GÁS NATURAL

UMA ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS E DA COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

A INDÚSTRIA CRIA.
A INDÚSTRIA É MAIS.

CNI Confederação Nacional da Indústria

GÁS NATURAL

UMA ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS E DA COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

Acesse a publicação pelo QR Code abaixo.

CNI Confederação Nacional da Indústria

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI
Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Industrial, Tecnologia e Inovação
Jefferson de Oliveira Gomes
Diretor

Mario Sergio Telles
Diretor-Adjunto

Diretoria de Relações Institucionais
Roberto de Oliveira Muniz
Diretor

Diretoria Jurídica
Alexandre Vitorino Silva
Diretor

Diretoria Corporativa
Cid Carvalho Vianna
Diretor

Diretoria de Comunicação
André Nascimento Curvello
Diretor

GÁS NATURAL

UMA ANÁLISE DA FORMAÇÃO DE PREÇOS E DA COMPETITIVIDADE INTERNACIONAL

A INDÚSTRIA CRIA.
A INDÚSTRIA É MAIS.

CNI Confederação Nacional da Indústria

© 2025. CNI – Confederação Nacional da Indústria.
Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI
Superintendência de Infraestrutura - SUINFRA

FICHA CATALOGRÁFICA

C748p

Confederação Nacional da Indústria.
Gás Natural : uma análise da formação de preços e da competitividade internacional / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2025.

106 p. : il.

1.Gás Natural 2. Competitividade Internacional 3. Indústria Brasileira I. Título.

CDU: 622.324.5

CNI
Confederação nacional da Indústria
Sede
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
http://www.portaldaindustria.com.br

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC
Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992
sac@cni.com.br

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Preço da molécula do gás natural nos contratos da Petrobras, sem impostos (2020 a 2024) 27
Gráfico 2 – Produção disponível de gás natural por bacia no sistema interligado (2010 a 2024) 30
Gráfico 3 – Preço de comercialização da molécula do gás úmido na bacia de Santos, sem impostos (2020 a 2024) .. 33
Gráfico 4 – Estimativa do custo da molécula do gás seco, sem impostos (2020 a 2024) 39
Gráfico 5 – Preço de importação do gás boliviano na fronteira (Mutún) para injeção no Gasbol, sem impostos (2020 a 2024) 40
Gráfico 6 – Relação entre regaseificação de GNL e consumo de gás das usinas termoelétricas no Sistema Interligado (2020 a 2024) 41
Gráfico 7 – Relação entre o Japan Korea Marker (JKM) e o custo do GNL importado pela Petrobras, incluindo o frete e seguro (2020 a 2024) 43
Gráfico 8 – Estimativa do custo do GNL regaseificado pela Petrobras, sem impostos (2020 a 2024) 46
Gráfico 9 – Estimativa do custo de oportunidade do gás natural no mercado brasileiro 49
Gráfico 10 – Tarifa de transporte praticada pela Petrobras (2020 a 2024) 55
Gráfico 11 – Tarifa média de entrada em 2024 (contratos anuais) 56
Gráfico 12 – Tarifa média de saída em 2024 (contratos anuais) 57
Gráfico 13 – Tarifa média de transporte em 2024, discriminada por componente tarifário e por transportadora, considerando contratos anuais 58
Gráfico 14 – Estimativa da margem aparente de distribuição do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos 63
Gráfico 15 – Margem de distribuição do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) por distribuidora (média do primeiro trimestre de 2024) 64
Gráfico 16 – Alíquota do ICMS sobre o gás natural por estado (2024) 67
Gráfico 17 – Valor médio dos impostos sobre o gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos (2021 a 2024) 68
Gráfico 18 – Preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos (2020 a 2024) 71
Gráfico 19 – Preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) por distribuidora em 2024 73
Gráfico 20 – Decomposição do preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos 74
Gráfico 21 – Comparação entre preço médio da molécula do gás natural comercializado pela Petrobras com os principais preços de referência globais (2020 a 2024) 78
Gráfico 22 – Comparação entre o preço do gás natural na “boca do poço” da bacia de Santos (sem impostos) e o Henry Hub (2020 a 2024) 79
Gráfico 23 – Preço do gás natural ao mercado atacadista em 2024, segundo países selecionados 80
Gráfico 24 – Custos das tarifas de transporte e distribuição de gás natural em 2024, segundo países selecionados 82
Gráfico 25 – Alíquota média dos impostos incidentes sobre o gás natural em 2024, segundo países selecionados 83
Gráfico 26 – Preço final do gás natural (incluindo impostos) ao consumidor industrial em 2024, segundo países selecionados 84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Fórmulas de precificação nos contratos da Petrobras com as distribuidoras de gás canalizado (com início de fornecimento a partir de 2020) 25

Tabela 2 – Fórmulas de precificação nos contratos dos novos comercializadores com as distribuidoras de gás canalizado (com início de fornecimento em 2024) 28

Tabela 3 – Especificação do gás natural dos campos do Pré-sal com escoamento de gás (média de 2024) 31

Tabela 4 – Parcela fixa nos contratos de balanceamento do sistema de transporte, firmados com operadores de terminais de regaseificação de GNL 45

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO **11**

SUMÁRIO EXECUTIVO **12**

1. INTRODUÇÃO **17**

2. PREÇO DA MOLÉCULA DO GÁS NATURAL **21**

2.1 Fórmulas de precificação 21

2.1.1 Precificação indexada ao Brent 22

2.1.2 Precificação indexada ao Henry Hub 23

2.1.3 Combinação das precificações indexadas ao Brent e ao Henry Hub 24

2.2 Preços vigentes da molécula do gás natural no mercado brasileiro 25

2.2.1 Precificação do gás pela Petrobras 25

2.2.2 Precificação do gás pelos novos comercializadores 28

2.3 Componentes de custos da molécula do gás natural 29

2.3.1 Gás doméstico 29

2.3.1.1 Características de custo 29

2.3.1.2 Decomposição do custo 32

2.3.2 Gás Boliviano 39

2.3.3 GNL importado 41

2.3.3.1 Características de demanda 41

2.3.3.2 Decomposição do custo 43

2.4 A Lógica da Paridade do Preço de Importação 47

3. TARIFAS DE TRANSPORTE **51**

3.1 Elementos básicos da modelagem tarifária 51

3.2 Evolução das tarifas de transporte vigentes no mercado brasileiro 54

3.3 Decomposição das tarifas de transporte no regime de entrada e saída 55

4. MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO **61**

4.1 Elementos básicos da modelagem tarifária 61

4.2 Evolução da margem de distribuição no mercado brasileiro 62

4.3 Variação da margem de distribuição entre as CDLs 63

5. IMPOSTOS **67**

6. PREÇO FINAL AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL **71**

6.1 Preços vigentes no mercado brasileiro 71

6.2 Decomposição do preço ao consumidor industrial 73

7. A COMPETITIVIDADE DO PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL NO CONTEXTO INTERNACIONAL **77**

7.1 Molécula 77

7.2 Transporte e distribuição 81

7.3 Impostos 82

7.4 Preço Final ao Consumidor Industrial 83

8. PROPOSTAS PARA A PROMOÇÃO DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA 87
8.1 Molécula 87
8.2 Transporte 88
8.3 Distribuição 89
8.4 Impostos 90

CONCLUSÃO 93

REFERÊNCIAS 97

APRESENTAÇÃO

A construção de um mercado de gás natural mais eficiente, dinâmico e acessível tem sido prioridade na agenda de reformas legais e regulatórias no Brasil ao longo dos últimos anos. Apesar da aprovação da Nova Lei do Gás e dos esforços do governo, o insumo ainda segue com preços elevados.

Entre 2020 e 2024, foram registrados aumentos expressivos, comprometendo a competitividade da indústria nacional frente a concorrentes internacionais, especialmente em setores intensivos em energia. Em 2024, o preço ao consumidor industrial no Brasil foi de US$ 18,96 por MMBtu, cinco vezes superior ao que vigorava nos Estados Unidos (US$ 3,75 por MMBtu).

Diante desse cenário, o presente estudo analisa a estrutura de formação de preços do gás natural no Brasil. A partir da decomposição do valor em seus componentes – molécula, transporte, distribuição e tributos –, o relatório identifica os fatores que mais pressionam o custo final e que limitam a competitividade do setor industrial.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI) espera que este documento subsidie as discussões sobre a implementação de medidas para amenizar o impacto da elevação dos preços do gás natural, contribuindo com recomendações para tornar o insumo mais acessível e alinhado às necessidades da competitividade da economia brasileira.

Boa leitura.

Antonio Ricardo Alvarez Alban

Presidente da CNI

SUMÁRIO EXECUTIVO

O gás natural é um insumo estratégico para a indústria e a economia brasileira, desempenhando papel essencial na competitividade de setores intensivos em energia e na política de reindustrialização do país. Ciente dessa importância, o Brasil vem adotando diversas medidas para tornar o gás natural mais acessível e barato. Nesse contexto, a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), o Programa Gás para Empregar (2023) e o Decreto nº 12.153/2024 representam marcos fundamentais dessa trajetória.

Apesar das iniciativas implementadas nos últimos anos, o mecanismo de formação de preços do gás natural continua praticamente inalterado. Consequentemente, os preços do gás no Brasil permanecem elevados, sem apresentar uma redução estrutural, o que compromete diretamente a competitividade da indústria nacional. Os setores energointensivos são os mais impactados, enfrentando desvantagens significativas em relação a concorrentes internacionais.

Dessa maneira, este relatório analisa em profundidade a formação do preço do gás natural destinado ao setor industrial no Brasil, com foco em sua competitividade frente aos mercados internacionais. Além disso, o estudo busca identificar os fatores que mais influenciam o custo final para o consumidor industrial, por meio da decomposição do preço em seus principais componentes:

- **Molécula**: preço definido por negociação livre entre agentes, sem que haja qualquer regulação que exija a vinculação entre o preço praticado e os custos efetivos de produção ou importação. O preço é majoritariamente indexado ao petróleo Brent, e recentemente à combinação Brent-Henry Hub. A precificação segue a lógica da Paridade do Preço de Importação. Em 2024, representa 52% do custo final ao consumidor industrial.

- **Transporte**: etapa sujeita à regulamentação federal. As tarifas são propostas pelas transportadoras e submetidas à aprovação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) após análise dos critérios regulatórios. O processo de revisão tarifária estabelece a Receita Máxima Permitida (RPM), levando em consideração a Base Regulatória de Ativos (BRA), o retorno sobre o capital e a depreciação regulatória. Posteriormente, essa receita é dividida pela capacidade projetada para contratação no período, resultando na tarifa unitária, que é ajustada anualmente pela inflação. Em 2024, representa 10% do custo final ao consumidor industrial.

- **Distribuição**: a margem de distribuição é regulamentada pelos órgãos estaduais competentes e estabelecida com base nos contratos de concessão. Devido à adoção de distintas metodologias de cálculo, essas margens apresentam variações entre as diferentes Companhias de Distribuição Local (CDLs). Além disso, os valores são diferenciados por segmento e por faixa de consumo. Em 2024, representa 13% do custo final ao consumidor industrial.

- **Impostos**: a incidência de impostos é do tipo *ad valorem* tanto na esfera estadual e como federal, com destaque para o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) de competência estadual e as contribuições federais Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins). Essa estrutura tributária resulta em significativas variações nas alíquotas de impostos incidentes sobre o gás natural entre os diferentes estados brasileiros. Em 2024, representa 24% do custo final ao consumidor industria.

O presente estudo demostra que, nos últimos cinco anos, o preço do gás natural para o setor industrial brasileiro apresentou uma trajetória acentuada de alta, acumulando um aumento de 70% entre 2020 e 2024. Esse movimento foi impulsionado principalmente pelo forte aumento do preço da molécula nesse período, sendo atribuído tanto à elevação da cotação do Brent no mercado internacional como um repasse do aumento do custo de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL), que foi refletido no aumento do *Slope* do Brent nos contratos da Petrobras.

Em menor medida, o incremento da tarifa de transporte, associado à evolução da inflação brasileira (IGP-M), e da margem de distribuição também contribuíram para o encarecimento do gás natural. Adicionalmente, a natureza *ad valorem* da tributação atuou como amplificador das variações de custo, intensificando o impacto final sobre os preços ao setor industrial.

A comparação internacional mostrou que todos os componentes da formação de preço do gás brasileiro (molécula, transporte, distribuição e impostos) se encontram em patamares elevados em comparação com outros países. Uma vez que o Brasil é importador de gás natural, a Petrobras precifica a sua molécula através da lógica da Paridade do Preço de Importação, utilizando como referência o custo de importação do GNL dos Estados Unidos. Assim, a molécula do gás natural brasileiro apresenta valor semelhante ao experimentado em regiões importadoras (tais como Europa e Ásia), mas significativamente mais altos do que em países exportadores (por exemplo, Estados Unidos).

No caso do transporte e distribuição, foi revelado que os custos para a indústria no Brasil são 2,5 vezes superiores à média europeia. A disparidade se torna ainda mais evidente quando comparada às principais economias industrializadas do continente: os valores brasileiros chegam a ser três vezes maiores que os valores da Alemanha e quatro vezes superiores aos da França. No que diz respeito aos impostos, embora estejam alinhados

com a média europeia, eles se mostram contraditórios em relação às políticas públicas brasileiras, que visam à reindustrialização por meio da redução do custo do gás natural ao setor industrial.

Portanto, o relatório conclui que são necessárias medidas em todos os elos da cadeia para promover a competitividade do gás natural para a indústria brasileira. A Nova Lei do Gás já prevê diversos dispositivos fundamentais para esse objetivo, porém a maioria das regras essenciais para a abertura do mercado ainda aguarda regulamentação. Além das medidas previstas na Lei, as principais recomendações do estudo para reduzir o preço do gás natural para o setor industrial brasileiro incluem:

- **Molécula**: devem ser adotadas medidas para incentivar o aumento da produção de gás natural, uma vez que a autossuficiência é essencial para romper com a paridade de preços de importação. Medidas para aumento da concorrência também são importantes, mas seus efeitos tenderão a ser limitados enquanto o Brasil mantiver sua condição de importador de gás. Assim, o Mecanismos de Liberação de Gás deve ser implementado priorizando volumes adquiridos de terceiros ou importados via gasoduto, preservando os incentivos da Petrobras para investir na expansão da produção nacional. Além disso, o acesso transparente às infraestruturas essenciais é um aspecto crítico que ser implementado.

- **Transporte**: a fusão dos sistemas de gasodutos interligados (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG, Nova Transportadora do Sudeste - NTS e Transportadora Associada de Gás - TAG) é necessária para eliminar tarifas de interconexão e aumentar a competição entre fontes de suprimento. Além disso, a não renovação dos contratos das termelétricas conectadas à malha interligada pode elevar consideravelmente as tarifas de transporte, sendo recomendada a recontratação via Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP).

- **Distribuição**: é fundamental harmonizar a regulamentação federal e estadual, especialmente no mercado livre. Critérios claros para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) devem separar os custos de distribuição da comercialização.

- **Impostos:** a carga tributária incidente sobre o gás natural industrial deve ser alinhada às políticas públicas de fomento à reindustrialização, como o Programa Gás para Empregar. Atualmente, alíquotas próximas a 25% oneram significativamente o setor, impactando negativamente a competitividade.

Roberto de Oliveira Muniz
Diretor de Relações Institucionais da CNI

1 INTRODUÇÃO

A busca por um mercado de gás natural mais eficiente e acessível tem sido o foco de diversas medidas implementadas no Brasil. Essa trajetória teve início em 2009, com a promulgação da Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009). Ao longo da década de 2010, o marco regulatório do setor passou por revisões com o objetivo de ampliar a competitividade e a abertura do mercado. Nesse período, foram lançados o Programa Gás para Crescer (2016) e o Programa Novo Mercado de Gás (2018), além da assinatura de um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras (2019).

Em abril de 2021, as diretrizes da revisão regulatória foram consolidadas pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021. Dois anos depois, em março de 2023, foi criado o Programa Gás para Empregar, cujo objetivo era baratear o custo do gás natural para fomentar a reindustrialização do país. As medidas propostas por esse programa embasaram a elaboração do Decreto nº 12.153/2024, promulgado em agosto de 2024.

Apesar da adoção dessas medidas, mais de quatro anos após a promulgação da Nova Lei do Gás e um ano depois do segundo decreto, o mecanismo de formação de preços do gás natural permanece inalterado. Como resultado, o preço do gás natural no Brasil ainda não apresentou uma redução estrutural. Pelo contrário, entre 2020 e 2024, período marcado por fatores geopolíticos e climáticos, o país registrou um aumento expressivo nos custos desse insumo, comprometendo diretamente a competitividade da indústria nacional. Setores intensivos em energia são os mais afetados, enfrentando desvantagens em relação a concorrentes internacionais devido aos elevados preços do gás brasileiro.

Dado que a competitividade do gás natural é um dos pilares estratégicos para o fortalecimento da base industrial brasileira, este relatório tem como objetivo analisar em profundidade a formação do preço desse insumo destinado ao setor industrial no Brasil, com foco em sua competitividade frente aos mercados internacionais. A partir da decomposição do preço em seus principais componentes (molécula, transporte, distribuição e tributação), o estudo busca evidenciar os fatores que mais impactam o custo final ao consumidor industrial e discutir os entraves regulatórios, econômicos e estruturais que limitam a competitividade do insumo no país.

Este estudo está dividido em oito seções, além desta introdução. Na seção 2, é abordada a precificação da molécula do gás natural no Brasil, com detalhes sobre a metodologia de

reajuste, a evolução recente dos preços e a lógica da paridade de importação. A seção 3 explora a tarifa de transporte, apresentando simplificadamente sua metodologia de cálculo, trajetória recente e uma decomposição de seus elementos. Em seguida, a seção 4 discute a margem de distribuição, destacando as variações entre as diferentes Companhias de Distribuição Local (CDLs). A seção 5 examina, de forma simplificada, os impostos incidentes sobre a comercialização do gás natural. Posteriormente, a seção 6 sintetiza o preço final para o consumidor industrial no Brasil, agregando todos os componentes anteriores. Na seção 7, o preço do gás natural no Brasil é comparado com o de outros países, a fim de avaliar a competitividade brasileira no cenário internacional. A seção 8 propõe medidas para ampliar a competitividade do gás natural para o setor industrial no Brasil. Por fim, a seção 9 traz as conclusões.

2 PREÇO DA MOLÉCULA DO GÁS NATURAL

2.1 FÓRMULAS DE PRECIFICAÇÃO

No Brasil, a molécula do gás é comercializada livremente, e os compradores de gás natural têm autonomia para negociar com os vendedores, sejam eles fornecedores de gás nacional ou importado. O Art. 31 da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) determina que a comercialização de gás natural deve ocorrer mediante a celebração de contratos de fornecimento de gás natural (GSA, do inglês *Gas Supply Agreement*) registrados na ANP (ou em entidade por ela habilitada), com exceção da venda de gás pelas CDLs aos respectivos consumidores cativos.

O artigo também estipula que a ANP é responsável por estabelecer o conteúdo mínimo dos GSAs (§ 1º do Art. 31). A Resolução ANP nº 52/2011, que regulamenta a atividade de comercialização de gás natural[1], estabelece que os GSAs devem explicitar, pelo menos:

1. Modalidade de prestação do serviço;
2. Termos e condições gerais de prestação do serviço;
3. Volumes;
4. Preço:
   a) Parcela do preço referente à molécula; e
   b) Parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável.
5. Critérios de reajuste das parcelas de preço;
6. Ponto de transferência de propriedade;
7. Cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem; e
8. Prazo de vigência.

Ou seja, em relação ao preço do gás natural, as únicas exigências são: 1) a separação explícita entre o preço da molécula e a tarifa de transporte; e 2) a necessidade de explicitar a metodologia de reajuste do preço. Portanto, não existe na regulamentação qualquer dispositivo

1 Cabe destacar que a ANP está revisando a Resolução ANP nº 52/2011 em sua Agenda Regulatória 2022-2023 (Ação 2.7).

que obrigue que o preço da molécula reflita os custos de produção ou de importação. Também não existe uma padronização na metodologia de precificação da molécula.

Como resultado, o mercado brasileiro apresenta uma diversidade de metodologias para a precificação da molécula do gás natural e uma heterogeneidade no patamar de preços praticados pelos comercializadores. Apesar dessa variedade, na prática, observa-se atualmente a predominância de três metodologias de indexação dos preços: 1) precificação indexada ao Brent; 2) precificação indexada ao Henry Hub; e 3) combinação das duas precificações anteriores (ver Tabela 1 e Tabela 2).

2.1.1 PRECIFICAÇÃO INDEXADA AO BRENT

A precificação indexada ao preço do petróleo, especificamente ao Brent, é a principal metodologia para formação do preço da molécula do gás natural no mercado brasileiro. Nesse caso, o preço da molécula do gás natural (PM) é uma função linear do Brent, dado pela seguinte equação:

$$PM = \alpha Brent \frac{TC}{FC} \qquad \text{Equação (1)}$$

Onde α é o coeficiente angular, também conhecido como *Slope*, *TC* é a taxa de câmbio e *FC* é o inverso do Poder Calorífico Superior (PCS) do gás natural ($FC = \frac{1}{PCS}$), também denominado de fator de conversão. Geralmente, o fator de conversão é fixo e igual a 26,8081 metros cúbicos (m³) por Milhão de *British Thermal Unit* (MMBtu).

Esse fator de conversão corresponde a um PCS de 9.400 kcal/m³ (quilocalorias por metro cúbico), valor este comumente utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela ANP. Dessa forma, desde que o gás natural atenda às especificações técnicas estabelecidas na Resolução ANP nº 16/2008, o seu PCS específico não é relevante para a determinação do preço. Em vez disso, utiliza-se um valor de referência padronizado para o cálculo.

Embora na Equação (1) a molécula do gás seja precificada em reais (R$) por m³, ela é negociada inicialmente em dólares (US$) por MMBtu. Isto é, o valor de "$\alpha Brent$" está em US$ por MMBtu, sendo convertido para R$ por m³ através da multiplicação pela taxa de câmbio (TC) e da divisão pelo fator de conversão (FC).

Vale destacar que o preço da molécula na Equação (1) é, geralmente, reajustado trimestralmente nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro (sendo o mês de referência para o reajuste). Para esse cálculo, utiliza-se a média das cotações diárias do Brent e da taxa de câmbio referentes ao quarto, terceiro e segundo meses anteriores ao mês de

referência (média das cotações diárias dos meses $m-4$, $m-3$ e $m-2$).[2] O preço da molécula é reajustado com base no valor médio do Brent e da taxa de câmbio do trimestre anterior, mas com um mês de defasagem.

Por exemplo, em fevereiro, esse preço será reajustado com base no último trimestre do ano anterior (meses de outubro, novembro e dezembro), sendo que esse novo preço terá validade nos meses de fevereiro, março e abril. Essa defasagem de um mês é justificada pelo tempo necessário para a coleta e processamento das informações, garantindo que o novo período seja iniciado com conhecimento sobre o novo preço vigente. É digno de nota que o análogo sobre a unidade de precificação e o mecanismo de reajuste também são válidos para a molécula do gás precificada por meio da Equação (2) ou da Equação (3), apresentadas na sequência.

Portanto, quando o preço da molécula do gás é indexado ao Brent, o fator mais relevante para determinação do preço é o *Slope* (α). Isso porque os valores do Brent e da taxa de câmbio estão fora do controle de ambas as partes envolvidas na comercialização do gás natural (tanto compradores quanto vendedores). Cabe destacar que, se o *Slope* for igual a 17,24%, o preço da molécula do gás torna-se energeticamente equivalente (i.e., em MMBtu) ao preço do Brent.[3] Qualquer percentual abaixo desse valor significa que a molécula do gás natural é mais barata por MMBtu do que a molécula do Brent.

2.1.2 PRECIFICAÇÃO INDEXADA AO HENRY HUB

Recentemente, no Brasil, alguns comercializadores começaram a oferecer GSAs com precificação indexada ao Henry Hub. Nesse caso, o preço da molécula do gás natural é uma função afim do preço Henry Hub (HH), dado pela seguinte equação:

$$PM = (\beta HH + PF)\frac{TC}{FC} \qquad \text{Equação (2)}$$

Onde é o coeficiente angular, também conhecido como *Slope*, *PF* é a Parcela Fixa (i.e., o coeficiente linear da função afim), *TC* é a taxa de câmbio e *FC* é o inverso do Poder Calorífico Superior (PCS) do gás natural ($FC = \frac{1}{PCS}$), também denominado de fator de conversão.

Conforme já mencionado, geralmente, o fator de conversão é fixo e igual a 26,80 m³ por MMBtu. Ressalta-se que a Parcela Fixa é um valor fixo em dólares por MMBtu, sendo, normalmente, reajustado anualmente pela inflação dos Estados Unidos, especificamente pelo *Consumer Price Index* (CPI) ou pelo *Producer Price Index* (PPI).

2 Esta periodicidade de reajuste foi estabelecida inicialmente nos contratos da Petrobras e, atualmente, quase todos os comercializadores seguem esse padrão.

3 Ressalta-se que o *Slope* (α) que torna o preço do gás natural energeticamente equivalente ao preço do Brent é dado pela seguinte equação: $\alpha = 1/PCS$, onde *PCS* é o Poder Calorífico Superior do Brent. Assumindo um PCS do Brent igual a 5,8 MMBtu/bbl, tem-se que $\alpha \cong 17{,}24\%$.

Embora, no Brasil, a Equação (2) seja aplicada para precificar a molécula do gás nacional, a lógica por trás dessa fórmula tem origem na precificação *Free on Board* (FOB) do GNL exportado pelos Estados Unidos (Cheniere Energy, 2023; CNI, 2016; Flower & Liao, 2012; Prade, 2020). No caso norte-americano, o termo "βHH" corresponde ao custo (em US$ por MMBtu) com a aquisição do gás natural para liquefação, contabilizando a molécula, o transporte e o combustível utilizado no processo de liquefação (Cheniere Energy, 2023). Geralmente, o *Slope* (β) é fixado em 115% nos contratos de compra e venda de GNL – LNG SPA, do inglês *Liquefied Natural Gas Sales and Purchase Agreement* (Cheniere Energy, 2023; CNI, 2016; Flower & Liao, 2012; Prade, 2020). A Parcela Fixa corresponde ao custo de liquefação do gás natural, também expresso em US$ por MMBtu.

Ressalta-se que, no caso brasileiro, a Equação (2) é apenas utilizada para precificar a molécula do gás produzido no país. Ou seja, no Brasil, essa fórmula não está relacionada ao custo de liquefação e não existe a necessidade da entrega de GNL. Apesar disso, o *Slope* (β) utilizado nos GSAs no Brasil utilizam os valores norte-americanos, isto é, um *Slope* de 115% (ver seção 2.2). Cabe destacar que, embora essa fórmula não esteja relacionada à entrega de GNL, ela reflete o custo de oportunidade de importação do gás natural no mercado brasileiro (ver seção 2.4).

Desse modo, como ambas as partes envolvidas na comercialização do gás natural não têm controle sobre o valor do Henry Hub ou da taxa de câmbio, a diferenciação da Parcela Fixa (*PF*) é o fator mais relevante para a determinação do preço quando a molécula do gás natural é precificada por meio da Equação (2).

2.1.3 COMBINAÇÃO DAS PRECIFICAÇÕES INDEXADAS AO BRENT E AO HENRY HUB

A tendência atual da precificação no mercado brasileiro é a possibilidade de combinação das fórmulas de precificação indexadas ao Brent e ao Henry Hub. Nesse caso, o preço da molécula do gás natural é uma média ponderada entre a Equação (1) e a Equação (2), dada pela seguinte equação:

$$PM = [(1 - x)\,\alpha\,Brent + x(\beta HH + PF)]\,\frac{TC}{FC} \qquad \text{Equação (3)}$$

Onde x é o peso de ponderação da fórmula de precificação indexada ao Henry Hub. Note que o peso de ponderação da fórmula de precificação indexada ao Brent é dado por "1 – x". Ressalta-se que, além do *Slope* do Brent (α), *Slope* do Henry Hub (β) e da Parcela Fixa (*PF*), o peso de ponderação também pode ser negociado entre o vendedor e o comprador.

2.2 PREÇOS VIGENTES DA MOLÉCULA DO GÁS NATURAL NO MERCADO BRASILEIRO

2.2.1 PRECIFICAÇÃO DO GÁS PELA PETROBRAS

A Tabela 1 mostra as fórmulas de precificação nos contratos da Petrobras com as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) referentes aos GSAs do Novo Mercado de Gás (NMG). É possível notar que a Petrobras não faz diferenciação de preços nos GSAs com as CDLs. A empresa gerencia o custo do seu portifólio de oferta como um todo (gás doméstico, importação da Bolívia e importação de GNL), repassando um preço único às distribuidoras (EPE, 2019a, 2021a).

TABELA 1 – Fórmulas de precificação nos contratos da Petrobras com as distribuidoras de gás canalizado (com início de fornecimento a partir de 2020)

Vigência	Fórmula de Precificação
2020-2021	12% *Brent*
2020-2023	11,6% *Brent*
2022-2025	16,75% *Brent* (2022) 14,4% *Brent* (2023) 11,6% *Brent* (2024-25)
2023-2032	14,4% *Brent* (2023) 12,9% *Brent* (2024-32)
2023-2034	13,5% *Brent* (2023) 11,9% *Brent* (2024-34)
2024-2028	13,9% *Brent*
2024-2030	13,1% *Brent* (2024-25) (1 – *x*) 13,1% *Brent* + *x*(115% *HH* + 4,0) (2026-30)
2024-2032	12,9% *Brent* (2024-25) (1 – *x*) 12,9% *Brent* + *x*(115% *HH* + 3,9) (2026-32)
2024-2034	11,9% *Brent* (2024-25) (1 – *x*) 11,9% *Brent* + *x*(115% *HH* + 3,8) (2026-34)
2026-2034	(1 – *x*) 11,7% *Brent* + *x*(115% *HH* + 3,7)

Nota: As fórmulas de precificação apresentadas na tabela estão em sua forma simplificada (US$ por MMBtu), sendo necessário a multiplicação pela taxa de câmbio e a divisão pelo fator de conversão para obtenção da fórmula completa (ver seção 2.1).

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e).

Esse gerenciamento integrado é um dos fatores que explica o aumento do *Slope* do Brent nos GSAs da Petrobras nos anos de 2022 e 2023, sendo uma resposta da companhia aos

elevados preços do GNL no mercado internacional nesse período. Segundo os dados do MDIC (2025), enquanto o preço médio de importação de GNL da Petrobras, incluindo o frete e seguro (CIF – *Cost, Insurance, and Freight*), foi de cerca de U$S 4 por MMBtu em 2020, no final de 2021, este preço já estava em U$S 31 por MMBtu, atingindo um pico de U$S 48 por MMBtu em setembro de 2022 (ver seção 2.3.3). Ressalta-se que o aumento do custo de oportunidade de importação é outro fator que possibilitou o aumento do *Slope* do Brent nos GSAs da Petrobras nesse período (ver seção 2.4).

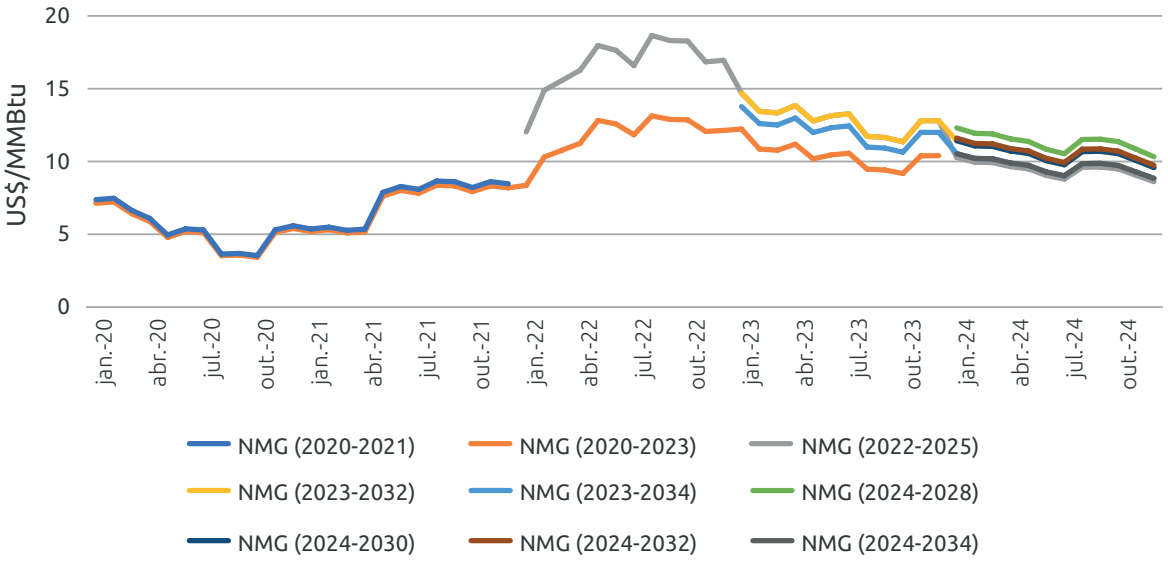
Com a normalização do mercado de gás internacional, os preços de longo prazo da Petrobras retornaram aos mesmos patamares anteriores ao aumento dos preços do GNL. Nos contratos NMG 2024-2034 e NMG 2026-2034, o preço da molécula está fixado em 11,9% e 11,7% do Brent, respectivamente. Em comparação, nos contratos NMG 2020-2021 e NMG 2020-2023, os preços correspondiam a 12% e 11,6% do Brent, nessa ordem.

No entanto, como o preço praticado pela Petrobras depende do prazo de vigência do contrato (quanto maior o prazo, menor o preço), os GSAs com término anterior a 2032 apresentam preços significativamente mais elevados. Isto é, enquanto os contratos NMG 2024-2028 e NMG 2024-2030 possuem, respectivamente, um *Slope* de 13,9% e 13,1%, os contratos NMG 2023-2032 e NMG 2024-2032 apresentam, ambos, um *Slope* de 12,9% (a partir de 2024). Ou seja, esses contratos têm *Slopes* consideravelmente mais elevados do que os GSAs com término em 2034 e os GSAs anteriores à crise do mercado internacional de GNL.

Ressalta-se que, a partir de 2026, a fórmula de precificação da Petrobras terá a mesma estrutura da Equação (3), onde os compradores poderão escolher o peso de ponderação (x). No caso da precificação associada ao Henry Hub, o desconto no preço relacionado à maior vigência do contrato é aplicado sobre a Parcela Fixa, mantendo o *Slope* igual em todos os contratos (115%). Por exemplo, no contrato NMG 2024-2030, a Parcela Fixa é igual a US$ 4 por MMBtu, ao passo que essa parcela é igual a US$ 3,7 por MMBtu no contrato NMG 2026-2034.

A precificação da molécula do gás por meio da indexação a preços de referência internacionais (conforme as Equações 1, 2 e 3) faz com que o preço ao consumidor final não dependa somente do *Slope* ou da Parcela Fixa estabelecidos nos GSAs da Petrobras, mas também dos valores dos indexadores no mercado internacional, como Brent e Henry Hub. O Gráfico 1 apresenta a evolução do preço do gás da Petrobras segundo os diferentes GSAs desde 2020. **É possível notar que os preços de cada um dos contratos variam significativamente ao longo do tempo, mesmo em situações em que o Slope do Brent é mantido constante**.

GRÁFICO 1 – Preço da molécula do gás natural nos contratos da Petrobras, sem impostos (2020 a 2024)



Nota: NMG refere-se aos contratos da Petrobras do Novo Mercado de Gás Natural.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do ANP (2025e), BCB (2025), World Bank (2025).

Isso significa que a variação do Brent teve forte influência no preço da molécula do gás natural da Petrobras. Assim, a combinação do aumento do *Slope* nos GSAs da Petrobras e com a elevação da cotação do Brent do mercado internacional contribuíram para o aumento significativo do preço da molécula do gás natural no mercado brasileiro entre 2020 e 2022. Por exemplo, enquanto esse preço era de cerca de US$ 5 por MMBtu em 2020, no contrato NMG 2022-2025, ele foi aproximadamente de US$ 16 por MMBtu em 2022.

Da mesma maneira, a redução do preço da molécula vivenciada entre 2023 e 2024 é explicada pela reversão da tendência do período anterior. Ou seja, a diminuição tanto do *Slope* nos GSAs da Petrobras como do valor do Brent no mercado internacional reduziu consideravelmente o preço da molécula do gás natural ao longo desses dois anos. Em 2024, o preço da molécula do gás natural da Petrobras caiu para cerca de US$ 10 por MMBtu.

Isso significa que esse preço ainda não retornou aos patamares de 2020. Primeiro, embora o *Slope* nos GSAs da Petrobras tenha diminuído, somente três contratos (NMG 2023-2034, 2024-2034 e 2026-2034), dos sete tipos assinados entre 2023 e 2024, reduziram, de fato, os *Slopes* para valores similares aos expressos nos contratos de 2020. Os outros quatro tipos de contratos (NMG 2023-2032, 2024-2028, 2024-2030 e 2024-2032) possuem *Slopes* significativamente maiores. Segundo, do mesmo modo, apesar de o Brent ter se reduzido entre 2023 e 2024, os valores não retornaram aos patamares de 2020. De acordo com os dados do World Bank (2025), embora o valor médio do Brent tenha reduzido de US$ 100 por barril (bbl) em 2022 para US$ 80 por bbl em 2024, o seu valor foi de US$ 43 por bbl em 2020. Isto é, o Brent, em 2024, era cotado por quase o dobro do valor de 2020.

2.2.2 PRECIFICAÇÃO DO GÁS PELOS NOVOS COMERCIALIZADORES

Atualmente, o mercado brasileiro de gás é caracterizado por um padrão de concorrência de oligopólio com empresa líder (i.e., Petrobras), com os demais agentes concorrendo na franja do mercado. Como a Petrobras é a fornecedora dominante no mercado de gás natural brasileiro, ela estabelece a referência de preço para os novos comercializadores.

A Tabela 2 mostra as fórmulas de precificação de alguns dos contratos dos novos comercializadores com as CDLs, referentes aos GSAs com início de fornecimento em 2024. Nota-se que todos os comercializadores possuem preços da molécula mais baixos do que os preços praticados pela Petrobras para contratos de prazos similares.[4] Por exemplo, ao comparar os contratos com vigência até 2028, constata-se que todos os GSAs dos demais agentes possuem preços inferiores do que 11,9% do Brent, enquanto o contrato da Petrobras NMG 2024-2028 apresenta um *Slope* de 13,9%.

TABELA 2 – Fórmulas de precificação nos contratos dos novos comercializadores com as distribuidoras de gás canalizado (com início de fornecimento em 2024)

Vendedor	Comprador	Vigência	Fórmula de Precificação
Shell	Comgás	2024	11,7% *Brent*
Shell	Esgás	2024	11,8% *Brent*
Galp	Algás	2024-2025	11,9% *Brent*
Shell	Gasmig	2024-2025	11,35% *Brent*
PetroRecôncavo	Potigás	2024-2025	11,3% *Brent*
Galp	Copergás	2024-2026	11,9% *Brent*
Galp	Pbgás	2024-2027	11,88% *Brent*
3R	Potigás	2024-2027	US$ 6 por MMBtu
Equinor	Gasmig	2024-2028	10,9% *Brent* (2024-25) (1 – *x*) 10,9% *Brent* + *x*(115% *HH* + 4) (2026-28)
Shell	Pbgás	2024-2032	11,5% *Brent* (2024-25) 11,3% *Brent* (2026-33)
PetroRecôncavo	Sergás	2024-2032	13,6% *Brent* (2024) 12,6% *Brent* (2025-32)
Shell	Sergás	2024-2033	11,25% *Brent*
PetroRecôncavo	Copergás	2024-2033	11,8% *Brent*

Nota: 1) A vigência foi arredondada para o ano mais próximo do início e término do fornecimento. 2) As fórmulas de precificação apresentadas na tabela estão em sua forma simplificada (US$ por MMBtu), sendo necessário a multiplicação pela taxa de câmbio e a divisão pelo fator de conversão para obtenção da fórmula completa (ver seção 2.1).

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e).

4 A única exceção é o GSA da PetroRecôncavo com a Sergás, com vigência entre 2024 e 2032. Para o ano de 2024, esse GSA determina um preço de 13,6% do Brent, enquanto no GSA da Petrobras de mesma vigência o *Slope* é de 12,9%. Ressalta-se que para os anos de 2025 a 2032, o *Slope* do GSA da PetroRecôncavo (12,6%) é mais baixo do que o *Slope* do GSA da Petrobras (12,9%).

No caso dos contratos de maior prazo, com término após 2032, a Petrobras também apresenta preços mais elevados, embora a diferença de preço seja menos acentuada nesse caso. Assim, a diferença de preço entre a Petrobras e os demais comercializadores deve diminuir ao longo dos próximos anos.

Todavia, a participação dos novos agentes no volume total de gás comercializado ainda é relativamente pequena e, portanto, o efeito que eles podem trazer para a redução do preço no sistema interligado com um todo é limitado. Segundo a ANP (2023c), em 2022, esses novos agentes foram responsáveis por 17% do gás firme comercializado através da malha interligada de gasodutos. Além disso, como é esperado que a Petrobras mantenha um elevado poder de mercado ao longo dos próximos anos (CNI, 2025), ela tende a continuar estabelecendo o preço de referência para o gás natural no mercado brasileiro.

2.3 COMPONENTES DE CUSTOS DA MOLÉCULA DO GÁS NATURAL

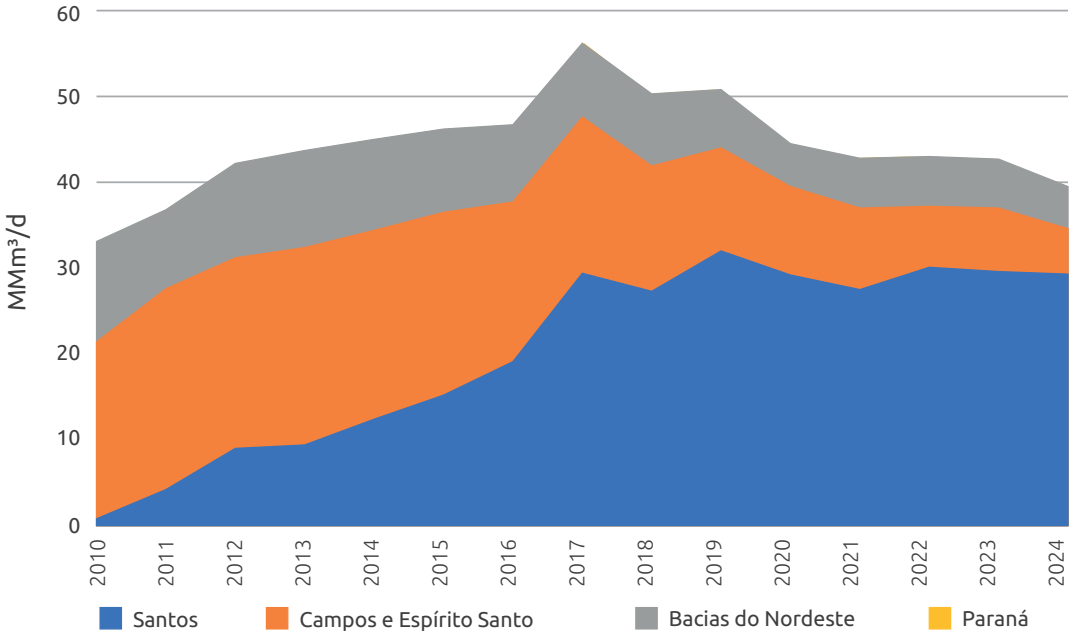
2.3.1 GÁS DOMÉSTICO

2.3.1.1 Características de custo

A produção disponível de gás natural por bacia no sistema interligado está fortemente concentrada na bacia de Santos, especialmente nos campos do Pré-sal (ver Gráfico 2). Em 2024, a bacia de Santos correspondeu a 74,2% de toda a produção de gás natural disponibilizada no sistema interligado (66% Pré-sal e 8% Sistema Mexilhão[5]). Em menor medida, a produção disponível também está concentrada nas bacias de Campos (12,3%) e do Espírito Santo (1,1%), representando cerca de 13,4% nesse mesmo período. As bacias do Nordeste também apresentam produções disponíveis significativas, representando cerca de 12,3% em 2024: Recôncavo (5,5%), Alagoas (3,1%), Potiguar (2,5%), Camamu (0,9%), Tucano Sul (0,2%), Sergipe (0,003%) e Ceará (sem produção disponível desde 2021). A bacia do Paraná possui uma baixa produção disponível de gás natural, correspondendo por cerca de 0,1% em 2024.

5 O Sistema Mexilhão corresponde aos campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú.

GRÁFICO 2 – Produção disponível de gás natural por bacia no sistema interligado (2010 a 2024)



Nota: Bacias do Nordeste correspondem às bacias do Recôncavo, Alagoas, Potiguar, Camamu, Tucano Sul, Sergipe e Ceará.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025d).

Como o gás do Pré-sal corresponde pela maioria da produção nacional, o custo médio de produção desse gás doméstico reflete essencialmente as características dessa localidade. Ou seja, o gás doméstico caracterizasse por ser produzido no mar e apresenta elevados teores de dióxido de carbono (CO_2) e hidrocarbonetos mais pesados (C_2+). Esses aspectos influenciam diretamente o custo de produção do gás doméstico disponibilizado no sistema interligado.

Enquanto todos os campos que disponibilizam gás natural das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo estão localizados em mar e, geralmente, a distâncias consideráveis da costa brasileira, a produção disponível das bacias do Nordeste é majoritariamente proveniente de campos em terra (cerca de 88% em 2024). Em 2024, 89% da produção disponível do sistema interligado vinha de campos marítimos. Isso significa que a disponibilização do gás natural no sistema interligado do Brasil requer longos gasodutos de escoamento, o que aumenta o custo associado com a produção do gás doméstico (EPE, 2019b). Como exemplo, todas as três rotas de escoamento do Pré-sal possuem mais de 350 quilômetros (km) de extensão: a Rota 1 compossui 360,1 km[6], a Rota 2 compossui 383,3 km e a Rota 3 compossui 353,7 km (ANP, 2024b).

Além disso, a especificação do gás natural do Pré-sal, principal área de produção do gás do país, também impacta no custo de produção do gás. A Tabela 3 apresenta essa especificação para campos do Pré-sal com escoamento de gás em 2024. É possível notar que o gás natural do Pré-sal é rico em CO_2. Desse modo, a exploração desse gás requer a implementação do

6 A Rota 1 é dividida em dois trechos. O primeiro trecho possui 144,1 km de extensão e conecta o campo de Mexilhão à UGPN de Caraguatatuba. O segundo trecho possui 216 km de extensão e conecta o campo de Tupi ao campo de Mexilhão (Rocha et al., 2023b).

processo de separação e reinjeção da fração rica em CO_2 na plataforma, o que aumenta a complexidade dos equipamentos e, consequentemente, os custos de produção (EPE, 2016, 2019b, 2020a). Ademais, os altos teores de CO_2 também podem aumentar o custo de escoamento, tendo em vista seus efeitos corrosivos, quando na presença de traços de água, o que eleva os custos associados à proteção e à manutenção dos gasodutos (EPE, 2019b).

TABELA 3 – Especificação do gás natural dos campos do Pré-sal com escoamento de gás (média de 2024)

Componente	Tupi	Búzios	Sapinhoá	Sépia	Sururu e Berbigão
Metano	71,19%	63,05%	70,41%	61,23%	66,90%
Etano	11,17%	11,09%	11,46%	10,94%	14,12%
Propano	6,90%	7,88%	9,17%	8,05%	9,38%
Butano	3,30%	4,34%	3,60%	3,08%	3,04%
Pentanos e mais pesados	1,21%	3,02%	0,87%	0,78%	0,62%
Dióxido de Carbono	5,53%	9,45%	3,45%	14,83%	4,99%
Nitrogênio e Oxigênio	0,70%	1,18%	1,05%	1,09%	0,96%

Nota: Ressalta-se que os campos de Búzios e Sépia tiveram pequenas variações na especificação do gás natural ao longo do ano de 2024.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025b, 2025c).

Também é possível notar, na Tabela 3, que o gás do Pré-sal apresenta uma composição com baixo teor de metano e alto teor de C_2+. Isso significa que é necessário que o gás do Pré-sal seja processado em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) com tecnologia de turbo expansão, para que ele cumpra com as especificações da Resolução ANP nº 982/2025 (especialmente com as especificações de teores limites dos hidrocarbonetos). Por exemplo, as UPGNs de Cabiúnas e Boaventura possuem essa tecnologia (CNI, 2019). Devido a maior complexidade, a tecnologia de turbo expansão apresenta um custo de investimento mais elevado, o que pode impactar no custo de disponibilização do gás natural (EPE, 2018).

Dada a especificidade do gás natural oriundo de reservatórios do Pré-sal, a Resolução ANP nº 982/2025 flexibiliza e determina que, havendo a impossibilidade de atendimento aos limites dos teores de metano e etano estabelecidos nessa Resolução, o operador da UPGN pode solicitar autorização de comercialização à ANP, mediante documentação comprobatória de tal impossibilidade.[7]

7 Ressalta-se que a UPGN de Caraguatatuba não dispõe da tecnologia necessária para processar o gás natural proveniente do Pré-sal. Para contornar essa limitação, o gás do Pré-sal é misturado ao gás do Sistema Mexilhão, que possui alto teor de metano e baixo teor de C2+ — características opostas às do gás do Pré-sal (Rocha et al., 2023b). Adicionalmente, foi concedida, em caráter especial, a Autorização ANP nº 836/2020 permitindo a redução do teor mínimo de metano de 85% para 80% na UPGN de Caraguatatuba (Rocha et al., 2023b).

2.3.1.2 Decomposição do custo

Custo da molécula na "Boca do Poço"

Para viabilizar a oferta de gás natural no mercado brasileiro, o preço de netback da molécula de gás úmido, na "boca do poço", deveria variar entre US$ 1 e US$ 5 por MMBtu (valores de 2019), a depender da capacidade instalada do projeto, segundo estimativas da EPE (2020b). Essa estimativa depende das premissas adotadas em relação aos custos de escoamento e processamento, bem como dos preços vigentes do gás natural processado e dos Líquidos de Gás Natural (LGN). O preço da molécula na "boca do poço" que viabiliza a oferta de gás natural varia conforme as características de cada projeto e os preços do gás natural e dos LGN praticados no período.

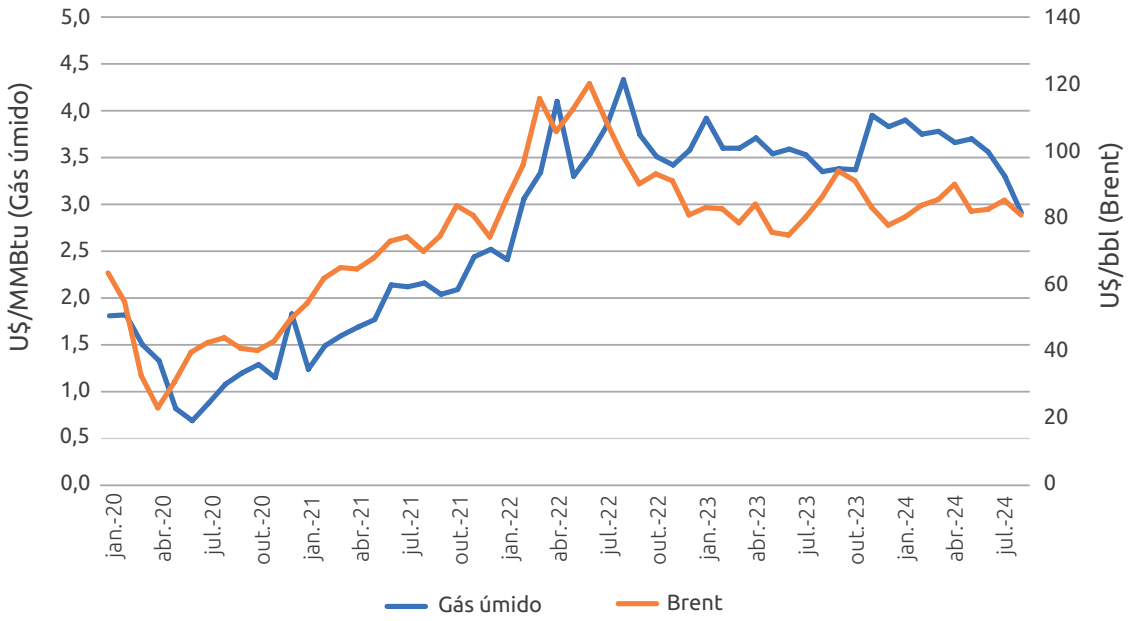
De qualquer forma, como já mencionado, não existe a obrigatoriedade dos preços praticados na etapa de comercialização do gás natural (incluindo a venda entre produtos nas áreas de produção) refletirem os custos de produção. Além disso, como no Brasil — especialmente, na bacia de Santos — existe um mercado de comercialização na "boca do poço" (ANP, 2023c), há um custo de oportunidade que definirá um preço mínimo de *netback* para disponibilização do gás. Isto é, o produtor somente irá comercializar o gás natural ao consumidor final se o preço de *netback* do gás úmido for superior ao seu preço de comercialização na "boca do poço". Caso contrário, ele terá incentivos para vender o gás úmido a outros produtores na "boca do poço".

O Gráfico 3 mostra o preço de comercialização da molécula do gás úmido na bacia de Santos (sem impostos). De acordo com a ANP (2024a), esse preço é ponderado pelos respectivos volumes comercializados em cada GSAs. Como os dados originais incluíam impostos, foi assumida uma alíquota de 20,14% para o cálculo do preço sem impostos. Essa alíquota pressupõe que o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) não compõe a base de cálculo para a incidência da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins) e do Programa de Integração Social (PIS). Além disso, assume uma alíquota de 12% para o ICMS, 9,25% para a Cofins e PIS.

Diferentemente do caso da comercialização com as CDLs, os GSAs entre os produtores não são divulgados integralmente pela ANP. Apesar disso, é possível inferir, a partir da observação do Gráfico 3, que preço da molécula do gás úmido na bacia de Santos está relacionado ao Brent, com uma defasagem de dois meses. Pressupõe-se que esse gás é precificado por um método similar ao da Equação (1), reajustado mensalmente com base na média mensal da cotação diária do Brent e da taxa de câmbio do segundo mês anterior ao mês de referência. Com esse pressuposto, é possível obter que o *Slope* do Brent utilizado na precificação do gás úmido na bacia de Santos foi, em média, cerca de 3% entre 2020 e 2021, 3,6% em 2022 e 4,4% entre 2023 e 2024.[8]

8 Ressalta-se que o *Slope* (α) foi estimado por meio da seguinte equação: $\alpha = PM_m/(Brent_{m-2} \times TC_{m-2})$, onde PM_t é o preço da molécula do gás úmido na bacia de Santos (sem impostos) cotado no mês de referência m, $Brent_{m-2}$ é média mensal da cotação diária do Brent no segundo mês anterior ao mês de referência ($m-2$) e TC_{m-2} é média mensal da cotação diária da taxa de câmbio no segundo mês anterior ao mês de referência ($m-2$).

GRÁFICO 3 – Preço de comercialização da molécula do gás úmido na bacia de Santos, sem impostos (2020 a 2024)



Nota: Para calcular o preço, sem imposto, do gás comercializado entre produtores na "Boca do Poço" na bacia de Santos foi assumido uma alíquota de impostos de 20,14%.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2024a), BCB (2025) e World Bank (2025).

Custo do escoamento e processamento

Para que o gás natural seja comercializado ao consumidor final, é necessário que o gás úmido seja escoado e processado, visando atender às especificações estabelecidas na Resolução ANP nº 982/2025. Refletindo a concentração da produção, a maior parte do gás nacional é escoada e processada nas infraestruturas do Pré-sal. Segundo a ANP (2023b), em 2023, 80% do gás disponibilizado na malha interligada foi processado nessas infraestruturas. O Pré-sal conta com três UPGNs – Cabiúnas, Caraguatatuba e Boaventura (inaugurada em 2024) – e três rotas de escoamento – Rotas 1, 2 e 3.

A Rota 1 escoa gás do Pré-sal em direção à UPGN de Caraguatatuba, que também recebe gás do Sistema Mexilhão. Por sua vez, a Rota 2 escoa o gás do Pré-sal em direção à UPGN de Cabiúnas, que também recebe gás da porção da bacia de Campos localizada no estado do Rio de Janeiro. Por fim, a Rota 3 escoa gás do Pré-sal para a UPGN Boaventura. Ressalta-se que as três rotas estão fisicamente interligadas, de modo que qualquer campo que disponibilize gás natural no Pré-sal pode movimentar esse gás por qualquer uma das rotas e, consequentemente, para qualquer uma das três UPGNs (ANP, 2023c).

O conjunto das Rotas 1, 2 e 3, juntamente com sua interligação física, é denominado de Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS). A Petrobras, além de possuir o controle das três UPGN do Pré-sal, é a proprietária majoritária do SIE-BS, contando com a participação dos sócios minoritários Shell, Petrogal e Repsol Sinopec (ANP, 2022a).

O Art. 28 da Nova Lei do Gás determina o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais – escoamento, processamento e terminais de GNL (CNI, 2025). Assim, a remuneração a ser paga ao proprietário pelo acesso do terceiro deve ser objeto de acordo entre as partes. Ou seja, no Brasil, as tarifas de escoamento e processamento, diferentemente do caso da etapa de transporte (ver seção 3), não são regulamentadas pela ANP. Segundo a Nova Lei do Gás, a Agência somente poderá intervir em caso de controvérsia entre as partes na negociação para o acesso do terceiro (CNI, 2025).

Embora a regulamentação sobre o acesso de terceiros exija transparência, condição explicitada tanto na Nova Lei do Gás quanto na Resolução CNPE nº 3/2022, a Petrobras (assim como os seus parceiros do SEI-BS) não tem divulgado as informações exigidas, inclusive as relativas às tarifas de escoamento e processamento (CNI, 2025). A Petrobras vem limitando-se a divulgar apenas informações básicas, tais como características gerais das infraestruturas e o modelo de negociação de acesso (ANP, 2022a). Dessa forma, atualmente, as tarifas de escoamento e processamento permanecem desconhecidas no mercado brasileiro.

Apesar das limitações, é possível obter algumas informações sobre essas tarifas. No que se refere ao escoamento, a Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA), após assinar um acordo de confidencialidade, teve acesso aos contratos para contratação de capacidade no SIE-BS (GT-GE, 2024). Algumas dessas informações foram divulgadas no relatório do Comitê 3 do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE). Em relação à tarifa, o acesso ao SIE-BS prevê o pagamento de um valor unitário por m³ escoado, distribuído em três parcelas (GT-GE, 2024):

- **1ª parcela:** corresponde à remuneração da gestora do SIE-BS, que consiste em um valor mensal fixo. Esse custo é rateado entre as unidades de escoamento que integram o SIE-BS e, posteriormente, é dividido proporcionalmente, dentro de cada unidade, de acordo com o volume efetivamente contratado por cada empresa escoadora (GT-GE, 2024);
- **2ª parcela:** refere-se à remuneração dos proprietários do SIE-BS, os quais são compensados pela cessão e uso dos ativos de escoamento. Essa parcela é denominada de Valor Unitário da Remuneração pela Cessão (VURC) e é calculada de modo a garantir o retorno sobre o investimento e cobrir os custos associados à construção da infraestrutura (GT-GE, 2024);
- **3ª parcela:** corresponde aos custos operacionais, sendo chamada de Valor Unitário da Remuneração dos Serviços de Operacionalidade (VURSO). Ela é calculada de forma a remunerar os serviços de manutenção e operação da infraestrutura (GT-GE, 2024).

Vale mencionar que, embora o relatório do Comitê 3 do GT-GE não tenha divulgado o valor da tarifa de escoamento, destacou-se que essa tarifa possui um valor significativo

(GT-GE, 2024). No que diz respeito à tarifa de processamento, as informações disponíveis são mais limitadas, uma vez que o GT-GE não as examinou em detalhes.

Além disso, de acordo com o Caderno de Boas Práticas de Gás Natural do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), utilizado como referência pela Petrobras para regulamentar o acesso de terceiros às suas infraestruturas, existe um encargo de capacidade (*Ship-or-Pay*) na utilização do SIE-BS e das UPGNs do Pré-sal (IBP, 2018, 2021). Em outras palavras, é exigido um compromisso de pagamento mínimo, que deve ser honrado mesmo que o terceiro não utilize integralmente sua capacidade contratada.

Outra informação relevante sobre as tarifas de escoamento e processamento provém dos GSAs com as CDLs, especificamente de dois contratos da Bahiagás firmados, respectivamente, com a 3R[9] e a PetroRecôncavo[10]. Esses GSAs repassam explicitamente as parcelas referentes aos custos do escoamento e processamento na precificação da molécula do gás natural.

No caso do contrato da 3R, foi repassado ao preço do gás seco um custo total de R$ 15 por MMBtu, sendo R$ 10 referente ao processamento e R$ 5 ao escoamento. Esses valores correspondiam ao ano de 2022 e estavam sujeitos a reajustes anuais. Cabe mencionar que o contrato deixa claro que tais valores eram estimativas, podendo, assim, variar de acordo com os custos efetivamente incorridos no acesso aos sistemas de escoamento e processamento da Petrobras. No entanto, em 2024, o segundo aditivo desse contrato alterou a fórmula de precificação da molécula, adotando o método da Equação (1) e, com isso, deixando de explicitar os custos com escoamento e processamento.

No caso do contrato da PetroRecôncavo, foi repassado ao preço do gás seco um custo total de R$ 12,15 por MMBtu, sendo R$ 8,02 referente ao processamento e R$ 4,12 ao escoamento[11]. Esses valores correspondiam ao ano de 2022 e estavam sujeitos a reajustes anuais. Especificamente, os reajustes desses custos eram calculados com base na média entre a variação anual do Índice de Preços ao Produtor – Mercado (IPG-M) e do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

No início de 2023, o primeiro aditivo desse contrato alterou os valores repassados. Em relação ao processamento, para o ano de 2022 (ajuste retroativo), o custo foi ajustado para um pouco mais de R$ 10 por MMBtu, enquanto, a partir de 2023, esse custo foi definido em R$ 7,07 por MMBtu. No que diz respeito ao escoamento, para o ano de 2022 (ajuste retroativo), o custo foi alterado para R$ 4,19 por MMBtu, ao passo que, a partir de 2023, esse custo foi ajustado para R$ 2,58 por MMBtu.[12]

9 Número do registro do contrato na ANP: LP.2022.00286.01.01.01-00.

10 Número do registro do contrato na ANP: LP.2021.00254.01.01.01-00.

11 O custo de escoamento nesse contrato é de R$ 0,154 por m³, sendo o preço obtido em MMBtu por meio da multiplicação do fator de conversão (26,8081).

12 Nesse segundo aditivo foi incluído o fornecimento do gás do Polo Potiguar da PetroRecôncavo, onde o repasse do custo do processamento foi definido em R$ 10,6067 por MMBtu e o custo de escoamento em R$ 1,7420 por MMBtu.

Em 2024, o segundo aditivo do contrato entre a PetroRecôncavo e Bahiagás modificou novamente o custo de processamento e escoamento. O acesso às infraestruturas da Petrobras teve um repasse total de R$ 8,27 por MMBtu, tendo como base o mês de dezembro de 2023. Por outro lado, a utilização da infraestrutura própria da PetroRecôncavo (UPGN de São Roque e gasodutos de escoamento associados) teve um repasse total de R$ 3,23 por MMBtu.

Ressalta-se que, tanto no GSA da 3R como no GSA da PetroRecôncavo, os custos estão associados ao acesso às infraestruturas da Petrobras no estado da Bahia, especificamente aos gasodutos de escoamento em terra e à UPGN de Catu. Ou seja, provavelmente, os valores apresentados nesses contratos são inferiores aos custos de acesso às infraestruturas do Pré-sal, devido à maior extensão dos gasodutos de escoamento *offshore* e à maior complexidade das UPGNs associadas a essa região.

Das informações apresentadas acima, é possível inferir que as tarifas de escoamento e processamento cobradas para acesso às infraestruturas da Petrobras não estão indexadas a um preço de referência internacional, como por exemplo o Brent ou o Henry Hub. Portanto, essas tarifas são precificas de forma diferente das metodologias aplicadas tanto na comercialização da molécula na "boca do poço" como na comercialização às CDLs. Tudo indica que as tarifas de escoamento e processamento são fixas, sendo reajustadas anualmente por algum índice de inflação brasileiro, como o IGP-M ou o IPCA, e incluindo um encargo de capacidade em seu faturamento.

Cabe ressaltar que atualmente existe um debate sobre a mudança da regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento. Especificamente, o Decreto nº 12.153/2024 buscou controlar essas tarifas, ao tentar transformar o acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento em acesso regulado, com tarifas estabelecidas pela ANP (CNI, 2025).

Nesse contexto, em meados de 2025, a EPE (2025) divulgou uma Nota Técnica com objetivo de estimar a tarifa justa e adequada para interessados em acessar às infraestruturas de escoamento e processamento do Pré-sal. Conforme a análise de sensibilidade realizada, a tarifa de escoamento foi projetada em uma faixa de US$ 0,76 a 2,65 por MMBtu, com um valor base de US$ 1,39 por MMBtu. Já a tarifa de processamento variou entre US$ 0,53 e 1,47 por MMBtu, tendo como referência US$ 0,84 por MMBtu. Dessa forma, o custo total combinado dessas tarifas poderia oscilar entre US$ 1,29 e 4,12 por MMBtu, com um valor base de US$ 2,23 por MMBtu.

É importante destacar que a EPE (2025) não utilizou os custos reais (de capital e operacionais) das infraestruturas do Pré-sal em suas estimativas, devido à indisponibilidade desses dados. Além disso, vale ressaltar as importantes diferenças entre as estimativas da EPE e as tarifas de acesso relatadas nos GSAs da 3R e da PetroRecôncavo com a Bahiagás. Os valores estimados no cenário base para as infraestruturas do Pré-sal (US$ 2,23 por

MMBtu em 2025) são mais baixos do que as tarifas efetivas de acesso as infraestruturas *onshore* da Bahia (entre US$ 2,35 e 2,90 por MMBtu em 2022, considerando a taxa de câmbio média anual de R$ 5,17 por US$).

Custo da molécula do gás doméstico processado

Durante a etapa de processamento, a UPGN realiza a separação entre o gás seco (que é efetivamente comercializado ao consumidor final) e os LGN, que são compostos principalmente por Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e Condensados de Gás Natural (CGN) e, em menor proporção, por etano e propano. Essa separação resulta em uma diminuição do poder calorífico do gás natural, devido tanto à redução do volume quanto da densidade energética.

Assim, para se obter 1 MMBtu de gás seco na saída da UPGN é necessário processar mais do que essa quantidade de gás úmido. Especificamente, o Fator de Ajuste (*FA*) da quantidade de gás úmido que deve ser processada para se obter 1 MMBtu de gás seco é dado pela seguinte equação: $FA = \frac{FC_{GS}}{(1-\omega)FC_{GU}}$, onde FC_{GU} é o fator de conversão do gás úmido (em m³ por MMBtu), FC_{GS} é o fator de conversão do gás seco (em m³ por MMBtu) e ω é a perda total (em percentual) de volume do gás úmido com a separação dos LGN na UPGN.[13]

Por outro lado, a venda dos LGN gera uma receita adicional à comercialização do gás natural. Para cada MMBtu de gás úmido processado, a receita obtida com a venda dos LGN (R_{LGN}) é dada pela seguinte equação: $R_{LGN} = FC_{GU} \sum_{i=1}^{i=n} \omega_i P_i$, onde ω_i é o percentual do LGN *i* (e.g., etano, propano, GLP e CGN) separado na UPGN em relação ao volume total de gás úmido ($\omega = \sum_{i=1}^{i=n} \omega_i$) e P_i é o preço do LGN *i* em R$ por m³.

O custo da molécula de gás seco corresponde ao preço mínimo necessário para equilibrar as receitas (oriundas da venda dos LGN e do próprio gás seco) e despesas (com a produção do gás úmido, escoamento e processamento). Esse custo é calculado somando-se os custos associados à molécula do gás úmido, ao escoamento e ao processamento, e então subtraindo-se a receita gerada pela venda dos LGN, com todos esses valores devidamente ajustados pelo Fator de Ajuste. Matematicamente, o custo da molécula do gás seco (CM_{GS}), expresso por MMBtu, pode ser representado pela seguinte equação:

$$CM_{GS} = FA(CM_{GU} + C_{EP} - R_{LGN}) \qquad \text{Equação (4)}$$

onde CM_{GU} é o custo da molécula do gás úmido e C_{EP} é o custo do escoamento e processamento.

13 Ressalta-se que o fator de conversão (FC) é o inverso do poder calorífico superior (PCS). Além disso, tanto o PCS do gás úmido quanto o PCS do gás seco dependem da composição de hidrocarbonetos presente em cada um. Ou seja, o PCS varia conforme a proporção de metano, etano, propano, butano, pentanos e mais pesado, gases inertes, entre outros.

Para estimarmos o custo da molécula do gás seco por meio da Equação (4), adotaremos as seguintes premissas:

1. **Fator de ajuste**: será considerado um fator de conversão de 22,91 e 26,80 m³ por MMBtu para o gás úmido e gás seco, respectivamente.[14] Na UPGN, haverá uma perda de 10% do volume do gás úmido com a absorção de LGN.

2. **Custo do gás úmido**: será considera igual ao preço de comercialização da molécula do gás úmido na "boca do poço" da bacia de Santos, excluindo impostos (ver Gráfico 3);

3. **Custos de escoamento e processamento**: será considerado um valor total de US$ 4 por MMBtu, referente ao ano de 2025. Esse custo será reajustado anualmente, de forma retroativa, com base na variação média entre a IPG-M e do IPCA. Esse valor foi escolhido devido ser mais elevado do que os custos nos GSAs da Bahiagás (entre US$ 2,35 e 2,90 por MMBtu em 2022) e inferior ao custo máximo estimado pela EPE (2025) – US$ 4,12 por MMBtu (ver seção anterior);

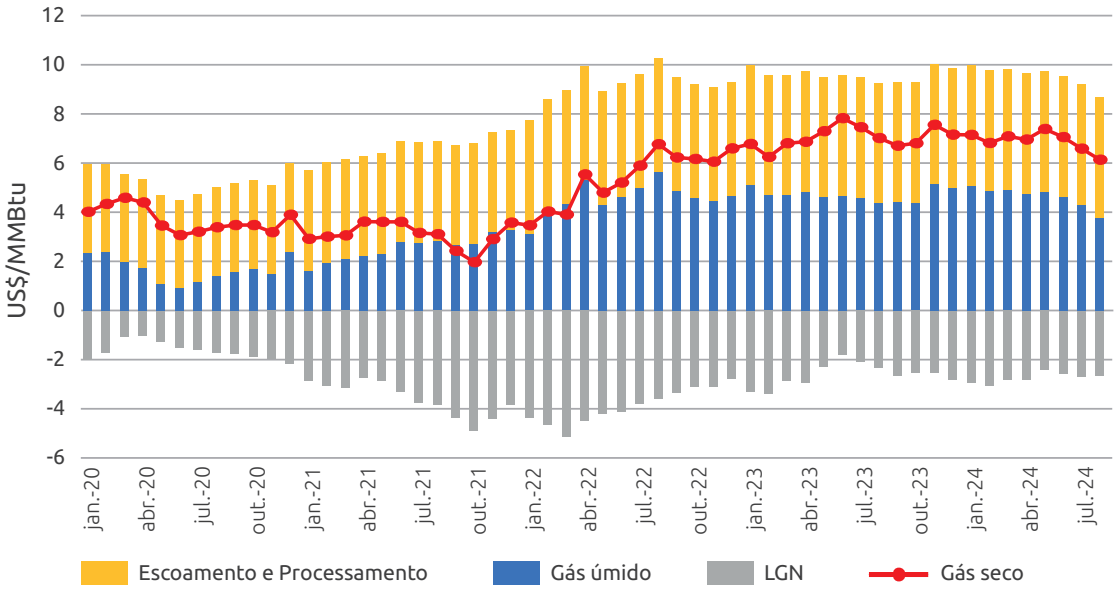
4. **Receita com a venda de LGN**: apenas GLP e CGN serão separados na UPGN, sendo que 9% do volume do gás úmido será separado em GLP e 1% em CGN. Os preços do GLP e do CGN, em US$ por m³, serão calculados de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução ANP nº 875/2022 (ANP, 2022b), tendo como base os preços internacionais do propano, butano e CGN contabilizados em Mont Belvieu (Estados Unidos).[15] Esses preços estão detalhados nas memórias de cálculo do Preço de Referência do gás natural, utilizado para o cálculo de royalties (ANP, 2025b).

O Gráfico 4 apresenta o resultado da estimativa do custo da molécula do gás seco (sem impostos). Observa-se que esse custo foi, em média, de R$ 3,34 por MMBtu entre 2020 e 2021, aumentando para US$ 5,33 por MMBtu em 2022 e, posteriormente para US$ 6,91 por MMBtu entre 2023 e 2024. Destaca-se que as estimativas indicam que receita obtida com a venda dos LGN, entre 2023 e 2024, compensou, aproximadamente, 54% do custo com o escoamento e processamento. Entre 2021 e 2022, os elevados preços dos LGN que vigoraram nesse período permitiram que a receita gerada com sua comercialização compensasse cerca de 86% dos custos com escoamento e processamento.

14 O fator de conversão do gás úmido (22,91 m³ por MMBtu) equivale a um poder calorífico superior de 11.000 kcal por m³.

15 Para o cálculo do preço do GLP foi utilizado uma densidade de 2,01 kg por m³ no estado gasoso e de 530 kg por m³ no estado líquido.

GRÁFICO 4 – Estimativa do custo da molécula do gás seco, sem impostos (2020 a 2024)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2024a, 2025b) e BCB (2025).

2.3.2 GÁS BOLIVIANO

No sistema interligado, as importações de gás da Bolívia ocorrem por meio do Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Petrobras, por meio do seu GSA com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), é responsável por quase toda essa importação. O contrato original, com vigência até 2019, previa o fornecimento pela YPFB de até 30,08 MMm³/d de gás natural à Petrobras (Chávez, 2013). Desse montante, 16 MMm³/d eram referentes à Quantidade Diária Contratual Base (QDCB), enquanto 14,08 MMm³/d eram referentes à Quantidade Diária Contratual Adicional (QDCA). Em março de 2020, foi assinado um aditivo ao contrato, reduzindo a quantidade diária contratada para 20 MMm³/d (Petrobras, 2020).

O contrato original estabelecia que o preço do gás boliviano exportado ao Brasil seria reajustado trimestralmente por meio da indexação a uma cesta de óleo combustíveis. O preço também considerava um mecanismo de amortecimento para evitar variações bruscas, considerando o comportamento dos preços nos trimestres anteriores. Segundo Chávez (2013), a precificação do gás boliviano (em US$ por MMBtu) no GSA original entre a Petrobras e a YPFB era dada pela seguinte equação:

$$PM_t = 0{,}5\,PM_{t-1} + 0{,}5\left[PM_a\left(0{,}5\,\frac{F01_t}{F01_0} + 0{,}25\,\frac{F02_t}{F02_0} + 0{,}25\,\frac{F03_t}{F03_0}\right)\right] \qquad \text{Equação (5)}$$

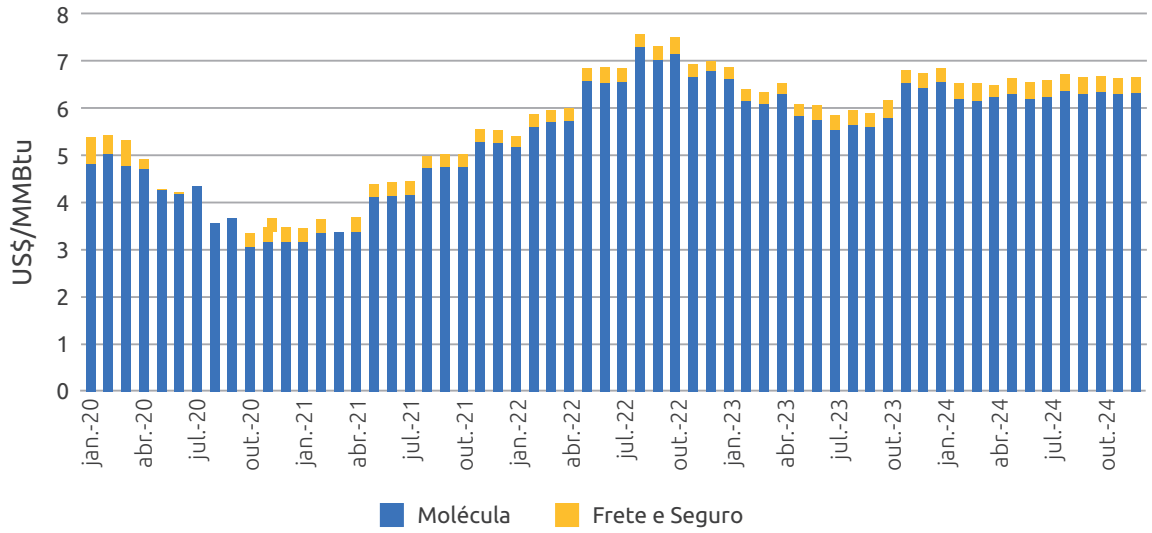
Onde PM_t é o preço da molécula do gás boliviano exportado ao Brasil no trimestre de referência t, PM_a é o preço base da molécula no ano de referência a, $F01$ é o Óleo combustível com 3,5% de enxofre (*Cargoes FOB Med Basis Italy*) em dólares por tonelada métrica

(US$/TM), *F02* é o Óleo combustível Nº 6 com 1% de enxofre (*U.S. Gulf Coast Waterborne*) em US$/bbl, *F03* é o Óleo combustível com 1% de enxofre (*Cargoes FOB NWE*) em US$/TM, sendo que o subscrito "0" representa o valor médio no início da década de 1990.

No GSA original, o preço base da molécula (PM_i) para a QDCB iniciou-se em U$$ 0,95 por MMBtu, chegando até U$$ 1,06 MMBtu no vigésimo e último ano. No caso da QDCA, o preço base da molécula era de U$$ 1,20 MMBtu ao longo de toda a vigência do contrato (Chávez, 2013; Coutinho et al., 2000).

Além da molécula, o preço do gás da Bolívia exportado ao Brasil também é composto pela tarifa de transporte da seção boliviana do Gasbol. A Gas Transboliviano S.A. (GTB), empresa subsidiária da YPFB, é responsável pela administração e operação dessa seção. O trecho boliviano do Gasbol conta com 557 km de comprimento, partindo da estação de medição Río Grande, próximo à cidade de Santa Cruz de la Sierra, e atravessando as províncias de Cordillera e Germán Bush até alcançar a fronteira com o Brasil, na estação de medição de Mutún (EPE, 2017).

GRÁFICO 5 – Preço de importação do gás boliviano na fronteira (Mutún) para injeção no Gasbol, sem impostos (2020 a 2024)



Nota: Foi utilizado uma densidade do gás natural de 0,76 kg por m³ e um fator de conversão de 26,8081 m³ por MMBtu.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MDIC (2025).

O Gráfico 5 apresenta o preço de importação do gás boliviano para injeção no Gasbol (Mutún). Ressalta-se que esses preços correspondem as informações reportadas nas transações de comércio exterior do Brasil (MDIC, 2025). Como nessas transações os volumes são reportados em quilogramas (kg), se utilizou uma densidade do gás natural de 0,76 kg por m³ e um fator de conversão de 26,80 m³ por MMBtu para cálculo das quantidades importadas em MMBtu. É possível notar que, entre 2020 e 2021, o custo total de

importação do gás boliviano foi, em média, cerca de US$ 4,4 por MMBtu, ao passo que, entre 2022 e 2024, esse valor foi de US$ 6,5 por MMBtu. Em ambos os períodos, o preço da molécula representou cerca de 95% do custo total de importação do gás boliviano, ao passo que os 5% restantes correspondem ao frete, ou seja, ao custo de transporte na seção boliviana do Gasbol.

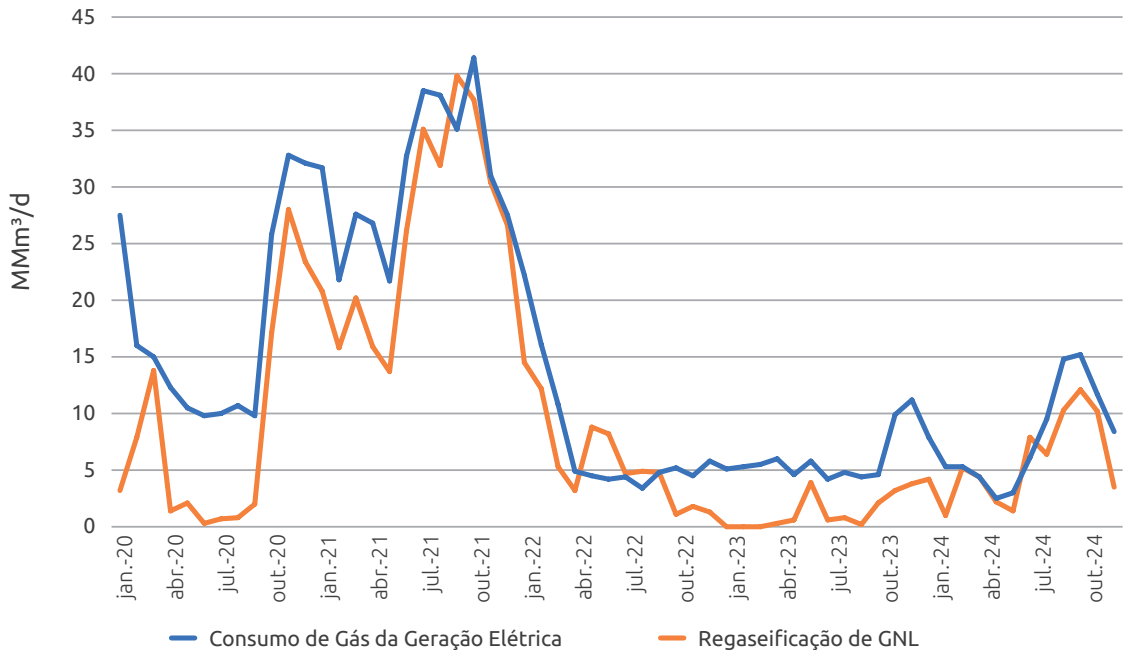
2.3.3 GNL IMPORTADO

2.3.3.1 Características de demanda

No Brasil, as importações de GNL são utilizadas principalmente para atendimento da demanda de gás do setor elétrico (EPE, 2020c, 2021b). Os terminais de regaseificação são acionados quando as térmicas são chamadas a despachar. O Gráfico 6 mostra a relação entre a regaseificação de GNL e consumo de gás das usinas termoelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN). Devido à variabilidade do regime hídrico nacional e a crescente penetração das fontes renováveis solar e eólica na geração, o despacho termelétrico apresenta grande variação.

Assim, uma vez que a produção de gás natural do Brasil é, em sua grande maioria, associada ao petróleo, as térmicas flexíveis movidas a gás natural dificilmente podem ser supridas por gás doméstico. Em 2024, cerca de 95% da produção bruta de gás do sistema interligado estava associada ao óleo, segundo os dados da ANP (2025d). O gás associado é aquele que, no reservatório geológico, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Nesse caso, privilegia-se a produção do óleo, sendo o gás natural um subproduto dessa produção. Dessa maneira, a produção de gás associado é, em geral, inflexível, ou seja, não pode ser facilmente modulada para atendimento de variações na demanda. Isso porque a produção de gás associado não pode ser facilmente alterada sem que haja prejuízo à extração do óleo.

GRÁFICO 6 – Relação entre regaseificação de GNL e consumo de gás das usinas termoelétricas no Sistema Interligado (2020 a 2024)



Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MME (2024).

Cabe destacar que, embora as importações de GNL não sejam destinadas ao atendimento da demanda firme de gás, os terminais de regaseificação da Petrobras (Terminal da Baia de Guanabara e Terminal da Bahia) fornecem flexibilidade a esse mercado. Enquanto os GSAs firmes asseguram flexibilidade ao comprador, eles são inflexíveis do ponto de vista do vendedor.

No geral, esses contratos possuem um compromisso de retirada mínima mensal (também conhecido como *Take-or-Pay*) entre 80% e 90% em relação à Quantidade Diária Contratada (QDC), sendo que existe a recuperação automática das quantidades pagas e não retiradas devido ao compromisso estabelecido. Por outro lado, o vendedor tem obrigação de programar as quantidades solicitadas pelo comprador até o limite da QDC. Caso não o faça, ele estará sujeito à penalidade de falha no fornecimento.

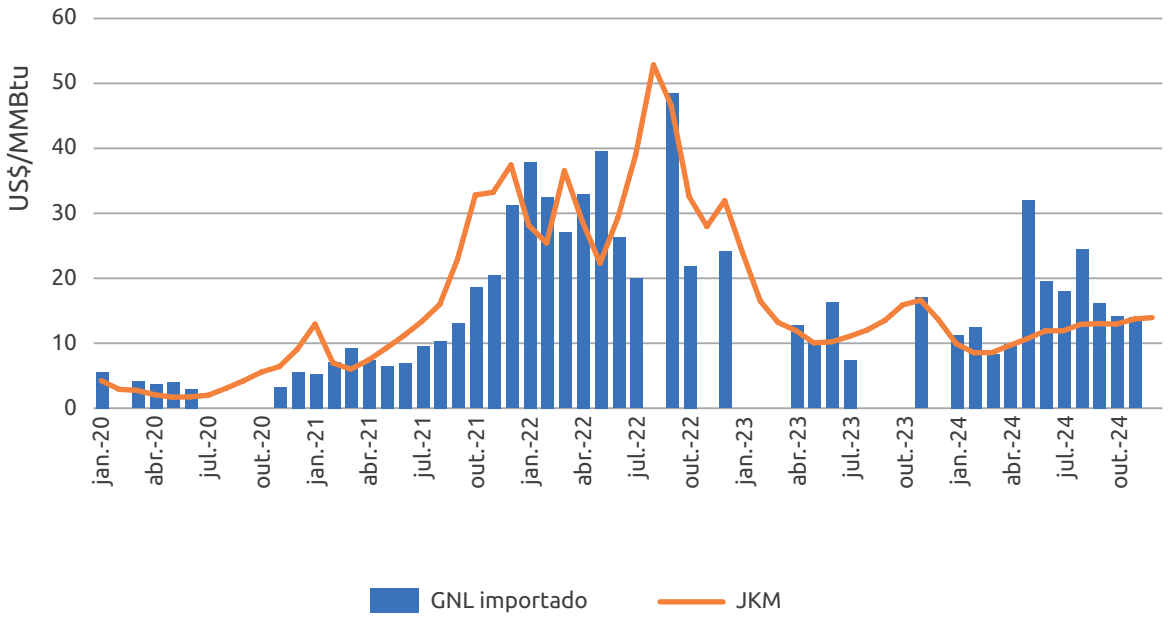
Assim, dada falta de flexibilidade do gás doméstico e a redução das importações da Bolívia (Rocha et al., 2023a), os terminais de regaseificação servem como supridores de última instância para os GSAs da Petrobras às CDLs. Os consumidores de gás firme usufruem, no mínimo, da segurança fornecida ao sistema interligado de gás natural pelos terminais de regaseificação de GNL. Isso significa que, pelo menos uma parte dos custos desses terminais serão repassados aos consumidores firmes.

2.3.3.2 Decomposição do custo

Custo do GNL importado

O Gráfico 7 apresenta a relação entre o Japan Korea Marker (JKM) e o custo do GNL importado pela Petrobras, incluindo o frete e seguro (CIF). O custo do GNL importado pela Petrobras refere-se as informações reportadas nas transações de comércio exterior do Brasil (MDIC, 2025), sendo iguais aos preços médios das cargas de GNL importadas pelos terminais da Bahia de Guanabara, Pecém e Bahia. Cabe destacar que foi excluído desses preços as importações ocorridas ao longo do período de arrendamento do terminal da Bahia pela Excelerate Energy entre 2022 e 2023. Além disso, como nas transações de comércio exterior os volumes são reportados em kg, se utilizou as premissas de MME (2024) para sua conversão em MMBtu: ou seja, uma densidade do GNL de 456 kg por m³, uma razão de volume gasoso-líquido[16] de 600 e um fator de conversão do gás regaseificado de 26,80 m³ por MMBtu.

GRÁFICO 7 – Relação entre o Japan Korea Marker (JKM) e o custo do GNL importado pela Petrobras, incluindo o frete e seguro (2020 a 2024)



Nota: 1) Foi utilizado uma densidade do GNL de 456 kg por m³, uma razão de volume gasoso-líquido de 600 e um fator de conversão do gás regaseificado de 26,80 m³ por MMBtu. 2) Os preços de importação de GNL são referentes aos preços médios das cargas de GNL importadas pelos terminais da Bahia de Guanabara, Pecém e Bahia, excluindo, nesse caso, as importações ocorridas ao longo do período de arrendamento do terminal da Bahia pela Excelerate Energy entre 2022 e 2023.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da MDIC (2025) e CME Group (2025).

16 A razão de volume gasoso-líquido de 600 corresponde a uma densidade do gás natural de 0,76 kg por m³ e do GNL de 456 kg por m³ (ou seja, $600 = \frac{456}{0,76}$).

O JKM é o principal preço de referência para o mercado spot (à vista) de GNL na Ásia, refletindo principalmente transações físicas com destino ao Japão e à Coreia do Sul. No entanto, ele também pode incluir transações direcionadas a outros países, como China e Taiwan. Sua cotação já inclui o custo total do transporte do GNL até o porto de entrega, seguindo o modelo *Delivered Ex-Ship* (DES), no qual o vendedor assume a responsabilidade pelo frete e seguro até o destino.

Observa-se que o custo CIF do GNL importado pela Petrobras está diretamente relacionado ao preço do JKM com um mês de defasagem, conforme a seguinte equação:

$$CGNL_m = JKM_{m-1} \qquad \text{Equação (6)}$$

onde $CGNL_m$ é o custo CIF do GNL importado, medido em US$ por MMBtu para entrega no mês de referência m e JKM_{m-1} é a média das cotações diárias do JKM no mês anterior ao mês de entrega ($m-1$).

Os resultados dos processos concorrenciais para aquisição de serviço de flexibilidade visando o balanceamento do sistema de transporte da TAG e da NTS corroboram a afirmação anterior. Embora outras fontes de gás natural possam ser utilizadas para esse fim, o principal objetivo é o fornecimento de GNL regaseificado, devido à sua elevada flexibilidade operacional. Em todos os casos em que a Petrobras foi a vencedora desses processos, a fórmula de precificação da molécula de gás natural (i.e., parcela variável) foi baseada em um percentual do JKM, cotado no mês anterior ao mês de referência do fornecimento (ver Tabela 4).

Custo de regaseificação

Igualmente ao caso do escoamento e processamento, a Nova Lei do Gás (Art. 28) regulamentou o acesso não-discriminatório e negociado de terceiros aos terminais de GNL. Isso significa que as tarifas de regaseificação não são reguladas pela ANP, podendo somente a Agência intervir em caso de controvérsia entre as partes. Como já mencionado, as exigências de transparência no acesso de terceiros não vêm sendo cumpridas pela Petrobras. Dessa forma, atualmente, as tarifas de regaseificação permanecem desconhecidas no mercado brasileiro.

Apesar das limitações, é possível obter algumas informações sobre essa tarifa. A EPE (2021b) aplicou a metodologia de fluxo de caixa descontado para estimar a tarifa de regaseificação de um terminal de GNL em fase de planejamento, projetado para ingressar no mercado brasileiro. O estudo focou no terminal de Presidente Kennedy, localizado no estado do Espírito Santo, com capacidade de regaseificação de 21 MMm³/d e que utilizaria a tecnologia do *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU). Para o cenário sem tancagem de GNL em terra, que é o caso dos terminais em operação no Brasil, a EPE (2021b) estimou uma tarifa de regaseificação variando entre US$ 0,21 a 0,62 por MMBtu

(valores de dezembro de 2020), considerando níveis de utilização que variaram de 33% a 100% da capacidade de regaseificação.

Os contratos de balanceamento do sistema de transporte refletem, na maioria dos casos, o fornecimento de GNL regaseificado. Nesses contratos, o preço do gás natural é composto por duas parcelas: a parcela variável e a parcela fixa. A parcela variável corresponde ao preço da molécula de GNL a ser fornecida, que está diretamente associada ao custo do GNL no mercado internacional (i.e., JKM). A parcela fixa reflete o custo da infraestrutura necessária para o serviço de flexibilidade, representando, essencialmente, a tarifa de regaseificação. Vale destacar que, nesses contratos, a parcela fixa é paga independentemente do consumo de GNL regaseificado.

A Tabela 4 mostra a parcela fixa nos contratos de serviço de flexibilidade para o balanceamento do sistema de transporte, firmados com operadores de terminais de regaseificação de GNL. Nota-se que os valores da parcela fixa são diversos, variando entre US$ 0,29 a 1,64 por MMBtu.

TABELA 4 – Parcela fixa nos contratos de balanceamento do sistema de transporte, firmados com operadores de terminais de regaseificação de GNL

Ano	Transportador	Fornecedor	Parcela Fixa (US$/MMBtu)	Parcela Variável (US$/MMBtu)
2022	TAG	Excelerate Energy	1,00	105% JKM_{d+1}
2023	TAG	Excelerate Energy	1,10	100% TTF_{d+1}
2023-2024	NTS	Petrobras	1,64	120% JKM_{m-1}
2024	TAG	Petrobras	0,69	114% JKM_{m-1}
2024	TBG	New Fortress Energy	0,75	95% JKM_{m-1}
2025	TAG	Eneva	0,29	95% JKM_{m-2}
2025-2026	NTS	Petrobras	0,32	97% JKM_{m-1}

Nota: 1) Foi utilizado um fator de conversão de 26,80 m³ por MMBtu. 2) O JKM corresponde ao Japan Korea Marker e o TTF ao Title Transfer Facility. 3) "m" corresponde ao mês de referência para entrega, onde o subscrito "$m-1$" representa a média mensal das cotações diárias do indexador. 4) "d" corresponde ao dia de referência para entrega, onde "$d+1$" representa a cotação do indexador no dia posterior ao da entrega.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da NTS (2025), TBG (2025) e TAG (2025).

Outra informação relevante sobre as tarifas de regaseificação provém dos GSAs com as CDLs, especificamente do contrato entre a Compass (Edge) e Comgás.[17] Esse GSA repassa explicitamente a tarifa de regaseificação do Terminal de Regaseificação de São

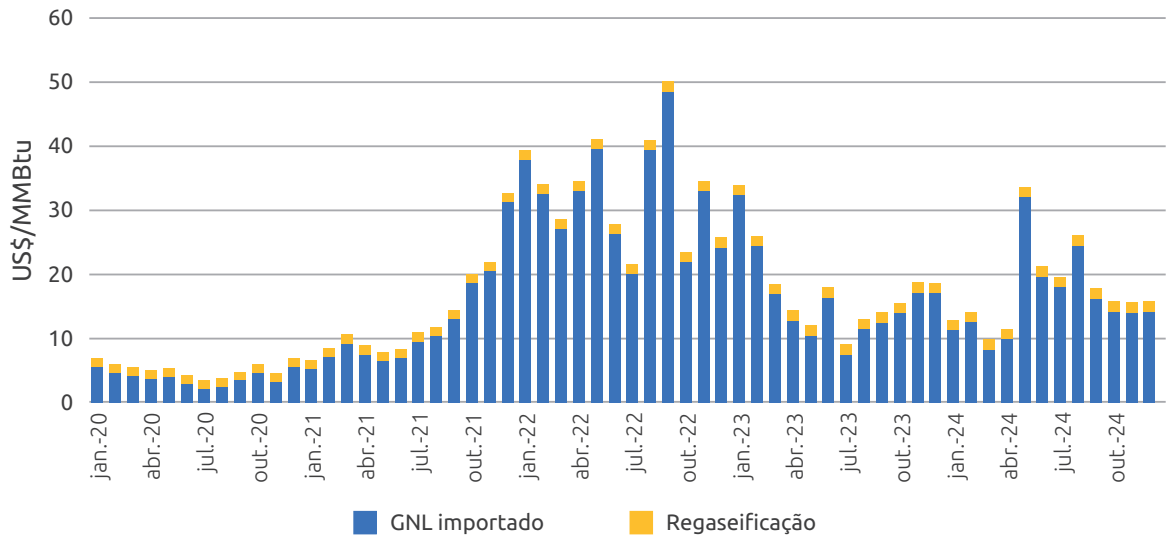
17 Número do registro do contrato na ANP: LP.2021.00237.01.01.01-00.

Paulo (TRSP). Para o mês de janeiro de 2020, essa tarifa é de US$ 1,38 por MMBtu, sendo reajustada mensalmente pela variação do *Consumer Price Index* (CPI) dos Estados Unidos. Aplicando os reajustes acumulados ao longo do período, estima-se que, em 2024, a tarifa de regaseificação do TRSP foi, em média de US$ 1,68 por MMBtu.

Custo total do GNL regaseificado

O Gráfico 8 apresenta a estimativa do custo do GNL regaseificado pela Petrobras, excluindo impostos. Destaca-se que, para o custo de regaseificação, foram utilizados os valores e a metodologia de reajuste do TRSP apresentados no contrato entre a Compass (Edge) e Comgás, uma vez que essa é a única informação disponível sobre um projeto existente. Além disso, nos meses em que a Petrobras não importou GNL e, portanto, o seu custo não foi registrado, assumiremos que o custo do GNL importado é determinado pela Equação (6).

GRÁFICO 8 – Estimativa do custo do GNL regaseificado pela Petrobras, sem impostos (2020 a 2024)



Nota: Foi utilizado uma densidade do GNL de 456 kg por m³, uma razão de volume gasoso-líquido de 600 e um fator de conversão do gás regaseificado de 26,80 m³ por MMBtu.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e) e MDIC (2025).

É possível observar que a crise internacional no mercado de GNL impactou diretamente o custo de importação do GNL pela Petrobras. Por exemplo, se em 2020 esse custo (incluindo o custo de regaseificação) foi, em média, de US$ 5,3 por MMBtu, em setembro de 2022 atingiu um pico de US$ 50,08 por MMBtu, ou seja, um aumento de mais de nove vezes.

Embora, nos anos que sucederam a crise, o preço do GNL no mercado internacional tenha se reduzido, o preço não retornou aos patamares anteriores à crise. O JKM foi aproximadamente três vezes mais elevado em 2024 em comparação com o seu valor médio

de 2020. Assim, o custo de importação de GNL pela Petrobras, apesar de ter diminuído, permaneceu elevado entre 2023 e 2024. Nesse período, o custo total do GNL regaseificado foi de US$ 17,8 por MMBtu.

Dessa maneira, dado o elevado custo do GNL importado, o custo de regaseificação é pouco relevante para a formação do preço do GNL regaseificado. Por exemplo, entre 2021 e 2024, o custo de regaseificação correspondeu por 8% do custo total GNL regaseificado. No entanto, caso o custo do GNL importado diminua, o custo de regaseificação pode se tornar relevante. Por exemplo, em 2020, esse custo representou 26% do custo total do GNL regaseificado.

2.4 A LÓGICA DA PARIDADE DO PREÇO DE IMPORTAÇÃO

A teoria econômica estabelece que, em uma economia aberta, caso um país seja importador de um bem homogêneo transacionável internacionalmente (ou seja, uma *commodity*), o preço de equilíbrio desse bem no mercado doméstico tenderá a se igualar ao preço de importação. Esse fenômeno ocorre porque, se o preço praticado por um produtor doméstico for superior ao preço de importação, ele perderá participação de mercado, já que os consumidores poderão adquirir o bem importado a um custo menor. Por outro lado, se o preço do produtor doméstico for inferior ao preço de importação, ele deixará de maximizar seus lucros, uma vez que os consumidores estariam dispostos a pagar até o preço de importação pelo bem para satisfazer suas necessidades de consumo.[18]

Ademais, mesmo se numa situação hipotética um comercializador voluntariamente pratique um preço inferior ao mercado internacional, a tendência é que este preço seja repassado apenas para parte do mercado que tenha acesso a estes contratos. Uma vez esgotada a comercialização do gás mais barato, a parcela da demanda não atendida deverá ser suprida via contratos de importação, o que obrigaria os consumidores a arcarem com preços internacionais. Ou seja, o custo marginal será o preço do gás importado.

No caso do mercado de gás natural do Brasil, dado que o país é importador, a Petrobras, como agente dominante e formador do preço de referência, enfrenta o seguinte dilema: se cobrar um preço mais elevado que o mercado internacional, corre o risco de perder participação de mercado para os comercializadores de gás importado e não colocar no

18 Em uma economia aberta, ser um país importador significa que a oferta doméstica não é suficiente para atender toda a demanda a preços inferiores ao custo do produto no mercado internacional (ou seja, ao custo de importação). Em um cenário de economia fechada (sem importações), o preço de equilíbrio seria mais elevado do que aquele observado em uma economia aberta. A possibilidade de importação, portanto, permite que o preço doméstico de equilíbrio se alinhe ao preço internacional, já que este representa o menor valor capaz de satisfazer a demanda interna. Assim, em um país importador, caso o produtor doméstico pratique um preço inferior ao preço de importação, ele deixará de maximizar seus lucros, pois os consumidores estariam dispostos a pagar até o valor do bem importado para atender suas necessidades de consumo.

mercado toda sua produção de gás; se cobrar um preço significativamente mais baixo para manter sua posição dominante reduzirá sua margem de lucro.

Portanto, existe um custo de oportunidade na precificação do gás natural no Brasil. Esse custo de oportunidade é justamente o custo de importação do gás natural. Assim, a Petrobras terá incentivos de precificar a molécula do seu gás natural de forma equivalente ao custo do gás com potencial de ser importado pelos demais agentes. Dessa maneira, a empresa usufrui do lucro máximo, mantendo sua posição dominante, e sem incentivar nova concorrência por meio da entrada de gás importado.

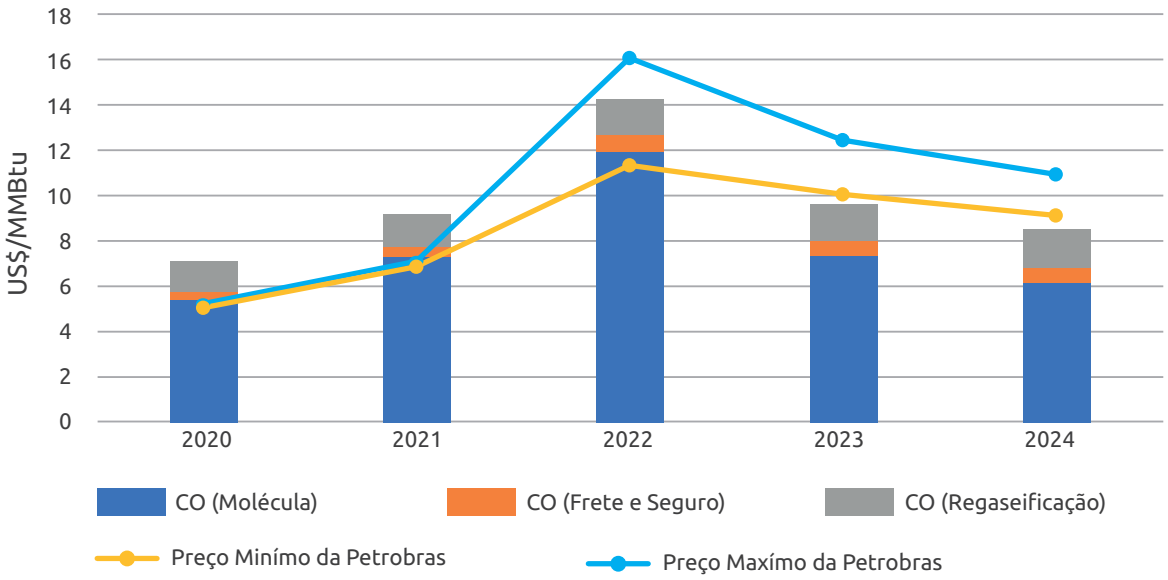
Como a produção de gás natural da Bolívia está em declínio e considerando que a Petrobras detém praticamente o monopólio das importações de gás boliviano (MME, 2024; Rocha et al., 2023a), o custo de oportunidade no mercado brasileiro é determinado pelo custo de importação do GNL, especificamente o proveniente dos Estados Unidos. Isso porque esse país é o maior exportador de GNL do mundo e a principal origem das importações brasileiras (IGU, 2025a). De acordo com dados do MDIC (2025), aproximadamente 80% do volume total de GNL importado pelo Brasil entre 2020 e 2024 teve origem norte-americana.

Assim, o custo de oportunidade é igual ao preço da molécula do GNL exportado pelos Estados Unidos, adicionado do custo do transporte marítimo até o litoral brasileiro e do custo de regaseificação. O custo de oportunidade do gás importado pode ser estimado a partir das seguintes informações: i) os dados sobre o preço da molécula podem ser obtidos da *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2025b), sendo referentes ao preço médio *Free on Board* (FOB) do GNL exportado pelo Estados Unidos; ii) os dados do custo do transporte marítimo podem ser obtidos do MDIC (2025), correspondendo ao valor médio do frete e seguro das cargas de GNL importados pelo Brasil com origem nos Estados Unidos; iii) por fim, os dados do custo de regaseificação referem-se ao custo do Terminal de Regaseificação de São Paulo, acordados no GSA entre a Compass (Edge) e Comgás (ver seção 2.3.3).

O Gráfico 9 apresenta a estimativa do custo de oportunidade do gás natural no mercado brasileiro. Observa-se que, embora existam variações ao longo do período analisado, em geral o preço da molécula praticado pela Petrobras está alinhado com o custo de oportunidade de importação. Ao dividir o custo de oportunidade pelo preço do Brent, verifica-se que, entre 2021 e 2024, esse custo manteve-se dentro de uma faixa de 10,6% a 14,4% do valor do Brent.[19] Como comparação, o *Slope* do Brent nos GSAs da Petrobras variou entre 11,6% e 16,75% no mesmo período.

19 O ano de 2020 representa uma exceção devido aos impactos da pandemia de Covid-19, que afetaram de forma mais significativa o preço do Brent em comparação com o Henry Hub. Essa discrepância ocorreu porque a crise global causada pela pandemia levou a uma queda abrupta na demanda por petróleo, pressionando os preços do Brent, enquanto o mercado de gás natural nos Estados Unidos (referenciado pelo Henry Hub) foi menos afetado no mesmo período. Assim, a proporção do custo de oportunidade em relação ao Brent foi de 16,5% em 2020.

GRÁFICO 9 – Estimativa do custo de oportunidade do gás natural no mercado brasileiro



Nota: 1) CO refere-se ao Custo de Oportunidade do gás natural no mercado brasileiro. 2) Para o cálculo do custo da molécula do GNL foi considerado o poder calorífico de 1,039 MMBtu por pés cúbicos. 2) Para cálculo do custo do frete e seguro foi considerando a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão de volume de 600 kg gasoso/kg líquido e o fator de conversão de 26,8081 m³/MMBtu.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e), BCB (2025), EIA (2025b), World Bank (2025) e MDIC (2025).

Destaca-se ainda que o aumento do custo de oportunidade em 2022 abriu espaço para o reajuste dos preços praticados pela Petrobras naquele ano. Isso porque esse aumento permitiu que a Petrobras repassasse aos consumidores a elevação do seu custo de importação de GNL (ver seção 2.3.3), sem incentivar a entrada de novos comercializadores. Em outras palavras, a Petrobras pôde aumentar o preço do gás natural sem perder participação de mercado.

Ademais, é possível afirmar que o preço da molécula praticado pela Petrobras tende a ficar ainda mais alinhado com o custo de oportunidade de importação nos próximos anos. Como demostrado na seção 2.2.1, a partir de 2026, a fórmula de precificação da molécula da Petrobras passará a ser uma média ponderada entre as precificações indexadas ao Brent e ao Henry Hub. Ou seja, a partir desse ano, o gás natural da Petrobras estará explicitamente atrelado ao preço do GNL exportado pelos Estados Unidos.

10"-HEAVSI04-81410

3 TARIFAS DE TRANSPORTE

3.1 ELEMENTOS BÁSICOS DA MODELAGEM TARIFÁRIA

A regulamentação brasileira vigente estabelece o regime de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte (CNI, 2025). Esse regime foi introduzido pelo Decreto nº 9.616/2018 e, posteriormente, consolidado pela Nova Lei do Gás em 2021 (§ 1º do Art. 13). No regime de entrada e saída os carregadores podem reservar capacidade de transporte de forma independente nos pontos de entrada e saída do sistema de transporte, não sendo necessário contratar percursos específicos.

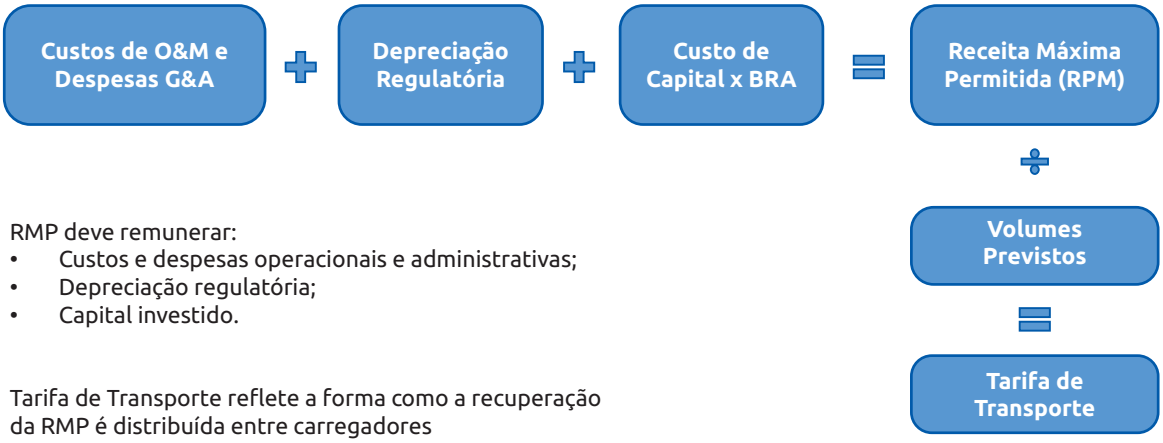
A principal vantagem desse regime é permitir a comercialização e a troca de propriedade do gás dentro do sistema de transporte. Por exemplo, um supridor de gás natural pode reservar capacidade de entrada e pagar a tarifa correspondente apenas para injetá-lo na rede de transporte e um consumidor (seja ele uma CDL ou um consumidor livre) reservar capacidade de saída e pagar a tarifa correspondente apenas para o retira-lo no ponto desejado (ANP, 2025a).

As tarifas de transporte são definidas em revisões tarifárias periódicas (tipicamente a cada cinco anos), sendo expressas em R$ por MMBtu. Conforme disposto na Resolução ANP nº 15/2014[20], essas tarifas são propostas pelas transportadoras, com base em metodologia de cálculo estabelecida, e submetidas à aprovação da ANP após análise dos critérios regulatórios. Ao longo de cada ciclo tarifário, as tarifas de transporte são reajustadas anualmente pela inflação. Originalmente, o índice inflação utilizado era o IGPM, porém o Decreto nº 12.153/2024, que alterou o Decreto nº 10.712/2021, passou a definir o IPCA como sendo o índice regulatório a ser utilizado na correção patrimonial das transportadoras.

A Nova Lei do Gás estabelece uma metodologia de cálculo das tarifas de transporte por meio da Receita Máxima Permitida (RMP). O objetivo principal desse método é remunerar os custos totais e garantir uma taxa interna de retorno que seja ao mesmo tempo atrativa para o investidor e justa para o consumidor (ANP, 2010, 2025a). A Figura 01 ilustra os elementos básicos da modelagem da tarifa de transporte de entrada e saída no Brasil. A RMP é o somatório dos custos com Custos de Operação e Manutenção (O&M) e as Despesas Gerais e Administrativas (G&A), com a Depreciação Regulatória e o Retorno sobre o Capital (Custo de Capital × Base Regulatória de Ativos – BRA).

20 Cabe destacar que essa resolução foi publicada anteriormente à implementação do regime de entrada e saída. Dessa maneira, a ANP está revisando a Resolução ANP nº 15/2014 em sua Agenda Regulatória 2025-2026 (Ação 2.8).

FIGURA 01 – Elementos básicos da modelagem da tarifa de transporte de entrada e saída no Brasil



Fonte: ANP (2025a).

Os custos de O&M e despesas G&A são aqueles necessários para operar, manter e reparar o sistema de transporte, bem como as despesas administrativas indispensáveis ao gerenciamento eficiente da atividade, como por exemplo, salários, marketing, suprimentos de escritório, entre outros (ANP, 2010, 2025a). Vale mencionar que apenas os custos e despesas fixas são contabilizados no cálculo das tarifas de entrada e saída, sendo os custos variáveis cobrados a parte no contrato de prestação do serviço de transporte (ANP, 2010, 2025a).

A Depreciação Regulatória utiliza a ótica financeira, na qual a estrutura física de transporte é tomada pelo seu valor monetário na data de sua incorporação à BRA e tratada como um empréstimo (ANP, 2010, 2025a). Essa depreciação não reflete necessariamente os valores necessários para manter as condições operações do ativo devido ao desgaste pelo uso ou à obsolescência, como ocorre na depreciação contábil, mas sim a devolução do capital investido, que tem início a partir do momento em que o ativo se torna apto à prestação do serviço de transporte. A Depreciação Regulatória é, por vezes, chamada de "Retorno de Capital", não representando, contudo, o lucro sobre o investimento, que é denominado "Retorno sobre o Capital".

O Retorno sobre o Capital é o Custo do Capital aplicado sobre a BRA – o conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural (inciso VII, art. 3º da Nova Lei do Gás). A BRA é dada pelo investimento total incorrido pela transportadora e autorizado pela ANP. Cabe destacar que essa base é definida, para cada período regulatório, de modo que o seu valor no fim do período seja igual ao seu valor de início do período, adicionado do investimento incorrido nesse mesmo período, subtraído da depreciação regulatória (ANP, 2010, 2025a).

O Custo de Capital representa o custo de oportunidade associado ao investimento em ativos do setor de transporte de gás natural. Esse custo deve refletir não apenas as condições atuais do mercado de capitais, mas também os riscos inerentes à prestação eficiente dos serviços (ANP, 2010, 2025a). Para isso, é calculado por meio da média ponderada dos custos de cada fonte de financiamento — razão pela qual também é denominado Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*).

De forma simplificada, a tarifa de transporte é calculada pela divisão da RMP pelos volumes previstos de contratação de capacidade de transporte. Assim, existe uma relação inversamente proporcional: quanto maior a capacidade contratada, menor será a tarifa unitária de transporte, bem como quanto menor a capacidade contratada, maior será a tarifa unitária. Importante destacar que, no Brasil, o cálculo da tarifa de transporte de entrada e saída é mais complexo, incluindo o método distância ponderada pela capacidade – CWD, do inglês *Capacity Weighted Distance* (ANP, 2010, 2025a).

A metodologia de cálculo tarifário CWD aloca os custos de forma proporcional a cada ponto de entrada ou zona de saída, considerando dois critérios principais: a distância entre os pontos e a expectativa de reserva de capacidade em cada local. Dessa forma, cada ponto ou zona é responsável por recuperar uma parcela da receita de acordo com o custo alocado. Um princípio central do modelo é que a proximidade do centro de carga resulta em tarifas menores.

Outro elemento do cálculo tarifário por entrada e saída é a definição da parcela da RMP que deve ser recuperada pelos pontos de entrada e de saída. No Brasil, via de regra, 70% do custo de transporte é alocado aos pontos de entrada, enquanto os 30% restante são distribuídos entre as zonas de saída (ANP, 2019, 2023a). Essa estrutura tarifária resulta em valores distintos para cada ponto de entrada e zona de saída, refletindo sua respectiva participação na recuperação dos custos do sistema.

Cabe destacar que a modelagem descrita anteriormente abrange exclusivamente as tarifas de entrada e saída. Como os custos variáveis de O&M não compõem as estimavas do fluxo de caixa para definir o valor da RMP, eles são cobrados em tarifas separadas no contrato de prestação do serviço de transporte (ANP, 2010, 2025a). Nesse repasse, aplica-se o princípio da neutralidade de custos, garantindo que os transportadores não obtenham lucro sobre tais tarifas.

Os custos variáveis de O&M estão diretamente vinculados às operações de movimentação, incluindo, por exemplo, os gastos relacionados com a aquisição de gás natural para empacotamento, para uso do sistema e outros custos relacionados com o acionamento dos compressores. Adicionalmente, os GSAs do transportador — como os de balanceamento e de Gás para Uso do Sistema (GUS) — podem incorporar custos fixos, os quais também são repassados por meio de tarifas específicas, sempre observando o princípio da neutralidade de custos.

3.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE TRANSPORTE VIGENTES NO MERCADO BRASILEIRO

O segmento de transporte dutoviário de gás natural no Brasil encontra-se em uma transição do modelo de tarifação postal ao regime de entrada e saída (ANP, 2025a). Esse regime coexiste com os contratos legados de transporte da Petrobras que, em regra, utilizam a tarifação postal. Nesse tipo de tarifa todas as transações ocorridas dentro da rede de transporte pagam o mesmo valor de transporte, independentemente de onde o gás é injetado ou retirado.

Na prática, até 2022 vigorou o regime postal, uma vez que toda a capacidade de transporte disponível estava, essencialmente contratada pela Petrobras (CNI, 2025). A partir de 2023, com a assinatura dos acordos de redução de flexibilidade na NTS e TAG, novos carregadores foram gradualmente ingressando no sistema de transporte através do regime de entrada e saída.

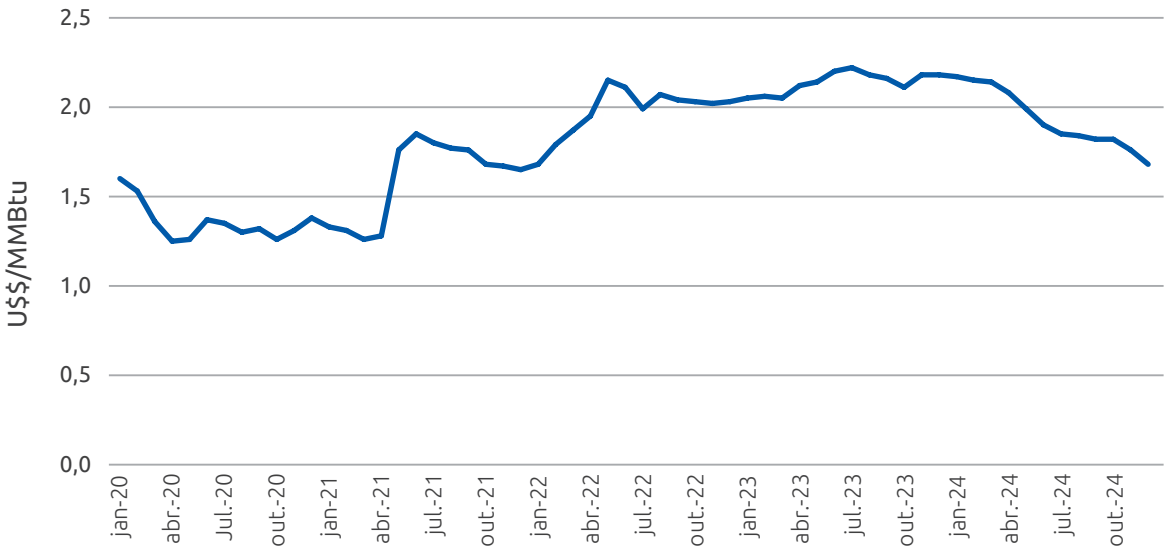
O Gráfico 10 apresenta as tarifas de transporte praticadas pela Petrobras. Ressalta-se que esses valores se referem às tarifas praticadas nos contratos NMG 2020-2023 e NMG 2022-2025. A seleção desses contratos justifica-se pelo fato de que, nos demais GSAs, a Petrobras modificou a estrutura de cobrança do transporte, passando a incluir apenas a tarifa de entrada. Essa tarifa era de R$ 7,05 por MMBtu[21] em 2020, sendo reajustada anualmente sempre no dia primeiro de maio do ano subsequente pela variação acumulada do IGP-M. A conversão para US$ considerou a média mensal das cotações diárias do câmbio comercial, conforme divulgado pelo Banco Central do Brasil (BCB).

Observa-se que as tarifas de transporte registraram um aumento significativo de 46% entre 2020 e 2022, passando de US$ 1,35 para US$ 1,97 por MMBtu. Esse crescimento foi impulsionado principalmente pela aceleração inflacionária no Brasil, cuja variação acumulada do IGP-M foi de 23,14%, em 2020, e de 17,78%, em 2021. No mesmo período em que o mercado de gás natural brasileiro experimentou expressiva alta no preço da molécula (conforme detalhado na seção 2.2), também se verificou acentuada elevação nas tarifas de transporte, resultando em um duplo impacto nos custos de aquisição no *Citygate*.

Nos anos seguintes, a relativa estabilização do IGP-M – com variações de 5,45% em 2022 e –3,18% em 2023 – contribuiu para a manutenção das tarifas a partir de 2022. Vale mencionar que a redução dos valores no final de 2024 reflete a depreciação cambial vivenciada pelo Brasil nesse período, não sendo observada quando as tarifas de transporte são contabilizadas em R$.

21 Nos GSAs da Petrobras a tarifa de transporte é expressa em metros cúbicos (m³), sendo igual a R$ 0,263 por m³ em 2020. O valor de R$ 7,05 por MMBtu foi obtido pela multiplicação do fator de conversão de 26,8081 m³ por MMBtu.

GRÁFICO 10 – Tarifa de transporte praticada pela Petrobras (2020 a 2024)



Nota: Tarifa de transporte praticadas pela Petrobras nos contratos NMG 2020-2023 e NMG 2022-2025.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MME (2024).

3.3 DECOMPOSIÇÃO DAS TARIFAS DE TRANSPORTE NO REGIME DE ENTRADA E SAÍDA

No regime de entrada e saída vigente no Brasil, as tarifas de transporte podem ser decompostas em seis parcelas:

1. **Tarifa de Entrada (TE)**: tarifa destinada à cobertura dos investimentos, dos custos e das despesas fixas referentes à capacidade de transporte dos pontos de entrada;

2. **Tarifa de Saída (TS)**: tarifa destinada à cobertura dos investimentos, dos custos e das despesas fixas referentes à capacidade de transporte das zonas de saída;

3. **Tarifa de Capacidade de Empacotamento (TCEmp)**: tarifa destinada a cobrir os custos relacionados à aquisição do estoque de referência do transportador para empacotamento do gasoduto;

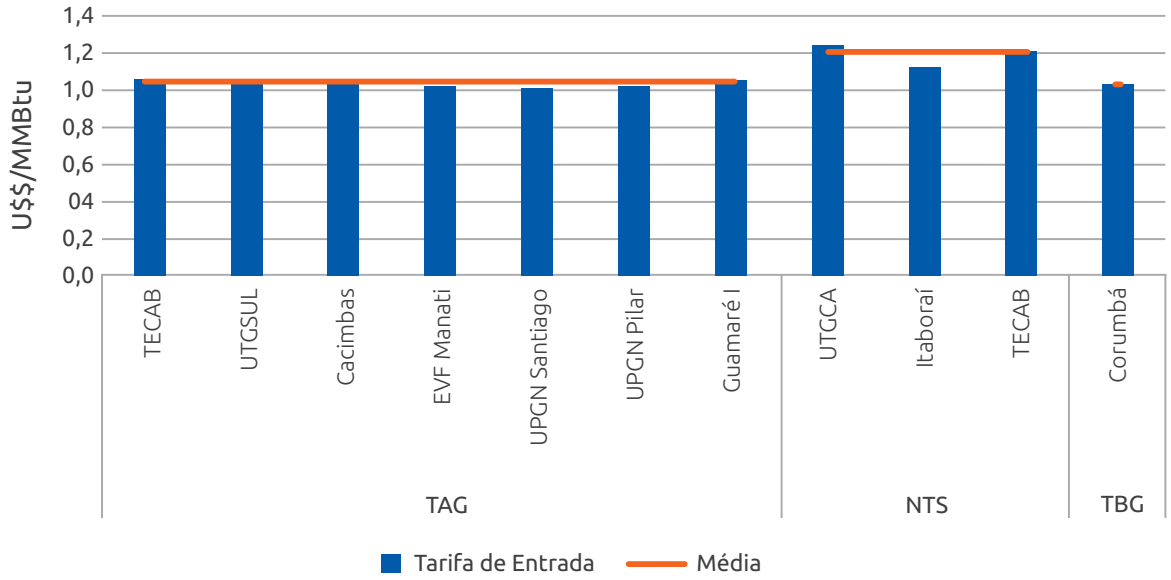
4. **Tarifa de Gás para Uso do Sistema (GUS) e de Energia Elétrica (TGUS)**: tarifa associada à remuneração dos custos variáveis para aquisição de GUS e de energia elétrica para acionamento dos compressores;

5. **Tarifa de Movimentação (TM)**: tarifa correspondente ao componente variável dos custos para a movimentação do gás, excluindo o custo de GUS; e

6. **Tarifa de Custos Fixos de Compra e Venda de Gás (TCFixo)**: tarifa associada à remuneração dos custos fixos incorridos nos contratos de Balanceamento e de GUS, pagos pelo transportador independentemente da aquisição ou venda do gás.

Os Gráficos 11 e 12 apresentam as tarifas médias de entrada e saída em 2024. Foram excluídos os pontos de entrada associados a terminais de GNL e os pontos de interconexão entre os sistemas de transporte. Além disso, como no Brasil as tarifas de transporte são expressas em R$ por MMBtu, utilizou-se a taxa de câmbio média de 2024 de R$ 5,39 por US$.

GRÁFICO 11 – Tarifa média de entrada em 2024 (contratos anuais)



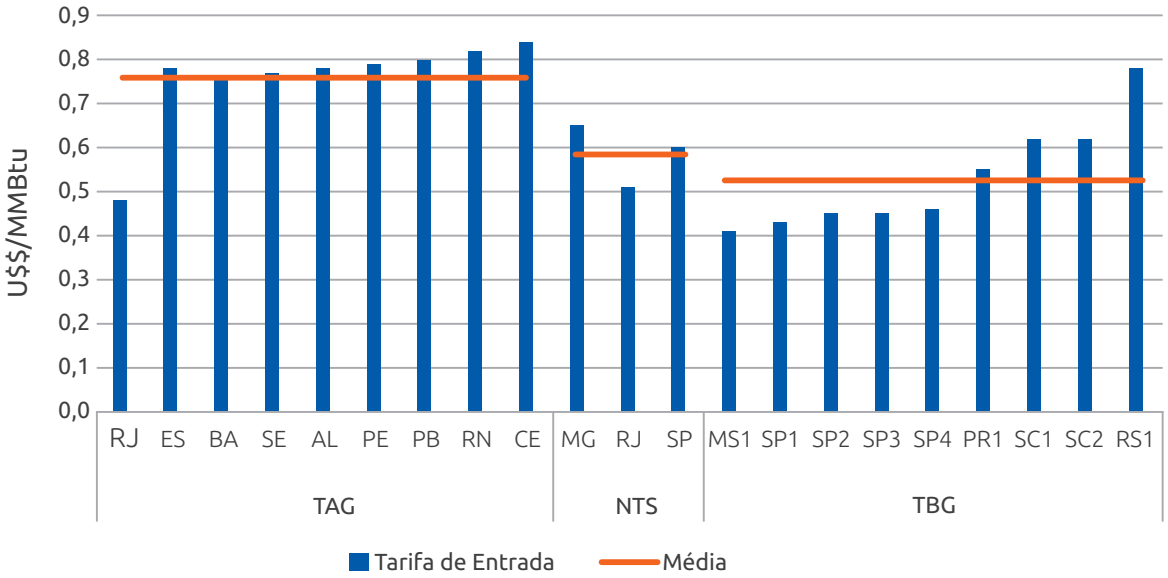
Nota: 1) Foi utilizada a taxa de câmbio média de 2024 no valor de R$ 5,39 por US$. 2) Não considera os pontos de entrada associados a terminais de GNL e aos pontos de interconexão entre os sistemas de transporte.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da NTS (2024), TBG (2024), TAG (2024).

Nota-se que a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) apresenta as maiores tarifas de entrada, ficando, em média, cerca de US$ 1,19 por MMBtu em 2024. As tarifas de entrada da Transportadora Associada de Gás (TAG) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil (TBG) são similares, sendo de aproximadamente de US$ 1,03 por MMBtu em 2024.

Em relação a capacidade de saída, a TAG possui as maiores tarifas. Enquanto a tarifa média de saída dessa transportadora foi de US$ 0,76 por MMBtu em 2024, as tarifas da NTS e TBG foram, respectivamente, de US$ 0,59 e 0,53 por MMBtu nesse ano.

GRÁFICO 12 – Tarifa média de saída em 2024 (contratos anuais)



Nota: 1) Foi utilizada a taxa de câmbio média de 2024 no valor de R$ 5,39 por US$. 2) Não considera os pontos de interconexão entre os sistemas de transporte.

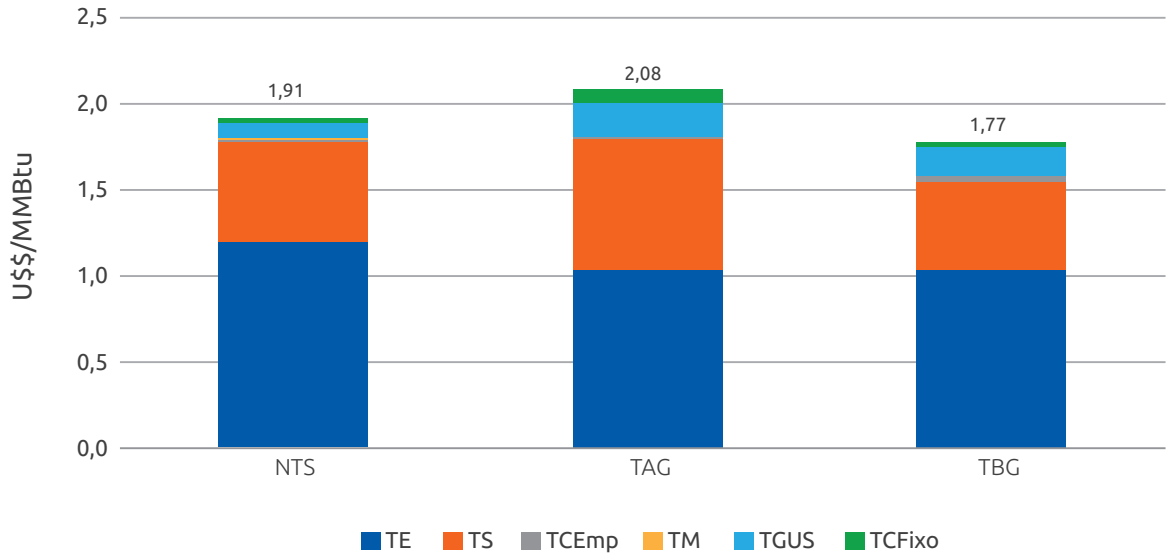
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da NTS (2024), TBG (2024), TAG (2024).

Assim, é possível observar que as tarifas de entrada são consideravelmente maiores do que as tarifas de saída. Essas tarifas são repassadas integralmente aos consumidores finais, sendo que a Resolução ANP nº 52/2011 determina que seus valores devem estar separados do preço da molécula nos GSAs. Nos contratos em que a venda ocorre no ponto de saída, o vendedor contrata as capacidades de transporte de entrada e saída, repassando integralmente esses custos ao comprador. Já em contratos que estipulam a venda no ponto de entrada, o vendedor contrata apenas a capacidade de entrada, repassando esse custo no GSA, enquanto o comprador contrata e paga diretamente a capacidade de saída.

Importante mencionar que as tarifas de Empacotamento, Movimentação, GUS e de Energia Elétrica e de Custos Fixos de Compra e Venda de Gás incidem tanto na contratação da capacidade de entrada quanto na contratação da capacidade de saída. Dessa forma, além de arcar com as tarifas de entrada e saída, o repasse integral dos valores do transporte do gás natural implica que o comprador assume o custo das demais tarifas.

O Gráfico 13 apresenta a tarifa média de transporte em 2024, discriminada por componente tarifário e por transportadora, considerando os contratos anuais. Vale mencionar que as médias foram calculadas para o período em que cada tarifa esteve vigente durante o ano de 2024. Por exemplo, a tarifa de GUS somente foi introduzida na NTS em outubro de 2024, de tal maneira que a média corresponde aos valores entre outubro e dezembro desse ano.

GRÁFICO 13 – Tarifa média de transporte em 2024, discriminada por componente tarifário e por transportadora, considerando contratos anuais



Nota: 1) Foi utilizada a taxa de câmbio média de 2024 no valor de R$ 5,39 por US$. 2) Não considera os pontos de entrada associados a terminais de GNL e aos pontos de interconexão entre os sistemas de transporte.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da NTS (2024), TBG (2024), TAG (2024).

As tarifas de transporte têm um impacto significativo no preço final do gás natural para os consumidores industriais no Brasil. Em 2024, a tarifa média de transporte na malha interligada de gasodutos foi de US$ 1,92 por MMBtu, com a seguinte composição:

- Tarifa de Entrada (TE): US$ 1,084 por MMBtu;
- Tarifa de Saída (TS): US$ 0,625 por MMBtu;
- Tarifa de Capacidade de Empacotamento (TCEmp): US$ 0,015 por MMBtu;
- Tarifa de Movimentação (TM): US$ 0,002 por MMBtu;
- Tarifa de GUS e de Energia Elétrica (TGUS): US$ 0,151 por MMBtu; e
- Tarifa de Custos Fixos de Compra e Venda de Gás (TCFixo): US$ 0,045 por MMBtu.

Ou seja, tarifas de entrada e saída representam a maior parcela do custo de transporte, respondendo, em média, por 89% do valor total em 2024. O segundo componente mais relevante é a tarifa de GUS e Energia Elétrica, com uma participação média de 8%. Em seguida, a tarifa de Custos Fixos de Compra e Venda de Gás corresponde a 2% do total. Por fim, as tarifas de Capacidade de Empacotamento e Movimentação têm impacto marginal, somando apenas 1% da tarifa média.

As tarifas apresentam diferenças significativas entre os sistemas de transporte. Em 2024, a TAG possuía a maior tarifa de transporte (US$ 2,08 por MMBtu), seguido da NTS (US$ 1,91 por MMBtu) e TBG (US$ 1,77 por MMBtu). A tarifa significativamente mais baixa da TBG é explicada pela maior amortização dos investimentos nesse sistema, resultando, em tarifas de entrada e saída mais baratas. Enquanto o somatório dessas tarifas é de US$ 1,56 por MMBtu na TBG, esse valor é de US$ 1,78 e US$ 1,79 por MMBtu na NTS e na TAG, respectivamente.

Em relação aos demais componentes, a NTS é a transportadora com menor tarifa. Em 2024, enquanto o somatório da TCEmp, TM, TGUS e TCFixo foi de US$ 0,13 por MMBtu na NTS, esse valor foi de US$ 0,29 e US$ 0,22 por MMBtu na TAG e TBG, respectivamente.[22] Importante mencionar que esses somatórios consideram os valores em duplicidade, isto é, com as tarifas incidido tanto na entrada como na saída. As tarifas mais baixas na NTS indicam que essa transportadora vem firmando GSAs com preços do gás natural mais baratos para utilização no sistema de transporte, seja para compressão, empacotamento ou balanceamento.

Vale notar que as tarifas de transporte variam também com a duração dos contratos. Existem tarifas diferenciadas para contratos diários, mensais e trimestrais. Os Multiplicadores das Tarifas de Curto Prazo são de 1,61 para os contratos diários, 1,50 para os contratos mensais e 1,25 para os contratos trimestrais.

Além disso, o transporte de gás entre os diferentes sistemas de transporte está sujeito ao pagamento de tarifas de interconexão. Embora tenham descontos em relação às tarifas individuais de entrada e saída – devido aos acordos de interligação –, essas tarifas incrementam o custo final do gás para o consumidor. Em 2024, a interconexão da TAG para a NTS poderia aumentar o custo médio de transporte em até 10%, com um custo extra médio de US$ 0,20 por MMBtu.

Destaca-se que o valor da tarifa de interconexão varia a depender do ponto de interconexão e conforme a direção do fluxo. Por exemplo, em 2024, a tarifa média de interconexão na Refinaria de Paulínia (Replan) foi de US$ 0,17 por MMBtu na direção do fluxo da TBG para NTS, composta por uma tarifa de saída de US$ 0,03 por MMBtu na TBG e uma entrada de US$ 0,14 por MMBtu na NTS. Na direção oposta (da NTS para TBG), a tarifa de interconexão média foi de US$ 0,09 por MMBtu nesse ano, com US$ 0,07 por MMBtu na saída da NTS e US$ 0,02 por MMBtu na entrada da TBG.

22 Vale mencionar que, até o momento, somente a NTS possui a Tarifa de Energia Elétrica, sendo seu valor pouco significativo. Em 2024, essa tarifa foi em média de US$ 0,08 por MMBtu, considerando seu valor em duplicidade (incidido tanto na entrada como na saída). Além disso, tarifa de Movimentação também representa um valor insignificante (US$ 0,0061 por MMBtu na NTS e US$ 0,0002 por MMBtu na TBG), não sendo cobrado no sistema TAG.

4 MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 ELEMENTOS BÁSICOS DA MODELAGEM TARIFÁRIA

O Art. 25 da Constituição Federal de 1988 (CF/88) atribui aos estados a competência para explorar os serviços locais de gás canalizado, sendo que a Emenda Constitucional nº 5/1995 ampliou essa possibilidade, permitindo tanto a concessão a empresas privadas quanto a exploração direta pelos próprios entes estaduais. Consequentemente, a regulação da indústria de gás natural no Brasil opera em um modelo dividido entre as esferas federal e estadual (BNDES, 2020). Enquanto as atividades de *upstream* e *midstream* são reguladas pela ANP, com fundamento nas Leis nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) e nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), o segmento de distribuição fica sujeito à regulamentação estadual.

No Brasil, as Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) detêm direitos exclusivos para prestar serviços de distribuição em suas respectivas áreas de atuação. Na maioria dos casos, essas áreas abrangem todo um estado, com exceção de São Paulo (que possui três distribuidoras) e do Rio de Janeiro (com duas distribuidoras). Esse modelo garante que todo o gás natural transportado por dutos até os consumidores finais passe obrigatoriamente pelas CDLs. Como contrapartida por esse serviço, as distribuidoras recebem uma remuneração específica, denominada margem de distribuição.

Essa margem é um dos componentes fundamentais na formação do preço do gás natural no Brasil, juntamente com o custo da molécula, o transporte e os impostos. A margem de distribuição é regulamentada pelos órgãos estaduais competentes (agências reguladoras estaduais ou secretarias de estado) e estabelecida com base nos contratos de concessão. Como a distribuição e o transporte são considerados monopólios naturais, o cálculo da margem segue o mesmo princípio aplicado à tarifa de transporte: define-se, por meio de regulação, um valor que cubra os custos operacionais e remunere adequadamente os investimentos da distribuidora, assegurando, ao mesmo tempo, atratividade econômica para os investidores e equidade para os consumidores.

Apesar disso, como no Brasil a regulamentação é de responsabilidade estadual, as metodologias específicas para o cálculo da margem de distribuição variam entre as CDLs. Essas diferenças decorrem de fatores como, por exemplo, a periodicidade das revisões tarifárias e a forma de remuneração dos ativos. De acordo com o Centro de Estudos em Regulação

e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV-CERI), as metodologias podem ser agrupadas em duas categorias principais: *Cost Plus* e *Price Cap* (FGV-CERI, 2024).

Nos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Pernambuco, Mato Grosso do Sul, Paraíba, Rio Grande do Sul e Sergipe, adota-se o modelo *Cost Plus*, no qual a margem de distribuição é calculada com base nos custos reais do serviço, acrescida de uma margem de lucro fixa de 20% (FGV-CERI, 2024). Esse modelo remunera tanto os investimentos quanto os custos operacionais, com revisões tarifárias geralmente anuais.

Já nos estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais, Santa Catarina, São Paulo, Espírito Santo e Paraná, utiliza-se o modelo *Price Cap* (FGV-CERI, 2024). Nesse sistema, a margem é determinada com base em investimentos passados e projetados, seguindo uma taxa de remuneração calculada pelo WACC ou CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), enquanto os custos operacionais são apenas ressarcidos, sem ganho adicional. A margem é fixada para um ciclo tarifário (tipicamente cinco anos), com reajustes periódicos baseados em um índice inflacionário (como IPCA ou IGP-M) menos um fator "X", que reflete o ganho de eficiência esperado.

Essas metodologias estabelecem a margem bruta de distribuição, que representa o valor médio máximo que a CDL pode cobrar dos consumidores. Em seguida, define-se a estrutura tarifária, que detalha as margens de distribuição por segmento — como residencial, comercial, industrial e Gás Natural Veicular (GNV). Além disso, dentro de cada segmento, as margens podem variar conforme o nível de consumo. Quando ocorre a diferenciação, via-de-regra é estabelecida a seguinte relação: quanto maior o consumo, menor a margem por metro cúbico. Dessa forma, os valores das margens de distribuição para o segmento industrial variam entre as CDLs, dependendo da margem bruta definida e da estrutura tarifária aplicada (incluindo diferenciação por segmentos e níveis de consumo).

4.2 EVOLUÇÃO DA MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO NO MERCADO BRASILEIRO

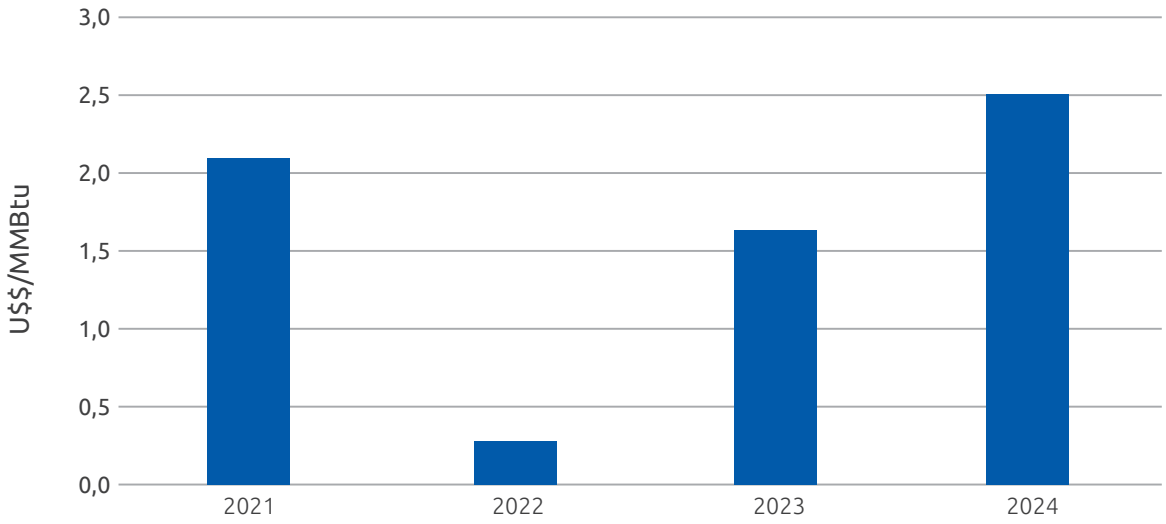
É possível estimar a margem aparente de distribuição para o segmento industrial (20 Mm³/d), calculada como a diferença entre o preço final pago por esses consumidores e a soma dos custos da molécula, do transporte e dos impostos. Para esse cálculo, utilizaremos as seguintes informações:

- **Preço final**: corresponde ao preço médio do gás natural na malha interligada de gasodutos para consumidores industriais com demanda de 20 Mm³/d, conforme o Gráfico 18 (ver seção 6.1);
- **Parcela da molécula**: refere-se ao preço médio de venda do gás natural pela Petrobras, conforme apresentado no Gráfico 1;

- **Tarifa de transporte**: baseia-se nos valores praticados pela Petrobras nos contratos NMG 2020-2023 e NMG 2022-2025, conforme o Gráfico 10; e
- **Impostos**: representam a média dos tributos incidentes sobre o gás natural destinado à indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos, conforme expressos no Gráfico 17 (ver seção 5).

O Gráfico 14 apresenta a estimativa da margem aparente de distribuição do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos. Em 2024, essa margem atingiu cerca de US$ 2,50 por MMBtu, valor superior aos US$ 2,09 por MMBtu registrados em 2021.

GRÁFICO 14 – Estimativa da margem aparente de distribuição do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos



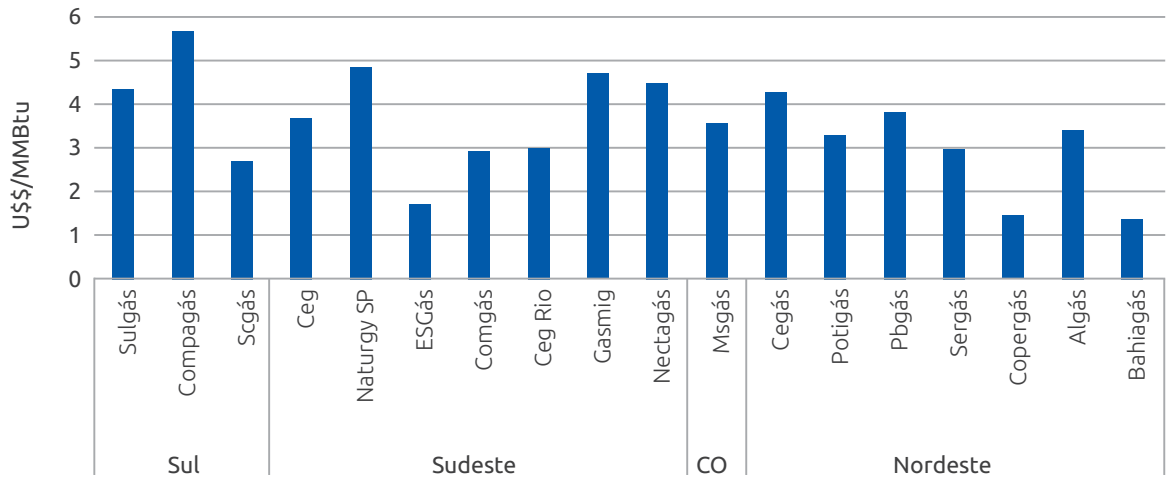
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e), BCB (2025), World Bank (2025) e MME (2024).

4.3 VARIAÇÃO DA MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO ENTRE AS CDLs

O Gráfico 15 mostra a margem média de distribuição do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) por distribuidora no primeiro trimestre de 2024. Observa-se uma variação significativa nos valores cobrados aos consumidores industriais entre as diferentes CDLs. Isso é explicado pelo fato de que cada CDL opera sob um marco regulatório específico, com as margens de distribuição variando conforme as respectivas regulamentações estatuais e as estruturas tarifárias adotadas em suas respectivas áreas de concessão. No primeiro trimestre de 2024, as margens de distribuição oscilaram entre US$ 1,38 e US$ 5,68 por MMBtu, sendo a Bahiagás a distribuidora com a menor margem e a Compagás

com a maior margem. Dessa forma, dependendo da localização da indústria, esse custo pode apresentar uma diferença de até US$ 4,30 por MMBtu.

GRÁFICO 15 – Margem de distribuição do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) por distribuidora (média do primeiro trimestre de 2024)



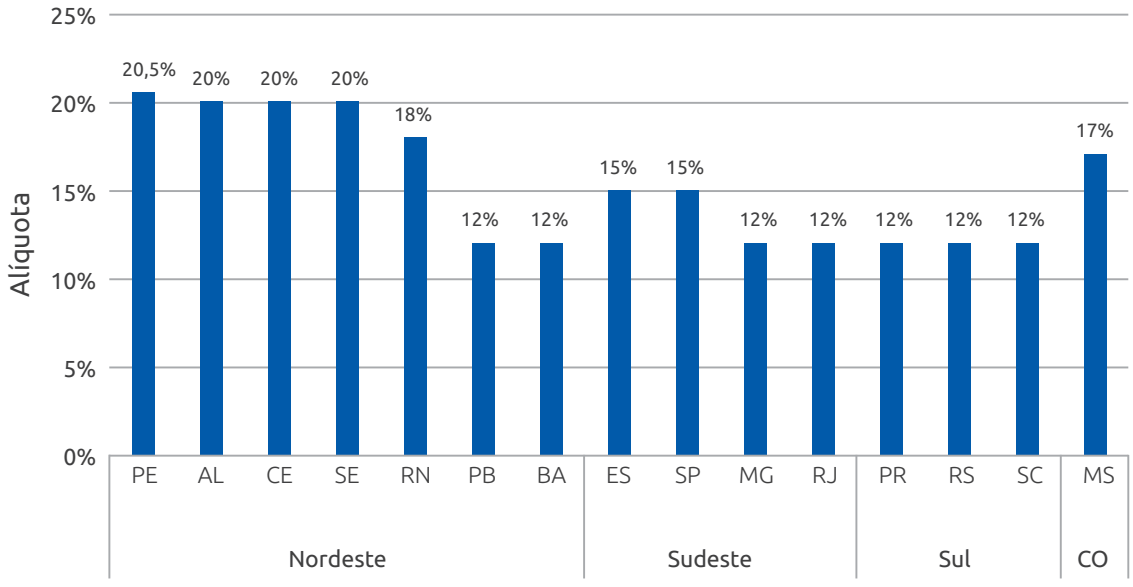
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MME (2024) e informações das Companhias de Distribuição Local.

5 IMPOSTOS

Segundo a EPE (2019a), os tributos incidentes sobre o gás natural para o setor industrial são: o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS), a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins) e o Programa de Integração Social (PIS). Enquanto o ICMS é um imposto estadual, o PIS e Cofins são tributos federais. Atualmente, a alíquota total dos tributos federais que incidem sobre o gás natural consumido em todo o território nacional é de 9,25%, sendo 7,6% do Cofins e 1,65% PIS (Lei nº 10.637/2002 e Lei nº 10.833/2003)

A alíquota de ICMS varia entre os estados. O Gráfico 16 apresenta as alíquotas aplicadas sobre o gás natural destinado ao consumidor industrial. É possível observar que, na malha interligada de gasodutos, a alíquota de ICMS varia entre 12% e 20%. Além disso, nota-se que os estados da região Nordeste apresentam as maiores alíquotas de ICMS, com exceção da Bahia e Paraíba.

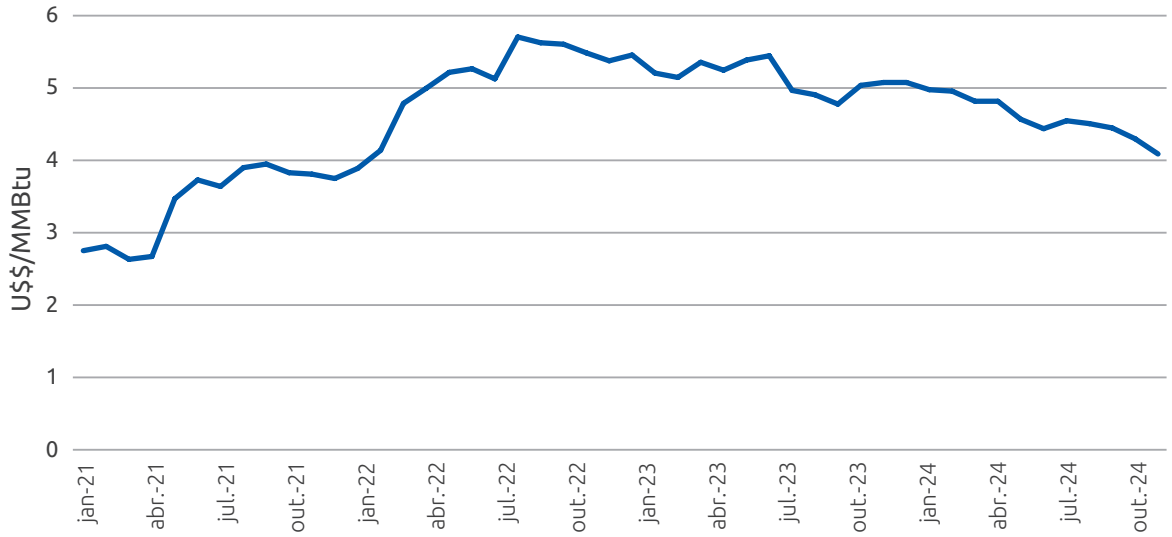
GRÁFICO 16 – Alíquota do ICMS sobre o gás natural por estado (2024)



Fonte: Elaboração própria dos autores com dados das Regulamentações Estaduais.

O Gráfico 17 apresenta os valores médios dos impostos aplicados sobre o gás natural destinado à indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos. É importante ressaltar que esses valores representam uma média simples das médias regionais do Brasil, com exceção da região Norte, conforme divulgado pelo MME no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás.

GRÁFICO 17 – Valor médio dos impostos sobre o gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos (2021 a 2024)



Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MME (2024).

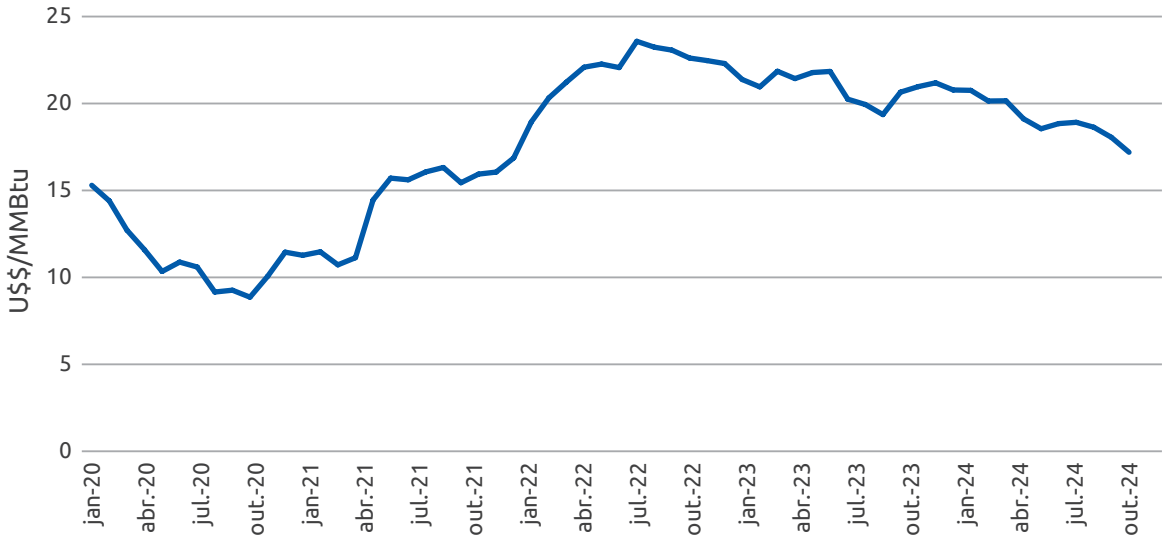
Como os impostos incidentes sobre o gás natural são *ad valorem* (isto é, calculados como porcentagem do preço), seus valores acompanham as variações do preço do combustível. Assim, o montante de impostos sobre o gás natural ao consumidor industrial saiu de menos de US$ 3 por MMBtu no início de 2021, para cerca de US$ 5,50 no final de 2022, reduzindo para cerca de US$ 4 por MMBtu no final de 2024. De acordo com os dados do MME (2024), esses valores correspondem a uma alíquota tributária média de 24,4%. Isso significa que a alíquota média do ICMS incidido sobre o gás natural ao setor industrial é de 16,7% (assumindo que o ICMS não incide na base cálculo do PIS e Cofins), dado uma alíquota conjunta de 9,25% para estes impostos.

6 PREÇO FINAL AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL

6.1 PREÇOS VIGENTES NO MERCADO BRASILEIRO

O Gráfico 18 apresenta o preço médio do gás natural no Brasil (malha interligada de gasodutos) para o consumidor industrial. Vale mencionar que os valores são para a faixa de consumo 20 Mm³/d e possuem impostos. Esses dados são pulicados pelo MME no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás. É possível observar um forte aumento do preço do gás natural ao consumidor industrial entre 2020 e 2022. Nesse período, o preço mais que dobrou para a indústria. Por exemplo, em outubro de 2020 a indústria pagava cerca de US$ 9,02 por MMBtu, enquanto, em outubro de 2022, esse preço foi de US$ 22,47 por MMBtu.

GRÁFICO 18 – Preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos (2020 a 2024)



Nota: O preço inclui os impostos.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MME (2024).

Esse aumento é atribuído, sobretudo, à elevação do custo da molécula do gás natural. Como destacado na seção 2.2, a alta do *Slope* nos GSAs da Petrobras, somada à valorização do Brent no mercado internacional, impulsionaram o significativo encarecimento da molécula no mercado brasileiro entre 2020 e 2022. Em menor medida, a tarifa de transporte também aumentou nesse período, potencializando o efeito sobre o preço final. Adicionalmente, como os impostos incidentes sobre o gás natural são *ad valorem*, essas variações de custo foram amplificadas.

No início de 2023, os preços do gás natural para o setor industrial iniciaram trajetória descendente. Entre o pico registrado no segundo semestre de 2022 e o mesmo período de 2024, observou-se uma redução de aproximadamente 20% no valor, que passou de US$ 22,5 para US$ 18,02 por MMBtu. Essa queda reflete diretamente o barateamento da molécula, decorrente da combinação de dois fatores: a redução do *Slope* nos GSAs da Petrobras e a desvalorização do Brent no mercado internacional ao longo do biênio (ver seção 2.2). Como esperado em um regime tributário *ad valorem*, os impostos atuaram como amplificador inverso, potencializando o efeito da queda nos preços finais.

Mesmo após a queda recente, os preços do gás natural ao consumidor industrial permanecem significativamente acima dos níveis pré-crise internacional de GNL. Os preços médios de 2024 (US$ 18,96 por MMBtu) são cerca de 70% mais elevados do que os preços de 2020 (US$ 11,25 por MMBtu). Essa persistência de preços elevados decorre diretamente da manutenção de parâmetros estruturais acima dos níveis históricos. No caso da molécula, tanto os *Slopes* dos GSAs da Petrobras quanto a cotação média do Brent, conforme analisado na seção 2.2, nunca retornaram para os patamares verificados em 2020. Além disso, as tarifas de transporte e a margem de distribuição registraram aumentos significativos entre 2020 e 2024.

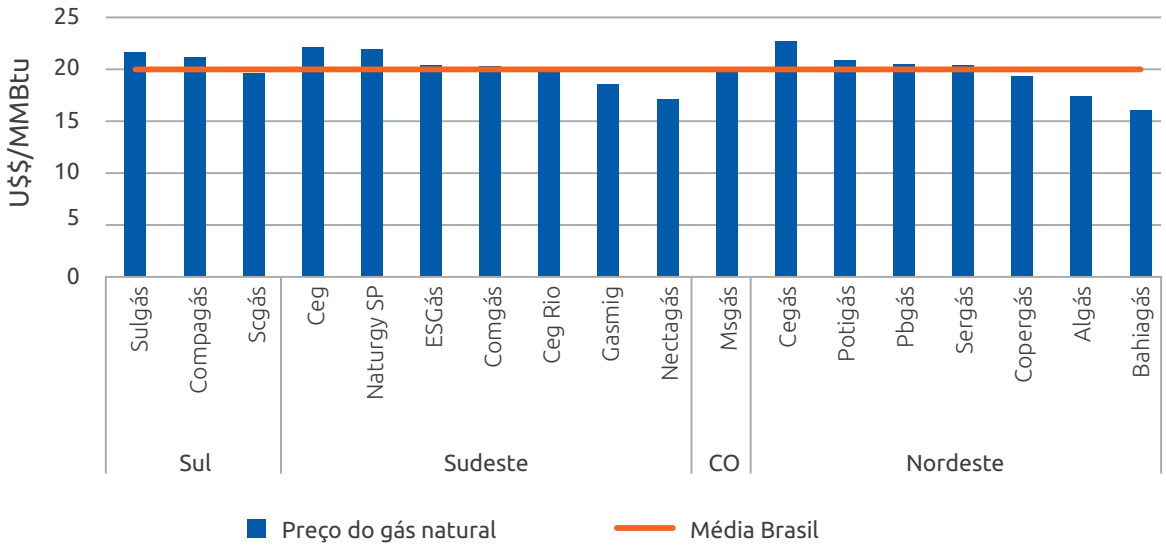
É crucial observar que os preços do gás natural para o setor industrial variam de acordo com a distribuidora, por dois motivos principais. Em primeiro lugar, as diferenças regulatórias entre as CDLs impactam diretamente a formação de preços. Como demonstrado na seção 4, cada CDL opera sob um marco regulatório específico, com as margens de distribuição variando conforme as respectivas regulamentações estatuais e as estruturas tarifárias adotadas em suas respectivas áreas de concessão. Além disso, as alíquotas do ICMS também variam entre os estados, podendo oscilar entre 12% e 20% (ver seção 5).

Em segundo lugar, a heterogeneidade contratual no mercado brasileiro de gás natural introduz outra camada de variação. Como detalhado na seção 2.2, a existência de diversos GSAs com estruturas de preços distintas resulta em custos da molécula diferentes entre cada distribuidora. Além disso, o regime de entrada e saída também faz com que as

tarifas de transporte sejam diferentes entre as CDLs. Essa dinâmica faz com que algumas distribuidoras enfrentem custos de aquisição do gás natural substancialmente mais elevados que outras. Isso significa que o preço ao consumidor industrial (cativo) depende necessariamente da estratégia de comercialização das CDLs.

O Gráfico 19 mostra o preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) por distribuidora em 2024. Observa-se uma variação significativa nos valores cobrados aos consumidores industriais entre as diferentes CDLs. Embora o preço médio tenha sido de US$ 18,96 por MMBtu em 2024, os valores oscilaram entre US$ 15,19 e US$ 21,51 por MMBtu, sendo a Companhia de Gás da Bahia (Bahiagás) a distribuidora com o menor preço e a Companhia de Gás do Ceará (Cegás) com o maior preço. Dessa forma, dependendo da localização da indústria, o custo do gás natural pode apresentar uma diferença de até US$ 6,32 por MMBtu (equivalente a 42% do preço final).

GRÁFICO 19 – Preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) por distribuidora em 2024



Nota: O preço inclui os impostos.

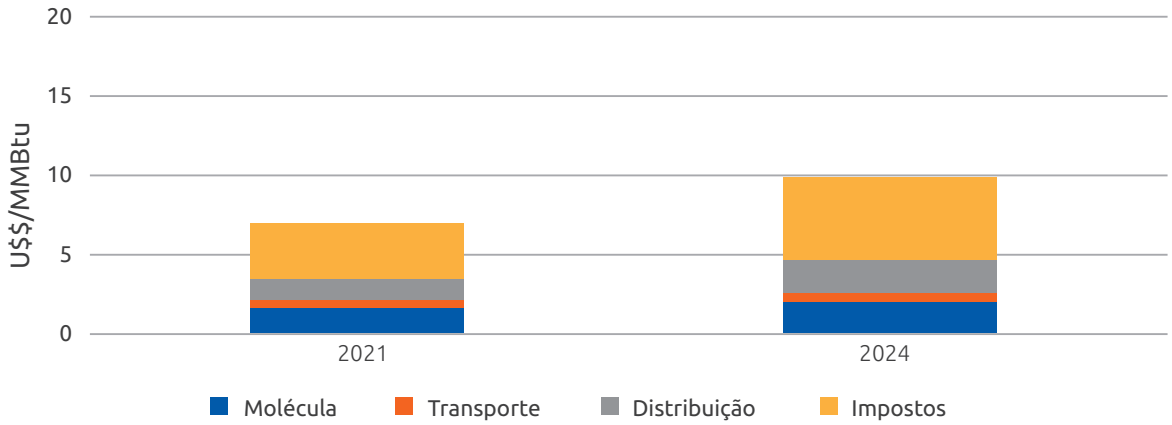
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do MME (2024).

6.2 DECOMPOSIÇÃO DO PREÇO AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL

O preço do gás natural para a indústria no Brasil é composto pelo valor da molécula, somado à tarifa de transporte, à margem de distribuição e aos impostos. Dessa forma, é possível decompor esse custo em suas parcelas constituintes. Para isso iremos utilizar os dados apresentados nas seções anteriores.

O Gráfico 20 apresenta essa decomposição. É possível notar que, em 2024, a parcela da molécula correspondeu aproximadamente 52% do preço do gás natural ao consumidor industrial de 20 Mm³/d na malha interligada. Os demais componentes dividem a outra metade: os impostos representam aproximadamente 24%, a distribuição 13% e o transporte 10%. Em termos absolutos, o preço médio do gás natural ao setor industrial em 2024 foi de US$ 18,96 por MMBtu, distribuída da seguinte forma: US$ 9,90 referentes à molécula, US$ 4,63 referentes à impostos, US$ 2,50 referentes à distribuição e US$ 1,92 referentes ao transporte.

GRÁFICO 20 – Decomposição do preço médio do gás natural para a indústria (20 Mm³/d) na malha interligada de gasodutos



Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e), BCB (2025), World Bank (2025) e MME (2024).

Embora o preço do gás natural ao consumidor industrial (20 Mm³/d) tenha aumentado, o peso relativo de cada componente permaneceu estável na comparação entre os anos de 2021 e 2024. Ou seja, em 2021, a parcela da molécula correspondeu a 50% (US$ 6,97), enquanto impostos representaram 24% (US$ 3,41), a distribuição 15% (US$ 2,09) e o transporte 11% (US$ 1,58) referente ao MMBtu.

COPPER
WHEAT
LEAN HOG
NATURAL GAS
OPTIONS
CHANGE
VOLUME
DEC
+2.3%
JAN
634
+1.9%
FEB
278
+1.5%
MRC
143
+0.9%
JUN
65
+0.4%
7

7 A COMPETITIVIDADE DO PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL NO CONTEXTO INTERNACIONAL

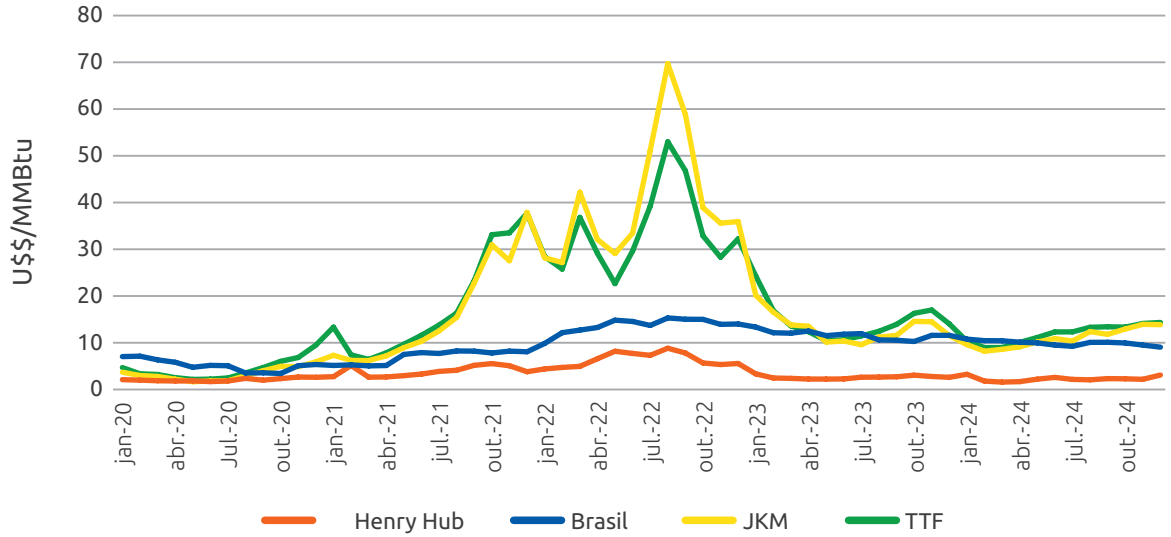
7.1 MOLÉCULA

O Gráfico 21 apresenta uma comparação entre o preço médio da molécula de gás natural comercializado pela Petrobras e os principais indicadores internacionais. Entre 2021 e 2022, observa-se que o valor praticado no Brasil permaneceu consistentemente abaixo das cotações dos mercados asiático (representado pelo JKM[23]) e europeu (referenciado pelo Title Transfer Facility – TTF[24]). Enquanto os preços brasileiros médios foram de US$ 6,97 e US$ 13,69 por MMBtu em 2021 e 2022, respectivamente, os preços europeus atingiram US$ 16,12 e US$ 40,34, e os asiáticos, US$ 17,86 e US$ 33,85 nos mesmos anos.

23 Vale destacar que o preço do JKM é cotado como *Delivered Ex-Ship* (DES), o que significa que se refere ao gás GNL entregue nos terminais de regaseificação. No entanto, para que esses valores representem efetivamente o preço da molécula de gás natural, ainda seria necessário incluir, além das tarifas de regaseificação, os tributos e encargos de internalização (como custos aduaneiros e impostos de importação).

24 O Title Transfer Facility (TTF) é um hub virtual de gás natural localizado na Holanda, que serve como um ponto de referência para a negociação de gás natural na Europa. Ele é um dos principais mercados de gás natural no continente e é amplamente utilizado como benchmark para preços de gás na região (Heather, 2025).

GRÁFICO 21 – Comparação entre preço médio da molécula do gás natural comercializado pela Petrobras com os principais preços de referência globais (2020 a 2024)



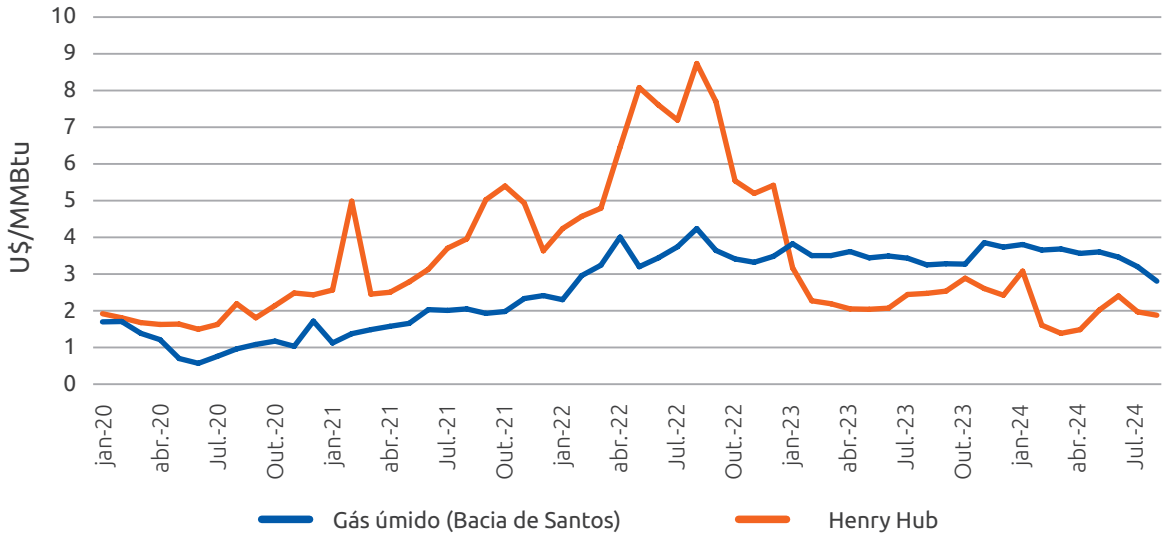
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados do ANP (2025e), BCB (2025), World Bank (2025) e CME Group (2025).

Nos dois anos seguintes (2023 e 2024), com a estabilização do mercado internacional de gás natural, o preço da molécula praticado pela Petrobras se aproximou dos níveis observados nos mercados europeu e asiático. Em 2024, por exemplo, o preço no Brasil foi de US$ 9,90 por MMBtu, enquanto os preços na Europa e na Ásia foram de US$ 10,96 e US$ 11,87, respectivamente. Isso indica que, atualmente, o valor da molécula vendida pela Petrobras é comparável aos praticados nas principais regiões importadoras de gás natural do mundo.

Por outro lado, o preço da molécula do gás natural no Brasil é significativamente mais alto do que o Henry Hub, principal referência de preço do mercado norte-americano. Em 2024, por exemplo, o preço médio praticado pela Petrobras foi 4,5 vezes superior ao do *benchmark* dos EUA. Essa diferença decorre, em grande parte, do baixo custo de produção do gás de xisto (*shale gas*) nos Estados Unidos, que mantém os preços locais entre os mais competitivos do mundo (IEA, 2018).

Além disso, vale mencionar que as características específicas do gás natural brasileiro (ver seção 2.3.1) resultam em um custo de produção significativamente mais elevado do que o caso dos Estados Unidos. O Gráfico 22 compara o preço do gás na "boca do poço" da Bacia de Santos – principal região produtora do país – com o Henry Hub. Observa-se que, desde 2023, o custo de produção do gás brasileiro supera o preço de referência dos EUA. Entre 2023 e 2024, a média do preço na Bacia de Santos foi de US$ 3,59 por MMBtu, enquanto o Henry Hub registrou US$ 2,30 por MMBtu. Como a comercialização do gás brasileiro demanda etapas adicionais de escoamento e processamento (conforme discutido na Seção 2.3.1.2), torna-se inviável que o produto nacional atinja patamares de preço tão competitivos quanto os observados no mercado norte-americano.

GRÁFICO 22 – Comparação entre o preço do gás natural na "boca do poço" da bacia de Santos (sem impostos) e o Henry Hub (janeiro de 2020 e agosto de 2024)



Nota: Para calcular o preço, sem imposto, do gás comercializado entre produtores na "Boca do Poço" na bacia de Santos foi assumido uma alíquota de impostos de 20,14%.

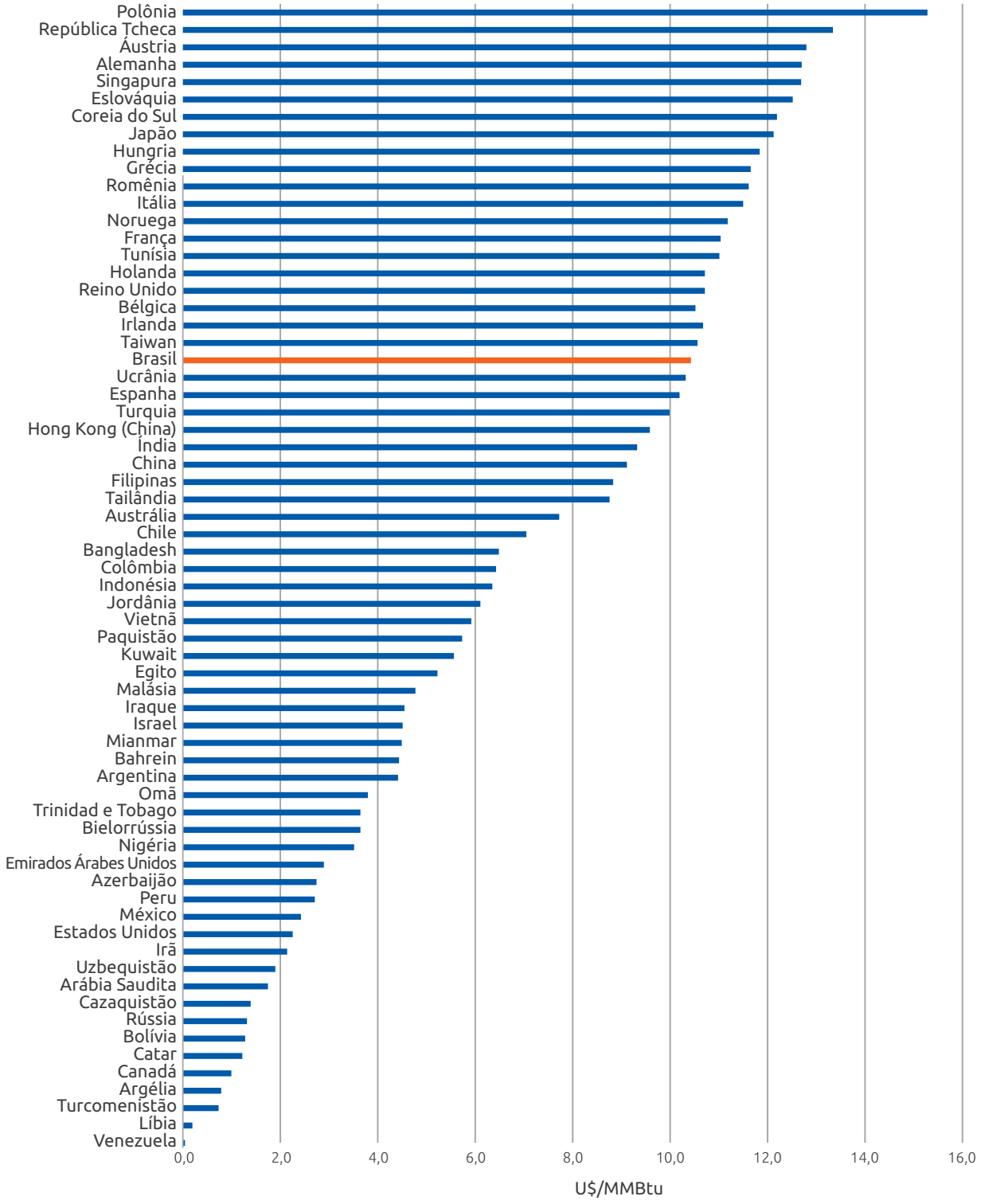
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2024a), BCB (2025) e World Bank (2025).

Portanto, conclui-se que o preço da molécula de gás natural no Brasil é semelhante ao praticado em regiões importadoras (e, em alguns casos, até mesmo inferior), mas significativamente mais elevado do que em países exportadores. Essa dinâmica é evidenciada no Gráfico 23, que apresenta os preços do gás natural no mercado atacadista em 2024, com base em dados da *International Gas Union* – IGU (IGU, 2025b). Nesse ranking, o Brasil possui o 21º maior preço entre 66 países analisados.

Em 2024, quase todos os países europeus analisados pela IGU, bem como algumas economias asiáticas (como Coreia do Sul, Japão, Singapura, Taiwan, Malásia e Hong Kong), registraram preços mais altos do que o brasileiro. Por sua vez, o preço no Brasil era comparável ao de outros importantes países importadores, tais como Tailândia, Índia e China. Já os países com preços inferiores ao do Brasil são, em sua maioria, grandes exportadores (como Estados Unidos, Canadá, Austrália e Nigéria) ou produtores relevantes com preços regulados pelo Estado, a exemplo de países do Oriente Médio, da antiga União Soviética e da Venezuela (IGU, 2025b).

Cabe destacar que essa mesma conclusão foi obtida pela EPE (2019a), que apontou que, entre 2017 e 2018, os preços do gás natural no mercado brasileiro eram comparáveis aos do mercado europeu, porém superiores aos verificados nos Estados Unidos. Vale ressaltar que, nesse período, o mercado asiático registrava preços mais elevados que os europeus (EPE, 2019a). No entanto, após a mudança significativa na dinâmica global do mercado de gás, especialmente com a interrupção dos fluxos de gás russo via Ucrânia, a Europa tornou-se cada vez mais dependente de importações de GNL para suprir sua demanda. Como consequência, a competição com a Ásia, principal região importadora de GNL, pelas cargas disponíveis intensificou-se, resultando em uma maior convergência de preços entre essas duas regiões (IGU, 2025a).

GRÁFICO 23 – Preço do gás natural ao mercado atacadista em 2024, segundo países selecionados



Fonte: IGU (2025b).

Essa conclusão é explicada porque o Brasil é um país importador de gás natural e, consequentemente, como discutido na seção 2.4, a Petrobras estabelece seu preço seguindo o custo de oportunidade de importação. Nesse caso, o preço do gás brasileiro está atrelado indiretamente ao preço do GNL no mercado internacional, incorporando o Henry Hub e as despesas como liquefação, frete e regaseificação.

Dessa maneira, para reduzir significativamente o preço da molécula no mercado brasileiro, é necessário romper com a lógica da paridade de preço de importação. Para isso, o Brasil precisa alcançar a autossuficiência no mercado de gás natural. Ou seja, é fundamental ampliar a produção doméstica, de modo que o custo de oportunidade passe a ser determinado pela paridade de exportação, e não pela de importação. A paridade de exportação corresponde ao preço mínimo que um produtor doméstico aceitaria para vender seu produto internamente, com base no valor que obteria no mercado internacional, deduzidos os custos associados à exportação (tais como, liquefação, transporte, frete, impostos de exportação).

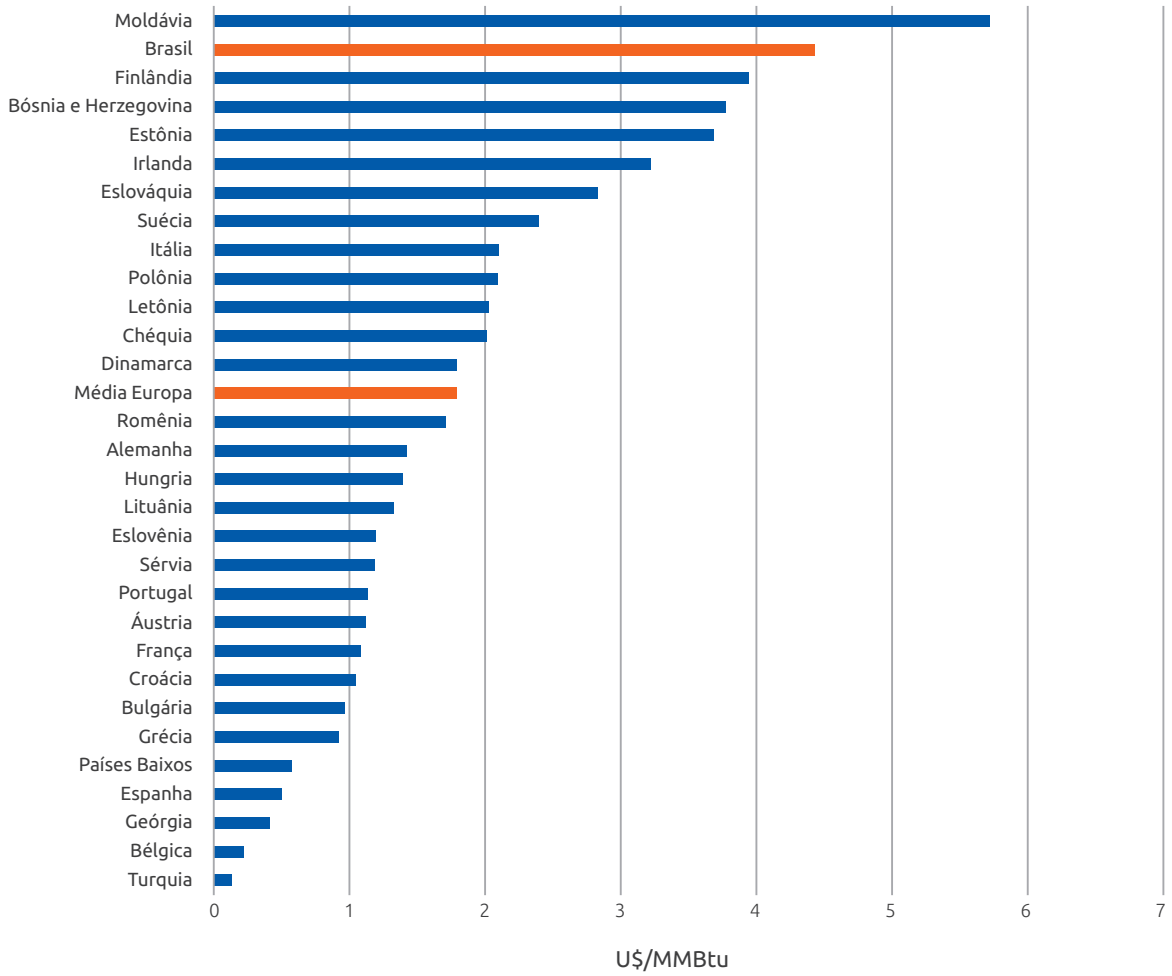
Apesar disso, é evidente que há margem para a redução do preço da molécula de gás natural no Brasil. Como demonstrado na seção 2.2.2, os novos agentes de mercado vêm praticando preços inferiores aos da Petrobras, deixando claro que a competição é um fator relevante para a queda dos preços. No entanto, o efeito da concorrência tende a ser limitado enquanto o país mantiver sua condição de importador de gás natural. Mesmo em um cenário de elevada competição, o preço interno continuará a refletir o custo de oportunidade da importação (em contexto de livre mercado), permanecendo alinhado aos preços internacionais praticados nas principais regiões importadoras, como Ásia e Europa.

7.2 TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Um estudo da EPE revelou que, entre 2017 e 2018, o Brasil apresentava custos de transporte e distribuição de gás natural mais elevados do que os de países europeus (EPE, 2019a). Atualmente, essa tendência ainda persiste. O Gráfico 24 compara os custos das tarifas de transporte e distribuição do Brasil em 2024 com os praticados na Europa. Vale destacar que os dados da Europa são disponibilizados de forma agregada, não sendo possível separar entre custos de transporte e de distribuição. Além disso, esses dados referem-se a um consumidor não residencial com faixa de consumo anual entre 100 mil e 1 milhão de gigajoules (GJ). Utilizando os fatores de conversão de 0,947817 MMBtu por GJ e 26,8081 m³ por MMBtu, estima-se que essa faixa de consumo seja equivalente a aproximadamente entre 7 Mm³/d e 70 Mm³/d. No caso brasileiro, os custos das tarifas de transporte e distribuição consideram um consumidor industrial com demanda de 20 Mm³/d, conforme indicado no Gráfico 20.

O Brasil apresenta o segundo maior custo entre os 30 países analisados, ficando atrás apenas da Moldávia. Em 2024, as tarifas de transporte e distribuição de gás natural no mercado brasileiro totalizaram US$ 4,43 por MMBtu (ver Gráfico 20), valor 2,5 vezes superior à média europeia (US$ 1,79 por MMBtu). A diferença torna-se ainda mais expressiva quando comparada às principais economias industrializadas da Europa: Alemanha e França. Nesses países, os custos médios com transporte e distribuição em 2024 foram de US$ 1,42 e US$ 1,08 por MMBtu, respectivamente. Isso significa que o Brasil paga três vezes mais que a Alemanha e quatro vezes mais que a França por esses serviços.

GRÁFICO 24 – Custos das tarifas de transporte e distribuição de gás natural em 2024, segundo países selecionados



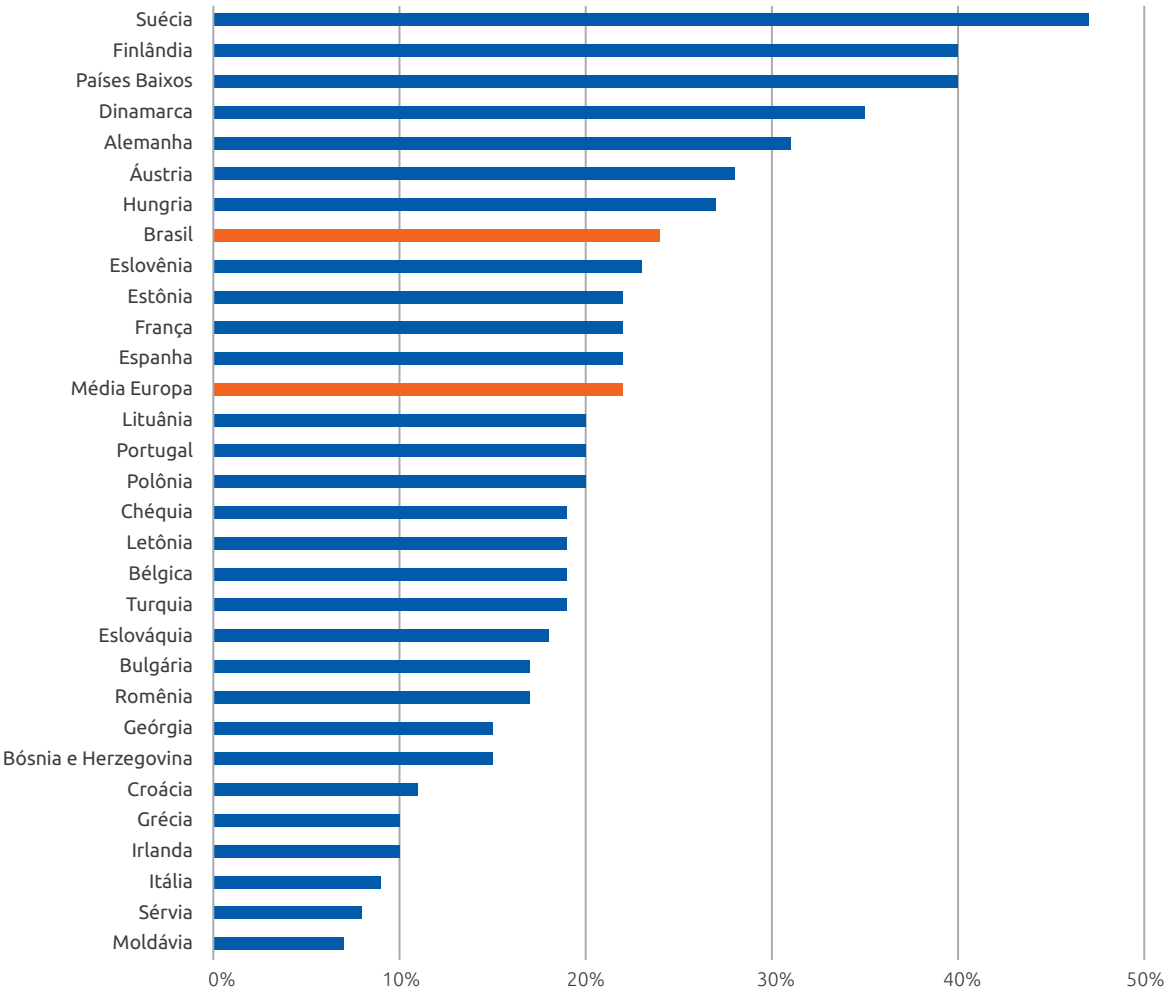
Nota: 1) Para o caso europeu, os custos das tarifas de transporte e distribuição referem-se a um consumidor não residencial, com faixa de consumo anual entre 100 mil e 1 milhão de gigajoules (GJ). 2) Foi utilizado um fator de conversão de 0,947817 MMBtu por GJ e uma taxa de câmbio de 1,082 euros por dólar. 3) Para o caso brasileiro, os custos das tarifas de transporte e distribuição consideram um consumidor industrial com demanda de 20 Mm³/d, conforme indicado no Gráfico 20.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e), BCB (2025), World Bank (2025), MME (2024) e Eurostat (2025).

7.3 IMPOSTOS

O Gráfico 25 apresenta as alíquotas médias dos impostos incidentes sobre o gás natural em 2024, representadas como proporção do preço final, no Brasil e na Europa. Vale mencionar que essa comparação utiliza as mesmas faixas de consumo empregadas na comparação dos custos de transporte e distribuição acima. Observa-se que a alíquota média brasileira (24,4%) supera ligeiramente a média europeia (21,6%). Contudo, é importante destacar a ampla variação no continente europeu, onde as alíquotas oscilam entre 7,4% (Moldávia) e 47,4% (Suécia).

GRÁFICO 25 – Alíquota média dos impostos incidentes sobre o gás natural em 2024, segundo países selecionados



Nota: 1) Para o caso europeu, a alíquota média refere-se aos impostos incidentes sobre um consumidor não residencial, com faixa de consumo anual entre 100 mil e 1 milhão de gigajoules (GJ). 2) Para o caso brasileiro, a alíquota média considera um consumidor industrial com demanda de 20 Mm³/d, conforme indicado no Gráfico 20.

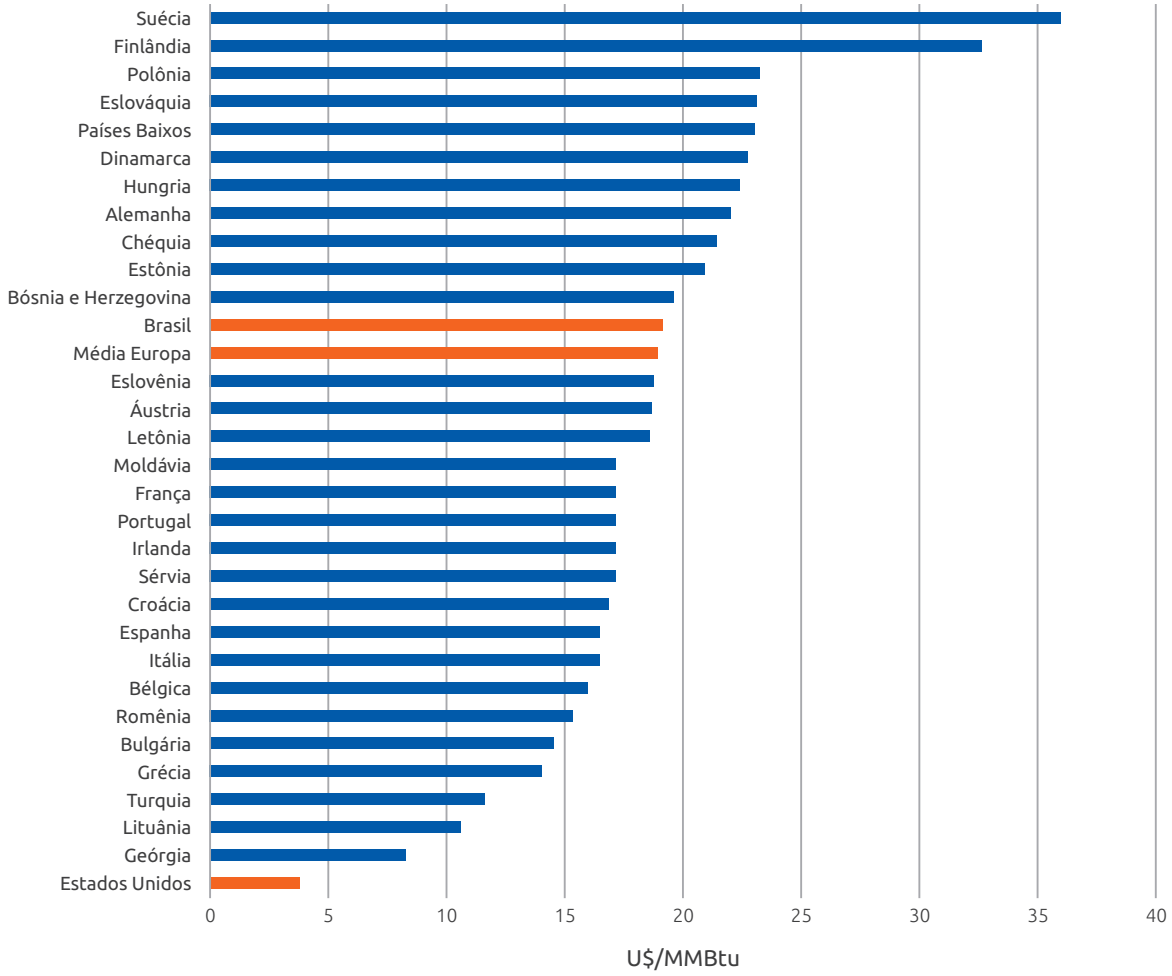
Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da ANP (2025e), BCB (2025), World Bank (2025), MME (2024) e Eurostat (2025).

7.4 PREÇO FINAL AO CONSUMIDOR INDUSTRIAL

A comparação dos preços finais do gás natural para o setor industrial segue mesma conclusão observada na análise do custo da molécula: o Brasil apresenta preços próximos aos de grandes regiões importadoras, como a Europa, mas significativamente superiores aos de países exportadores, como os Estados Unidos. Essa dinâmica é evidenciada pelo Gráfico 26, que mostra o preço final (incluindo impostos) ao consumidor industrial em 2024 para países selecionados.

Nota-se que o preço brasileiro (US$ 18,96 por MMBtu) é virtualmente idêntico ao europeu (US$ 18,75 por MMBtu). Embora o custo da molécula seja ligeiramente mais elevado na Europa (conforme seção 7.1), os menores custos de transporte e distribuição no continente compensam essa diferença (conforme seção 7.2), resultando em preços finais similares. Em marcante contraste, o preço no Brasil em 2024 foi cinco vezes superior ao praticado nos Estados Unidos (US$ 3,75 por MMBtu).

GRÁFICO 26 – Preço final do gás natural (incluindo impostos) ao consumidor industrial em 2024, segundo países selecionados



Nota: 1) Para o caso europeu, o preço final do gás natural refere-se a um consumidor não residencial, com faixa de consumo anual entre 100 mil e 1 milhão de gigajoules (GJ). 2) Foi utilizado um fator de conversão de 0,947817 MMBtu por GJ e uma taxa de câmbio de 1,082 euros por dólar. 3) Para o caso brasileiro, o preço final do gás natural considera um consumidor industrial com demanda de 20 Mm³/d, conforme indicado no Gráfico 20. 4) Para caso dos Estados Unidos, o preço final do gás natural corresponde ao consumidor média, sendo utilizado com uma equivalência de 1.037 MMBtu por mil pés cúbicos.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados da MME (2024) e Eurostat (2025) e EIA (2025a).

8 PROPOSTAS PARA A PROMOÇÃO DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA

Como já destacado em CNI (2025), uma condição necessária (mas não suficiente) para a redução do preço do gás natural no Brasil é a plena implementação da Nova Lei do Gás. Contudo, até o momento, quase nenhum dos tópicos relevantes para a abertura do mercado foi regulamentado, devido aos atrasos na agenda regulatório da ANP (CNI, 2025). Dessa maneira, a redução de preços também requer que a Agência receba os recursos humanos e financeiros indispensáveis para executar sua agenda regulatória.

8.1 MOLÉCULA

Quanto aos aspectos específicos para redução do preço da molécula, é imperativo fomentar maior concorrência no mercado. A Nova Lei do Gás conferiu à ANP mecanismos para promover a desconcentração do mercado (CNI, 2025). Considerando que a Petrobras deve manter expressivo poder de mercado nos próximos anos, devido aos seus direitos sobre a produção de gás natural, mecanismos de liberação de gás (*Gas Release*) são vitais para ampliar a competição.

No entanto, a implementação desses mecanismos não deve desincentivar o agente dominante, a Petrobras, a investir na expansão da produção de gás natural. A autossuficiência é crucial para a redução de preços no Brasil, pois permitirá romper com a lógica da paridade de importação. Portanto, eventuais programas de liberação de gás devem priorizar volumes adquiridos de terceiros ou importados (em regime firme), em detrimento da produção própria da Petrobras, preservando seus estímulos ao investimento produtivo.[25]

25 Mecanismos de Liberação de Gás é definido como: "programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP" (inciso II do § 1º do Art. 33 da Nova Lei do Gás).

Na mesma linha, os dispositivos do Decreto nº 12.153/2024, que preveem o incremento compulsório da produção de gás natural (CNI, 2025), não devem ser implementados de forma a gerar incertezas significativas ao mercado. Os investimentos nos campos atuais foram realizados assumindo um conjunto de premissas e estratégias em relação ao gás natural. A mudança destas premissas de forma unilateral e mandatória, certamente representa um risco importante para todos os investimentos do setor de *upstream*, inclusive para os novos campos.

Assim, as revisões dos planos de desenvolvimento, como a redução de reinjeção ou elevação compulsória da produção, devem observar o processo administrativo com oitiva das empresas, visando obter um consenso nas tomadas de decisão. Deve-se buscar evitar imposições unilaterais que possam desestimular novos investimentos na expansão da produção nacional.

Além disso, deve ser implementado o Mercado Organizado de Gás Natural em especial o ponto virtual de negociação, conforme previsto na Nova Lei do Gás (CNI, 2025). Essa medida ampliaria a liquidez do mercado, pois permitiria que um mesmo volume de gás fosse negociado múltiplas vezes. Adicionalmente, o mercado organizado facilitaria o surgimento de uma referência de preço nacional, baseada na interação entre oferta e demanda domésticas. Dessa forma, os preços no Brasil poderiam desvincular-se gradualmente de parâmetros internacionais (como Brent, Henry Hub e JKM), reduzindo a influência de choques externos na formação de preço do gás natural no país.

Também é fundamental regulamentar o acesso não discriminatório de terceiros às infraestruturas essenciais, como determina a Nova Lei do Gás (CNI, 2025). Garantir transparência nesse acesso é um requisito operacional crítico.

8.2 TRANSPORTE

Em relação à etapa de transporte, é necessário promover a fusão dos sistemas de gasodutos que compõem a malha interligada brasileira, em especial os operados pela TBG, NTS e TAG. Essa medida, inclusive, já está prevista no Decreto nº 10.712/2021 – primeiro marco regulatório da Nova Lei do Gás (CNI, 2025). O objetivo principal é eliminar as tarifas de interconexão, possibilitando uma maior concorrência entre as fontes de suprimento dentro do sistema interligado de gasodutos.

Um segundo aspecto crítico na formação da tarifa de transporte nos próximos anos é a possível não renovação dos contratos das usinas termelétricas movidas a gás natural. Segundo um estudo da FGV-CERI (2024), uma parcela significativa desse parque termelétrico (aproximadamente 9,3 GW de um total de 14 GW de potência instalada) deverá ter

seus contratos encerrados ou atingir o fim da vida útil no médio prazo. Ao contrário das termelétricas contratadas recentemente, que operam em locais isolados (conectadas a terminais de GNL ou com suprimento direto do campo de gás natural), as unidades sujeitas à descontratação estão integradas à malha interligada de gasodutos.

No Brasil, o mercado termelétrico é o segmento de consumo que mais demanda capacidade de transporte de gás natural. Isso ocorre porque o setor elétrico exige segurança no suprimento, levando as usinas a contratarem capacidade de transporte compatível com sua plena operação. Por sua vez, as transportadoras dimensionaram suas infraestruturas com base na utilização total da capacidade contratada pelas termelétricas.

Assim, dado que esses investimentos já estão incorporados a BRA e, consequentemente, na RMP, a não renovação dos contratos de transporte pelas termoelétricas irá afetar exclusivamente o denominador da tarifa unitária, ou seja, o volume total de gás utilizado para dividir a RMP. Esse cenário pode levar a um aumento significativo nas tarifas de transporte, com estimativas indicando uma elevação de até 60% (Losekann et al., 2024).

Portanto, a recontratação das usinas termelétricas, cujos contratos estão prestes a expirar e que estão conectadas à malha interligada de gasodutos, é essencial para garantir a modicidade tarifária no setor de transporte de gás natural. Uma das estratégias para alcançar esse objetivo seria a realização de um Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP), destinado à recontratação dessas usinas. Além disso, uma eventual redução do preço da molécula de gás natural poderia estimular a demanda pelo combustível, mitigando o problema ao ampliar a contratação de capacidade de transporte por outros setores. Essa redução também resultaria em menor custo de GUS, impacto que seria integralmente repassado aos consumidores.

8.3 DISTRIBUIÇÃO

No que diz respeito à etapa de distribuição, é fundamental promover a harmonização entre as regulamentações federal e estaduais, especialmente no que se refere aos aspectos ligados ao mercado livre. Vale ressaltar que esse mecanismo já está previsto na Nova Lei do Gás. Conforme dados do Ranking do Mercado Livre de Gás (RELIVRE) — ferramenta de monitoramento da regulamentação estadual desenvolvida pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) em parceria com a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e a Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE Energia) —, observa-se expressiva heterogeneidade entre os estados.

Em especial, é necessário estabelecer critérios claros para a determinação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), assegurando a separação entre as atividades de distribuição e comercialização das CDLs. A TUSD deve refletir exclusivamente os custos de distribuição, sem incluir despesas associadas à comercialização do gás natural.

No mercado livre, os consumidores têm a liberdade de escolher seus fornecedores, utilizando apenas a infraestrutura das distribuidoras para a movimentação do gás até suas instalações. Dessa forma, em vez de serem supridos diretamente pela CDLs e pagarem o preço final, esses agentes adquirem o gás natural, arcando com o custo da molécula e transporte e pagando somente a TUSD às distribuidoras.

No mercado cativo, como as CDLs podem repassar integralmente os seus custos de aquisição do gás natural aos consumidores finais, há poucos incentivos para ganhos de eficiência na comercialização. Caso os agentes do mercado livre demonstrem maior eficácia na gestão de contratos e na negociação de suprimentos, o preço final do gás natural poderia ser reduzido, beneficiando esses consumidores.

8.4 IMPOSTOS

É essencial o alinhamento da carga tributária incidente no gás natural do setor industrial com os objetivos das políticas públicas do Brasil. O Programa Gás para Empregar busca reduzir o preço do gás natural para fomentar a reindustrialização do país. As alíquotas atuais próxima de 25% (sendo 9,25% apenas em impostos federais) apresentam uma contradição clara com esse objetivo. Em 2024, o setor industrial pagou em média US$ 18,96 por MMBtu, sendo que US$ 4,63 foram de impostos.

CONCLUSÃO

Este trabalho buscou analisar a formação do preço do gás natural destinado à indústria no Brasil, destacando sua competitividade no contexto internacional. Também foi detalhado as metodologias de cálculo dos valores de cada componente do preço do gás, a saber: molécula, transporte, distribuição e impostos.

No que se refere à molécula, constatou-se que sua precificação ocorre mediante livre negociação entre os agentes de mercado (vendedores e compradores), sem que haja qualquer regulação que exija a vinculação entre o preço praticado e os custos efetivos de produção ou importação. Dessa maneira, a metodologia de cálculo adotada no mercado brasileiro baseia-se principalmente na indexação ao petróleo Brent, embora recentemente tenha surgido uma tendência de utilização do Henry Hub ou mesmo de uma combinação entre ambos. Dessa forma, concluiu-se que o valor da molécula é determinado pela cotação desses indexadores no mercado internacional e pelos parâmetros contratuais de precificação, como o *Slope* e a Parcela Fixa.

Quanto às etapas de transporte e distribuição, verificou-se que ambas as tarifas são reguladas, embora em esferas distintas: enquanto o transporte possui regulação federal, a distribuição é regulada em nível estadual. Na etapa de transporte, as tarifas são propostas pelas transportadoras e submetidas à aprovação da ANP após análise dos critérios regulatórios. O processo de revisão tarifária estabelece a RMP, levando em consideração a BRA, o retorno sobre o capital e a depreciação regulatória. Posteriormente, essa receita é dividida pela capacidade projetada para contratação no período, resultando na tarifa unitária, que é ajustada anualmente pela inflação.

A margem de distribuição, por sua vez, é regulamentada pelos órgãos estaduais competentes (agências reguladoras estaduais ou secretarias de estado) e estabelecida com base nos contratos de concessão. Devido à adoção de distintas metodologias de cálculo, essas margens apresentam variações entre as diferentes CDLs. Além disso, os valores são diferenciados por segmento de consumo (residencial, comercial, industrial, GNV, entre outros) e por faixa de consumo.

No caso dos impostos, observou-se que a incidência é do tipo *ad valorem* tanto na esfera estadual e como federal, com destaque para o ICMS de competência estadual e as contribuições federais PIS e Cofins. Essa estrutura tributária resulta em significativas variações nas alíquotas incidentes sobre o gás natural entre os diferentes estados brasileiros.

O trabalho também demostrou que, nos últimos cinco anos, o preço final do gás natural para o setor industrial brasileiro apresentou uma trajetória acentuada de alta, acumulando elevação de 70% entre 2020 e 2024. Esse movimento foi impulsionado principalmente pelo forte aumento do preço da molécula ocorrido nesse período, sendo atribuído tanto à elevação da cotação do Brent no mercado internacional como ao aumento de seu *Slope* nos contratos da Petrobras. Em menor medida, o incremento da tarifa de transporte, associado à evolução da inflação brasileira (IGP-M), e da margem de distribuição também contribuíram para o encarecimento do gás natural. Adicionalmente, a natureza *ad valorem* da tributação atuou como amplificador das variações de custo, intensificando o impacto final sobre os preços ao setor industrial.

A principal conclusão do trabalho é de que, embora, em 2024, a molécula represente 52% do preço do gás natural ao consumidor industrial, todos os componentes da formação de preço do gás brasileiro (custo da molécula, tarifa de transporte, margem de distribuição e impostos) encontram-se em patamares elevados em comparação com o mercado internacional. Uma vez que o Brasil é importador de gás natural, a Petrobras precifica a sua molécula através da lógica da Paridade do Preço de Importação, utilizando como referência o custo de importação do GNL dos Estados Unidos. Assim, a comparação de competividade internacional evidenciou que a molécula do gás natural brasileiro apresenta valor semelhante ao experimentado em regiões importadoras (tais como Europa e Ásia), mas significativamente mais altos do que em países exportadores (por exemplo, Estados Unidos).

No caso do transporte e distribuição, foi revelado que os custos para a indústria no Brasil são 2,5 vezes superiores à média europeia. A disparidade se torna ainda mais evidente quando comparada às principais economias industrializadas do continente: os valores brasileiros chegam a ser três vezes maiores que os da Alemanha e quatro vezes superiores aos da França. No que diz respeito aos impostos, embora estejam alinhados com a média europeia, eles se mostram contraditórios em relação às políticas públicas brasileiras, que visam à reindustrialização por meio da redução do custo do gás natural ao setor industrial.

Portanto, para promover a competitividade do gás natural na indústria brasileira, são necessárias medidas em todos os elos da cadeia. A Nova Lei do Gás já prevê diversos dispositivos fundamentais para esse objetivo, porém a maioria das regras essenciais à abertura do mercado ainda aguarda regulamentação. A ANP, responsável por implementar essas mudanças, tem enfrentado atrasos sucessivos em sua agenda regulatória, comprometendo os avanços necessários. Assim, a promoção da competitividade requer que a Agência receba os recursos humanos e financeiros indispensáveis para executar sua agenda regulatória.

Além disso, o barateamento do preço da molécula exige necessariamente o aumento da produção de gás natural. Somente atingindo a autossuficiência que o Brasil conseguirá romper com a lógica da paridade de preço de importação. Nesse caso, o custo de oportunidade passará a ser determinado pela paridade do preço de exportação, tendo como base o valor no mercado internacional deduzido dos custos de externalização. O aumento da concorrência no mercado brasileiro também é importante para a redução do preço da molécula de gás natural no Brasil, mas seus efeitos tenderão a ser limitados enquanto o país mantiver sua condição de importador de gás.

Nesse sentido, embora seja compreensível o anseio para redução imediata do preço do gás natural no Brasil, as medidas para a promoção da competitividade não podem gerar impactos negativos sobre os novos investimentos de ampliação da produção. Caso isso ocorra, a eventual queda nos preços não será sustentável no longo prazo. Dessa forma, eventuais programas de liberação de gás devem priorizar volumes adquiridos de terceiros ou importados (em regime firme), em detrimento da produção própria da Petrobras, preservando seus estímulos ao investimento produtivo.

Na mesma linha, os dispositivos de incremento compulsório da produção de gás natural previstos no Decreto nº 12.153/2024, não devem ser implementados de forma a gerar incertezas significativas ao mercado. Os investimentos nos campos atuais foram realizados assumindo um conjunto de premissas e estratégias em relação ao gás natural. Alterar essas premissas de forma unilateral e obrigatória representa um risco significativo, não apenas para os investimentos existentes, mas certamente também para o desenvolvimento de novos campos. Promover a competitividade do gás natural no Brasil exige a criação de bases sólidas para um desenvolvimento robusto e sustentável do mercado.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Cálculo da tarifa de transporte dutoviário de gás natural**: Critérios aplicáveis e proposta de política de preços (Nota Técnica ANP No 15/2010). 2010. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/notas-e-estudos-tecnicos. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Receita máxima permitida e tarifas de transporte aplicáveis ao serviço de transporte firme da chamada pública do Gasoduto Bolívia-Brasil - 2019**. (Nota Técnica no 13/2019-SIM). 2019. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/chamada-publica-no-1-2019. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Estudo prévio para regulamentação do acesso de terceiros negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais de gás natural no Brasil**: gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL). (Nota Técnica Conjunta ANP no 25/2022). 2022a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/consulta-previa-n-deg-1-2023. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Resolução ANP no 875, de 18 de abril de 2022**. 2022b. Disponível em: https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-875-2022-estabelece-os-criterios-para-fixacao-do-preco-de-referencia-do-gas-natural-produzido-mensalmente-em-cada-campo?origin=instituicao&q=875/2022. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Análise da Proposta Tarifária da Nova Transportadora do Sudeste — NTS que possibilitará a oferta de capacidade para o período de 2024 a 2028**. (Nota técnica no 10/2023/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ (SEI 3629645)). 2023a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2023/consulta-publica-no-17-2023. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023**. [Dataset].

2023b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Diagnóstico concorrencial da indústria do gás natural brasileira visando proposta de programa de redução de concentração**. (Nota Técnica Conjunta ANP no 2/2023). 2023c. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Publicidade dos Preços de Gás Natural**. [Gráfico]. 2024a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/acompanhamento-do-mercado-de-gas-natural/publicidade-dos-precos-de-gas-natural. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Relação de dutos de transferência e escoamento da produção E&P**. 2024b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Estudo prévio para revisão da regulamentação de critérios para cálculo das tarifas de transporte de gás natural, do procedimento para a aprovação de tarifas propostas pelos transportadores para gasodutos de transporte e de critérios e diretrizes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados**. (Nota Técnica no 1/2025/SIM/ANP-RJ). 2025a. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2025/consulta-previa-no-1-2025. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Memória de Cálculo do Preço de Referência do gás natural por campo**. 2025b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. **Produção de Petróleo e Gás Natural por Poço**. [Dataset]. 2025c. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/producao-de-petroleo-e-gas-natural-por-poco. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP). **Produção Mensal de**

Hidrocarbonetos. [Dataset]. 2025d. Disponível em: https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/home?session=13402816316811. Acesso em: 27 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Publicidade de contratos de compra e venda. 2025e. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/acompanhamento-do-mercado-de-gas-natural/publicidade-de-contratos-de-compra-e-venda. Acesso em: 27 ago. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL - BCB. **Estatísticas**: séries temporais (SGS). [Dataset]. 2025. Disponível em: https://www.bcb.gov.br/. Acesso em: 27 ago. 2025.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES. **Gás para o desenvolvimento**. 2020. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/publicacoes/relatorios/gas-para-o-desenvolvimento. Acesso em: 27 ago. 2025.

CHÁVEZ, G. **Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia**. 2013. Disponível em: https://publications.iadb.org/es/publicacion/13190/ingresos-fiscales-por-explotacion-de-hidrocarburos-en-bolivia. Acesso em: 27 ago. 2025.

CHENIERE ENERGY. **2023 Annual Report**. 2023. Disponível em: https://cqpir.cheniere.com/financial-info/annual-reports. Acesso em: 27 ago. 2025.

CME GROUP. **LNG Japan/Korea Marker (Platts)**. [Dataset]. 2025. Disponível em: https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/lng-japan-korea-marker-platts-swap.html. Acesso em: 27 ago. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Gás Natural Liquefeito**: cenários globais e oportunidades para a indústria brasileira. 2016. Disponível em: http://portaldaindustria.com.br/publicacoes/2016/6/gas-natural-liquefeito-cenarios-globais-e-oportunidades/. Acesso em: 27 ago. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Especificação do gás natural**: oportunidades e experiência internacional. 2019. Disponível em: http://portaldaindustria.com.br/publicacoes/2019/11/especificacao-do-gas-natural-oportunidades-e-experiencia-internacional/. Acesso em: 27 ago. 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI. **Gás natural**: uma avaliação da abertura do mercado brasileiro sob competência da união. 2025. Disponível em: https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2025/3/avaliacao-sobre-abertura-do-mercado-de-gas-natural-do-brasil-na-esfera-de-competencia-da-uniao/. Acesso em: 27 ago. 2025.

COUTINHO, E. M. B. et al. **Gasoduto Bolívia-Brasil**. (Informe de Infraestrutura, 45). 2000. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/15276/3/Informe%20Infra-estrutura%20n.%2045%20abr.%202000_Gasoduto%20Bol%C3%ADvia-Brasil.PDF. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Metodologia para cálculo da oferta de gás natural seco e derivado**. 2016. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-petroleo-gas-e-biocombustiveis. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia**. (Nota Técnica). 2017. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-petroleo-gas-e-biocombustiveis. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Compilação de correlações de custos de equipamentos**: instalações industriais de gás natural. 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/compilacao-de-correlacoes-de-custos-de-equipamentos. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Comparações de Preços de Gás Natural: Brasil e Países Selecionados**. 2019a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-comparacoes-de-precos-de-gas-natural. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Informe**: custos de gás natural no pré-sal Brasileiro. 2019b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-custos-de-gas-natural-no-pre-sal-brasileiro. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré Sal**. 2020a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-sobre-o-aproveitamento-do-gas-natural-do-pre-sal-. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Monetização de Gás Natural Offshore no Brasil**. [Nota Técnica EPE/DPG/SPG/05/2020.REV1]. 2020b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasi. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Terminais de GNL no Brasil: Panorama dos Principais Projetos (Ciclo 2019-2020)**. [Nota Técnica]. 2020c. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-terminais-de-gnl-no-brasil-panorama-dos-principais-projetos-ciclo-2019-2020. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Comercialização e Formação de Preços de Gás Natural**. (Nota Técnica, EPE/DPG/SPG/01/2021). 2021a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-comercializacao-e-formacao-de-precos-de-gas-natural. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Plano Indicativo de Terminais de GNL 2021**. 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-terminais-de-gnl-piter-. Acesso em: 27 ago. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Estudo das Tarifas de Escoamento e Processamento para os Sistemas SIE e SIP**. 2025. Disponível el em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-das-tarifas-de-escoamento-e-processamento-para-os-sistemas-sie-e-sip. Acesso em: 27 ago. 2025.

EUROSTAT. **Energy Database**. [Dataset]. 2025. Disponível em: https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database. Acesso em: 27 ago. 2025.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS - FGV. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura - CERI. **Acompanhamento do processo de abertura da indústria do gás natural**: Relatório de Diagnóstico. 2024.

FLOWER, A.; LIAO, J. LNG Pricing in Asia. *In*: **The pricing of internationally traded gas**. [S.l.]: Oxford University Press, 2012. (p. 338–374). Disponível em: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/Chapter%2011.pdf. Acesso em: 27 ago. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar - GT-GE. **Comitê 3**: modelo de comercialização do gás natural da união. (Relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar). 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio-dos-comites-tematicos-e-documentos-que-embasaram-a-publicacao-do-decreto-no-12-153-2024. Acesso em: 27 ago. 2025.

HEATHER, P. **European traded gas hubs**: TTF now a global gas benchmark. (OIES PAPER: NG 198). 2025. Disponível em: https://www.oxfordenergy.org/publications/european-traded-gas-hubs-ttf-now-a-global-gas-benchmark/. Acesso em: 27 ago. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS - IBP. **Caderno de boas práticas de gás natural**: diretrizes para acesso a unidades de processamento de gás natural — UPGN. 2018. Disponível em: https://www.ibp.org.br/noticias/caderno-de-boas-praticas-para-acesso-a-upgn-e-lancado-durante-a-rio-oil-gas-2018/. Acesso em: 27 ago. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS - IBP. **Caderno de boas práticas de gás natural: diretrizes para acesso de terceiros à infraestrutura de escoamento de gás natural**. 2021. https://www.ibp.org.br/noticias/ibp-lanca-novo-caderno-de-boas-praticas-de-gas-natural/. Acesso em: 27 ago. 2025.

INTERNATIONAL GAS UNION - IGU. **2025 World LNG Report**. 2025a. Disponível em: https://www.igu.org/igu-reports/2025-world-lng-report. Acesso em: 27 ago. 2025.

INTERNATIONAL GAS UNION - IGU. **Wholesale gas price survey 2025 edition**: a global review of price formation mechanisms 2005 to 2024. 2025b. Disponível em: https://www.igu.org/igu-reports/wholesale-gas-price-survey-2024-edition. Acesso em: 27 ago. 2025.

LOSEKANN, L. *et al*. A morte das redes? o desafio da rede integrada de transporte de gás no Brasil. **Ensaio Energético**, 10 jun. 2024. Disponível em: https://ensaioenergetico.com.br/a-morte-das-redes-o-desafio-da-rede-integrada-de-transporte-de-gas-no-brasil/. Acesso em: 27 ago. 2025.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS - MDIC. ComexStat. [Dataset]. 2025. Disponível em: https://comexstat.mdic.gov.br/pt/home. Acesso em: 27 ago. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. [Dataset]. 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural. Acesso em: 27 ago. 2025.

NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE - NTS. **Tarifas Serviço Extraordinário 2024**. 2024. Disponível em: https://www.ntsbrasil.com/pt/transparencia/. Acesso em: 27 ago. 2025.

NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE - NTS. **Processos Concorrenciais**. 2025. Disponível em: https://www.ntsbrasil.com/processos-concorrenciais/. Acesso em: 27 ago. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras assina novo aditivo com a YPFB para suprimento de gás**. mar. 2020. Disponível em: https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/. Acesso em: 27 ago. 2025.

PRADE, Y. C. **A flexibilidade do mercado de gás**: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL (Tese - doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia]. 2020. Disponível em: https://www.ie.ufrj.br/ppge-dissertacoes-e-teses.html#doutorado. Acesso em: 27 ago. 2025.

ROCHA, F. F. da; ALMEIDA, E. de; FERNÁNDEZ, E. F. y. O GASBOL ficará vazio? Uma análise dos impactos no fornecimento à TBG ocasionados pela mudança do perfil da oferta de gás natural. **Ensaio Energético**, 2023a. Disponível em: https://ensaioenergetico.com.br/o-gasbol-ficara-vazio-uma-analise-dos-impactos-no-fornecimento-a-tbg-ocasionados-pela-mudanca-do-perfil-da-oferta-de-gas-natural/. Acesso em: 27 ago. 2025.

ROCHA, F. F. da; ALMEIDA, E. de; FERNÁNDEZ, E. F. y. Restrição da capacidade de escoamento do gás do Pré-sal através da Rota 1 e a especificação do gás natural. **Ensaio Energético**, 10 jul. 2023b. Disponível em: https://ensaioenergetico.com.br/restricao-da-capacidade-de-escoamento-do-gas-do-pre-sal-atraves-da-rota-1-e-a-especificacao-do-gas-natural/. Acesso em: 27 ago. 2025.

TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS - TAG. **Tarifas de transporte para o contrato extraordinário de 2024**. 2024. Disponível em: https://ntag.com.br/transparencia/. Acesso em: 27 ago. 2025.

TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS - TAG. **Serviço de Flexibilidade e Gás para Uso do Sistema (GUS)**. 2025. Disponível em: https://ntag.com.br/processos-concorrenciais/. Acesso em: 27 ago. 2025.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL - TBG. **Tarifas de Transporte**: Tarifas válidas até 31 de dezembro de 2024. 2024. Disponível em: https://www.tbg.com.br/informacoes-a-anp. Acesso em: 27 ago. 2025.

TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL - TBG. **Consulta ao mercado**: gás para uso no sistema e balanceamento. 2025. Disponível em: https://www.tbg.com.br/consulta-ao-mercado. Acesso em: 27 ago. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA. **U.S. Natural Gas Prices**. [Dataset]. 2025a. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_sum_dcu_nus_m.htm. Acesso em: 27 ago. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **U.S. price of liquefied natural gas exports by point of exit**. [Dataset]. 2025b. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/ng/NG_MOVE_POE2_A_EPG0_PNG_DPMCF_M.htm. Acesso em: 27 ago. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **Outlook for natural gas**: excerpt from world energy outlook 2017. 2018. Disponível em: https://www.iea.org/reports/outlook-for-natural-gas. Acesso em: 27 ago. 2025.

WORLD BANK. **Commodity markets**: monthly prices. [Dataset]. 2025. Disponível em: https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets. Acesso em: 27 ago. 2025.

CNI
Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS
Roberto de Oliveira Muniz
Diretor de Relações Institucionais

Superintendência de Infraestrutura – SUINFRA
Wagner Ferreira Cardoso
Superintendente de Infraestrutura

Gerência de Energia, Saneamento e Telecomunicações
Roberto Wagner Lima Pereira
Gerente de Energia, Saneamento e Telecomunicações

Rennaly Patricio Sousa
Euder Santana de Sousa
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO
André Nascimento Curvello
Diretor de Comunicação

Superintendência de Publicidade e Mídias Sociais
Mariana Caetano Flores Pinto
Superintendente de Publicidade e Mídias Sociais

Sueny Chrystye da Mota Hernandez
Amanda Martins de Lana Zaidan
Produção Editorial

DIRETORIA CORPORATIVA
Cid Carvalho Vianna
Diretor Corporativo

Superintendência de Desenvolvimento Humano
Renato Paiva
Superintendente de Desenvolvimento Humano

Gerência de Educação Corporativa
Priscila Lopes Cavichioli
Gerente de Educação Corporativa

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Felipe Freitas da Rocha.
Consultores

Fênix Editorial
Projeto Gráfico e Diagramação

www.cni.com.br
/cnibrasil
@CNI_br
@cnibr
/cniweb
/company/cni-brasil

CNI Confederação Nacional da Indústria