



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032

Gás Natural

Março de 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

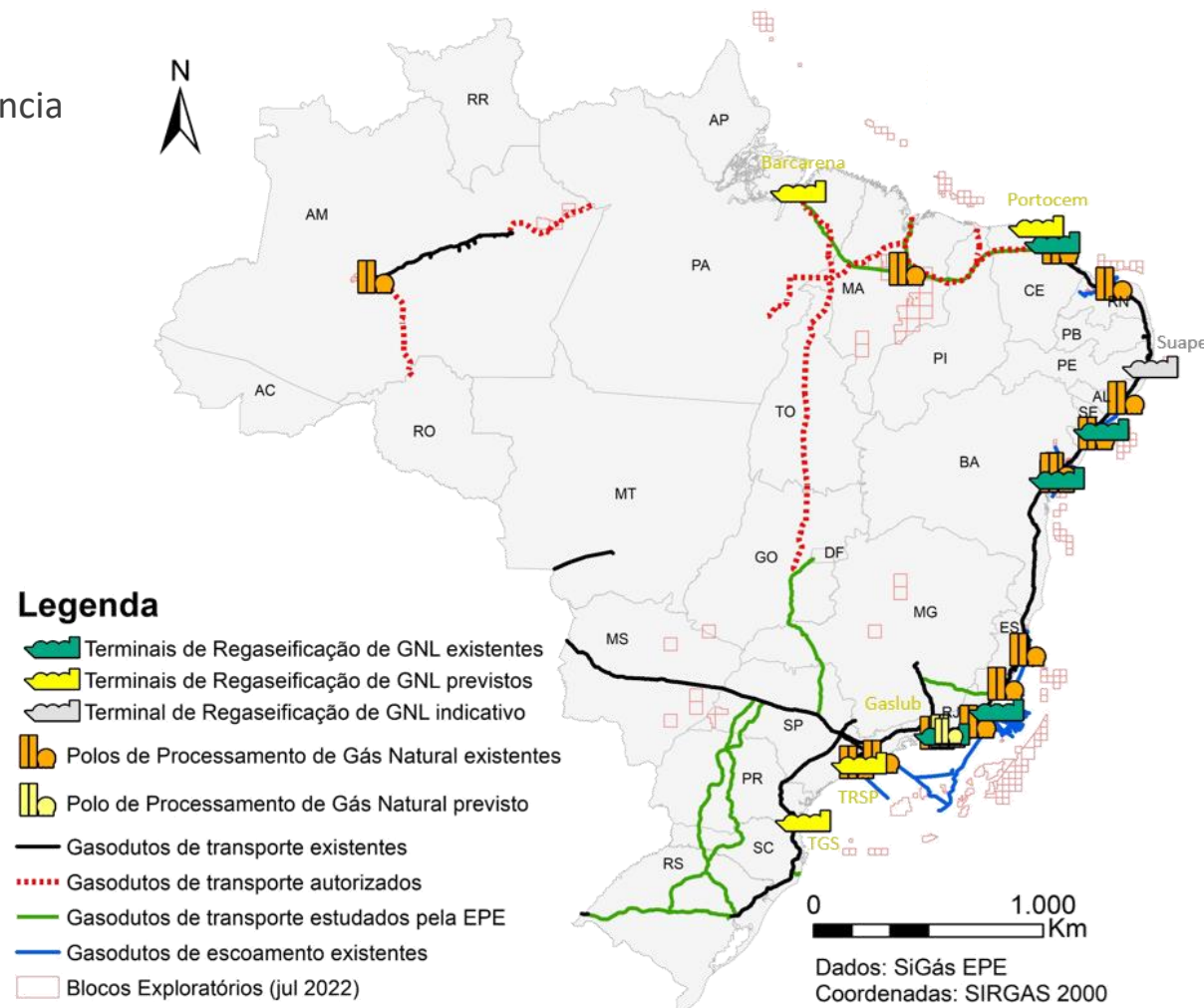


Infraestrutura

Gasodutos
Unidades de Processamento
Terminais de GNL

Gasodutos:

- 9.409 km de transporte, 4.564 km de escoamento e 1.765 km de transferência
- **Malha integrada de transporte:** gasodutos do Nordeste, Sudeste, Gasoduto GASBOL e Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre (Trecho 3), terminais de GNL e UPGNs conectados a estes dutos.
- **Sistemas isolados:** gasodutos Lateral Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus bem como as ofertas conectadas a estes dutos.
- Novos gasodutos entrarão em operação no período de 2022 a 2032:
 - Gasoduto de escoamento Rota 3 (18 MMm³/dia) em 2024;
 - Gasoduto de transporte Itaboraí-Guapimirim (18 MMm³/dia) em 2024;
 - Gasoduto de conexão do GNL Barra dos Coqueiros/SE (14 MMm³/dia);
 - Gasoduto de transporte GASFOR II;
 - Gasodutos de escoamento da Bacia do SEAL e do bloco BM-C-33 (pré-sal da Bacia de Campos).



Em função dos condicionantes do mercado, os projetos dos estudos indicativos da EPE podem representar novas oportunidades no futuro.

Terminais de GNL:

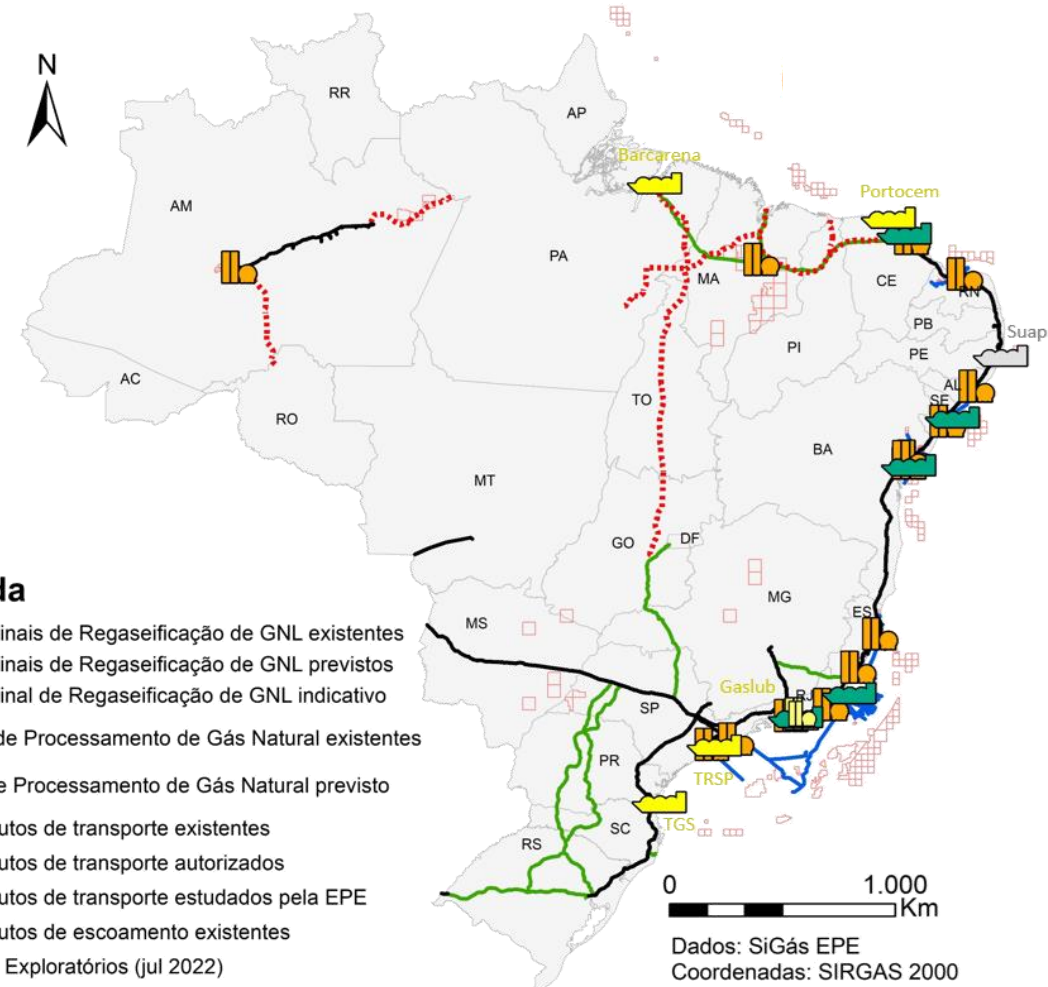
Malha Integrada

- **Existentes:** Baía de Guanabara/RJ (20 MMm³/dia), Baía de Todos os Santos/BA (20 MMm³/dia) e Pecém/CE (7 MMm³/dia). Barra dos Coqueiros/SE (21 MMm³/dia) se conectará à malha a partir de 2024.
- **Futuro:** Terminal Gás Sul/SC (15 MMm³/dia) entrará em operação e se conectará à malha em 2023 no gasoduto GASBOL.

Sistemas isolados

- **Existente:** Porto do Açu/RJ (21 MMm³/dia).
- **Futuros:** Terminal de Santos/SP (14 MMm³/dia), Barcarena/PA (15 MMm³/dia) e Portocem/CE (14 MMm³/dia) e Terminal de Suape/PE (21 MMm³/dia).

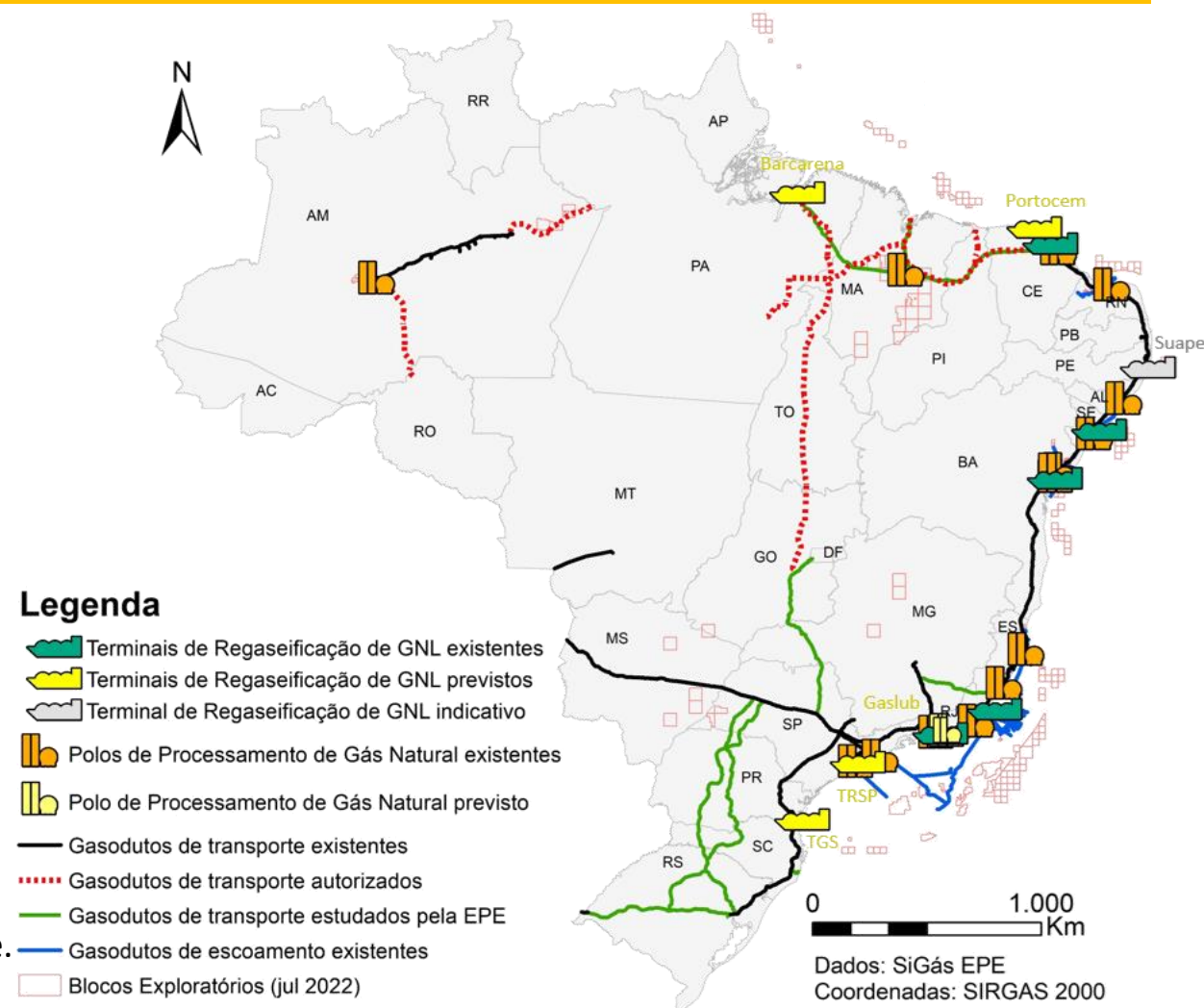
- O GNL também pode ser empregado para elaboração de alternativas em pequena escala, criando mercado para gasodutos de transporte no futuro ou substituindo esse modal.
- Projetos deste tipo já estão em operação no Brasil para demandas termelétricas e possuem expectativas, no curto prazo, para atendimento de demandas industriais ou das CDLs.



Em função dos condicionantes do mercado, os projetos dos estudos indicativos da EPE podem representar novas oportunidades no futuro.

UPGNs:

- **15 polos de processamento: 107,51 MMm³/dia de capacidade.**
- **1 polo de processamento equiparável à UPGN: 8,5 MMm³/dia de capacidade (Polo Eneva).**
- **14 Polos na Malha Integrada:**
 - **Sudeste: 73,06 MMm³/dia em 6 polos.**
 - **Nordeste: 22,25 MMm³/dia em 8 polos.**
- **2 Polos em Sistemas Isolados:**
 - **Norte: 12,20 MMm³/dia no Polo de Urucu.**
 - **Maranhão: 8,50 MMm³/dia no Polo Eneva.**
- Atualmente, a UPGN Polo Gaslub (Itaboraí/RJ) está em construção e prevista para entrar em operação em 2024 com capacidade de 21 MMm³/dia. Processará gás do pré-sal, juntamente às UPGNs Cabiúnas e UTGCA.
- Potencial de produção da Bacia do SEAL exigirá expressiva ampliação da capacidade de processamento na região Nordeste, em especial no Sergipe. Esta capacidade pode ser tanto *offshore* quanto a partir de uma UPGN.



Em função dos condicionantes do mercado, os projetos dos estudos indicativos da EPE podem representar novas oportunidades no futuro.

Contextualização

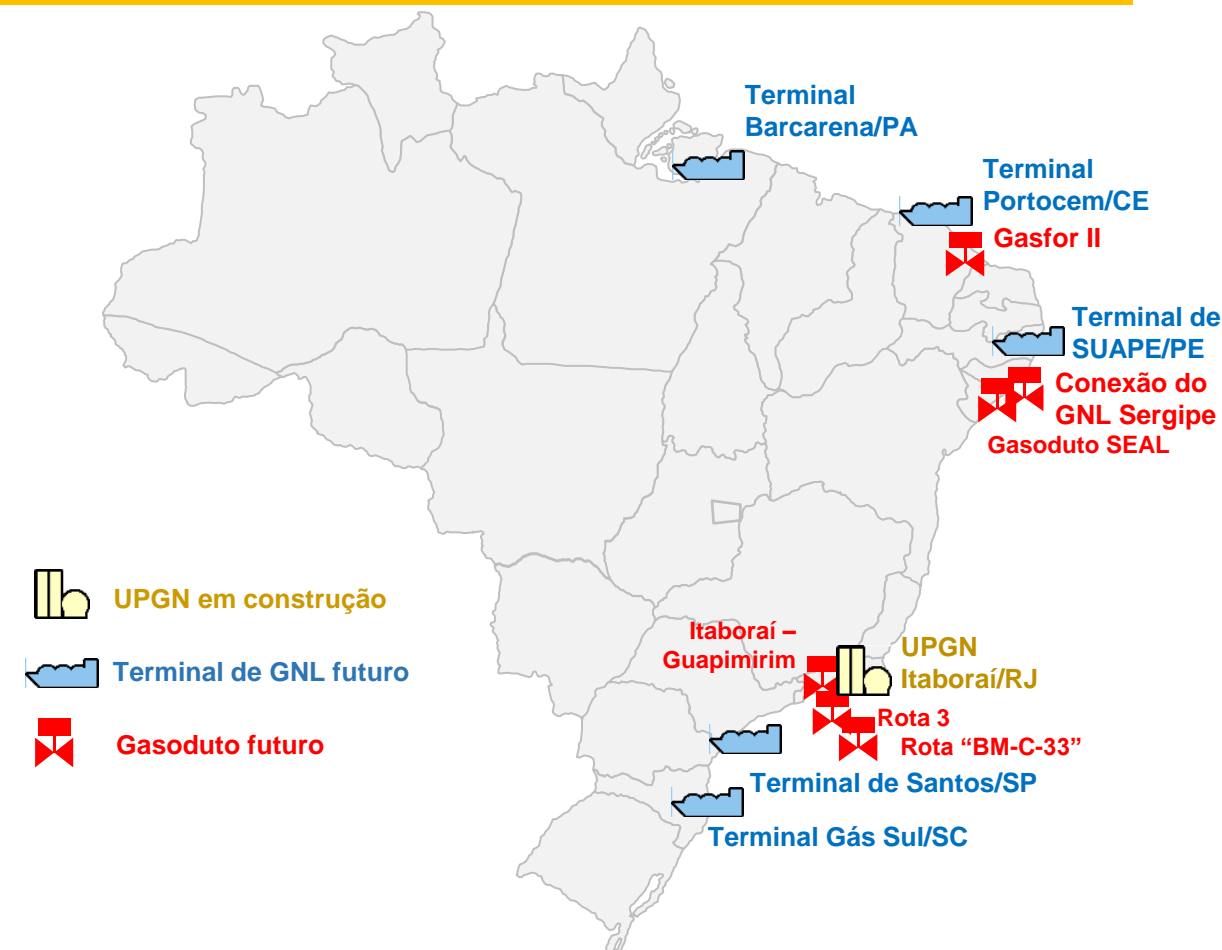
Premissas Gerais

OFERTA:

- Produção Líquida Nacional processada em **UPGNs novas** e existentes;
- Novos **gasodutos** de escoamento (3) e de transporte (3);
- Importação de GNL através de 5 terminais existentes e **5 terminais futuros**;
- Importação via GASBOL, Lateral-Cuiabá e TSB trecho 1;
- Conexão do terminal de GNL Barra dos Coqueiros/SE à malha de gasodutos.

INCERTEZAS:

- Possíveis novos terminais de GNL além dos que estão em construção;
- Possíveis novas UPGNs e rotas de escoamento do pré-sal;
- Conexões de alguns terminais de GNL à malha de gasodutos de transporte carecem de definições pelos empreendedores;
- Capacidade de suprimento a partir da Bolívia e Argentina.



No caso dos empreendimentos individuais não conectados à malha, pode haver decisão dos produtores pela conexão à malha integrada para atendimento a maiores volumes de demanda, ampliando o portfólio de clientes.

- Os preços de gás natural são estimados pela EPE com base em:
 - Evolução esperada dos preços do petróleo;
 - Evolução esperada dos preços no Henry Hub;
 - Indexação dos contratos por competição gás-óleo ou gás-gás;
 - Participação do gás natural importado no mercado nacional.
- A demanda por gás natural estimada pela EPE leva em conta:
 - Gás natural para os setores industrial, residencial e comercial;
 - Gás natural para refinarias e fábricas de fertilizantes;
 - Gás natural para usinas termelétricas existentes e indicativas.
- As perspectivas de demanda são construídas com base em informações recebidas via INFOGÁS, além de projeções de crescimento do PIB nacional e reuniões com agentes.

INFOGÁS

(Sistema de Informações do Setor de Gás Natural)

Site seguro para recebimento de informações dos agentes



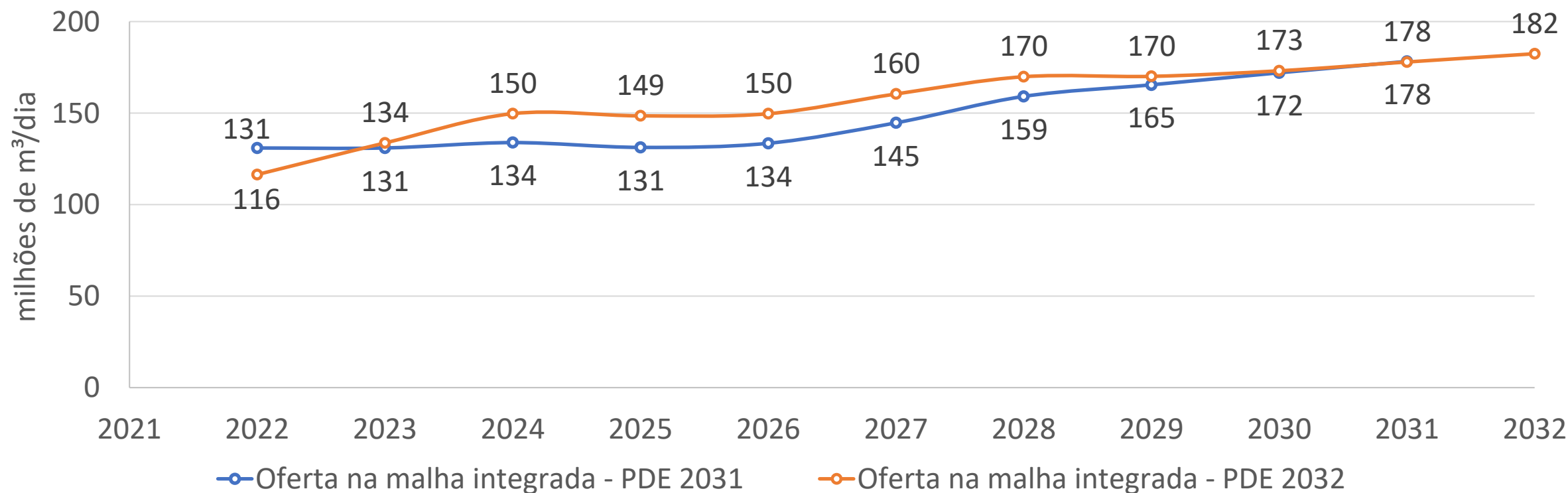
Acesse em: <https://www.epe.gov.br/pt/aceso-restrito/sistema-infogas>

As análises de preço consideram também questões geopolíticas que influenciam a indústria do gás natural no mundo inteiro, e as análises de demanda levam em conta a competitividade frente a outros combustíveis substitutos

Comparação: Oferta na Malha Integrada PDE 2031 x PDE 2032



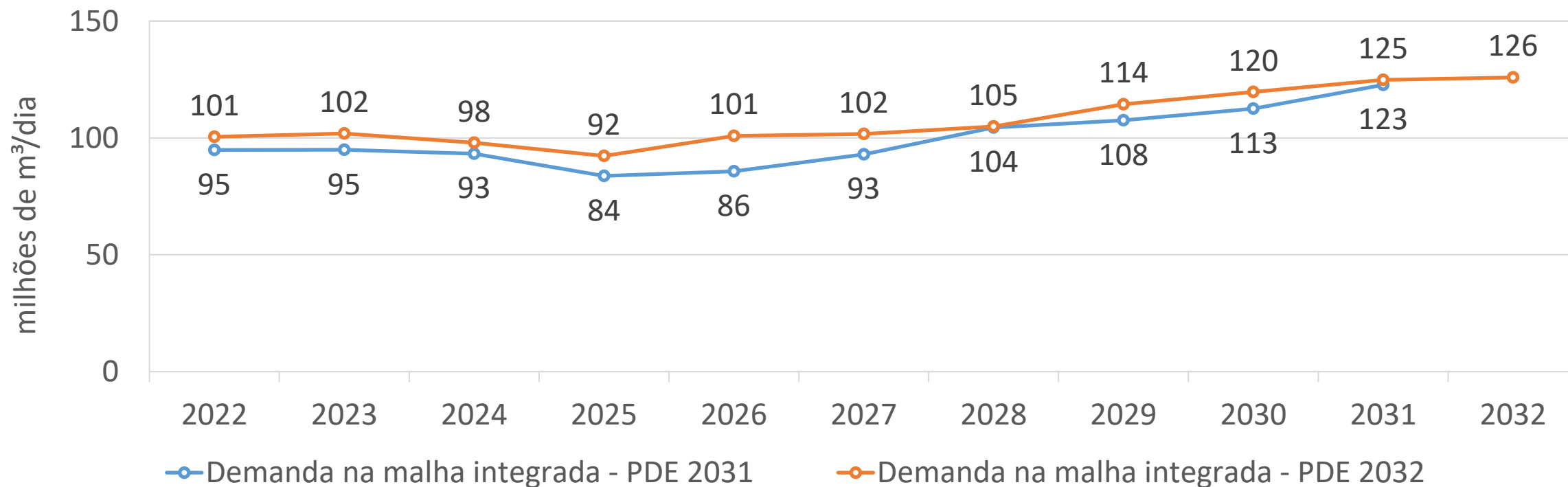
- Considerada uma média anual máxima de 20 MMm³/dia no GASBOL, de acordo com novo contrato firmado entre Bolívia e Petrobras.
- Capacidade do terminal de GNL da Baía de Guanabara/RJ mantida em 20 MMm³/dia.
- Considerada a interligação na malha integrada do Terminal de GNL Gás Sul com capacidade de 15 MMm³/dia em 2023 e do Terminal Porto Sergipe com capacidade de 14 MMm³/dia a partir de 2024.



Comparação: Demanda na Malha Integrada PDE 2031 x PDE 2032



- Foi considerado consumo de gás no Gaslub.
- Considerada, como demanda termelétrica máxima, as parcelas relativas às usinas existentes e em construção a serem conectadas à malha integrada, somadas às termelétricas relacionadas à Lei 14.182/2021 na região Sudeste.



As usinas termelétricas relacionadas ao atendimento da Lei 14.182/2021, nas Regiões Norte ou Nordeste, foram consideradas como não conectadas à malha integrada. Poderiam compor sistemas isolados ou ser atendidas por outros modais (GNL em pequena escala, por exemplo).

Preços de Gás Natural

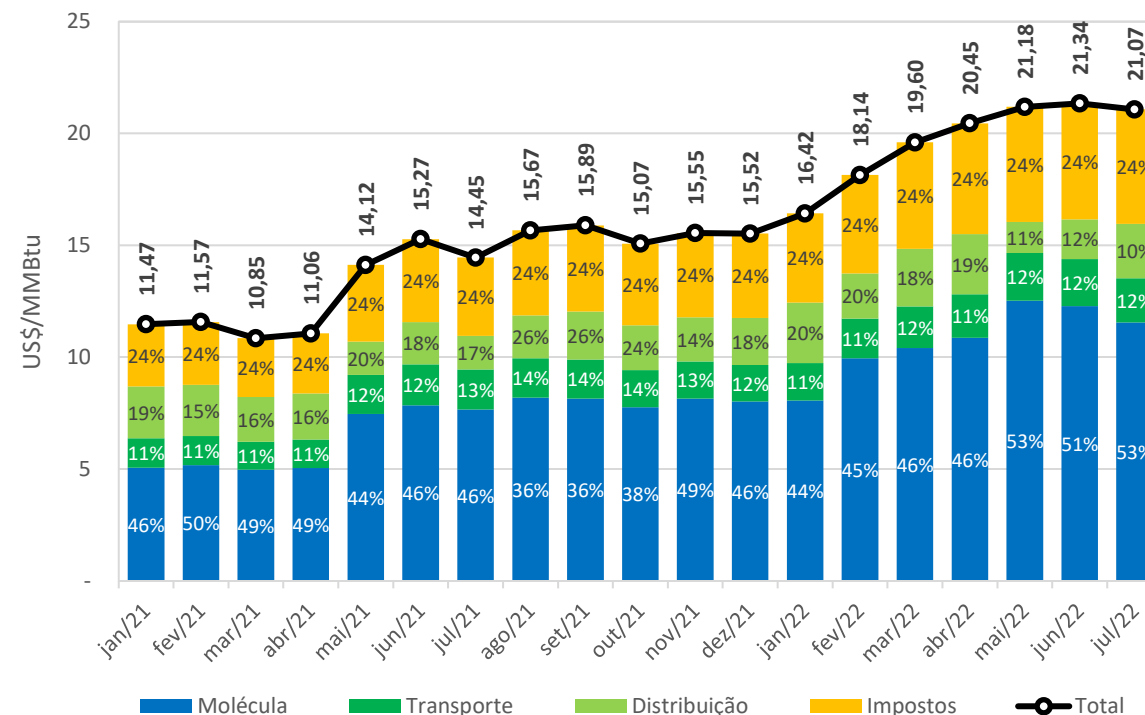
Molécula Nacional
Molécula Importada
Negociação em *hubs*
Transporte, Distribuição, Impostos

PDE 2032 | Histórico de Preços de Gás Natural



- Os preços internacionais de gás natural atingiram recordes históricos desde o segundo semestre de 2022 principalmente pela intensificação da demanda europeia por GNL e pelo conflito militar entre Rússia e Ucrânia.
- Adicionalmente, os níveis de estocagem subterrânea de gás abaixo da média nos EUA contribuíram para disparada dos preços no Henry Hub em 2022.
- Os preços de gás natural a consumidores industriais no Brasil tiveram expressivo aumento ao longo de 2021, intensificando em 2022:
 - Aumento do preço da molécula indexada ao Brent;
 - Queda e recuperação da demanda devido à crise da Covid-19;
 - Diferentes repasses das variações, dependendo da CDL.
- Com a modernização nas regulações estaduais em curso, diversos agentes produtores e comercializadores têm interesse em acessar o mercado consumidor, o que ampliará a diversidade de agentes.
- O estabelecimento de *hubs* de negociação poderá levar a uma padronização dos modelos de contratos e ao estabelecimento de portfólios de oferta, ampliando a segurança dos consumidores.

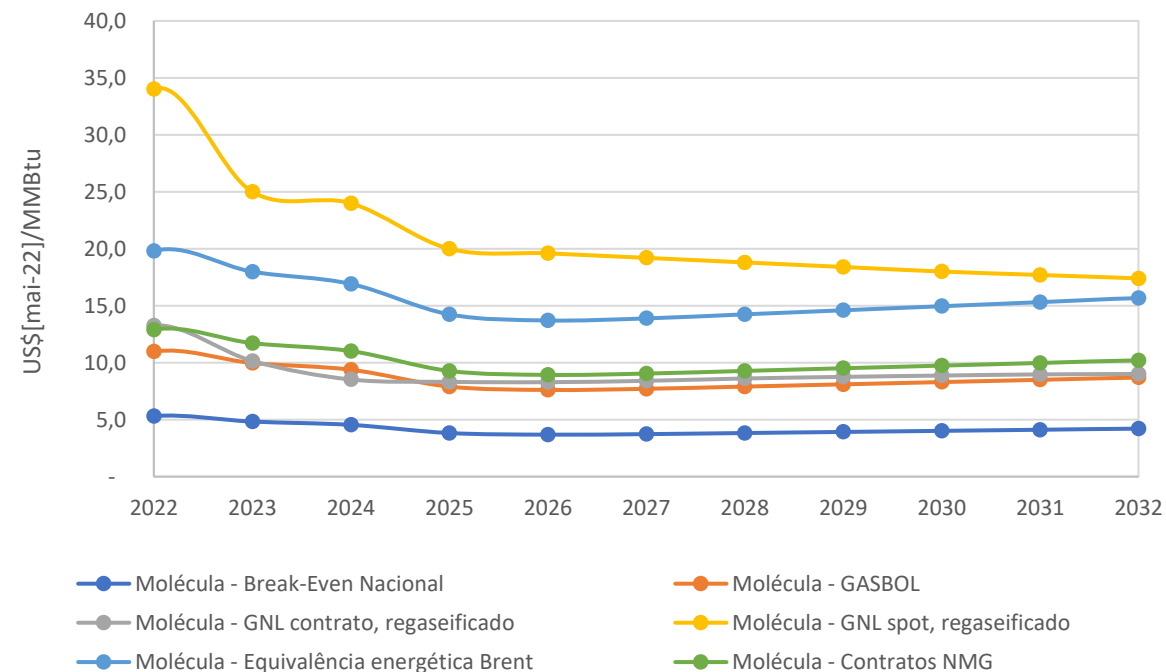
Preços Médios de Gás Natural (US\$/MMBtu)
Consumidor industrial, 20 mil m³/d, média Brasil, inclui ICMS e PIS/COFINS.



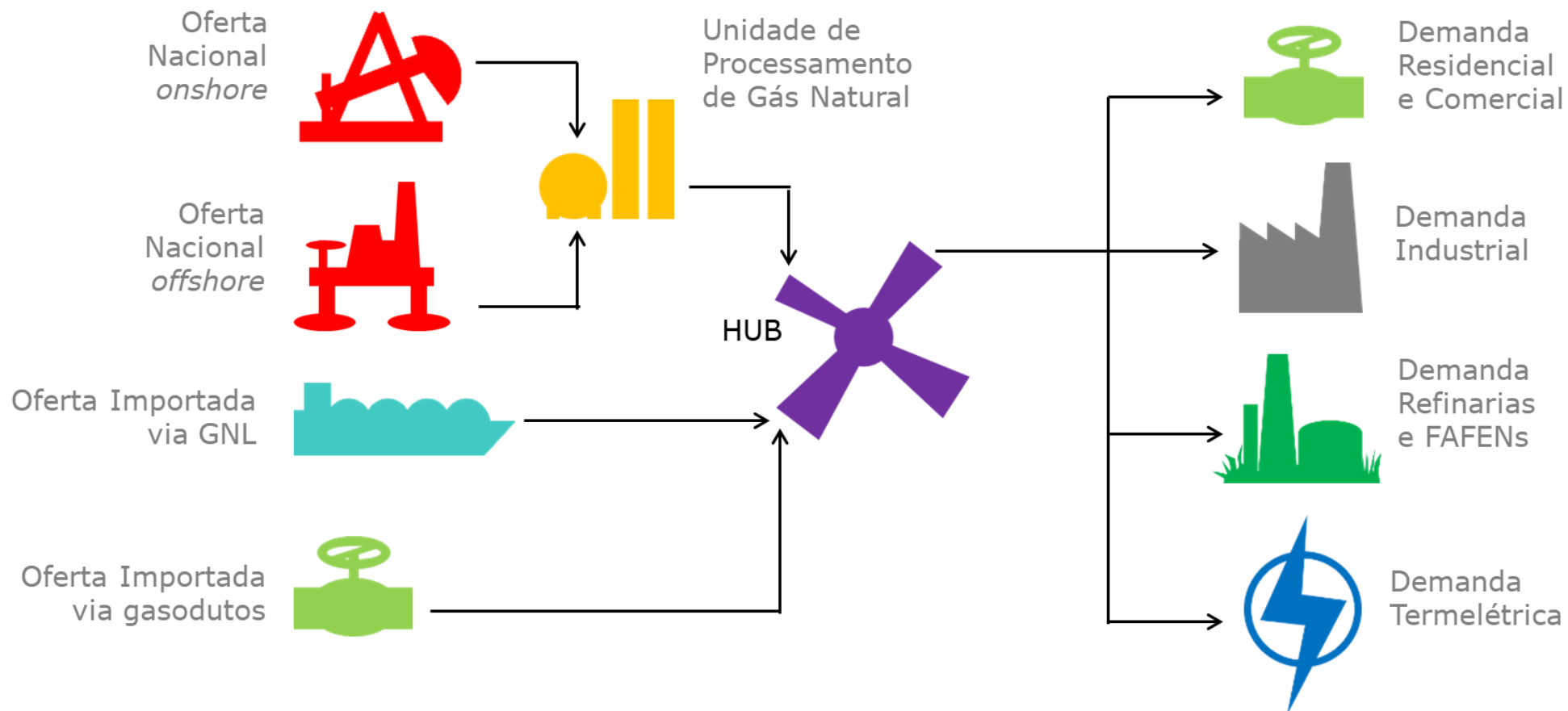
Os preços de gás natural no Brasil tiveram aumento expressivo desde o 2T21, acompanhando os aumentos internacionais, cujos efeitos podem contrabalancear os ganhos de competitividade esperados no decênio.

- Os valores de *break-even* da molécula de gás natural nacional ponderam os diversos tipos de gás produzidos nacionalmente ao longo do decênio.
- Diversos patamares de valor são importantes para balizar os preços:
 - Preços acima da **Equivalência Energética do Petróleo** tornam o gás natural pouco competitivo frente a combustíveis líquidos;
 - Contratos atuais** seguem a indexação ao Brent, porém partindo de preços menores do que sua equivalência energética;
 - Preços abaixo do **Break-Even Nacional** desestimulam a produção.
- No médio prazo, o GNL poderá continuar com valores competitivos no mercado global, porém deve incluir custos de frete e regaseificação para que seja internado no mercado nacional.
- Incertezas quanto às novas fórmulas de precificação no GASBOL, podendo seguir cestas de óleo (indexação observada historicamente) ou se basear na competição gás-gás frente ao GNL importado.

Preços de molécula, por fonte de oferta ou contrato (US\$_{mai-22}/MMBtu)
Não considera transporte, distribuição e tributos.



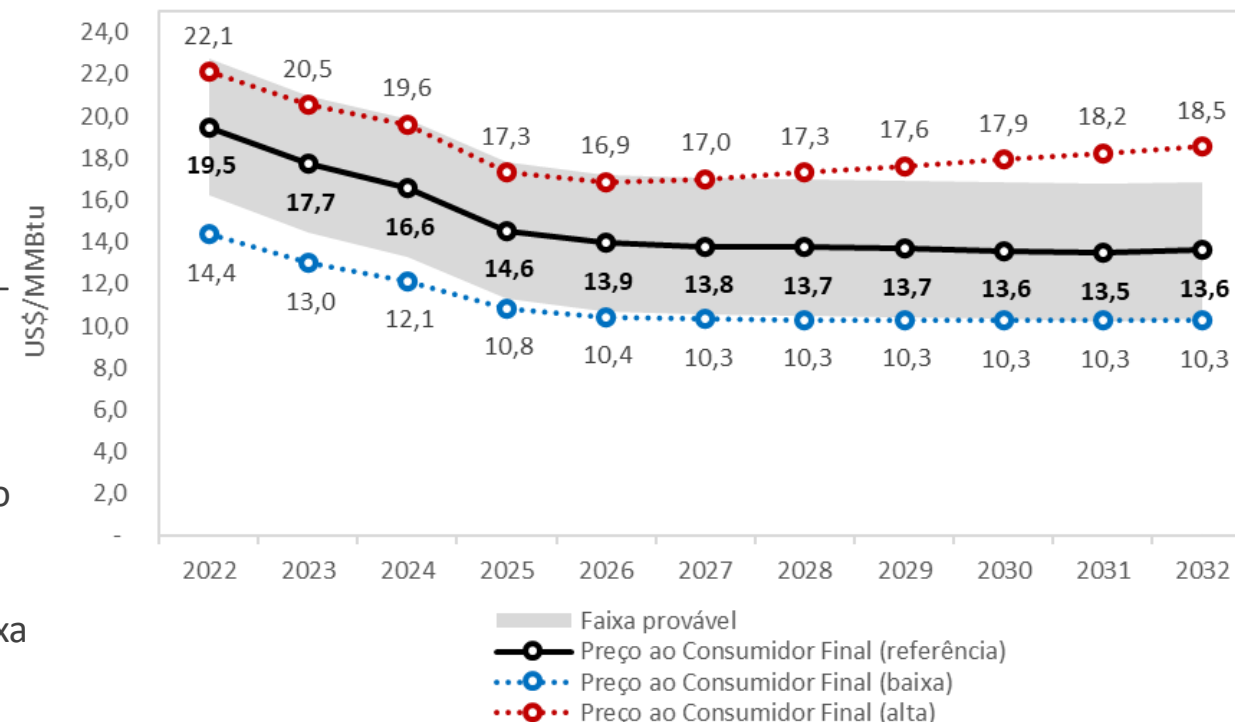
O avanço do novo marco regulatório do gás natural pode favorecer a formação de hubs no Brasil, promovendo uma padronização de contratos negociados com base em um índice nacional, que seria construído ao longo do tempo com o aumento gradual do número de agentes no mercado.



A negociação em *hubs* poderá promover o acesso dos clientes finais a um portfólio diversificado de oferta, com diferentes critérios de prazo, flexibilidade e volume.

- Com o Programa Novo Mercado de Gás (NMG), espera-se que cada vez mais agentes possam acessar o mercado, trazendo ao setor:
 - Maior eficiência na distribuição, reduzindo este custo;
 - Maximização do uso da malha de transporte, menores tarifas;
 - Valor da molécula seguindo a lógica da competição gás-gás;
 - Maior segurança nos preços, com menor influência do Brent.
- Foram estimadas três trajetórias de preços ao consumidor final:
 - Trajectoria de alta**, considerando a continuidade da competição gás-óleo, com indexação ao Brent;
 - Trajectoria de referência**, considerando a negociação em *hubs* e competição gás-gás;
 - Trajectoria de baixa**, considerando negociação em *hubs*, competição gás-gás e maior eficiência no transporte e na distribuição.
- A **faixa provável** busca representar possíveis variações entre as CDLs. Faixa inferior à trajetória de baixa podem ser possível para consumidores com tarifas específicas de rede, conforme regulação estadual aplicável.

Preços Médios de Gás Natural (US\$_{mai-22}/MMBtu)
Consumidor industrial, 20 mil m³/d, inclui ICMS e PIS/COFINS.



A evolução dos fundamentos dos mercados mundiais de óleo e gás e os avanços promovidos pelo NMG poderão promover no setor de gás natural brasileiro transições da indexação gás-óleo para uma lógica de precificação gás-gás.

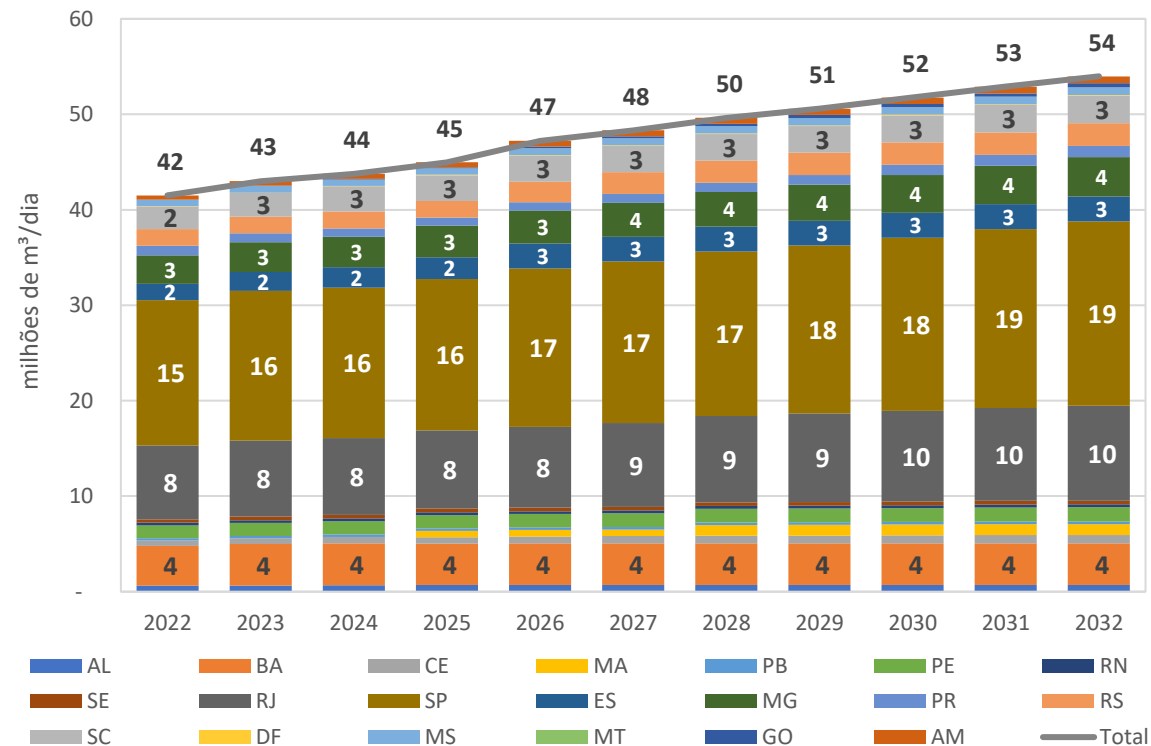
Demanda de Gás Natural

Não termelétrica
+ Termelétrica
= Total

- Segmentos analisados principalmente a partir das informações recebidas das CDLs via INFOGÁS.
- Durante todo o horizonte do PDE o Rio de Janeiro e São Paulo continuariam como maiores consumidores nos segmentos industrial, comercial, residencial e de transportes (GNV).
 - Bahia e Minas Gerais se apresentam, respectivamente, como o terceiro e quarto lugares entre os maiores consumidores no horizonte do PDE 2032, com volumes em torno de 4 MMm³/dia.
- O aumento esperado de demanda nos setores industrial, comercial, residencial e de transportes é de 2,5% ao ano no horizonte do PDE 2032.

Demanda industrial, comercial, residencial e de GNV

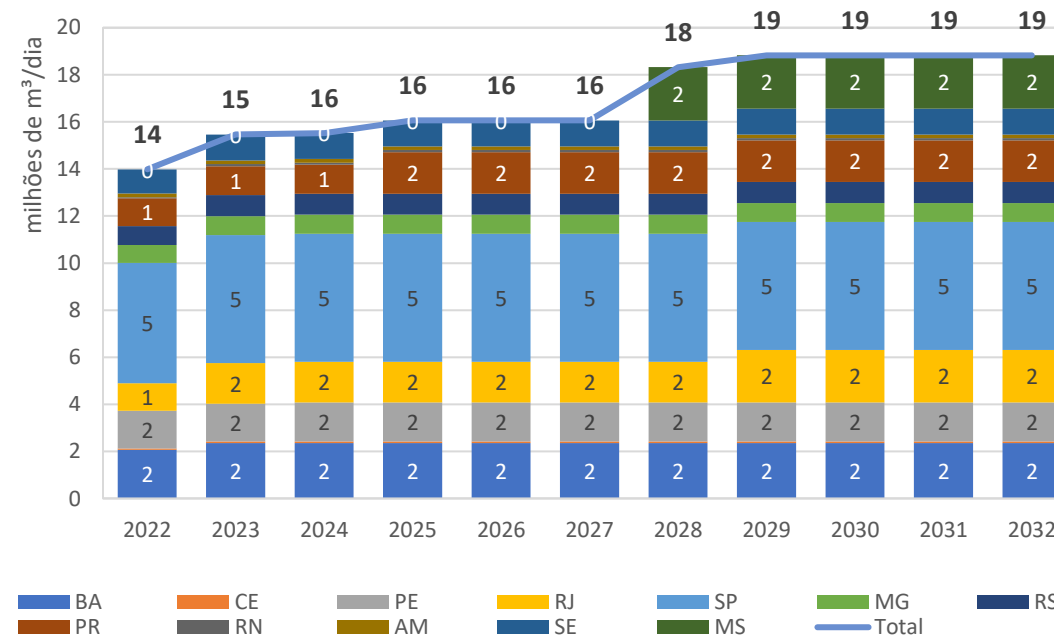
Cenário de referência, com base nas informações recebidas das CDLs



O aumento da demanda por gás natural no cenário de referência considera as informações recebidas das CDLs, além das perspectivas do aumento do PIB nacional nos segmentos industrial, comercial, residencial e de transportes

- Pouca alteração na demanda por gás natural de refinarias e fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs) nacionais até 2032.
- São Paulo continua como maior consumidor de gás natural no segmento *downstream* devido às instalações para refino de petróleo e produção de derivados.
 - Os estados da Bahia, Pernambuco, Rio de Janeiro e Paraná têm consumo expressivo neste segmento.
- FAFEN-PR retornaria à operação em 2025 enquanto a futura FAFEN em Três Lagoas/MS foi considerada em 2028.
 - * o Plano Nacional de Fertilizantes pode resultar em expansão das demandas de gás para o setor ao longo do horizonte.
- Foi considerado consumo de gás nas unidades de lubrificantes do Polo Gaslub ao longo do horizonte de estudo.
- Acréscimo, sobre estes valores, do Gás de Uso do Sistema, consumido para operação da malha de gasodutos de transporte.

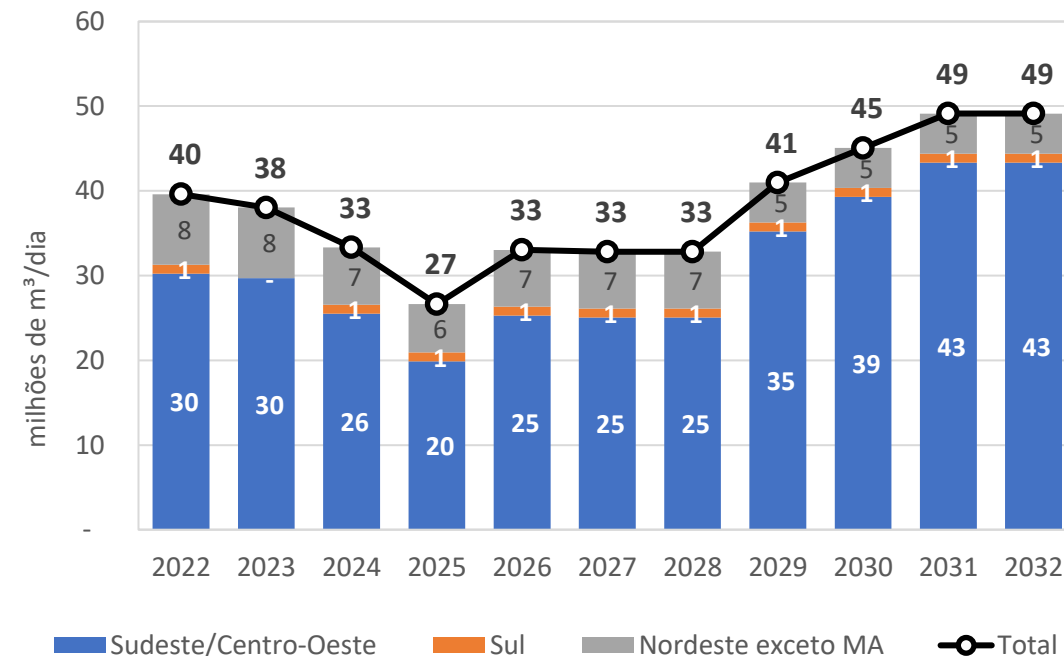
Demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes (MMm³/dia)
Cenário de referência



Refinarias e Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados possuem alto consumo e podem vir a promover o aumento da demanda de gás natural no Brasil caso novos projetos sejam avaliados como viáveis no horizonte estudado

- A demanda termelétrica por gás natural inclui as instalações existentes e as que são previstas para entrada no sistema por já terem vencido leilões.
- Foram consideradas a saída de operação de algumas usinas, de acordo com o término dos contratos ou perda de benefícios.
- Adicionalmente somam-se as usinas termelétricas relacionadas aos dispositivos legais da Lei 14.182/2021.
- Os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste concentram a maior parte da demanda termelétrica máxima até 2032, isto é, a demanda de gás natural caso ocorra o despacho de todas as UTEs.
- A demanda termelétrica média (considerando as probabilidades de despacho ao longo do ano) é cerca de 20% da demanda máxima.
- As térmicas provenientes do dispositivo legal da Lei 14.182/2021 atingem, aproximadamente, 25% da demanda termelétrica total no final do horizonte.

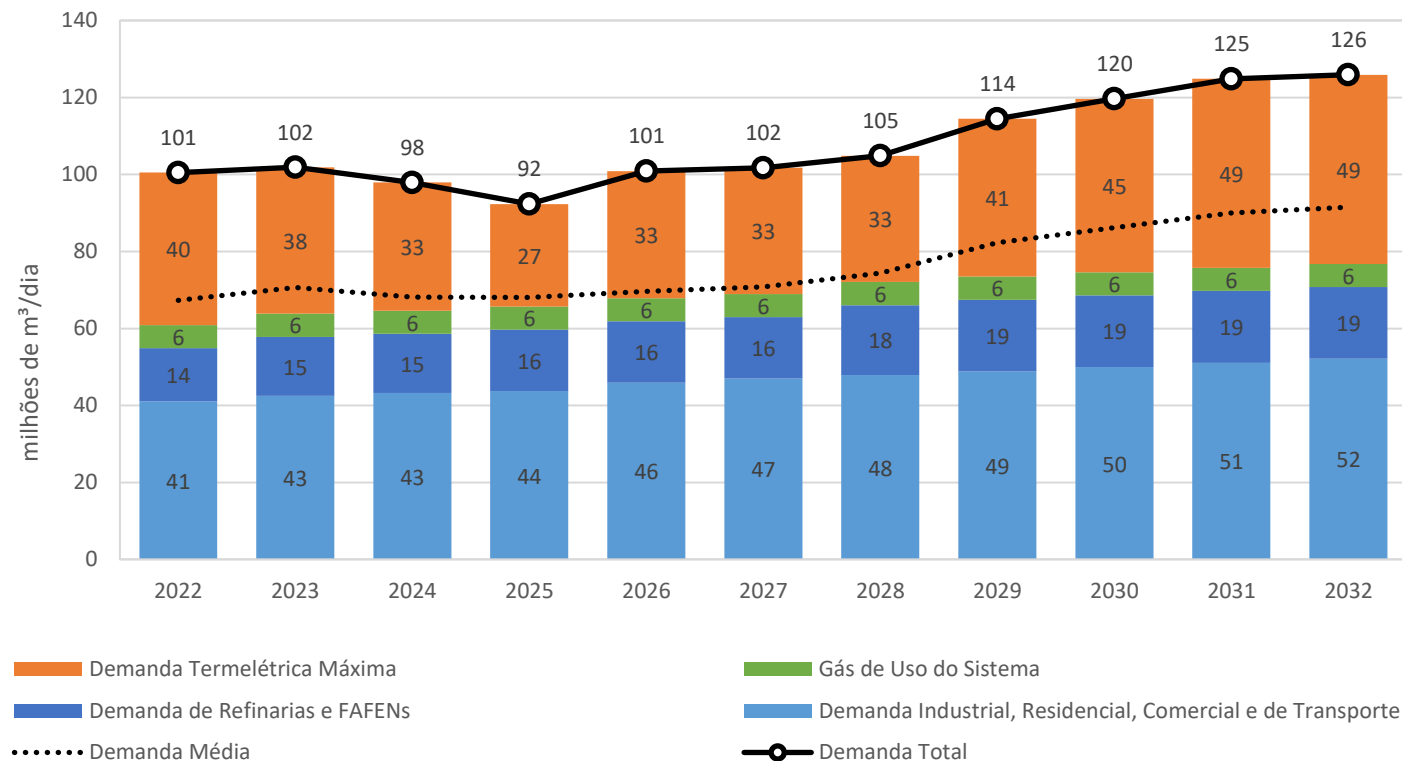
Demanda termelétrica máxima por subsistema – malha integrada
Cenário de referência



A projeção apresentada denota a atualização esperada para o parque existente somada a expansão contratada além das novas usinas relacionadas à Lei da Eletrobras na Região Sudeste

- A demanda total por gás natural na malha integrada inclui as parcelas indicadas anteriormente, descontadas dos volumes que se encontram em sistemas isolados e portanto são atendidos por fontes de oferta específicas naqueles sistemas.
- A demanda total tem aumento de 2,3% ao ano no decênio, com ressalva para o período entre 2024 e 2025 onde ocorre uma queda devido ao término do contrato de algumas UTEs.
- A demanda média ao longo do ano é cerca de 65% da demanda máxima, alternando-se entre situações de demanda máxima (com despacho total das UTEs) e demanda “mínima” (despacho de UTEs igual à inflexibilidade contratual).

Demanda total (malha integrada)
 Cenário de referência



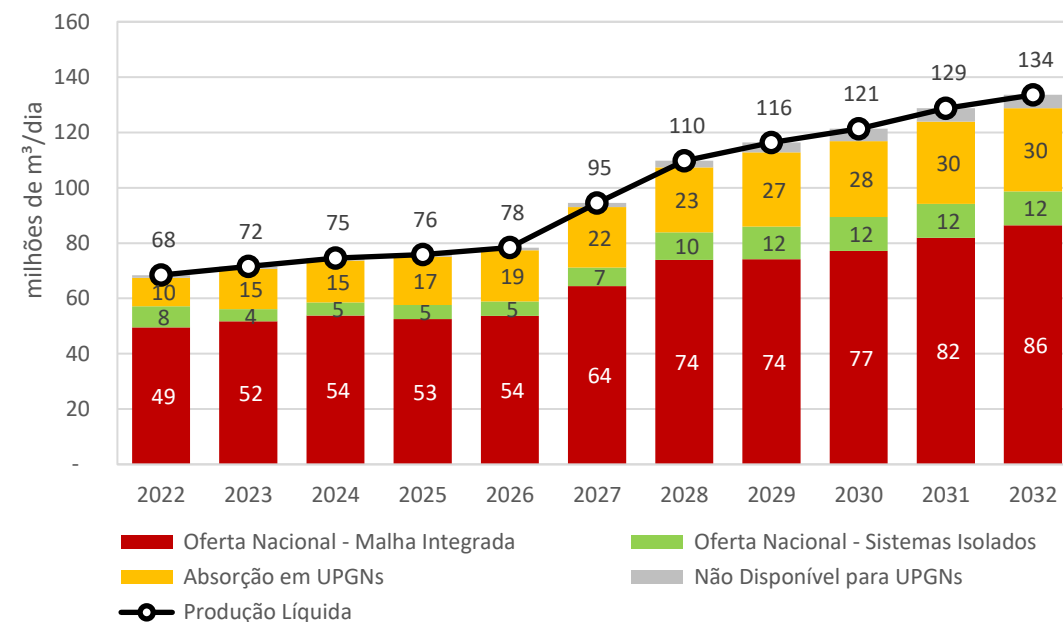
O setor de gás natural brasileiro deve estar preparado para atendimento à demanda máxima, provendo flexibilidade que permita atender às variações anuais em torno da demanda média

**Oferta
Potencial**

**Nacional
+ Importada
= Total**

- A produção líquida estimada pela EPE passa por algumas etapas até se tornar a oferta potencial que chegará ao mercado:
 - Primeiramente, alguns volumes são enviados para outros campos produtores para serem utilizados na própria etapa de E&P; estes volumes não estão disponíveis para UPGNs;
 - Em seguida, o gás natural é escoado até UPGNs e processado para especificação, havendo também nesta etapa a produção de líquidos de gás natural como GLP e C5+ (gasolina natural);
 - Parte dos volumes de gás natural especificado está disponível em regiões ainda não conectadas à malha integrada de gasodutos de transporte (ex: AM e MA), constituindo sistemas isolados e atendendo a conjuntos específicos de consumidores;
 - Os volumes restantes são disponibilizados à malha integrada, devendo ser somados à importação para atendimento ao mercado.

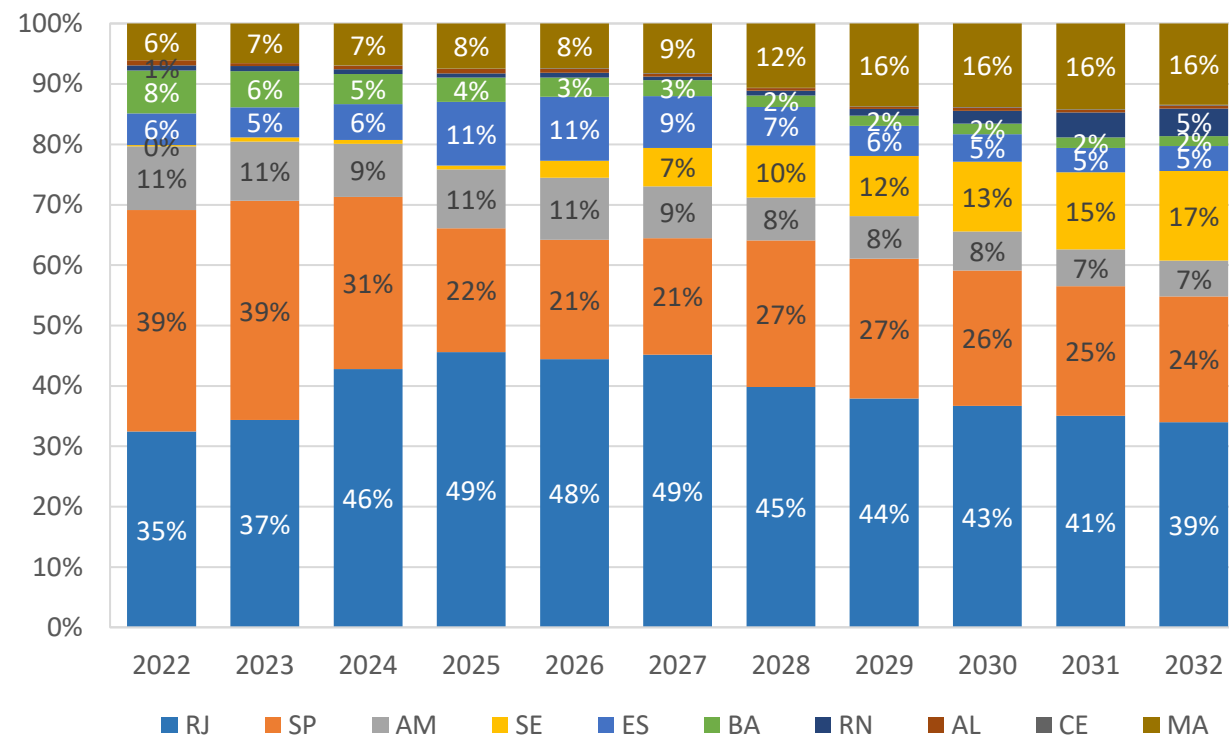
Produção Líquida -> Oferta Potencial Nacional Cenário de referência



Na primeira metade do horizonte da projeção observa-se uma elevação discreta da produção líquida devido a maiores níveis de injeção da produção bruta no pré-sal. A partir de 2026 se espera uma expressiva produção do pós-sal da Bacia do SEAL e do pré-sal das bacias de Campos e Santos.

- A oferta nacional é atualmente oriunda de 16* Polos de Processamento, cuja capacidade total é de quase 120 MMm³/dia:
 - Um Polo de Processamento previsto em Itaboraí/RJ;
 - Possíveis novas UPGNs para novas Rotas do pré-sal;
 - *Um Polo equiparável a uma UPGN – Polo Eneva.
- A oferta nacional projetada para o período se concentra nos estados da Região Sudeste (79% em 2022 e 68% em 2032).
- Esta redução gradativa ao longo do horizonte decorre principalmente da entrada de maior produção oriunda da bacia do Sergipe-Alagoas e do Maranhão.
- Será necessária a expansão da capacidade de processamento ao longo do horizonte 2022-2032 para processar maiores produções na Bacia do Sergipe-Alagoas (SEAL) e no Ambiente Exploratório do pré-sal;
 - Pode ser realizada pela ampliação das UPGNs existentes e/ou pela instalação de novas UPGNs.

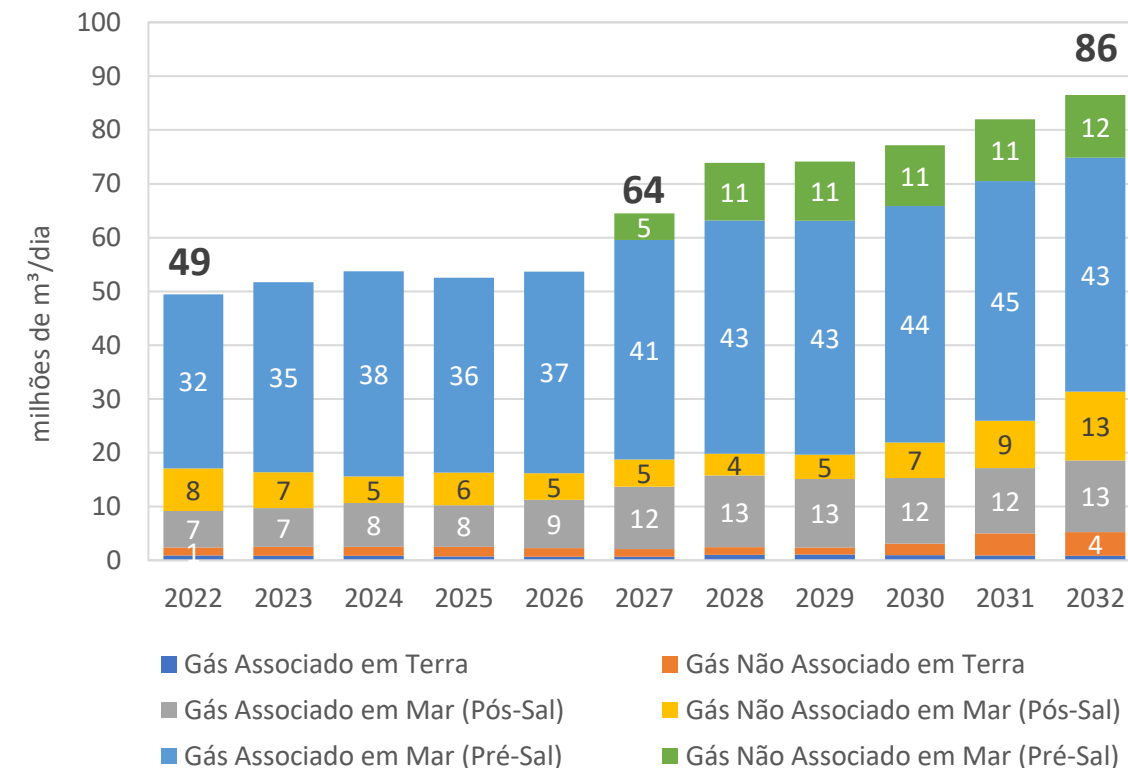
Oferta Potencial Nacional (malha integrada + sistemas isolados)
Cenário de referência, percentual por Estado



Com relação à produção do SEAL, considerou-se a utilização de módulos *offshore* instalados na própria FPSO para processamento da dos volumes desta bacia. O gás seria injetado, já especificado, diretamente na malha integrada de transporte.

- Com a separação de maiores teores de CO₂ e líquidos, ocorre leve elevação da oferta ao mercado até 2026, embora a produção bruta tenha tido um aumento mais expressivo;
- De 2027 a 2032, entrada de novos campos produtores de grande porte;
- O gás natural do pré-sal já corresponde à maior parte da oferta nacional na malha integrada, e tende a crescer nos próximos anos:
 - 32 MMm³/dia em 2022 (65%)
 - 55 MMm³/dia em 2031 (64%)
- Gás natural *offshore* no Sergipe contribui para o aumento da oferta;
- Aumento da produção *onshore* principalmente na Bacia Potiguar no final do período enquanto se observa estabilidade na Bacia do Recôncavo/BA;
- O processamento do gás natural permite a oferta de líquidos como o GLP (“gás de botijão”), que poderá aumentar a oferta deste produto no Brasil.

Oferta Potencial Nacional (malha integrada)
Cenário de referência



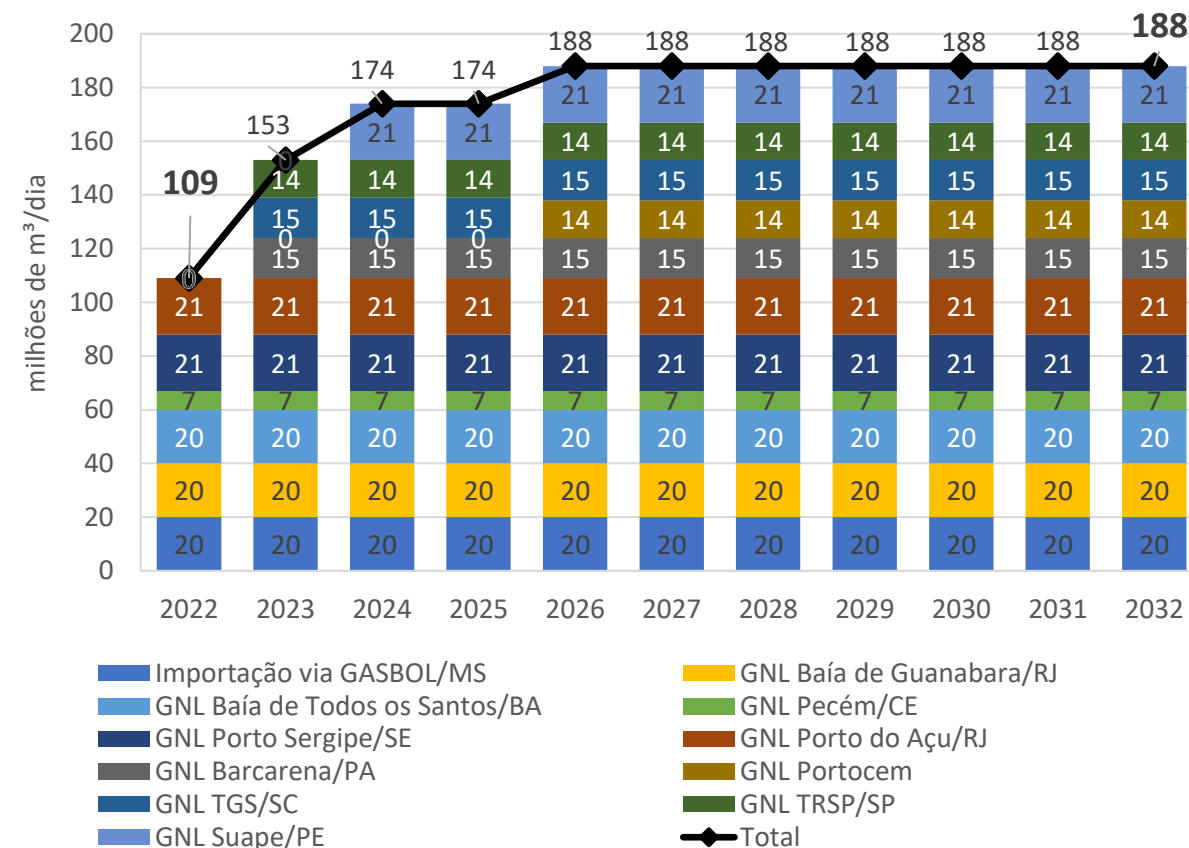
A oferta potencial refere-se principalmente às perspectivas dos produtores para o curto prazo e da EPE para o médio prazo, alinhadas com os agentes do mercado, incluindo recursos descobertos e ainda não descobertos.

PDE 2032 | Oferta Potencial Importada



- A oferta importada considerada no PDE advém de três origens:
 - Gás boliviano importado através do GASBOL;
 - Gás argentino importado através do TSB trecho 1;
 - Importação através de terminais de GNL.
- A oferta potencial dos terminais de GNL e gasodutos se refere à sua capacidade máxima, que pode ser utilizada em maior ou menor grau dependendo dos condicionantes em cada ano.
- Premissas para dimensionamento das capacidades:
 - Importação via GASBOL mantida com capacidade de 20 MMm³/dia;
 - Terminal de GNL Baía de Guanabara/RJ mantido em 20 MMm³/dia;
 - Terminais do RJ, BA e CE conectados à malha integrada;
 - Terminal do SE, inicialmente isolado, se conecta à malha a partir de 2024;
 - Terminal de SC entra em operação e se conecta à malha em 2023;
 - Novos terminais de GNL atuam como sistemas isolados até que haja decisão dos empreendedores pela conexão à malha integrada:
 - Barcarena/PA, Porto do Açu/RJ, Suape/PE, Portocem/CE, TRSP/SP.

Oferta Potencial Importada (malha integrada + sistemas isolados)
 Cenário de referência

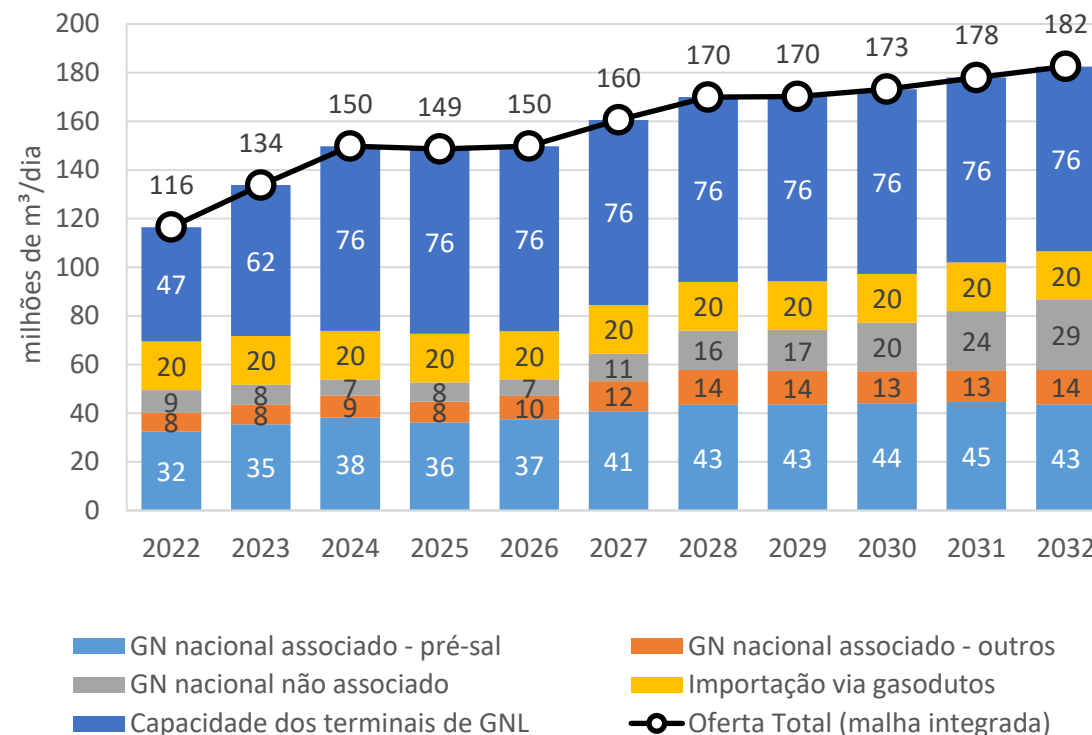


Além dos novos terminais para a importação de grandes volumes de gás natural, pode haver terminais de GNL para o recebimento de pequenas cargas ou cabotagem de GNL entre os estados do litoral brasileiro. Alternativas com GNL em pequena escala podem atender demandas de sistemas isolados.

- Rio de Janeiro com maior oferta potencial de gás natural na malha integrada em 2032, decorrente de recebimento de GNL e do gás do pré-sal processado no estado.
- Elevação da participação do estado do Sergipe ao longo do decênio, devido ao aumento da oferta oriunda de gás nacional da Bacia do Sergipe-Alagoas e da conexão do terminal de GNL de Barra dos Coqueiros à malha integrada em 2024.
- Considera-se a conexão do Terminal TGS/SC (em construção) em 2023.
- Pode haver decisão de conexão à malha de gasodutos de transporte pelo terminal existente do Porto do Açú/RJ, bem como dos previstos TRSP/SP e Portocem/CE ou mesmo de um eventual terminal de Suape.
 - A conexão de novos terminais de GNL e UTEs à malha pode trazer maior segurança de tais sistemas, pela ampliação do portfólio de ofertas e demandas.
- Oferta potencial deverá ser comparada com a demanda para análise da efetiva disponibilização de gás natural no mercado brasileiro.

Oferta Potencial (malha integrada)

Cenário de referência



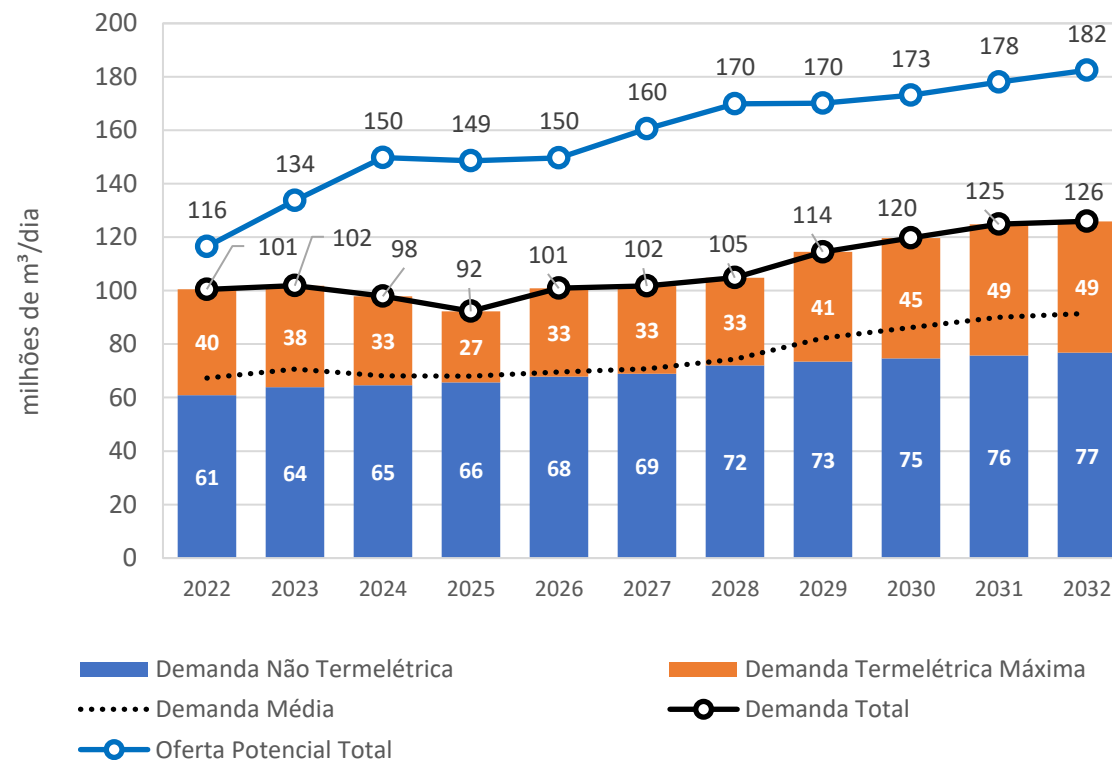
Oferta potencial estimada com base nos volumes previstos de produção nacional e importações via gasodutos, além da capacidade dos terminais de GNL; a oferta efetivamente comercializada dependerá da demanda firme e flexível no decênio.

Balanço de Gás Natural

Demanda e Oferta
na Malha Integrada

- A malha integrada apresenta oferta potencial maior que a demanda total (termelétrica e não termelétrica) em todo o horizonte decenal.
 - A diferença entre a oferta potencial e a demanda refere-se de forma geral à capacidade de importação que ficará ociosa no período analisado.
- Existe espaço para um aumento da demanda além do previsto no cenário de referência, que pode se dar pela viabilização de novos projetos ao longo da malha integrada.
- Alternativamente, os volumes excedentes podem vir a ser comprimidos ou liquefeitos e movimentados aos clientes até que possam ser viabilizados gasodutos de transporte de maior porte ou mesmo substituindo este modal.
- Atendimentos por GNL em pequena escala podem se aproveitar dos excedentes de oferta bem como utilizar terminais para uso específico.

Balanço de gás natural – malha integrada
Cenário de referência



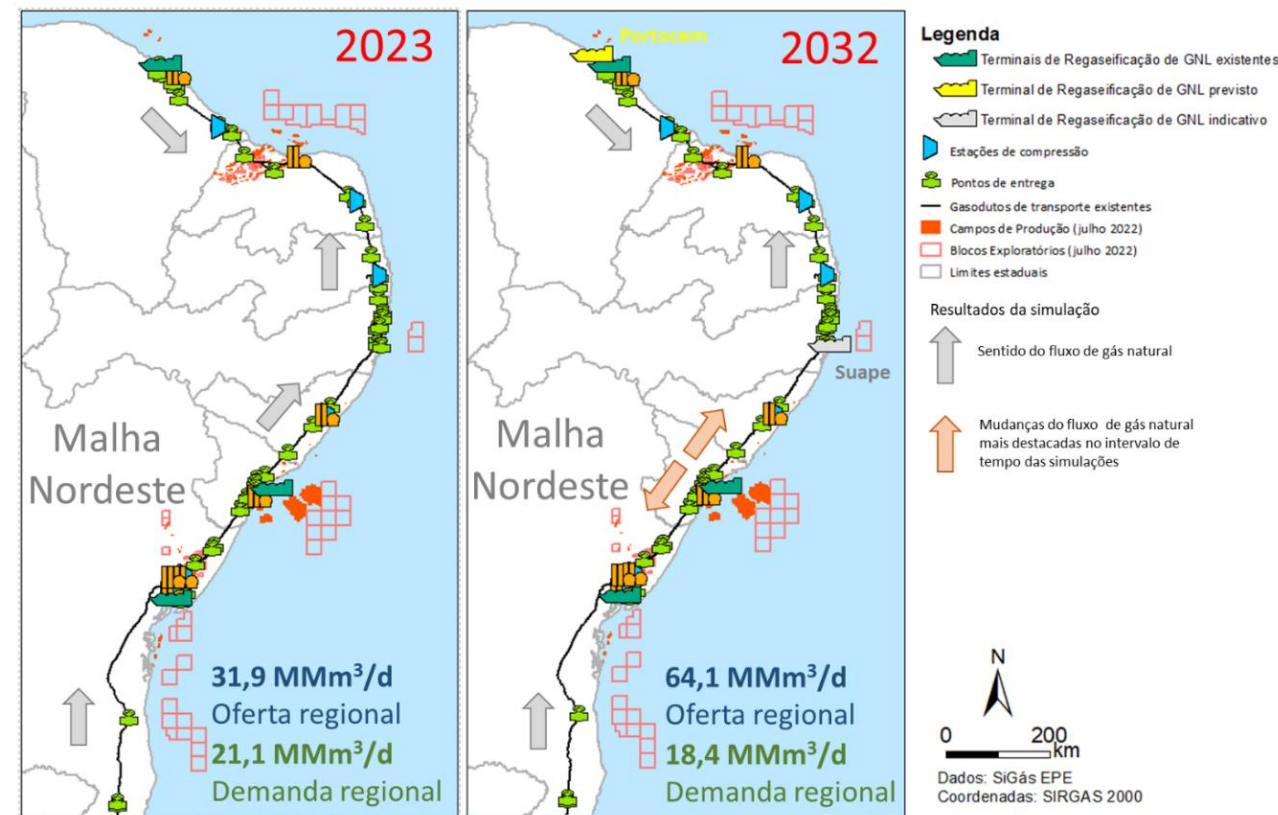
O balanço de gás natural na malha integrada é favorável em todo o período analisado. Novas demandas podem vir a consumir os volumes excedentes caso se viabilizem no decênio.

Simulações da Malha Integrada

- Com o objetivo de avaliar a malha integrada foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas para os anos de 2023, 2028 e 2032;
- Premissas adotadas para esse estudo:
 - Foram consideradas as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (máximo de 20 MMm³/dia) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara (TBGUA - RJ), Baía de Todos os Santos (TRBA – BA) e Pecém/CE utilizando, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP;
 - Foi considerada a conexão do terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE a partir de 2024, limitado à vazão máxima de seu duto de conexão à malha (14 MMm³/dia);
 - Foi considerada a conexão do terminal de GNL de São Francisco do Sul/SC, o Terminal Gás Sul, a partir de 2023, limitado à vazão máxima de seu duto de conexão à malha (15 MMm³/dia);
 - Foi considerada a entrada em operação do UPGN Polo Gaslub/RJ em 2024;
 - Foram consideradas as demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais (CDLs)) e as demandas termelétricas máxima;
 - Foi considerado que o gás oriundo da Bacia do SEAL seria inserido diretamente na malha de transporte visto a premissa de processamento *offshore* considerada neste estudo.

- Há um aumento expressivo da oferta na região no ano de 2024 e a partir de 2027 devido à conexão do terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE à malha da TAG em 2024, à oferta adicional oriundas da UPGN de Guamaré e principalmente ao gás processado *offshore* oriundo da Bacia do SEAL e injetado diretamente na malha nas imediações da UPGN de Atalaia a partir de 2027.
- Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, não foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal.
- Foram observadas restrições ao aproveitamento de gás oriundo do terminal de GNL de Pecém, não havendo capacidade de transporte nos gasodutos GASFOR e Nordestão para escoamento do gás quando utilizada a capacidade máxima de regaseificação deste terminal.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2023 e 2022 da malha

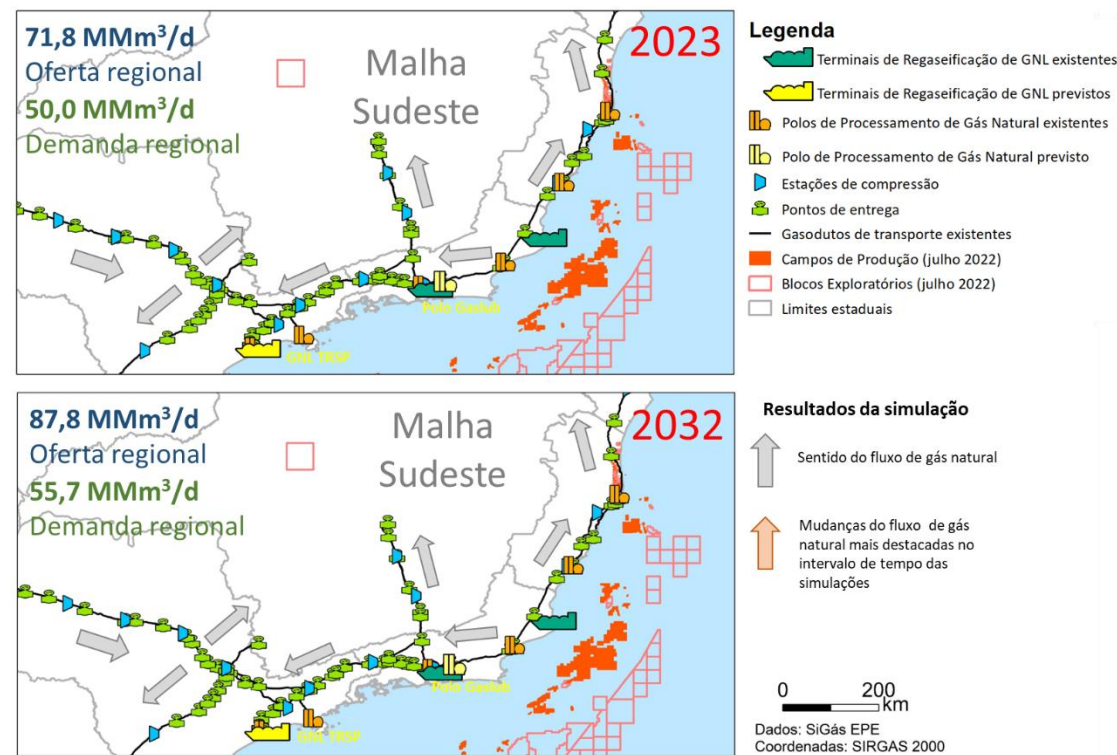


*Observa-se uma leve redução da demanda entre os anos 2023 e 2022, em decorrência do término do contrato de algumas UTEs atualmente conectadas na malha.

A região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural, necessitando de importações apenas com intuito de balanceamento da malha

- Foi considerada a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do Polo Gaslub Itaboraí no ano de 2024, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha.
- 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.
- Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada.

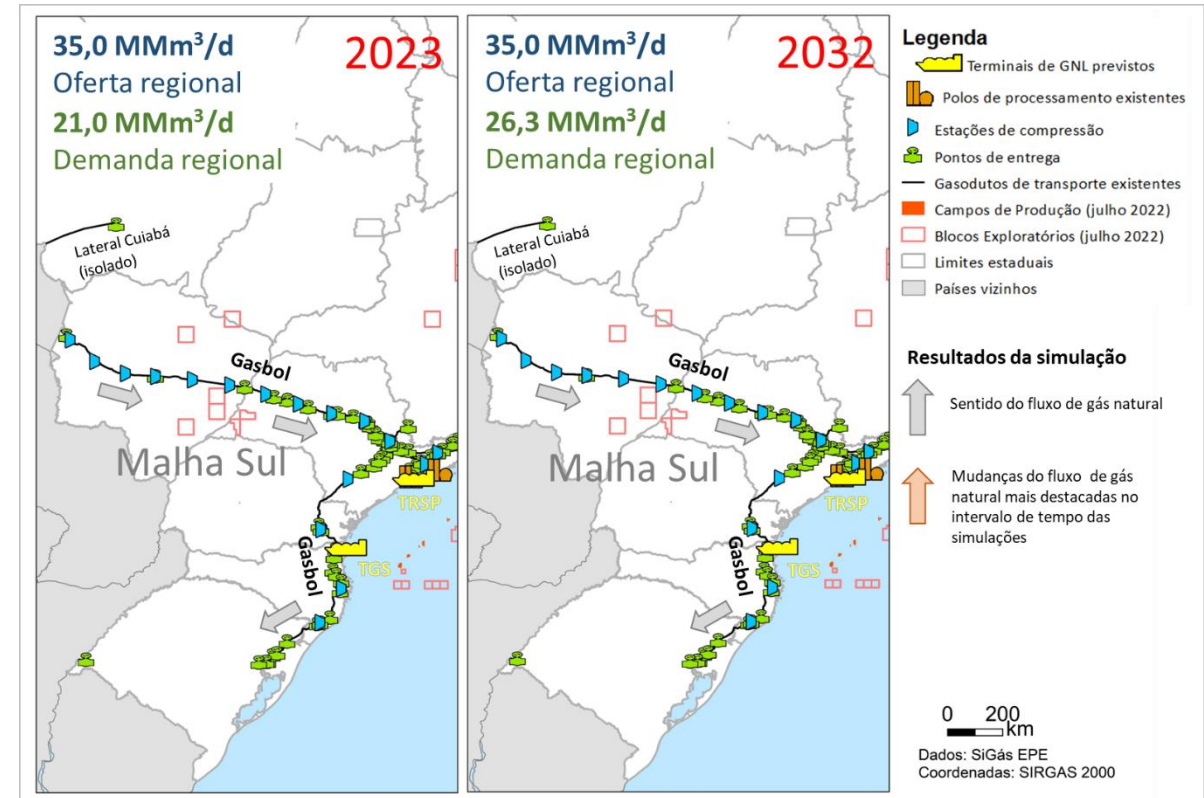
Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2023 e 2032 da malha Sudeste



Há a possibilidade do excedente de oferta disponibilizado na Região Sudeste vir a ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL

- Diferentemente das demais regiões, a malha Centro-Oeste/SP/Sul não apresenta, atualmente, oferta nacional de gás natural ou algum terminal de GNL, portanto, todo o seu atendimento é realizado através de gás boliviano importado através do GASBOL ou da interconexão entre as malhas da TBG e da NTS em Paulínia/SP.
- Contudo, destaca-se que, a partir de 2023, esta malha passa a contar com abastecimento de gás natural proveniente do terminal de GNL TGS/SC.
- Foram observadas restrições de atendimento 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 necessária a operação da UTE Sepé-Tiaraju/RS com combustível alternativo.

Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2023 e 2032 da malha Centro Oeste/SP/Sul



Para pleno atendimento desse trecho, fazem-se necessárias ampliações adicionais através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente

Investimentos

- Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2023 a 2032.
- Os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados enquanto os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor.
- Foram considerados projetos previstos da ordem de R\$ 6,00 bilhões para o gasoduto Rota 3 e de R\$ 2,39 bilhões relativos à instalação da UPGN Polo Gaslub Itaboraí/RJ.
- Há previsão de implantação de um gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar a UPGN do Polo Gaslub em Itaboraí ao Gasoduto Cabiúnas/RJ-REDUC/RJ (GASDUC III) nas proximidades da estação de entrega de Guapimirim/RJ com extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 MMm³/dia, diâmetro nominal de 24 polegadas, custo estimado em R\$ 126 milhões e, como premissa deste PDE, entrada em operação prevista para 2024.
- É prevista a implantação do gasoduto GASFOR II, trecho Horizonte/CE-Caucaia/CE, de 83,2 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro, que visa desviar a rota do GASFOR de uma área densamente povoada no município de Fortaleza/CE com estimativa de custos da ordem de R\$ 230 milhões.
- Destaca-se também a implantação, dentro do horizonte analisado, do gasoduto de transporte que conecta o terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE à malha integrada.

Classificação	Previstos		Indicativos		Indicativos	
	Projetos	R\$ bi	<i>(business as usual)</i>		<i>(Estudados EPE*)</i>	
			Projetos	R\$ bi	Projetos	R\$ bi
Gasodutos de Escoamento^{1, 2}	1	6,00	2	6,58	19 ⁶	24,98
Gasodutos de Transporte¹	3	0,76	1	0,50	15 ⁷	48,37
Terminais de Regaseificação de GNL³	4	1,60	1	0,40	4	1,09
UPGNs⁴ e Hubs⁵	1	2,39	0	0,00	18 ⁸	42,92
TOTAL	8	10,75	4	7,48	56	117,36

Fonte: Elaboração própria.

Notas: * Nomenclatura alterada de forma a evidenciar que esta categoria consolida todos os resultados dos planos indicativos da EPE, não estando totalmente vinculados ao cenário “Novo Mercado de Gás do Box 7-1 (justificativas adicionais, observar a Nota de Rodapé 8).

¹ Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para gasodutos de transporte previstos o grau de incerteza da estimativa varia de - 7% a + 17% (AACE-18R-97).

² Custos dos projetos indicativos (PIPE 2019 e PIPE 2021): os custos de gasodutos de escoamento incluem os dutos e demais equipamentos necessários (PLETs e PLEMs, por exemplo) mas não incluem unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO ou na plataforma do hub.

³ Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX); a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

⁴ Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

⁵ Considera os custos da plataforma e os custos dos sistemas de compressão para exportação do gás nos hubs offshore, conforme apresentados no PIPE 2021. Os custos dos dutos e demais equipamentos do hub offshore são considerados como constituintes do sistema de gasodutos de escoamento.

⁶ Inclui os gasodutos estudados no PIPE 2019 e no PIPE 2021 (gasodutos convencionais de escoamento e gasodutos de escoamento constituintes de hubs).

⁷ Inclui os gasodutos estudados no PIG 2019 e no PIG 2020.

⁸ Inclui as UPGNs estudadas no PIPE 2019 e no PIPE 2021 e as plataformas de coleta, compressão e escoamento dos hubs estudados no PIPE 2021.

Considerações Finais

E perspectivas futuras



Entrada de novos agentes em diversos elos da cadeia

Terminais de GNL e UPGNs já estão sendo previstos por novos agentes, bem como suas interligações à infraestrutura existente.



Aumento na produção nacional de petróleo e gás natural

Grandes volumes *offshore* e numerosos projetos com menores volumes *onshore*.



Investimentos, empregos, arrecadação (federal, estadual, municipal)

Milhares de empregos na construção, além de empregos especializados na operação.



Complementariedade com as fontes renováveis

Térmicas a gás natural contribuindo com a segurança eletro-energética considerando a necessidade do sistema elétrico brasileiro.



Estamos em um momento de transição no setor de gás natural

Aprimoramentos na integração com indústria e setor elétrico, além da evolução nos arcabouços estaduais e federal, influenciam fortemente o setor.



A implementação de novos projetos dependerá das decisões estratégicas dos produtores de gás natural quanto à monetização dos volumes produzidos.

Novas infraestruturas bem como decisões em relação às existentes terão grande impacto no balanço entre oferta e demanda do mercado de gás brasileiro.



Os preços de gás natural no mercado global estão em alta.

Tensões geopolíticas, incertezas nos mercados globais de energia, elevada demanda e baixos níveis nas estocagens subterrâneas de gás natural resultaram em elevação dos patamares mundiais de preço. No entanto no mercado de gás nacional, a recuperação dos níveis de água dos reservatórios para geração hidrelétrica foi responsável pela redução da demanda por GNL em 2022, reduzindo a exposição do Brasil aos preços de GNL mundiais.



Produtores podem negociar a construção de **infraestruturas conjuntas** para aproveitar economias de escala e escopo, ou empresas independentes podem construir tais infraestruturas e oferecer serviços de escoamento e/ou processamento aos produtores.



No **curto prazo**, espera-se uma maior influência do **Henry Hub** nos preços nacionais de gás enquanto, **ao longo do horizonte**, se considera a formação de hubs de gás que negociariam a partir de **um índice nacional de preços de gás**.



www.epe.gov.br

Diretora

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Técnica

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

Superintendência de Petróleo e Gás Natural

Equipe Técnica

Bianca Nunes de Oliveira
Carolina Oliveira de Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Henrique Plaudio G. Rangel
Luiz Paulo Barbosa da Silva



EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Praça Pio X, n. 54
Centro – Rio de Janeiro – RJ
CEP: 20091-040

