação – 2028);
 - **REPLAN** (ampliação – 2026);
 - **REVAP** (ampliação – 2026);
 - **RNEST** (ampliação – 2029).
- **Fábricas de fertilizantes nitrogenados:**
 - **ANSA-PR** (retorno à operação – 2025);
 - **FAFENs – BA e SE** (retorno à operação – 2026).
 - **UFN-III** (previsão de operação – 2028);
 - **UFN-Uberaba** (previsão de operação – 2031);



PDE 2035 | Demanda Downstream por Gás Natural

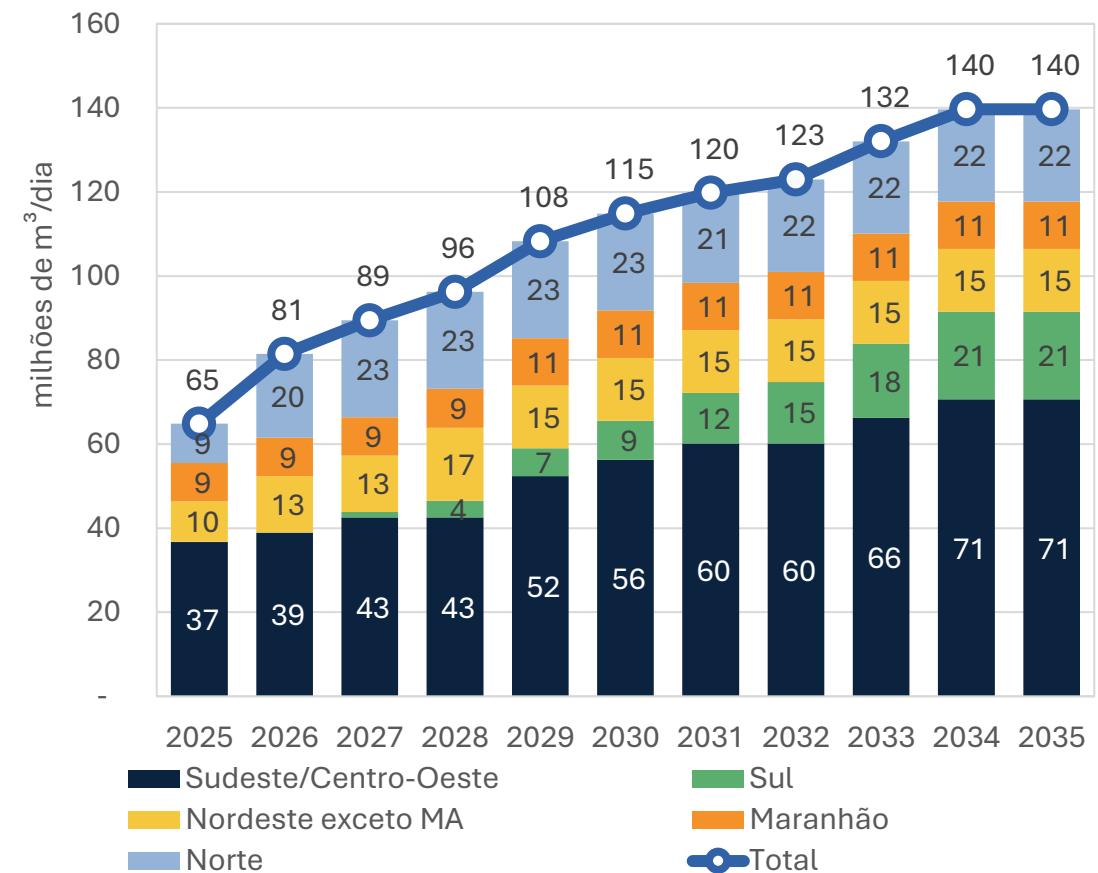
- São Paulo é o maior consumidor de gás natural no Brasil neste setor, especialmente devido às instalações de refino de petróleo e produção de derivados;
- Rio de Janeiro, Bahia, Pernambuco e Paraná também apresentam expressivos consumos, com projeção de aumento no horizonte;
- É previsto um aumento no consumo relacionado a Fertilizantes Nitrogenados na Bahia e em Sergipe e novo consumo em Minas Gerais. Para a UFN-Uberaba/MG, foi considerado um horizonte de 5 anos para início de operação devido ao tempo de construção da planta e do gasoduto;
- Globalmente, é previsto um crescimento de **5,36% a.a.** da demanda downstream ao longo do horizonte deste PDE.

No Refino, as expansões consideradas visam ao atendimento da demanda interna e substituição de importações de combustíveis líquidos, com destaque para diesel. No segmento de Fertilizantes Nitrogenados, o objetivo é reduzir a dependência de importações e ancorar demandas de gás natural.

PDE 2035 | Demanda Termelétrica Máxima por Gás Natural no Brasil

- A demanda termelétrica máxima projetada considera as UTEs a gás natural: **Existentes; Previstas** (vencedoras dos leilões de energia); **Indicativas** (projetos sem localização definida);
- O subsistema **Sudeste/Centro-Oeste** concentrará, até 2035, a maior parte da demanda termelétrica máxima caso ocorra o despacho de todas as UTEs nesse setor;
- Observa-se, em 2026, um crescimento relacionado à retomada de operação de algumas UTEs existentes que tiveram seus contratos encerrados em 2024;
- Por outro lado, em sistemas isolados de gás, ocorreu a entrada de grandes empreendimentos, tais como UTE Novo Tempo Barcarena e UTE GNA II, em 2025;
- O crescimento de demanda termelétrica no **subsistema Sul**, a partir de 2027, decorre de UTEs indicativas;
- Na região **Norte** foram consideradas as termelétricas dos estados do Amazonas e do Pará. Há um crescimento expressivo relacionado ao remanejamento do projeto da térmica Portocém do Ceará para o Pará.

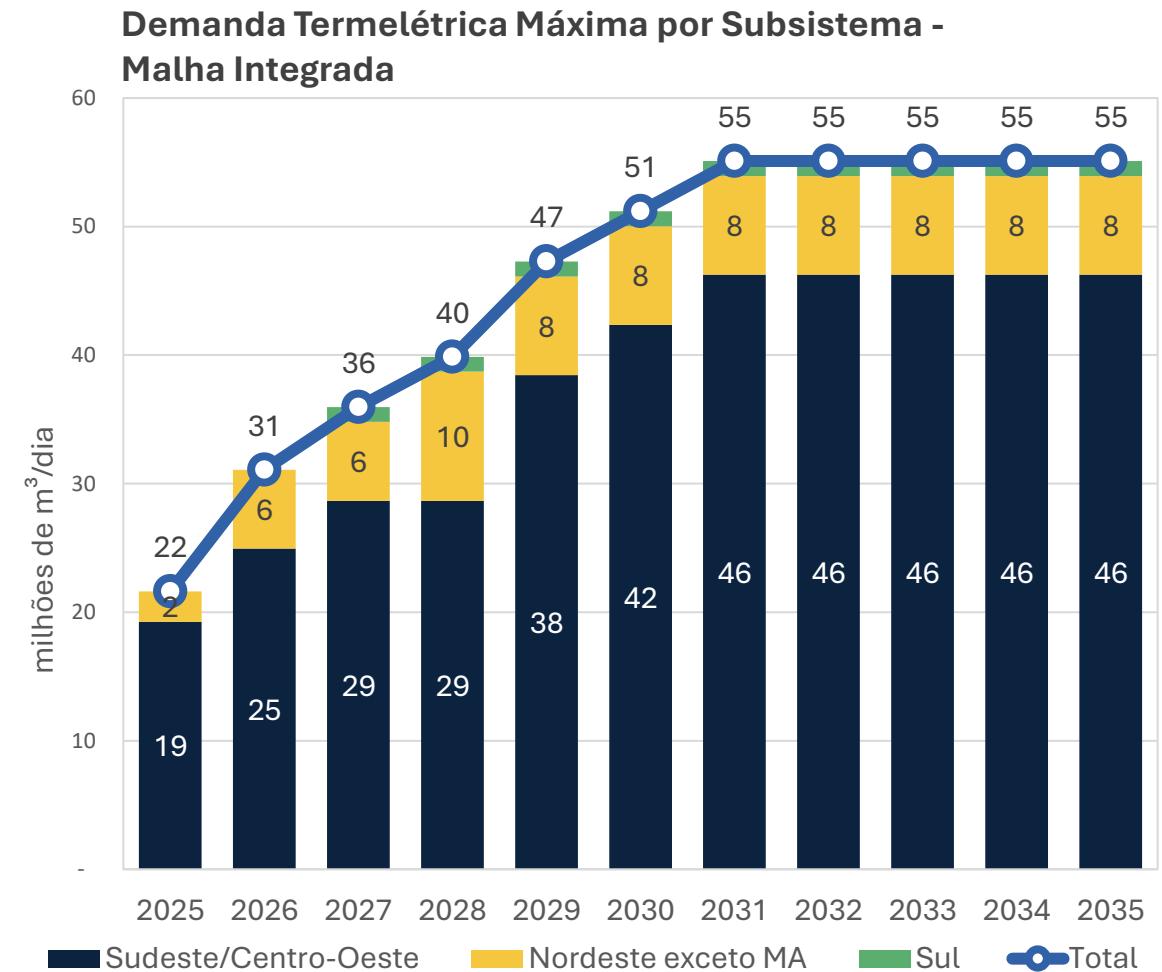
Demandá Termelétrica Máxima Projetada



PDE 2035 | Demanda Termelétrica Máxima por Gás Natural na Malha Integrada

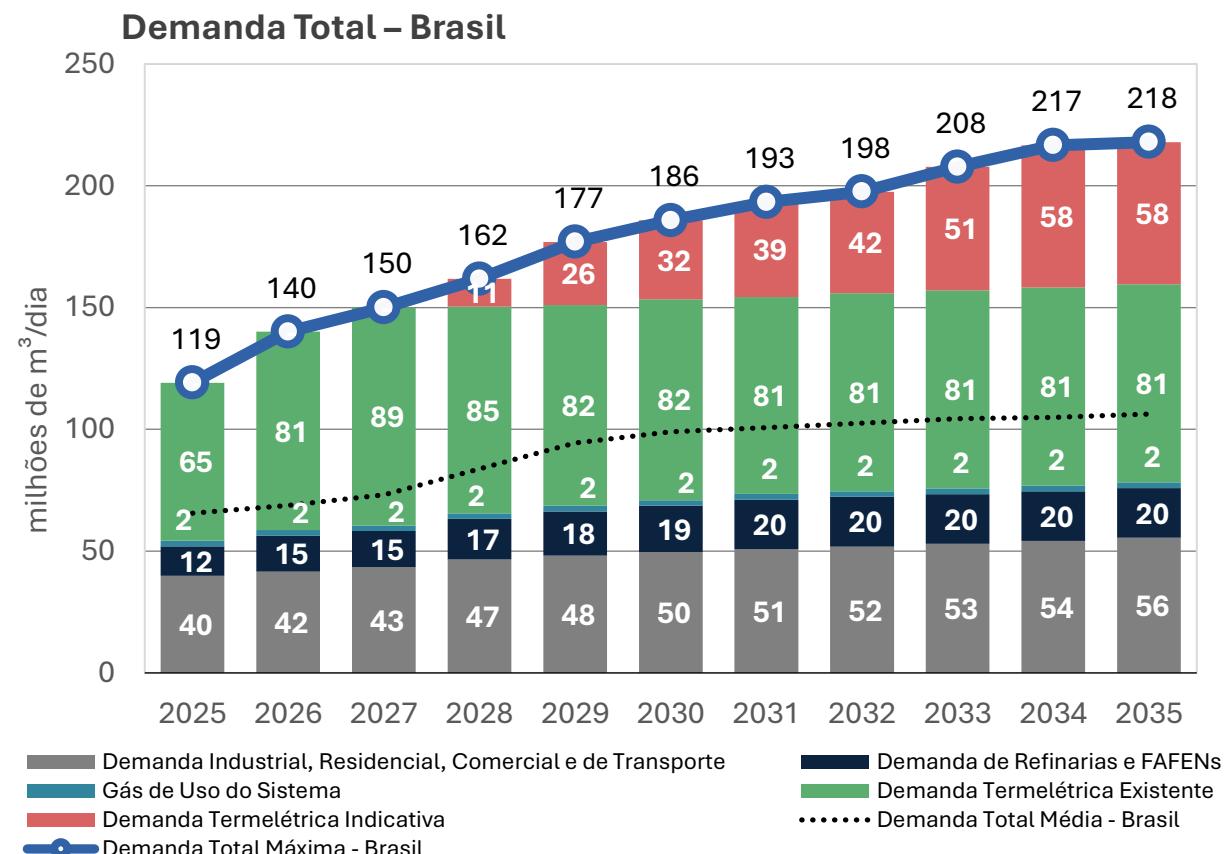
- A demanda termelétrica máxima projetada considera as UTEs a gás natural como: **Existentes, Previstas** (vencedoras dos leilões de energia) e **Indicativas**. Estas UTEs encontram-se conectadas à Malha Integrada de gasodutos;
- O subsistema **Sudeste/Centro-Oeste** é responsável pela quase totalidade do consumo termelétrico na Malha Integrada;
- Percebe-se uma retomada, em 2026, na demanda termelétrica máxima. Isto ocorre pois algumas termelétricas tiveram seus contratos encerrados em 2024. No entanto, algumas foram vencedoras do LRCAP¹ de 2021 e retornarão suas operações a partir de 2026;
- Adicionalmente, não há entrada em operação de novas UTEs previstas interligadas à malha integrada de gás natural no horizonte do PDE 2035, devido ao adiamento de novos leilões;
- A ampliação observada ao longo do horizonte é justificada pelas UTEs indicativas, ainda refletindo a Lei 14.182/2021. Poderão ser observadas modificações nos próximos ciclos de PDE em função da MP 1.304/2025.

¹ Leilão de Reserva de Capacidade



PDE 2035 | Demanda Total por Gás Natural no Brasil

- A **demandá total máxima** considera a operação total das UTEs, enquanto a **demandá total média** usa a projeção de demanda termelétrica esperada para geração em cada ano. Em ambos os casos, a estas parcelas se soma a demanda não termelétrica;
- A **demandá total** varia entre períodos de demandá máxima (com operação total das UTEs) e demandá mínima (com operação das UTEs limitada à inflexibilidade contratual);
- A demandá não-termelétrica apresenta crescimento suave ao longo do período enquanto se observa estabilidade com leve queda da demanda termelétrica existente a partir de 2029;
- Observa-se um crescimento significativo da demanda termelétrica indicativa a partir de 2028, com reflexo na demanda total média. No entanto, este impacto é limitado devido à participação de termelétricas indicativas com menor nível de inflexibilidade;
- A demandá total média anual equivale a aproximadamente **51%** da demandá total máxima, levando em conta todos os fatores já citados previamente.

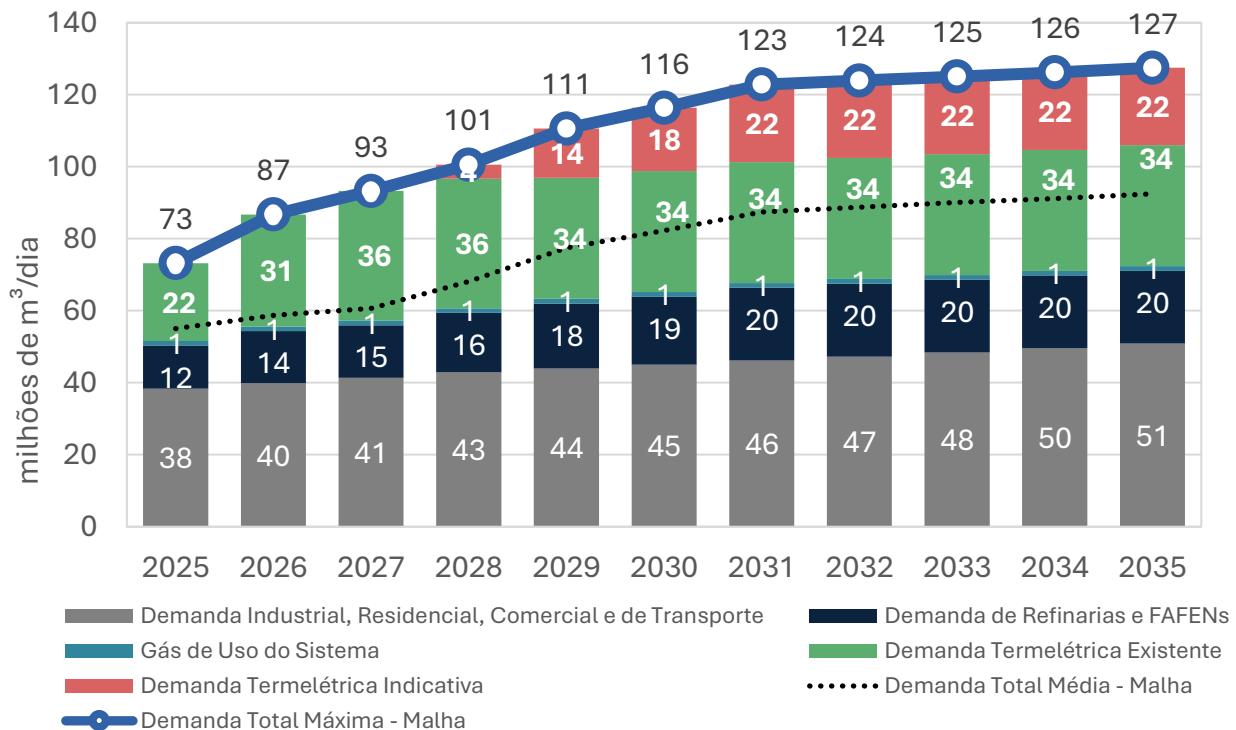


A demandá total por gás natural apresenta crescimento de 6,2% a.a. ao longo do período de projeção.

PDE 2035 | 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 Brasil, excluindo os volumes referentes à demanda em gasodutos não conectados ao SIT - Sistema Integrado de Transporte;
- A **demanda total média** equivale a, aproximadamente, **70,5%** da **demanda total máxima** ao longo do horizonte, também representando a variação entre demanda mínima e demanda máxima em cada ano decorrente do despacho e inflexibilidade das usinas;
- A **demanda termelétrica máxima** representa, em média, cerca de **41%** da demanda total máxima na malha integrada. Este percentual é menor que o observado para o Brasil (57%), devido principalmente às térmicas conectadas a terminais de GNL não interligados à malha;
- Na malha integrada, as demandas indicativas são compostas termelétricas com alta inflexibilidade, elevando de forma mais expressiva a demanda total média;
- A demanda total tem aumento de **5,7% a.a.** ao longo do horizonte estudado;
- Em 2026 está prevista a realização de um novo leilão de energia (LRCAP) para contratação de usinas novas ou existentes.

Demand Total - Malha Integrada

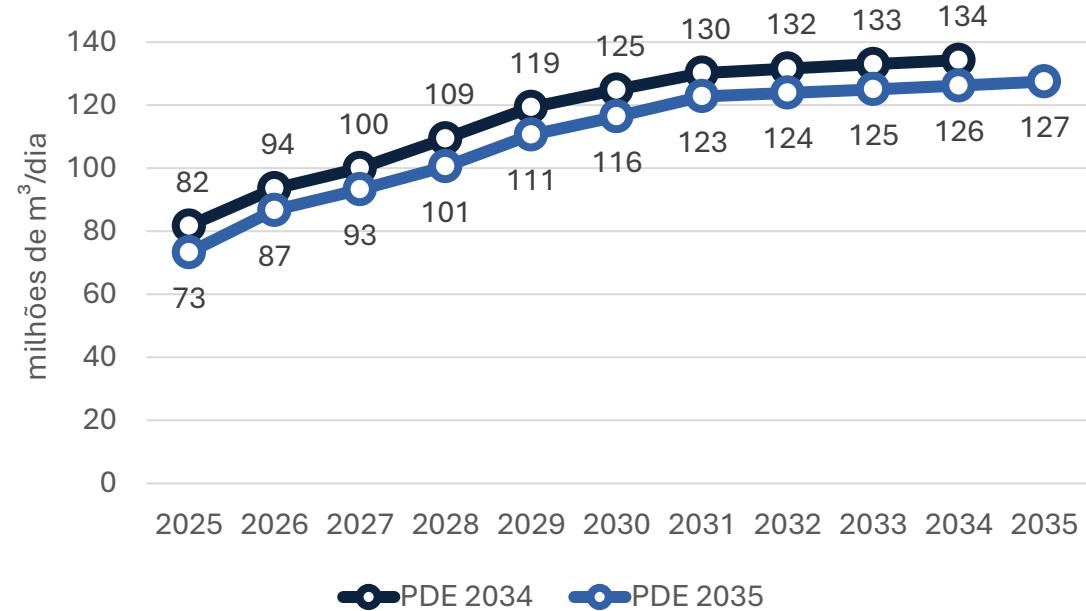


PDE 2035 | Comparação das Projeções de Demanda Total na Malha Integrada

Entre a projeção atual do PDE 2035 e a realizada no PDE 2034, observam-se diferenças que podem ser relacionadas aos seguintes aspectos:

- Revisão de consumos energético e não-energético no ano-base do segmento **Downstream - Refinarias**, devido ao recebimento de dados detalhados do mercado. Apesar das expansões consideradas para o parque de refino, houve uma revisão no consumo do ano-base, que impactou as previsões ao longo do período estudado, levando a uma diferença média de 2,2 milhões de m³/dia;
- Em relação à demanda das **CDLs** na malha integrada, a diferença de, em média, 4,8 milhões de m³/dia pode ser atribuída à atualização dos dados fornecidos pelas próprias distribuidoras;
- O volume médio de Gás de Uso do Sistema tem apresentado decréscimos ao longo dos últimos 5 anos (Boletim de Gás Natural - MME), levando a uma revisão e redução desta parcela no PDE 2035 em relação ao PDE 2034.

Comparação entre Projeções de Demanda – Malha Integrada



A demanda projetada para a malha integrada para o PDE 2035 é 6,4% menor em média quando comparada à demanda na malha integrada do PDE 2034.

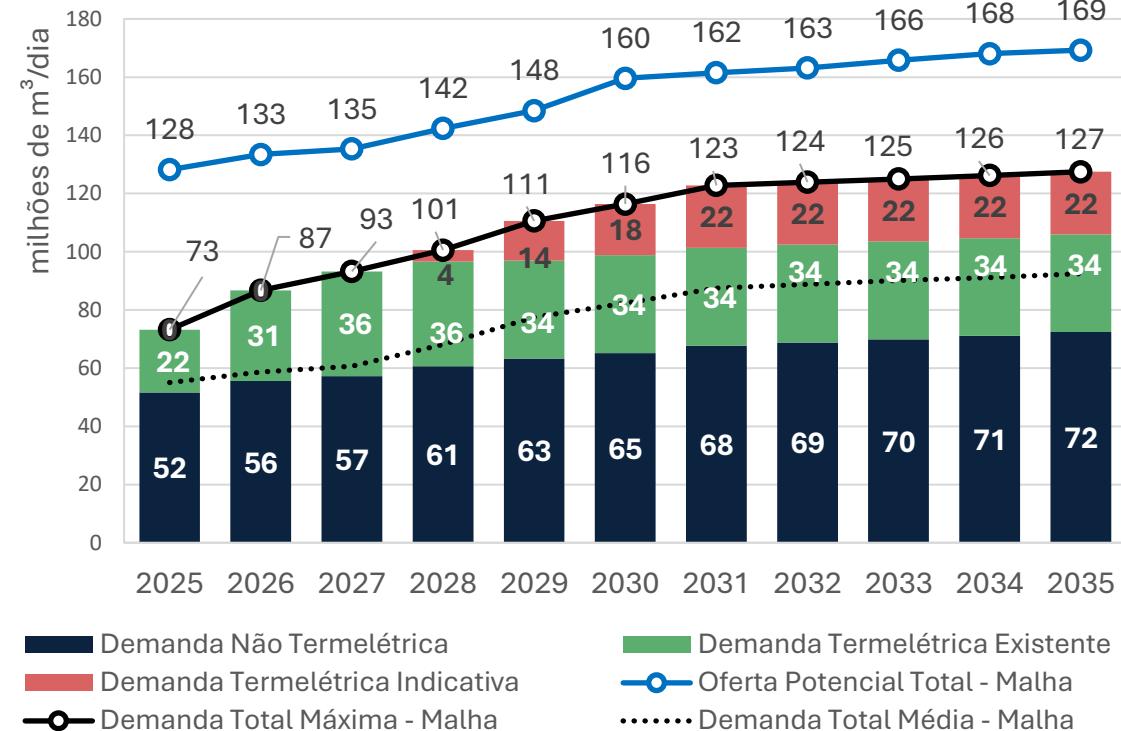
PDE 2035

Balanço

PDE 2035 | Balanço de Gás Natural – Malha Integrada

- O balanço de gás da malha integrada apresenta os cenários de demanda não termelétrica, termelétrica existente e termelétrica indicativa, além da oferta potencial;
- A demanda e a oferta da malha integrada apresentam crescimento no período estudado. O crescimento percentual médio projetado para a demanda (5,8 % a.a.) é maior que a taxa de crescimento da oferta (2,8 % a.a.);
- Embora a capacidade de ofertar gás natural supere a demanda projetada em todo o período analisado, restrições na atual infraestrutura de gasodutos impediriam que essa capacidade de oferta se conectasse a todas as demandas dispersas na malha;
- Considera-se a necessidade de expansão da capacidade de transporte para viabilizar a comercialização dos potenciais de oferta que excedem a demanda. Mas enquanto novos gasodutos não forem construídos, esses volumes excedentes poderiam ser distribuídos aos consumidores não conectados à malha por meio de GNL ou GNC.

Balanço de gás natural na malha integrada



Simulação

PDE 2035 | Premissas para a Simulação da Malha Integrada

Foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas na malha integrada em três anos de forma a analisar seu comportamento ao longo do horizonte do PDE 2035: 2026, 2030 e 2035. Dentre as principais premissas adotadas para esses testes, considerou-se:

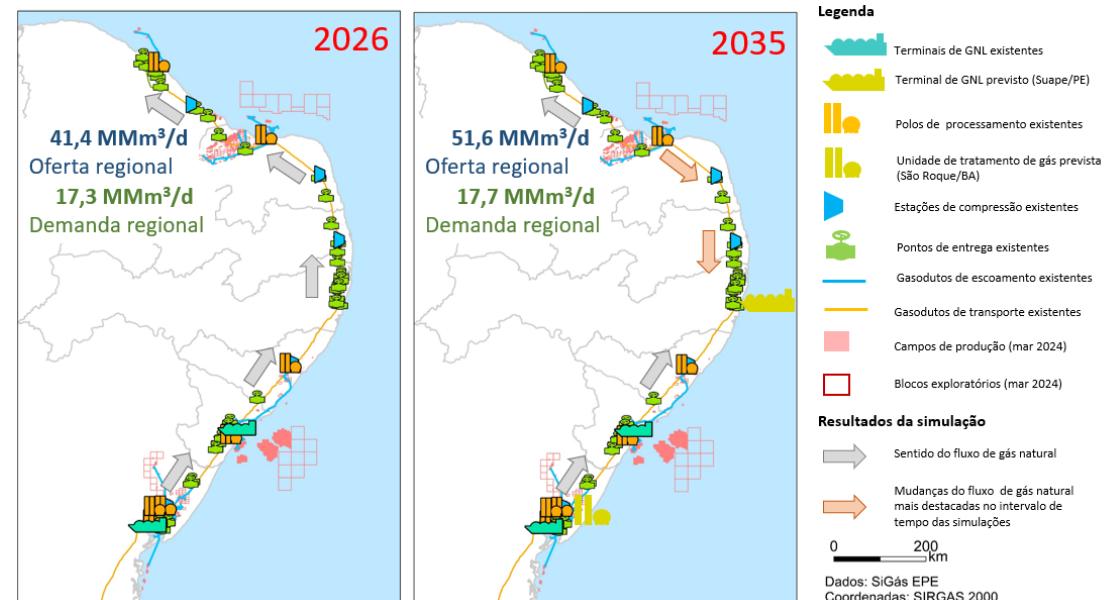
- As ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (variando entre 13 MMm³/dia no início do horizonte a 5 MMm³/dia no final) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara/RJ, Baía de Todos os Santos/BA, Barra dos Coqueiros/SE e São Francisco do Sul/SC podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou 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 a ela uma oferta equivalente à capacidade máxima de regaseificação do terminal menos o consumo de gás das termelétricas instaladas no Porto do Açu;
- As demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais - CDLs) 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, visto a decisão de processamento *offshore* definidas nestes projetos.

A simulação termofluido-hidráulica da malha integrada tem como objetivo verificar o estresse máximo provocado pelas projeções de oferta e demanda ao longo do horizonte do PDE 2035. Caso haja alguma restrição de atendimento, sinaliza ao mercado as eventuais necessidades de investimentos em infraestrutura, de modo a evitar que tal limitação se materialize no futuro.

PDE 2035 | Simulação da Malha Integrada – Nordeste

- Há um aumento da oferta na região ao longo do período devido à oferta adicional oriundas da UPGN de Guamaré (2032) e principalmente ao gás processado offshore oriundo da Bacia do SEAL e injetado diretamente na malha nas imediações da PE Carmopólis II - SERGÁS (2030), que mais que compensam os declínios nas produções dos campos da Bahia e dos campos onshore no Sergipe.
- Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, constatou-se limitação para o atendimento da demanda da UTE Termoacú/RN na sua potência máxima no primeiro ano simulado (2026).
- Ademais dessa restrição, não foram localizadas outras dificuldades para o atendimento das demandas projetadas para a malha Nordeste no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha

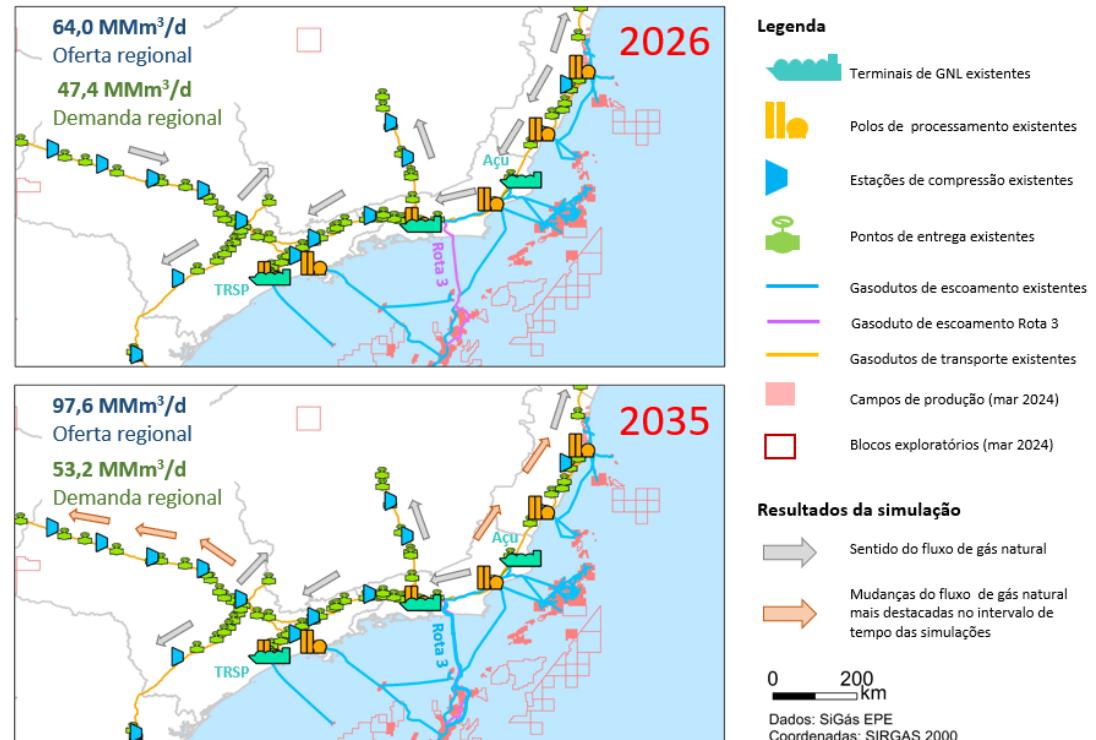


Nota: No último ano simulado (2035), percebe-se uma reversão de fluxo a partir da UPGN de Guamaré/RN devido ao aumento da oferta de gás advindo desse ponto da malha.

PDE 2035 | 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, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do pré-sal e da conexão do GNL de São João da Barra/RJ, que ampliam o saldo positivo de oferta na região.
- Considerou-se entrada de gás já processado na plataforma offshore, oriundo do Pré-sal das descobertas de Raia (Raia Manta e Raia Pintada), nas imediações da UPGN Cabiúnas.
- Considerou-se conexão do terminal de GNL de São João da Barra/RJ a partir de 2030.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha

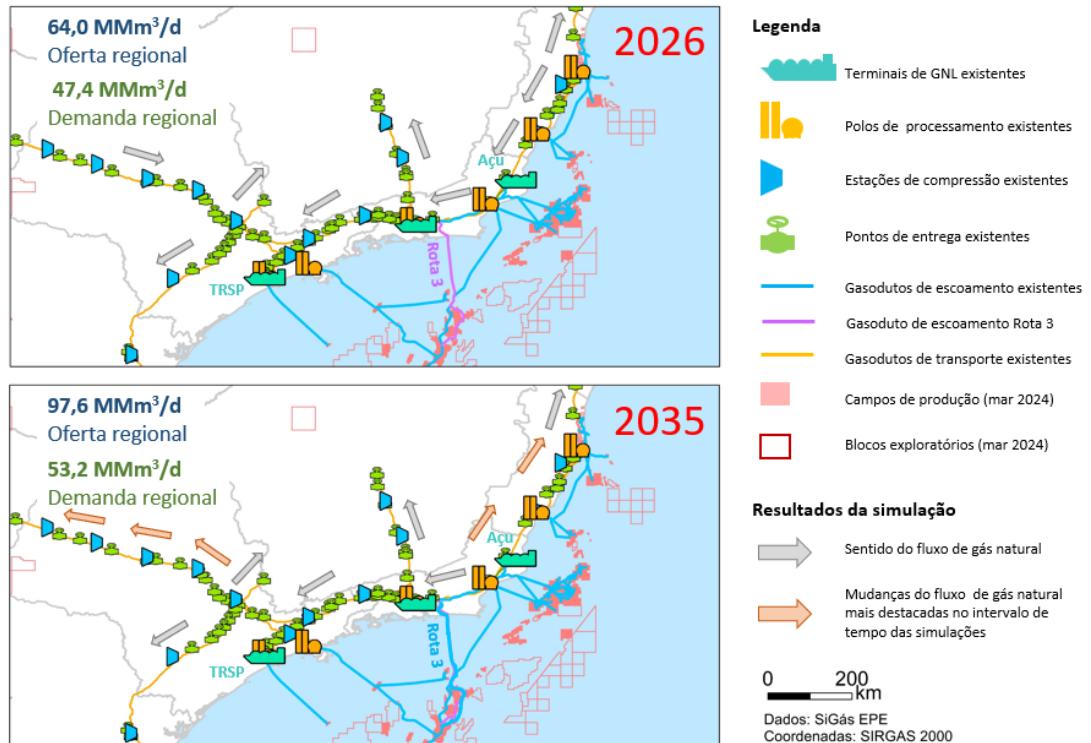


Nota: No ano de 2035, percebe-se uma inversão do gás da malha Sudeste (principalmente gás nacional) em direção ao Centro-Oeste e Sul através do GASBOL.

PDE 2035 | Simulação da Malha Integrada – Sudeste (II)

- Os cenários de oferta e demanda avaliados na simulação do PDE 2035 indicam uma maior necessidade de transferência entre as malhas Sudeste e Centro-Oeste/SP/Sul, devido à queda na importação de gás boliviano.
- As restrições atuais de movimentação entre as malhas supracitadas impedem a transferência de gás necessária para compensação da queda na importação de gás boliviano, necessitando de uma expansão da infraestrutura atual.
- Desse modo, considerou-se a instalação de uma ECOMP em Japeri/RJ nos moldes do projeto já autorizado pela ANP para resolução desse gargalo.
- A ECOMP Japeri permitiu transferência máxima de mais de 20 MMm³/dia para a malha Centro-Oeste/SP/Sul.
- Considerando apenas esta ampliação, não foram observadas outras necessidades de ampliações da infraestrutura existente desta malha para o horizonte do PDE 2035.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha

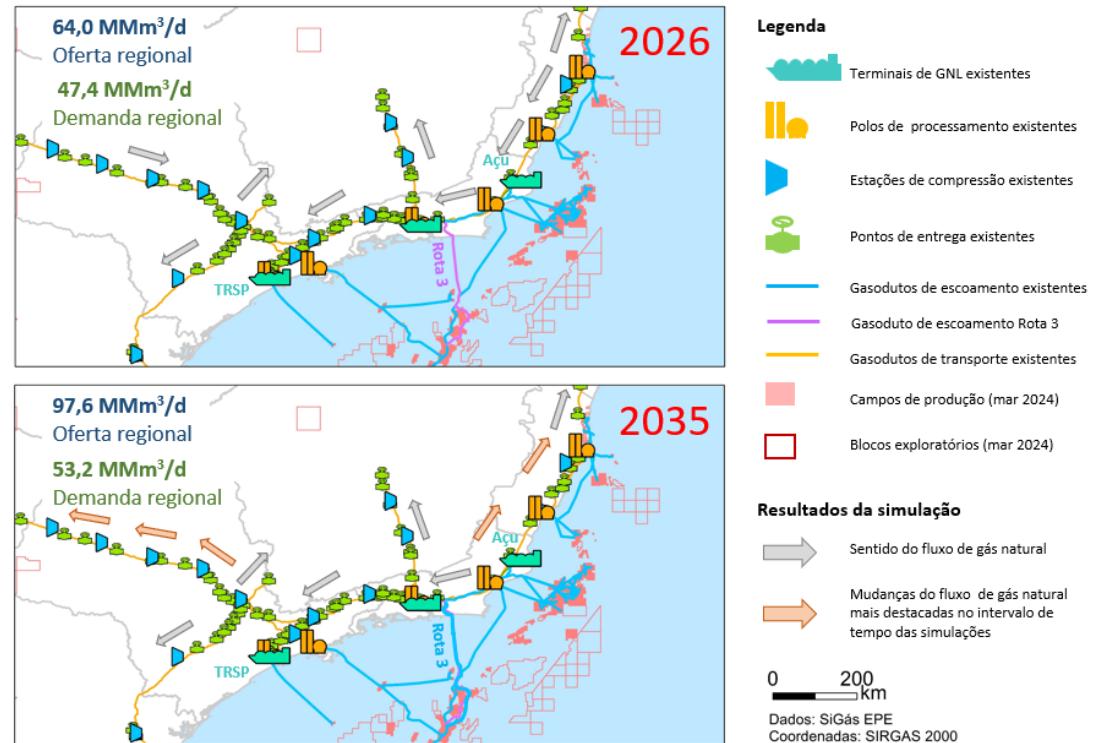


Nota: No ano de 2035, percebe-se uma inversão do gás da malha Sudeste (principalmente gás nacional) em direção ao Centro-Oeste e Sul através do GASBOL.

PDE 2035 | Simulação da Malha Integrada – Sudeste (III)

- A ECOMP Japeri e o perfil de oferta nacional do PDE 2035 possibilitaram este resultado com menor exigência de ampliações.
- O perfil de ofertas no Sudeste apresenta participação expressiva da UPGN UTGCA/SP (até 10 MMm³/dia) ao longo de todo o horizonte estudado. A localização desta UPGN, próximo à conexão entre as malhas, minimiza a necessidade de ampliações no Sudeste.
- Caso não venham a ser realizados os investimentos na UTGCA/SP, pode haver redução da oferta, exigindo ampliações de dutos e/ou compressores, tais como apresentados no PIG 2022.
- Por fim, as transferências entre as malhas podem ser reduzidas com maior uso do terminal de GNL TGS/SC na malha Centro-Oeste/SP/Sul ou maior uso do Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP). Este terminal, mesmo que não conectado à malha integrada, reduziria o consumo de gás da malha da CDL Comgás, única distribuidora que está conectada ao terminal.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha

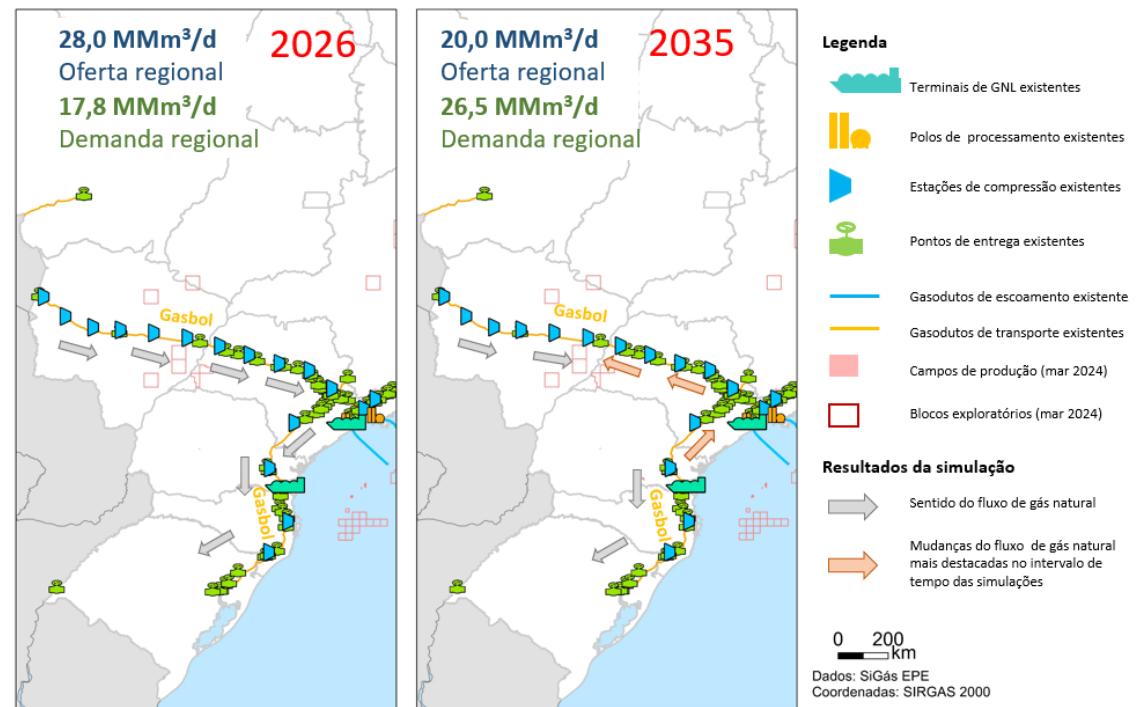


Nota: No ano de 2035, percebe-se uma inversão do gás da malha Sudeste (principalmente gás nacional) em direção ao Centro-Oeste e Sul através do GASBOL.

PDE 2035 | Simulação da Malha Integrada – Centro-Oeste/SP/Sul (I)

- Diferentemente das demais regiões, a malha Centro-Oeste/SP/Sul não apresenta, atualmente, oferta nacional de gás natural conectada diretamente.
- O atendimento desta malha é realizado através de: (i) gás boliviano através do GASBOL, (ii) interconexão entre as malhas da TBG e da NTS em Paulínia/SP e (iii) GNL importado no Terminal TGS/SC.
- Devido às incertezas quanto à capacidade de fornecimento de gás pela Bolívia, a simulação do PDE 2035 considerou 3 patamares de importação de gás boliviano:
 - 13 MMm³/dia: 2026 a 2027;
 - 10 MMm³/dia: 2028 a 2029;
 - 5 MMm³/dia: 2030 a 2035
- Para permitir o atendimento das demandas, a redução da importação de gás boliviano foi compensada através gás da malha Sudeste complementado com a importação de GNL pelo TGS/SC.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha

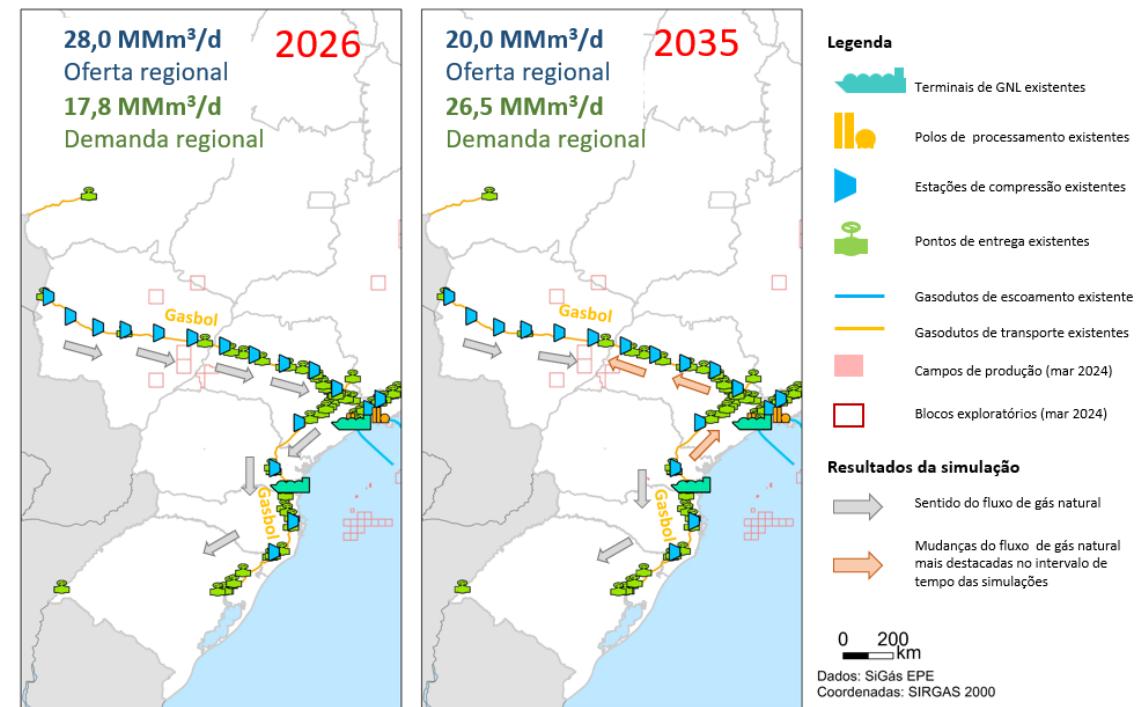


Nota: A restrição do trecho sul do GASBOL ocorre em todos os anos simulados. A entrada em operação do TGS/SC não soluciona este gargalo exigindo ampliações em dutos e compressores.

PDE 2035 | Simulação da Malha Integrada – Centro-Oeste/SP/Sul (II)

- As simulações foram realizadas buscando maximizar a transferência de gás nacional oriundo da malha Sudeste para compensar a redução do gás boliviano.
- Uma vazão máxima de 20,8 MMm³/dia foi obtida em 2035, tendo sido o maior valor transferido entre as malhas, para os anos simulados.
- Como sensibilidade, também foi avaliado maximizar o uso do TGS/SC, o que pode permitir uma menor transferência da malha Sudeste. A utilização de quase toda a capacidade deste terminal exigiria uma inversão do trecho entre o terminal e Paulínia (incluindo compressores e válvulas).
- Como em anos anteriores, foi observada restrição no trecho final do GASBOL devido à operação simultânea da UTE Sepé-Tiaraju/RS e o Polo Petroquímico de Triunfo/RS em suas capacidades máximas. Sendo assim, é necessária a operação da UTE com combustível alternativo. Para solução dessa restrição, são necessárias ampliações nos dutos e compressores nas imediações do trecho mencionado acima.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2026 e 2035 da malha



Nota: A restrição do trecho sul do GASBOL ocorre em todos os anos simulados. A entrada em operação do TGS/SC não soluciona este gargalo exigindo ampliações em dutos e compressores.

PDE 2035

Investimentos

PDE 2035 | Investimentos

- Os projetos categorizados como **Previstos** são projetos já em etapa avançada de materialização da infraestrutura;
- Os projetos **Indicativos** na tabela referem-se aos projetos categorizados como ***Business as Usual*** (projetos estudados no PNIIGB¹) e como **Estudados pela EPE** (estudados em seus planos indicativos);
- Destacam-se nos investimentos previstos os seguintes projetos:
 - Dutos de Escoamento: projeto SEAP e conexão Raia-TECAB;
 - Terminais de GNL: terminal de GNL de Suape/PE;
 - Compressão: ampliações do GASBOL
 - UPGNs e Hubs: UPGN Miranga
- Os projetos estudados no PNIIGB que somam investimentos da ordem de R\$ 34 bilhões.

Classificação	Previstos		Indicativos (Business as usual)		Indicativos (Estudados pela EPE)	
	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento	2	13,99	2	5,59	20	28,00
Gasodutos de Transporte	0	0	8	25,12	20	74,80
Estações de Compressão	2	1,15	1	0,76	0	0,00
Terminais de Regaseificação de GNL	1	0,30	0	0,00	4	1,10
UPGNs e Hubs	1	0,36	3	2,97	19	28,66
TOTAL	6	15,80	14	34,44	63	132,56

¹ Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, definido pelo Decreto 12.153/2024

Considerações finais e perspectivas

PDE 2035 | Considerações Finais e Perspectivas

- A ampliação da extensão dos dutos de transporte e escoamento, bem como o aumento do número de UPGNs e terminais de GNL, em relação ao PDE 2034, demonstram o avanço da indústria de gás natural brasileira. Destaca-se que alguns investimentos ainda se encontram em fase de implantação.
- As trajetórias de referência para o petróleo *Brent* e o gás *Henry Hub*, principais indexadores de preço de gás no Brasil, indicam uma perspectiva de convergência para os preços de gás dos contratos de longo prazo na malha integrada. Além disso, o aumento da competição na comercialização contribui para o **estreitamento da Faixa de Mercado**. Ao final do horizonte decenal, é estimado o valor de **US\$ 11,0/MMBtu** para o **Preço de Gás no Citygate** (PGC);
- A implementação das disposições contidas no Decreto nº 12.153/2024 e das políticas públicas setoriais, como as propostas no âmbito do Programa Gás para Empregar, podem tornar os custos das infraestruturas mais eficientes, reduzir a assimetria de informação entre os agentes, incentivar investimentos e aumentar a concorrência, resultando em preços de gás natural mais competitivos no horizonte deste PDE;
- A oferta potencial total (Brasil e malha integrada) se apresenta **crescente** ao longo de todo o horizonte deste estudo;
 - A oferta nacional apresenta participação **expressiva** do **Pré-sal** ao longo do horizonte, com cerca de três quartos da oferta na malha integrada;
 - A oferta do **Pós-sal** apresenta **crescimento percentual superior** a do Pré-sal até 2035, embora inferior a esta parcela.
 - Projetos com **processamento offshore** (Raia e SEAP), tanto no Pré-sal quanto no Pós-sal são esperados para compor a oferta de gás no horizonte;
 - A capacidade máxima de **importação representa a maior parcela da oferta potencial**, com destaque para o GNL. No entanto, a oferta por esta fonte apresenta **maior variação de nível de utilização**, principalmente em função do **despacho das termelétricas**.

PDE 2035 | Considerações Finais e Perspectivas

- A demanda por gás natural apresenta elevação ao longo de todo o horizonte com um **crescimento médio de 6,2% ao ano**. Os setores industrial, residencial, comercial e automotivo apresentam crescimento mais suave, característico da maior estabilidade destes setores;
- A demanda **downstream** apresenta um aumento significativo no início do horizonte, seguido por uma tendência de **estabilização a partir de 2031**. Comportamento associado à expansão do refino, entradas de unidades de fertilizantes previstas e o retorno de unidades existentes;
- As demandas termelétricas representam a maior parcela da demanda total máxima enquanto a **demandada termelétrica indicativa**, representa uma **parcela expressiva da demanda total**, principalmente no final do horizonte da malha integrada;
- O balanço de gás natural (Brasil e malha integrada), apresenta oferta **superavitária** ao longo de todo o horizonte do PDE, embora a existência de restrições na infraestrutura de gasodutos acaba por impossibilitar o pleno atendimento de todas as demandas. Esses excedentes podem ser aproveitados por alternativas em pequena escala, embora representem, majoritariamente, ociosidade das infraestruturas de importação (GNL);
- Simulações termofluido-hidráulicas da malha integrada foram utilizadas na análise da infraestrutura existente, para avaliar sua **capacidade de transporte**, através das quais se observou **modificação relevante na dinâmica de movimentação** de gás natural na malha brasileira, em função da **continuidade das incertezas da Bolívia em renovar suas reservas** no horizonte de estudo do PDE 2035;
- A redução de gás boliviano enseja uma maior utilização de gás nacional do Sudeste, necessitando de ampliações na infraestrutura da Região, bem como soluções que podem surgir através do **Memorando de Entendimento entre Brasil e Argentina, que teve ampliação de escopo em 2025**;
- As regiões nos **extremos da malha integrada apresentam limitações ao escoamento que impedem pleno atendimento das demandas** ali localizadas (trecho setentrional da malha TAG, trecho sul do GASBOL), visto que estas regiões, atualmente, não apresentam fontes de oferta de gás.

PDE 2035 | Considerações Finais e Perspectivas

- Com relação aos investimentos, os considerados como Previstos já se encontram próximos de finalização e entrada em operação enquanto os indicativos apresentam maior dependência de interesse dos investidores, bem como posterior Decisão Final de Investimento (FID) dos mesmos.
- Em função do **Decreto 12.153/2024**, os investimentos classificados como Indicativos *Business As Usual* se referem **unicamente** a projetos elaborados para o **PNIIGB**, sendo mais aderentes ao planejamento setorial mas que ainda dependem de interesse pelos investidores.
- Em função da possibilidade de utilização das infraestruturas de gás natural para desenvolvimento e ampliação de soluções com baixa emissão de carbono, o **Decreto 12.153/2024** também considera o **biometano e outros energéticos** equivalentes como elementos fundamentais para o planejamento setorial de gás natural do país.
- Considerando este cenário, o **Decreto 12.153/2024** bem como o **Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano** por ele instituído se apresentam como ferramentas governamentais fundamentais para promover uma estratégia para o desenvolvimento coordenado da oferta, da demanda e da infraestrutura de gás natural e biometano no país.
- Assim, os projetos a serem apresentados pelo PNIIGB representarão uma parcela **considerável** dos investimentos nos próximos anos (**R\$ 34 bilhões**) tanto em quantidade de projetos quanto em perspectivas de empregos e renda gerados, dinamizando a economia, ampliando o mercado de gás natural brasileiro e, principalmente, auxiliando na transição energética do país.

AGRADECIMENTOS

Expressamos nossos agradecimentos:

- As empresas distribuidoras de gás pelo envio das informações relativas a demanda de gás.
- As empresas TAG, NTS e TBG pelas reuniões e esclarecimentos ao longo da construção do PDE.



CONHEÇA OS CADERNOS DE ESTUDOS DO PDE 2035

Premissas Demográficas e Econômicas



Demanda de Energia e Eficiência Energética



Demanda Energética do Setor de Transportes



Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural



Preços Internacionais do Petróleo e seus Derivados



Gás Natural



Abastecimento de Derivados de Petróleo



Oferta de Biocombustíveis



[Clique aqui](#) e acesse a página
do PDE 2035 no site da EPE

CONHEÇA OS CADERNOS DE ESTUDOS DO PDE 2035

Demanda de Eletricidade



Eletromobilidade: Transporte Rodoviário



Requisitos de Geração para Atendimentos aos Critérios de Suprimento



Micro e Minigeração Distribuída & Baterias Atrás do Medidor



Parâmetros de Custos da Geração e Transmissão



Transmissão de Energia



Meio Ambiente e Energia



Consolidação de Resultados



[Clique aqui e acesse a página do PDE 2035 no site da EPE](#)

A photograph of an industrial facility, likely a gas storage or processing plant. In the foreground, several large cylindrical tanks are visible. One prominent tank is yellow with the words "GÁS NATURAL" written on it. Another tank has a yellow band with the text ".25 006 · DEc". The background shows more complex piping and structural elements of the facility.

PDE 2035

Clique [aqui](#) e accese todos os
estudos do PDE 2035



Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

