

POLICY BRIEF N. 5

# **GASODUTOS DE TRANSPORTE E ESCOAMENTO**

**Desafios para ampliar  
a oferta e o alcance do  
gás nacional no Brasil**

**JULHO DE 2025**

# **INSTITUTO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS ZÉ EDUARDO DUTRA - INEEP**

## **EXPEDIENTE**

### **DIREÇÃO TÉCNICA**

Mahatma Ramos  
Ticiane Alvares

### **COORDENAÇÃO TÉCNICA**

Fernanda Brozowski

### **AUTOR**

Leonardo Mosimann Estrella<sup>1</sup>

### **PESQUISA E DADOS**

Maria Clara Arouca

### **COORDENAÇÃO DE COMUNICAÇÃO**

Lidia Michelle Azevedo

### **EQUIPE DE COMUNICAÇÃO**

Fátima Belchior  
Laura Cardoso

### **DESIGN E DIAGRAMAÇÃO**

Sandro Mesquita

### **FOTOS**

FREEPIK E AGÊNCIA PETROBRÁS

## **CONTATO**

[ineep.org.br](http://ineep.org.br) | [redes@ineep.org.br](mailto:redes@ineep.org.br) | (21) 97461-8060

## **ENDEREÇO**

Avenida Rio Branco, 133, 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ





POLICY BRIEF N. 5 | JULHO DE 2025

# GASODUTOS DE TRANSPORTE E ESCOAMENTO

**Desafios para ampliar a oferta e o alcance do gás nacional no Brasil**

## RESUMO EXECUTIVO

Este estudo aborda os desafios e as estratégias para ampliar a oferta de gás natural no Brasil, focando em infraestrutura de transporte e escoamento. Analisa-se a produção de gás nacional, especialmente o gás do pré-sal, e a sua distribuição no território brasileiro, que enfrenta dificuldades devido à estagnação da malha de gasodutos e à concentração de consumo. A pesquisa investiga as iniciativas de investimentos em gasodutos e terminais de GNL, bem como os desafios enfrentados pela indústria, que sofre com a sazonalidade da demanda e a fal-

ta de infraestrutura. Analisa-se também o impacto das políticas de desinvestimento da Petrobras e a necessidade de expandir a infraestrutura de transporte para atender à demanda no mercado nacional, considerando ampliação de plantas produtivas ou novas aplicações em espaços desabastecidos. Observa-se que, para enfrentar esses desafios, será crucial uma combinação de políticas públicas mais eficazes; maior colaboração entre o setor privado e o Governo Federal; e a realização de investimentos a partir de uma nova ótica.

## CONTEXTO E PROBLEMA

Conforme dados da ANP (2024), do total de gás natural produzido no Brasil em 2023 (150 MMm<sup>3</sup>/dia) e 2024 (153 MMm<sup>3</sup>/dia), cerca de um terço desse volume (33,4%), apenas, foi disponibilizado ao mercado de consumo. Atual-

mente, 85% da produção de gás natural no país é offshore, sendo 84% da produção total do insumo oriunda de campos do pré-sal, ou seja, 98,8% da produção em áreas marítimas. Mais da metade dessa produção (52,8%) foi reinjetada

<sup>1</sup> Pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) na área de Gás Natural e Fertilizantes. É administrador e discente em ciências econômicas pela UFSC e mestre e doutorando em Planejamento Territorial e Desenvolvimento Socioambiental pela UDESC.

para a produção de petróleo, 10,4% foi consumida nas operações, e 2,7% do gás extraído foi queimado.

Ao mesmo tempo em que a oferta nacional de gás, impulsionada pelo pré-sal, aumentou, a importação de gás boliviano diminuiu. Entre 2022 e 2024, a demanda do mercado interno seguiu trajetória de retração, com leve recuperação posterior. Em 2023, o consumo caiu 9,6% em relação ao ano anterior. Já em 2024, houve crescimento de 6,2% frente a 2023, embora ainda abaixo do patamar de 2022. Em 2025, para compensar a redução da oferta boliviana, o governo federal estuda acordos com a Argentina, com o objetivo de acessar o potencial produtivo de gás não convencional da Bacia de Neuquén — o que exigirá novos investimentos na infraestrutura de transporte.

Em paralelo ao desafio relacionado à oferta de gás natural ao mercado nacional, há uma forte concentração do consumo, com menos de 10,0% dos 5.570 municípios brasileiros abastecidos por gás natural e predominância da oferta na fachada Atlântica do território (Abegás, 2025; Estrella, 2023). Soma-se a esse cenário a sazonalidade da demanda, uma vez que o gás natural atua como principal suporte para a geração térmica nos períodos de baixa disponibilidade hídrica.

Diferentemente do Novo Mercado de Gás (NMG), que abriu o setor por meio de uma suposta desverticalização, impulsionada pelo desinvestimento da Petrobras em ativos de transporte e distribuição — uma estratégia que, até o momento, não resolveu a questão da

competitividade de preços do insumo e a ampliação da oferta —, o programa Gás para Empregar (Brasil, 2024) tem concentrado seus esforços nas potencialidades do gás oriundo do pré-sal. No recente leilão realizado pela ANP em junho de 2025, que inclui blocos na Margem Equatorial e na Bacia de Pelotas, observou-se que a Petrobras, alinhada à sua estratégia empresarial, mantém o foco nas atividades de exploração e produção (E&P) no pré-sal da Bacia de Santos, o que mantém os desafios de escoamento do potencial de gás identificado por ausência de infraestrutura.

Além disso, a conjuntura de preços no mercado internacional, especialmente no segmento de Gás Natural Liquefeito (GNL), reforça a necessidade de alternativas baseadas no gás de produção nacional. Em dezembro de 2024, o Brasil registrava a quarta tarifa mais elevada do mundo para o consumo residencial e a 12ª mais alta para o setor empresarial (GPP, 2025). Nos anos de 2023 e 2024, o gás importado representou 26,2% e 31,8% da oferta nacional, respectivamente. Desse total, o GNL correspondeu a 9,0% e 35,4% do volume importado nos mesmos anos, demonstrando importante sazonalidade na demanda, principalmente pela capacidade hídrica no despacho térmico.

Diante desse cenário, apresenta-se as ações em desenvolvimento no Brasil para ampliar a oferta de gás natural ao mercado de consumo, quem sabe em busca da redução da dependência da importação do insumo. Analisa-se também se as atividades em curso e os novos investimentos projetados seriam suficientes para expandir o alcance

do gás natural no território nacional e, eventualmente, sustentar o crescimento de empreendimentos instalados nas áreas abastecidas.

Os projetos e investimentos voltados para o escoamento do gás natural proveniente do pré-sal e de outros campos no território nacional também são apresen-

tados, verificando se a Petrobras e outros agentes do setor estão estruturando medidas que visam aumentar a oferta desse insumo ao mercado de consumo. Por fim, são identificadas oportunidades para a ampliação da oferta de gás natural no Brasil, levando em conta aspectos regulatórios e de infraestrutura no contexto da matriz energética nacional.

## EVIDÊNCIAS

Observa-se que, dos oito terminais de regaseificação instalados na costa brasileira, dois (Sergipe e Pernambuco<sup>2</sup>) têm previsão de início de operação em 2026. Os demais (Pará, Bahia, Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina<sup>3</sup>) operam prioritariamente para grandes consumidores, como refinarias, térmicas e indústrias de alta demanda, por meio do mercado livre. Destaca-se que o Rota 3<sup>4</sup>, gasoduto de escoamento no polo do pré-sal, iniciou sua operação no último trimestre de 2024, ampliando a capacidade de oferta em 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Quanto à infraestrutura de transporte, o gráfico a seguir evidencia a estagnação e crescimento lento da malha de gasodutos de transporte e distribuição nos últimos anos. Em um contexto que a expansão do atendimento ao mercado no elo final da cadeia tem priorizado unidades e condomínios residenciais. Essa estratégia, somada a uma malha de transporte quase estagnada, impõe restrições ao fornecimento para novos grandes consumidores e compromete

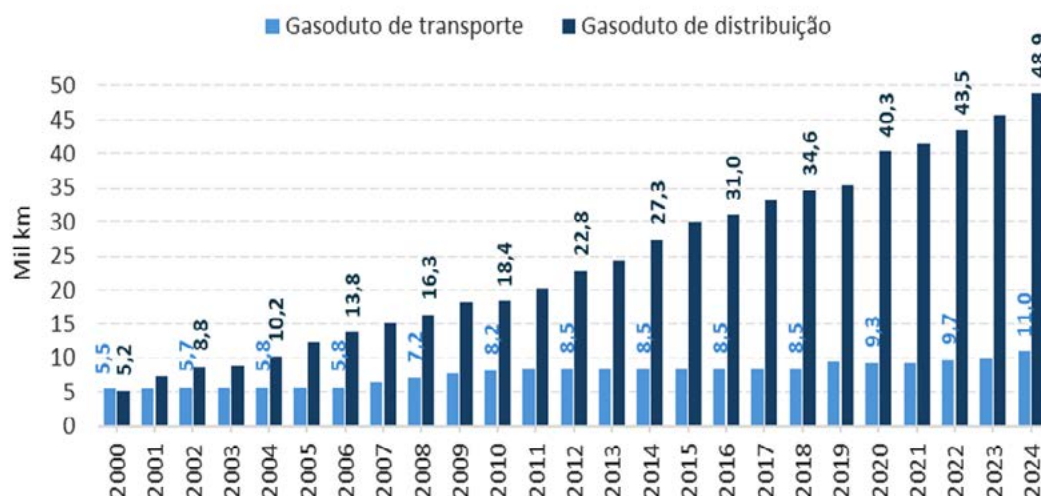
a viabilidade da ampliação da infraestrutura, uma vez que não se desenvolve demanda expressiva adicional para justificar grandes investimentos. No Brasil, os custos de infraestrutura — que incluem novos investimentos em redes e as operações dos sistemas de transporte e distribuição por gasodutos — representam, em média, entre 25% e 35% do preço final cobrado nas tarifas ao mercado consumidor, conforme dados da ANP e acompanhamentos realizados pelo próprio Ineep.

Segundo a Petrobras (2024), os investimentos previstos pela empresa no setor de gás natural para o período de 2025 a 2029 somam US\$ 3,6 bilhões. Entre as principais projeções da estatal estão: a inserção do insumo em frotas pesadas do transporte rodoviário, substituindo o diesel; o atendimento à crescente demanda elétrica; e a operação do Rota 3, que amplia o escoamento do gás na área do pré-sal da Bacia de Santos. Além disso, a estatal prevê a construção de dois novos gasodutos de escoamento: no projeto

---

<sup>2</sup> Suape (Oncorp) e Hub Sergipe (Eneva).

### Rede de gasodutos de transporte e distribuição, 2000-2024 (mil km)



Fonte: ABEGÁS; EPE. Elaboração: Ineep.

Raia<sup>5</sup>, no litoral Sudeste, com capacidade de 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia e com início operacional previsto para 2028; e no SEAP, no litoral Nordeste, com 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia, previsto para após 2030.

Já o PIG Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (2025), elaborado pela EPE com base em informações de agentes do setor e em projetos em desenvolvimento, aponta a possibilidade de implantação de oito novos gasodutos de transporte (Quadro 1). Os projetos potenciais incluem soluções para a integração com a Argentina, a associação das infraestruturas ao potencial de biometano e a ampliação da

oferta em regiões abastecidas. Destaca-se também que o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) elegia gasodutos (EPE, 2013), mas o instrumento foi descontinuado em 2014 com o fim do regime de concessão para gasodutos de transporte. A última versão divulgada apresentou 12 projetos<sup>6</sup>, a maioria deles não executados.

No âmbito do Gás para Empregar (MME, 2024a), segundo os relatórios técnicos divulgados, em síntese, as propostas iniciais incluem:

(a) Repotencialização da capacidade

<sup>3</sup> Barcarena (New Fortress Energy), TRBA (Petrobras), Porto do Açu (GNA), Baía de Guanabara (Petrobras), TRSP (Edge) e TGS (New Fortress Energy).

<sup>4</sup> Gasoduto de escoamento que busca atender os projetos em operação na área do pré-sal da Bacia de Santos até o Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí, onde está localizada uma UPGN.

<sup>5</sup> Localizado na Bacia de Campos, o projeto é operado pela Equinor (35,0%), em parceria com a Repsol Sinopec (35,0%) e a Petrobras (30,0%).

<sup>6</sup> Dentre os principais gasodutos anteriormente planejados, destacavam-se: Itaboraí-Guapimirim (RJ), para escoamento do gás do pré-sal; Uruguaiana-Porto Alegre (RS), conectando a fronteira oeste gaúcha à capital; e o Gasoduto Brasil Central, ligando São Carlos (SP) a Brasília (DF). Além disso, a duplicação do Gasbol entre Siderópolis (SC) e Canoas (RS) visa aumentar a capacidade de transporte no sul do país. Outros projetos incluíam a interligação de terminais de GNL à malha integrada, como os de Açu (RJ), Barra dos Coqueiros (SE), Imbituba (SC) e São Francisco do Sul (SC), além da conexão de plantas industriais e unidades de processamento de gás, como em Cubatão (SP) e Itaguaí (RJ). Se fossem implementados, esses gasodutos teriam adicionado mais de 7.000 km à rede nacional, com investimentos estimados em R\$ 17 bilhões.

## QUADRO 1 - PROJETOS DE GASODUTOS DE TRANSPORTE

TRAJETO	DETALHAMENTO
Porto Murtinho/MS - Campo Grande/MS	Trecho brasileiro do gasoduto de interligação entre Argentina e Brasil via Paraguai
Uruguaiana/RS - Triunfo/RS	Integração gasífera entre Brasil e Argentina
Siderópolis/SC - Porto Alegre/RS	Ampliar a capacidade de atendimento nos estados de SC e RS, por meio da duplicação do trecho sul do GASBOL
Duque de Caxias/RJ - Taubaté/SP	Proposta da NTS para ampliar a transferência de gás entre o Sudeste e o Nordeste
Sertãozinho/SP - São Carlos/SP	Alternativa para movimentar o biometano produzido pelo setor sucroenergético no interior paulista
Seropédica/RJ - Japeri/RJ	Escoamento do biometano gerado no aterro sanitário de Seropédica
Gasoduto Iacanga/SP - Uberaba/MG	Interiorização do gás natural em MG e SP, com potencial de expandir para a Região Centro-Oeste, atendendo projetos termelétricos e outras demandas no DF
Santo Antônio dos Lopes/MA - Imperatriz/MA	Nova infraestrutura de transporte de gás natural proveniente da Bacia do Parnaíba, com dois novos pontos de entrega (Açailândia/MA e Imperatriz/MA)

de escoamento do Rota 1, 2 e 3 e das infraestruturas de processamento das UPGNs, construção de gasoduto de 22,5 km para escoamento de gás dos campos Tucano Grande e Tucano Grande Sul (Bahia) até uma UPGN indicativa; alternativas para monetização do campo de Bacalhau (Santos), incluindo gasodutos de diferentes extensões (RPBC, Merluza, Mexilhão); e proposta de uso de gás para geração termelétrica em regiões onde a eletricidade ainda é gerada por diesel.

- (b) Integração de terminais de GNL ao sistema de transporte dutoviário e incentivo à produção de biometano.
- (c) Avaliação da viabilidade de incluir os custos de escoamento no modelo de partilha de produção; estu-

do de critérios de precificação para tornar o gás da União mais competitivo; e exploração de alternativas para permuta de petróleo por gás natural, buscando eficiência na alocação dos recursos.

- (d) Ampliação do atendimento à indústria química, atualmente operando com 30,0% de capacidade ociosa, por meio de novas rotas do pré-sal; aumento da competitividade do insumo para abastecer fábricas de fertilizantes; e desenvolvimento de ferramentas para o acompanhamento da demanda de gás natural.
- (e) Introdução do gás natural e do GNL no transporte de carga e passageiros, tanto marítimo quanto ferroviário; e criação de rotas rodoviárias para oferta do insumo.



## ANÁLISE

O Brasil é um país tropical, o que impõe uma lógica de climatização de ambientes diferente da maioria dos países da América Latina. No país, o consumo de energia elétrica é impulsionado pelo uso de ar-condicionado em períodos sazonais, enquanto, nos demais países latinos, predomina o aquecimento de ambientes durante a maior parte do ano, o que exige a universalização do uso do gás natural no comércio e nas residências. Nesses dois mercados, no Brasil, prevalece o atendimento por GLP e energia elétrica.

Além disso, entre os países de dimensões continentais, o Brasil possui a menor infraestrutura instalada de transporte e distribuição de gás natural por quilômetro quadrado e o menor consumo per capita, cerca de sete vezes inferior à China, Canadá e Estados Unidos. A ausência de infraestrutura se deve também ao fato do modelo brasileiro estar baseado na indústria petrolífera, com ampla predominância da aplicação dos seus derivados, considerando a logística rodoviária. O gás natural é um recurso sazonal do mercado térmico, funcionando como backup nos períodos de seca e com aplicações direcio-

nadas a mercados industriais concentrados, em espaços com formação de clusters. Entretanto, no Rio de Janeiro e em São Paulo, onde as operações ultrapassam 100 anos, o gás natural atende cerca de quatro milhões de lares. Nos demais estados, as operações estão chegando aos 25 anos e passam também a dar foco no mercado residencial de baixo consumo.

O modelo de política pública para o gás natural no Brasil seguiu, desde o início, a lógica da atuação da Petrobras, seu principal agente. Inicialmente tratado como subproduto da exploração petrolífera — utilizado nas próprias plataformas e visto muitas vezes como entrave operacional —, o gás natural ocupou historicamente uma posição secundária na indústria brasileira de O&G. A monetização do insumo só ganhou relevância com o atendimento a grandes clientes por meio de redes dedicadas, como fábricas de fertilizantes, refinarias e petroquímicas, a exemplo do polo de Camaçari/BA.

A estatal assumiu os riscos iniciais, construiu a infraestrutura de transporte e criou a Gaspetro para viabilizar o aten-





dimento ao mercado consumidor final por meio das distribuidoras. Esse processo permitiu que o gás natural passasse a atender nichos industriais dependentes de seu diferencial competitivo — como indústrias termointensivas — e que se consolidasse como insumo relevante também nas operações de E&P offshore. Sem a intervenção da Petrobras, o mercado nacional dificilmente teria alcançado o atual patamar de oferta e consumo.

Essa trajetória histórica ajuda a compreender por que, com o desinvestimento forçado de ativos da Petrobras e a chamada abertura de mercado — processo iniciado com o golpe de 2014 e aprofundado nos governos Michel Temer (2016–2018) e Jair Bolsonaro (2019–2022), em-

bora estruturado já nos períodos de Fernando Collor (1990–1992) e Fernando Henrique Cardoso (1995–2002) —, os investimentos da estatal sofreram uma queda significativa. Como consequência, o setor manteve um baixo ritmo de crescimento em suas infraestruturas de oferta e transporte. O gráfico a seguir ilustra o impacto dessas políticas sobre a empresa e a recente retomada dos investimentos, ainda em patamares bem inferiores ao período auge.

Com a saída da Petrobras de segmentos estratégicos do transporte e da distribuição — mantendo apenas a TBG, operadora do GASBOL —, o preço do gás natural no Brasil passou a registrar aumentos significativos. Esse encareci-

**Investimento total da Petrobras, 2000-2024 (US\$ bilhões)**



Fonte: Petrobras. Elaboração: Ineep.

mento decorre tanto da conjuntura internacional, marcada por conflitos geopolíticos, quanto da reestruturação dos modelos de atuação das operadoras privadas, que priorizam retornos financeiros. A nova configuração ampliou os lucros das concessionárias e transferiu os riscos operacionais da malha ao mercado consumidor, por meio de cláusulas contratuais que penalizam a sazonalidade da demanda. Como resultado, o Brasil figura entre os países com as tarifas de gás mais elevadas do mundo. Atualmente, os gasodutos de transporte estão sob controle de empresas privadas: a NTS (FIP e Itaúsa) opera no Sudeste; a TAG (Engie e CDPQ) no Norte e Nordeste; a TSB (Petrobras, Repsol, Total e Ultragaz) será responsável pela ligação entre Uruguaiana/RS e Canoas/RS; e a GasOcidente (Âmbar Energia)

controla o trecho brasileiro do gasoduto que conecta a Bolívia ao estado de Mato Grosso, atendendo uma térmica.

Esse modelo não se justifica apenas pelos resultados das operadoras, mas também pela limitação da oferta no país, decorrente do gargalo na infraestrutura de transporte que opera segundo a sazonalidade do despacho hídrico das térmicas e pela demanda de mercados termointensivos industriais. O gás do pré-sal representa uma oportunidade, mas o país precisa decidir se deseja ou não ampliar o gás natural em sua matriz energética, o que poderia ajudar a reduzir a dependência da importação de GNL e da Bolívia. Como exemplo, de 2023 para 2024, apesar do crescimento do PIB de 3,4%, o consumo do insumo registrou uma queda de 3,3%.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

O setor de gás natural no Brasil enfrenta entraves estruturais decorrentes da baixa capacidade de escoamento, da concentração da infraestrutura de transporte na costa atlântica e da fragilidade regulatória e fiscalizatória frente aos interesses de agentes privados do mercado. Apesar do potencial do gás nacional, sobretudo do pré-sal, sua inserção mais ampla na matriz energética depende de decisões estratégicas por parte do Estado. A saída da Petrobras de segmentos

essenciais e a fragmentação do setor agravaram as desigualdades regionais e elevaram as tarifas finais ao consumidor. A atual estrutura tarifária e a limitada interiorização do gás restringem o desenvolvimento industrial e energético do país. A retomada dos investimentos da Petrobras é positiva, mas insuficiente frente à estagnação da malha de transporte e à necessidade de políticas públicas estruturantes que articulem interesses federais e estaduais.



## RECOMENDAÇÕES

Para ampliar a oferta de gás natural nacional de forma sustentável e estratégica, recomenda-se:

- **Reforçar a integração energética regional:** incentivar acordos multilaterais com países vizinhos, especialmente com a Argentina, visando o aproveitamento do potencial da formação de Vaca Muerta. Considerar a inversão estratégica do fluxo do GASBOL, a utilização da infraestrutura existente — como o trecho Uruguiana–Triunfo — e a análise das potencialidades ainda inexploradas da Venezuela. Essas iniciativas exigem novos investimentos estruturantes e planejamento de longo prazo.

MAPA 1 - INFRAESTRUTURA DE GÁS PRÓXIMA À URUGUAIANA



Fonte: EPE (2025)

- **Desenvolver a regulação do GNL para abastecimento rodoviário:** estimular a operação de redes locais e isoladas com uso de GNL, especialmente em regiões afastadas do litoral. Propõe-se a criação de um regime específico de concessão para esse modal, considerando que o monopólio estadual, conforme a Constituição de 1988, restringe-se às redes de gasodutos.
- **Incentivar o uso do biometano no transporte pesado e em aplicações locais:** deslocar parte da aplicação do diesel por biometano em frotas de carga, com foco na geração de renda local e no fortalecimento de cadeias produtivas regionais, especialmente em territórios desabastecidos. Além disso, fomentar seu uso como fonte energética para redes locais e isoladas, em regiões com demanda identificada — notadamente nas áreas mais afastadas do litoral, como o interior e o oeste do país.

- **Realizar chamadas públicas para concessões em áreas desabastecidas:** fomentar projetos de infraestrutura em regiões sem cobertura por gasodutos, adotando critérios que valorizem a integração territorial e regional, para além da lógica estrita de retorno financeiro. Para viabilizar essa política, será necessário revisar os atuais contratos de concessão estaduais, estabelecendo metas obrigatórias de expansão para atendimento a territórios hoje excluídos da malha de distribuição.
- **Revisar os contratos de concessão estaduais:** avaliar os modelos que impõem elevadas remunerações às distribuidoras e contribuem para o encarecimento do gás natural ao consumidor final. Propõe-se a adoção de mecanismos que assegurem maior transparência, equilíbrio econômico-financeiro e compromisso com o interesse público. É igualmente necessário reavaliar os riscos que esses contratos e determinadas resoluções regulatórias transferem ao setor produtivo, comprometendo sua competitividade.
- **Implantar unidades de liquefação para enfrentar a sazonalidade e garantir segurança no suprimento:** desenvolver plantas de liquefação em pontos estratégicos da malha com capacidade ociosa, especialmente em regiões com alta demanda durante os períodos de estiagem e paralisação de fábricas. Com isso, garantir flexibilidade operacional, segurança energética e continuidade no abastecimento. Além disso, é fundamental incorporar à política energética o estudo da estocagem de gás natural — alternativa ainda não viabilizada no país — como instrumento complementar para mitigar os efeitos da sazonalidade e reduzir a exposição do sistema a choques de oferta.
- **Assumir riscos estratégicos por meio de investimentos públicos não reembolsáveis:** destinar recursos da União e do BNDES para investimentos a fundo perdido em gargalos críticos de infraestrutura, especialmente aqueles que, embora economicamente inviáveis sob a lógica privada, são estratégicos para a integração nacional, a reindustrialização e a transição energética justa. Em determinados casos, o Estado deve assumir integralmente os riscos — incluindo a ausência de retorno direto sobre o capital investido —, reconhecendo que a superação de passivos logísticos e energéticos é condição para o desenvolvimento regional e para a consolidação de um modelo de política pública que valorize a presença estatal como indutora de equidade territorial e competitividade produtiva.



## REFERÊNCIAS

ABEGÁS - Associação Brasileiras das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. Relatório Consolidado Associados 2024. jan. 2025. 15 p.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Encarte de Consolidação da Produção 2024: boletim da produção de petróleo e gás natural. n. 163. dez. 2024. 49 p.

BRASIL. Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 27 ago. 2024. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm). Acesso em: 11 mar. 2025.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário: PEMAT 2013-2022. 5 mar. 2013. 282 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Nota Técnica. Demanda de gás natural nos mercados nacional e internacional: horizonte 2020-2030. dez. 2020. 28 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural 2023. abr. 2024. 70 p.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024. fev. 2025. 96 p.

ESTRELLA, Leonardo Mosimann Estrella. *Gás Natural em Santa Catarina: uma análise crítica da concessão do serviço*. Instituto Ignacio Rangel: Florianópolis, 2023.

FGV - Fundação Getúlio Vargas. Centro de Estudos em Regulação e Infraestruturas. Acompanhamento do processo de abertura da indústria do gás natural. abr. 2024. 101 p.

GPP - Global Petrol Prices. Gás Natural. Preços do Gás Natural. Disponível em [https://pt.globalpetrolprices.com/natural\\_gas\\_prices/](https://pt.globalpetrolprices.com/natural_gas_prices/). Acesso em 23 fev. 2025.

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. *Evolução do Plano de Negócios e Gestão Petrobras e preço do petróleo*. 2024. Disponível em: <https://encr.pw/ksea0>. Acesso em: 10 mar. 2025.

MME - Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvi-

mento Energético. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.2022. 411 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 1: disponibilidade de gás natural. abr. 2024a. 146 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 2: acesso ao mercado de gás natural. abr. 2024b. 148 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 3: modelo de comercialização de gás natural da União. abr. 2024c. 55 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 4: gás para o setor produtivo. abr. 2024d. 77 p.

MME - Ministério de Minas e Energia. Relatório do grupo de trabalho do do programa Gás para Empregar. Comitê 5: papel do gás natural na transição energética. abr. 2024e. 151 p.

Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A.

Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A. Plano Estratégico 2050. Plano Estratégico de Negócios Petrobras 2025-2029. 2024. 128 p.

POLICY BRIEF N. 5 | JULHO DE 2025

# GASODUTOS DE TRANSPORTE E ESCOAMENTO

Desafios para ampliar  
a oferta e o alcance do  
gás nacional no Brasil

## SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique nos ícones para ser redirecionado(a)



## CONTATO

[ineep.org.br](http://ineep.org.br) | [redes@ineep.org.br](mailto:redes@ineep.org.br) | (21) 97461-8060

## ENDEREÇO

Avenida Rio Branco, 133, 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ

