ESTUDO ESTRATÉGICO

O LABIRINTO DA TENTATIVA DE CONSTRUÇÃO DE UM "NOVO" MERCADO DE GÁS NO BRASIL: PRIMEIROS RESULTADOS DE UMA POLÍTICA PÚBLICA IMPOSTA E PROPOSTAS PARA UM NOVO CAMINHO

JANEIRO
2026

Leonardo Mosimann Estrella[1]

RESUMO EXECUTIVO

O setor de gás natural no Brasil passou por transformações profundas com a implementação do Novo Mercado de Gás (NMG) e a desverticalização da Petrobras, visando aumentar a competitividade e reduzir preços. No entanto, os resultados mostraram uma concentração do mercado em poucos grupos privados que dominam a distribuição e ampliaram suas margens de lucro, sem alcançar os objetivos de ampliação da oferta ou redução das tarifas. A falta de investimentos em novas infraestruturas estruturantes, especialmente gasodutos de interiorização, compromete o atendimento a setores essenciais, como a indústria. Este estudo avalia criticamente os impactos dessa reconfiguração, identificando a falha em promover a concorrência e a eficiência prometidas. A proposta central é repensar o papel do Estado e da Petrobras, buscando alternativas regulatórias que promovam a expansão territorial, a modicidade tarifária e a competitividade industrial, com o objetivo de garantir a soberania energética do país.

1. INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o setor de gás natural no Brasil passou por profundas transformações institucionais e estruturais, marcadas por um processo de reconfiguração de seus principais agentes, desmobilização de ativos públicos estratégicos, crescente entrada de operadores privados em segmentos historicamente geridos pela Petrobras e revisões regulatórias e legais. Sob a justificativa de ampliar a concorrência, aumentar a oferta e reduzir os preços finais ao consumidor, o governo federal instituiu o chamado Novo Mercado de Gás (NMG), formalizado e implantado entre 2019 e 2022, e respaldado pela Nova Lei do Gás[2] (NLG). Tal iniciativa

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

[2] Lei nº 14.134/2021.

foi concebida como uma política de desverticalização forçada do setor, orientada a partir de um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) firmado entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), impondo a venda de ativos logísticos e a retirada da estatal de elos da cadeia de valor do gás natural, como transporte e distribuição.

No entanto, passados quase cinco anos da implementação dessa política, torna-se necessário reavaliar seus impactos efetivos à luz dos objetivos inicialmente propostos. O que se observa, preliminarmente, é um cenário contraditório: enquanto a justificativa oficial apontava para o aumento da competição e o barateamento do insumo, os resultados têm indicado a consolidação de estruturas oligopolizadas por meio de arranjos empresariais, com processos de verticalização agora sob controle quase total do setor privado, sem que isso tenha representado um avanço significativo em ampliação da oferta (volume) e redução de preços (tarifas) para usuários finais, sobretudo o segmento industrial em seus mais diversos ramos. Soma-se a isso o fato de que a entrada de novos agentes não foi acompanhada por novos mecanismos regulatórios e principalmente investimentos em UPGNs e novos gasodutos para assegurar a ampliação do abastecimento a novos territórios, evidenciando lacunas do modelo neoliberalizante adotado.

A relevância desta pesquisa reside, portanto, no objetivo geral de compreender de maneira crítica os desdobramentos da política de "abertura" do mercado de gás natural no Brasil, contrapondo seus resultados concretos às promessas declaradas. O estudo propõe uma avaliação técnica que expõe os impactos dessa reconfiguração sobre a soberania energética, a modicidade tarifária e a função estruturante da Petrobras como indutora do desenvolvimento territorial nacional. Além disso, o estudo busca subsidiar o debate sobre alternativas de regulação mais eficazes, considerando a tentativa de retomada do protagonismo estatal com o programa Gás para Empregar, recentemente apresentado pelo governo federal em novo ciclo da política pública.

A análise se concentra no período compreendido entre 2014 e 2024, contemplando os seguintes objetivos específicos: (i) apresentar os atuais agentes que atuam no setor de gás natural no Brasil e o histórico de mudanças no comando

[5] São aqueles produzidos a partir de matéria-prima agrícola, como cana-de-açúcar, amido ou milho, para obter etanol, ou de óleos vegetais e gorduras animais para produzir biodiesel.

[6] O etanol pode ser classificado em dois tipos: anidro (99,5% álcool e 0,5% água), usado como aditivo na gasolina, e hidratado (96% álcool e 4% água), destinado a veículos flex.

no elo da distribuição; (ii) avaliar os primeiros retornos obtidos com as operações desinvestidas pela Petrobras nesse elo final de atendimento ao mercado de consumo; (iii) demonstrar os resultados financeiros das concessões estaduais após a entrada de novos agentes; e (iv) examinar o impacto dessas transformações sobre os preços praticados ao consumidor final, quanto às tarifas aplicadas na ponta dando foco no setor industrial. O elo da distribuição foi o selecionado para esse primeiro estudo porque há maior complexidade na composição de agentes e há aspectos locais singulares, além de ser a fatia da cadeia responsável por entregar e precificar o produto e o serviço aos usuários finais[3].

Figura 1: Concessionárias de gás por estado (2024)

Notas:
Em São Paulo, apenas a Naturgy Sul foi analisada.
RM - Região Metropolitana.
Não há concessionárias nos estados do Acre, Amapá e Tocantins.

Elaboração: Ineep

[3] Com exceção do setor automotivo, com o Gás Natural Veicular (GNV) que é precificado pelas bandeiras e postos de combustíveis.

A partir dessa análise, o estudo proporá subsídios para inspirar caminhos que permitam pensar em um novo marco regulatório para o setor de gás natural brasileiro, com base em evidências e critérios de posicionamento energético, eficiência produtiva e coordenação pública. Essa proposta busca superar as limitações do Novo Mercado de Gás e da Nova Lei do Gás, incorporando algumas das primeiras conclusões do programa Gás para Empregar e reafirmando a necessidade de resgatar a centralidade do planejamento estatal, de constituição de novos instrumentos de governança e a articulação entre segurança energética, soberania e desenvolvimento nacional.

Foram analisadas principalmente 18 distribuidoras de gás natural, abrangendo todas as regiões do Brasil, o que representa 66,7% das concessões em operação no país. A análise baseou-se em relatórios de administração, demonstrações financeiras e balanços patrimoniais divulgados pelas empresas, totalizando 423 documentos (2014 a 2024). As demais nove distribuidoras não foram incluídas devido à indisponibilidade de dados ou à ausência de resposta aos pedidos encaminhados às agências reguladoras, às próprias concessionárias e aos portais da transparência dos governos estaduais. Duas distribuidoras de grande relevância ficaram de fora de boa parte das análise: a Esgás (ES), sucessora no Espírito Santo da antiga BR Distribuidora, com documentos acessíveis apenas entre 2020 e 2024; e a Necta Gás (antiga GasBrasiliano), que opera no noroeste do estado de São Paulo e optou por não atender às solicitações, mesmo após diversas tentativas de contato. Essas concessionárias são mencionadas no item 3.2, que trata da composição acionária atual de cada distribuidora e no item 3.3.2, quando avalia-se o consumo por segmento em 2024.

2. ANTECEDENTES E RECONFIGURAÇÕES DO MERCADO BRASILEIRO

O Brasil, país com reconhecida e histórica vocação petroleira e, atualmente, um importante player exportador de óleo cru, desenvolveu seu mercado de gás natural de forma associada a essa matriz energética, sobretudo por meio do papel singular exercido pela Petrobras no programa de desenvolvimento nacional. Confirmando essa afirmação, em 2024, cerca de 10% da produção total do país correspondia a gás não associado ao petróleo (ANP, 2024) em face também das especificidades geológicas dos campos nacionais. Além disso, a maior parte da produção de gás associado tem como destino a reinjeção nos próprios campos de extração, com prevalência no pré-sal das bacias de Campos e Santos. Dados do primeiro Boletim de Gás Natural do

Ineep (Ineep, 2025), divulgado em maio de 2025, revelam que, em 2024, 67,5% do total de gás extraído nas plataformas do país não chegou ao mercado de consumo final.

Ao lado da Companhia Siderúrgica Nacional (1941), Companhia Vale do Rio Doce (1942) e da Eletrobras (1962), a Petrobras (1953) foi basilar para o processo de industrialização nacional que, entre 1950 e 1980, posicionou o Brasil entre os três países com maior crescimento econômico no período (Rangel, 2012). A estatal teve papel decisivo na estruturação de grandes empreiteiras nacionais e na consolidação do mercado de fornecimento energético, desenvolvendo, de forma integrada, a logística terrestre e marítima — inclusive com infraestruturas instaladas em outros países da América do Sul.

No setor de gás natural, não foi diferente. Além das atividades de exploração e produção, a Petrobras teve papel fundamental na criação de plantas industriais e infraestruturas dedicadas ao atendimento de aplicações estratégicas, como refinarias, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e Unidades de Tratamento de Gás Natural (UTGs), fábricas de fertilizantes, termelétricas e uma rede de gasodutos de transporte. Também estruturou em regiões desabastecidas a infraestrutura de distribuição para suprir mercados industriais termointensivos, o segmento automotivo, o setor químico (como matéria-prima) e, por último, os segmentos residencial e comercial que já contavam com o Gás Liquefeito do Petróleo (GLP), energético líder nesse setor de consumo. Essas soluções contaram com programas de formação profissional voltados à capacitação técnica dos trabalhadores da empresa, por meio de intercâmbios, estudos e pesquisas e vivências internacionais (Estrella, 2023). A estatal também protagonizou uma das mais importantes descobertas tecnológicas globais na exploração de combustíveis fósseis, ao viabilizar a produção em águas profundas nas camadas do pré-sal.

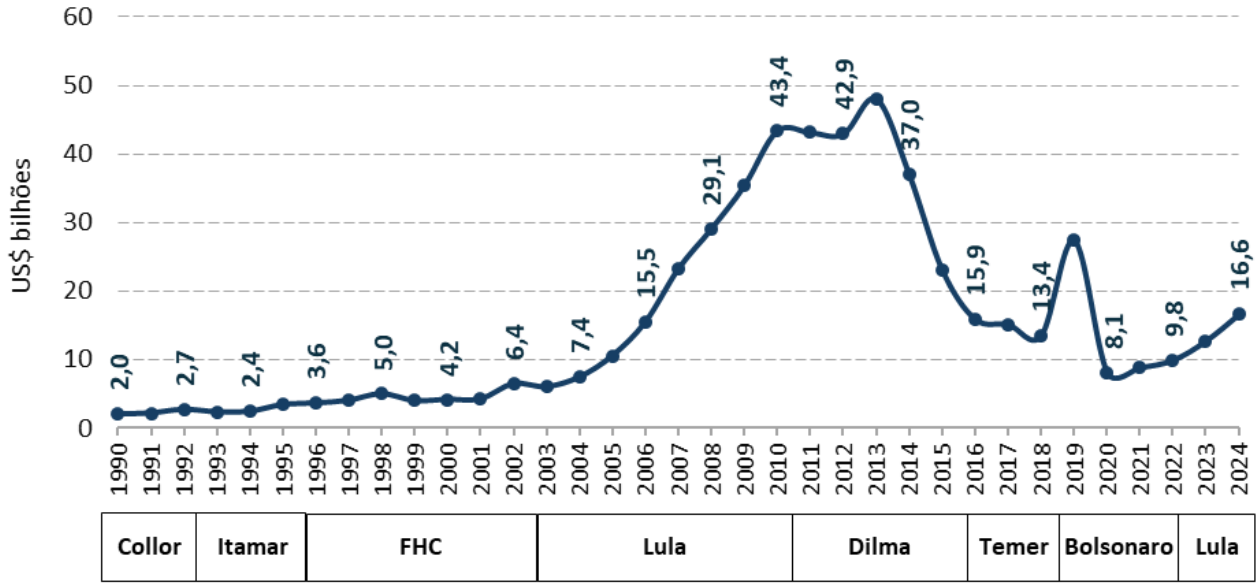
O dinamismo da Petrobras no setor permitiu a realização de investimentos de alto risco econômico e operacional, assumidos integralmente pela empresa, como no caso do Gasoduto de Transporte Bolívia–Brasil (Gasbol). Esse projeto, firmado mediante acordo bilateral, envolveu investimentos totais de US$ 2,15 bilhões[4] (ou R$ 3,9 bilhões[5]) para a implantação de 3.150 km de gasodutos, entregues no final da década de 1990.

[4] O investimento de US$ 2,15 bilhões em 1999, convertido pelo câmbio da época e corrigido pela inflação brasileira (IPCA), equivaleria a aproximadamente R$ 19,07 bilhões em abril de 2025.

[5] De acordo com o câmbio médio daquele ano (R$ 1,8144 por dólar).

No entanto, depois de 2012[6], os investimentos perderam força em decorrência de processos continuados de descaracterização do papel sócio-estatal da empresa. O Gráfico 1 a seguir demonstra que de 2002 a 2013 a empresa apresentou seu período principal de desenvolvimento e aplicação de novos projetos de infraestrutura, mesmo mantendo a principal atenção ao setor de exploração e produção (E&P).

Gráfico 1: Investimento nominal da Petrobras, 1990 - 2024 (UU$ bilhões)



Fonte: Petrobras. Elaboração: Ineep

Dentre esses movimentos, destacam-se a promulgação da Lei do Petróleo (1997) que promoveu a quebra do monopólio estatal no setor de óleo e gás no Brasil, a abertura de capital da Petrobras — na Bolsa de Nova Iorque (1999), a mudança no seu quadro societário[7] com redução da participação estatal, a tentativa de *rebranding* da marca da empresa para "Petrobrax" (2001), as operações jurídico-policiais de forte influência

[6] Apesar da retomada dos investimentos pela estatal, persiste a necessidade de redefinir diretrizes estratégicas que articulem o interesse público com a sustentabilidade econômica da empresa. Como aponta Santos (2025), a atual política financeira ainda privilegia a distribuição de dividendos em detrimento de uma atuação estatal mais robusta e alinhada com demandas estruturantes do país, exigindo, portanto, uma reavaliação crítica do papel da companhia no novo ciclo energético.

[7] Com base nos dados de março de 2025, a composição acionária total da Petrobras é distribuída da seguinte forma: o Governo Federal detém 29,02% do capital total; o BNDESPar possui 6,98%; e o BNDES, 1,05%, totalizando uma participação estatal direta e indireta de 37,05%. Investidores estrangeiros representam 46,43% do capital, sendo 25,28% por meio da B3 (Resolução nº 2.689 do CMN) e 21,15% via ADRs (American Depositary Receipts). Os investidores institucionais brasileiros detêm 7,19%, enquanto o FMP-FGTS Petrobras possui 1,06%. Demais pessoas físicas e jurídicas respondem por 8,28% do capital total.

externa, como comprovado na “Lava Jato”[8], que interromperam investimentos estratégicos (2014), e, por fim, o programa de desinvestimentos forçados de ativos, iniciado em 2016 e acelerado em 2019, que contribuiu para essa intensa empresarização e financeirização do sistema Petrobras, desfigurando, em parte, seu papel como principal instrumento de desenvolvimento nacional pela via estatal.

Contudo, em 2010, ocorreu um movimento em sentido oposto ao processo de financeirização e desmonte: a realização da maior capitalização da história do capitalismo até então, com a injeção de aproximadamente R$ 120 bilhões na Petrobras. A operação foi viabilizada por meio da cessão onerosa de reservas ainda não exploradas pela União no pré-sal, permitindo à estatal ampliar sua participação nos blocos e assegurar os investimentos necessários para a exploração em águas ultraprofundas. Nesse processo, a União teve papel central ao contribuir com barris de petróleo em troca de ações, reforçando a capacidade de investimento da empresa e reafirmando seu caráter estratégico no desenvolvimento nacional.

O chamado Novo Mercado de Gás (NMG), instituído pelo governo federal entre 2019 e 2022, resultou em um acordo controverso com o Cade que levou ao desinvestimento quase total da Petrobras nos elos de transporte e distribuição de gás natural. Além da venda da participação na Gaspetro (Petrobras Gás S.A.) — subsidiária criada a partir da massa falida da Petrofértil e responsável pela distribuição de gás natural em 18 unidades federativas —, a empresa foi obrigada a se desfazer das transportadoras que operavam nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste[9]. Com isso, a Petrobras passou a concentrar ainda mais sua atuação nas atividades de exploração e produção no pré-sal, abrindo espaço para a privatização do setor, com impactos sobre a soberania nacional e levando a afetar os benefícios inerentes à economia de escala, característica fundamental da infraestrutura de gás natural operada sob regime de concessão e pela integração de redes.

[8] Lava Jato, durante cerca de cinco anos a partir de 2014, foi reconhecida por parte da mídia e da nação como uma aliada da democracia brasileira, ao punir poderosos do meio político e empresarial por corrupção, entre eles diretores e gestores da Petrobras, empresa epicentro da investigação. Contudo, a série Vaza Jato do veículo jornalístico The Intercept Brasil levou o país a repensar a operação e sua legitimidade ao dar notícia, por meio de acesso às conversas particulares de juiz e procuradores, das reais intenções e do modo operante que era estabelecido quando não se observavam as autoridades jurídicas que comandavam os processos. A conclusão, a partir do acesso aos diálogos, foi de que aquilo que as pessoas consideravam ser justo, na realidade estava contaminado por objetivos de poder que se materializaram mais claramente após a eleição presidencial brasileira de 2018 (Duarte, 2020).

[9] A empresa manteve o controle da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) que opera, em parceria com a estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), o Gasoduto de Transporte Bolívia-Brasil (Gasbol).

Esse movimento articulado entre o governo federal (2019-2022) e o Cade atraiu novos agentes ao setor de gás natural, além de tradicionais *players* globais e seus parceiros locais. Observou-se também o aumento do interesse de grupos econômicos já presentes em estados que haviam privatizado suas distribuidoras na esteira da agenda global neoliberal dos anos 1990, cujos efeitos também impactaram o Brasil.

A proposta era espelhar o modelo estadunidense e os movimentos ocorridos na Europa, desconsiderando as estruturas estatais historicamente predominantes em países periféricos e em desenvolvimento — nos quais a governança pública sobre empresas operadoras de serviços essenciais tem sido condição estratégica para o desenvolvimento. Além da venda da Gaspetro, um segundo ciclo de movimentações foi desencadeado: alguns agentes beneficiados pelos desinvestimentos da Petrobras passaram ainda no curto prazo a revender ativos, fomentando um novo processo de verticalização pela via privada no elo da distribuição, como aconteceu com o Grupo Cosan, via Compass, se desfez das operações no Nordeste ao vender suas participações à Energisa. Com isso, rompeu-se a principal justificativa da abertura do mercado nacional de gás — a desverticalização para promover competitividade tarifária ao setor produtivo —, evidenciando, ao contrário, o caráter oligopolista privado do setor e sua forte dependência da dinâmica internacional de precificação, com resultados precoces para os novos "investidores".

O Ineep se posicionou criticamente sobre a NLG, antecipando as incongruências da proposta e os potenciais impactos negativos sobre o mercado brasileiro. Gabrielli (2021) destacou que a retirada da Petrobras comprometeria a coordenação da cadeia produtiva do gás natural, dada sua atuação histórica como âncora dos investimentos em grandes modais de infraestrutura. A tentativa de replicar o modelo europeu de desregulamentação ignoraria as diferenças estruturais e institucionais do Brasil, além de impor elevado risco de aumento dos preços do gás natural, devido à maior exposição ao mercado internacional e à ausência de ampliação da oferta. Argumentou-se, ainda, que a alegada ineficiência do modelo regulatório anterior não justificaria a falta de investimentos em gasodutos, uma vez que apenas um agente estatal foi capaz de viabilizar projetos estruturantes nos estágios iniciais do setor sem as garantias atuais exigidas pelos novos operadores dos sistemas usando da velha desculpa que se apoia em defesa do "equilíbrio econômico-financeiro dos contratos" e da "segurança jurídica para investidores".

3. OS PRIMEIROS EFEITOS DA PRIVATIZAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

3.1. NOVO MERCADO DE GÁS

A proposta de abertura do mercado de gás natural no Brasil se consolidou nos anos recentes sob o guarda-chuva do chamado Novo Mercado de Gás (NMG), que se apresentou como sendo uma medida baseada na ampliação da concorrência, maior oferta de gás natural, suposta melhoria de eficiência que culminaria na redução tarifária. A proposta foi sustentada por um conjunto de medidas regulatórias no governo Michel Temer (2016–2018), aprofundadas no governo Jair Bolsonaro (2019–2022) com o programa Gás para Crescer, e culminou na aprovação da Lei nº 14.134/2021 que instituiu a NLG (Brasil, 2021a).

Essa legislação alterou o marco regulatório anterior (Lei nº 11.909/2009) (Brasil, 2009), substituindo o regime de concessão pelo de autorização para transporte, instituindo o acesso negociado às infraestruturas e promovendo a figura do consumidor livre. A promessa central era de que a concorrência entre novos ofertantes resultaria em tarifas mais baixas, maior oferta e dinamização do setor. O discurso de que haveria uma redução de 30% nos preços do gás, reiterado em 2019 pelo então ministro da fazenda Paulo Guedes, nunca se confirmou.

A NLG, sob a roupagem do NMG, também tentou articular soluções às barreiras estruturais de entrada no setor, considerando a premissa de diversificação de agentes. O acesso negociado às infraestruturas, em especial aos gasodutos de transporte, permaneceu limitado por assimetrias regulatórias e pela dominância da Petrobras em pontos-chave da cadeia, como na produção e escoamento. O sistema de transporte segue operando sob malha restrita, com gargalos logísticos que dificultam a interiorização do gás. A tentativa de induzir concorrência pela desregulação e privatização do elo da distribuição não gerou os efeitos prometidos sobre eficiência ou universalização do serviço. Por sua vez, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem enfrentado dificuldades para exercer suas funções regulatórias e de mediação de conflitos federativos — o caso do Gasoduto Subida da Serra é emblemático[10].

[10] Construído pela Compass para interligar o Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo (localizado no Porto de São Sebastião, no litoral norte paulista) ao sistema da Comgás (distribuidora que atende a região metropolitana de São Paulo), o gasoduto Subida da Serra gerou uma disputa regulatória entre a ANP e a Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (Arsesp). A ANP classificou o duto como sendo de transporte, sob regulação federal, enquanto a Arsesp defende sua natureza como gasoduto de distribuição. Em julho de 2024, a ANP manteve sua decisão, encerrando as negociações com os entes estaduais, e a disputa foi judicializada. O terminal pertence à Compass, empresa do Grupo Cosan, que também controla a Comgás.

Nesse cenário, surgiram tentativas de correção parcial dos rumos da política de gás. O programa Gás para Empregar, instituído em 2023 pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e regulamentado pelo Decreto nº 12.153/2024 (Brasil, 2024), busca ampliar a oferta nacional de gás, reduzir reinjeções nos campos produtores e estimular o uso do insumo pela indústria. O programa estabelece medidas como o *swap* de óleo da União por gás, o reconhecimento regulatório de custos de infraestrutura e a participação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da ANP no planejamento da demanda. É uma iniciativa que aponta para a revalorização da coordenação estatal e para uma visão de reindustrialização do país, no âmbito do programa Nova Industrial Brasil (NIB), com base na energia e em processos de transição tendo o gás como protagonista.

De forma complementar, mas incorporando os vícios do NMG, o chamado Gas Release, previsto na Nova Lei do Gás e atualmente em estudo pela ANP, visa impor obrigações de venda de volumes por parte de agentes dominantes, como forma de fomentar a concorrência na oferta. A experiência internacional, notadamente na Europa, serve de referência, mas sua aplicação para o contexto brasileiro enfrenta limitações objetivas como malha de transporte subdimensionada, escassez de carregadores interessados, elevado risco regulatório e resistências por parte das empresas incumbentes. Além disso, a ausência de metas claras, indicadores de resultado e uma estrutura institucional robusta tornam o programa uma medida de baixa efetividade.

Esse movimento ignora algumas premissas importantes do lado da oferta: (i) a dinâmica internacional, considerando o papel da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) na formação dos preços; (ii) o gás natural brasileiro ainda é ofertado com base na lógica dos preços de importação, sofrendo também os efeitos da variação cambial do dólar e a indexação pelo petróleo dos tipos Brent e WTI; (iii) o estímulo à concorrência em um mercado estruturalmente oligopolizado, uma característica inerente ao modelo econômico vigente, tende a empilhar os preços, favorecendo margens elevadas às empresas; (iv) a exclusão da Petrobras dos elos da cadeia de gás natural levou a empresa a priorizar suas estratégias de *portfólio* em seus outros produtos, o que ajuda a explicar a adoção de uma postura mais competitiva como principal supridor de gás natural do mercado nacional; e (v) a realidade da exploração e produção de gás no Brasil, associado ao petróleo, em plataformas offshore e com baixa índice de escoamento.

Considerando essas contradições, é fundamental manter o debate sobre o papel do Estado no setor de gás natural. A revalorização da Petrobras como agente público estruturante, a articulação federativa entre União e estados subnacionais na melhor regulação do transporte e distribuição, e a construção de um sistema tarifário que privilegie a modicidade e a estabilidade no longo prazo como elementos centrais para reverter os efeitos causados pela financeirização do setor. O gás natural deve ser reconhecido como uma infraestrutura essencial de interesse público e um insumo estratégico para o setor produtivo nacional, cuja gestão requer instrumentos de planejamento, regulação e investimento público capazes de superar a lógica financeirizada atualmente dominante.

3.2 CIRANDA DE AGENTES

Na última década, o setor de gás natural brasileiro passou por um intenso processo de reconfiguração de sua estrutura acionária, sobretudo a partir dos desinvestimentos da Petrobras na distribuição e no transporte. No elo final da cadeia, a retirada da estatal abriu espaço para a entrada de novos grupos privados, com destaque para a Cosan (Compass Gás e Energia), a já presente Mitsui Gás e Energia do Brasil e, mais recentemente, o Grupo Energisa. A entrada de novos grupos econômicos, seja por meio de aquisições diretas ou por intermédio de holdings como a Commit e a Norgás, resultou na reconfiguração do controle acionário de diversas distribuidoras estaduais, consolidando uma nova estrutura de propriedade no setor.

A primeira grande movimentação ocorreu com a entrada da Mitsui, que adquiriu 49% da Gaspetro em 2015 e avançou na sua já ampla participação direta em distribuidoras, além de exercer influência indireta em muitas outras concessões. Em 2022, a Petrobras vendeu sua parcela remanescente (51%) para a Compass, novo braço da Cosan, que passou a controlar 18 distribuidoras por meio da Gaspetro, rebatizada como Commit Gás em alusão ao nome das suas novas sócias. Contudo, a concentração resultante levou o Cade a exigir a alienação de parte dos ativos da Commit, atendendo ao interesse inicial do Grupo Cosan de concentrar no Sul e Sudeste sua atuação. Como resposta, criou-se a Norgás S.A., que reuniu cinco distribuidoras do Nordeste (Algás, Cegás, Copergás, Potigás e Sergás). Em 2024, a Compass vendeu sua participação de 51% na Norgás para a Infra Gás e Energia, que passou a ser controlada pela Energisa — os outros 49% permanecem com a Mitsui.

Esse histórico de mudança e concentração de agentes expressa uma dinâmica recente mais intensa, vinculada à agenda do Novo Mercado de Gás e marcada por um

processo de verticalização privada promovido por grandes grupos econômicos que passaram a controlar, simultaneamente, diversas distribuidoras estaduais. A Tabela 1 a seguir expõe essa realidade de concentração, considerando as composições registradas no ano de 2024.

Tabela 1: Composição acionária das distribuidoras

Estado	Distribuidora	Mitsui	Compass	Energisa	Governos estaduais	Outros sócios
AL	Algás	55,93%	–	15,0%	29,06%	Norgás 29,44%
AM	Cigás	–	–	–	–	Manausgás 100%
AP	Gasap	–	–	–	25,5%	Termogás 74,5%
BA	Bahiagás	41,5%	–	–	58,5%	–
CE	Cegás	67,39%	–	18,11%	14,5%	Norgás 35,5%
DF	Cebgás	–	–	–	–	Termogás 75%; CEB 25%
ES	Esgás	–	–	100%	–	–
MA	Gasmar	–	–	–	25,5%	Termogás 74,5%
MG	Gasmig	–	–	–	–	Cemig 99,57; MAB 0,43%
MS	MSGás	24,01%	24,99%	–	51%	Commit 49%
PA	Gás do Pará	–	–	–	25,5%	Termogás 74,5%
PB	PBGás	41,5%	–	–	58,5%	–
PE	Copergás	61,34%	–	21,66%	17%	Norgás 41,5%
PR	Compagás	36,51%	63,49%	–	–	Commit 24,5%
RJ	Ceg	–	–	–	–	Naturgy 54,16%; BNDES 34,56%; Fundo Dinâmica Energia: 8,84%; Pluspetrol 2,26%; Outros 0,18%
RJ	Ceg Rio	18,33%	19,08%	–	–	Naturgy 59,59%; Commit Gas: 37,41%; Pluspetrol 3,%
RN	Potigás	40,67%	–	42,33%	17%	Norgás 83%
RS	Sulgás	24,01%	75,99%	–	–	Commit 49%
SC	SCGás	61,09%	20,91%	–	–	41% Commit; 17% (Celesc); 1% (Infragás)
SE	Sergás	61,84%	–	21,16%	17%	Norgás 41,5%
SP	Comgás	–	99,14%	–	–	Outros 0,86%
SP	Naturgy SP Sul	–	–	–	–	Naturgy 99,99%; Kátia Brito Repsold 0,01%
SP	Necta Gás	–	100%	–	–	–

Fonte: Relatórios de administração das empresas (2024). Elaboração: Ineep

Com isso, revela-se a prevalência de cinco grandes grupos econômicos no elo da distribuição de gás natural:

- Compass: atua em seis distribuidoras, concentrando R$ 2,14 bilhões em capital sob controle, com o maior valor entre os grupos;
- Mitsui: participa de 12 distribuidoras, com capital sob controle proporcional de R$ 1,25 bilhão;
- Naturgy: opera em três distribuidoras, com R$ 1,07 bilhão;
- Energisa: presente em seis distribuidoras, com R$ 910,2 milhões em capital proporcional;
- Cemig: mantém 99,57% da Gasmig, totalizando R$ 662,6 milhões em capital.

A Tabela 2 a seguir apresenta os principais grupos econômicos do setor, organizados de acordo com o volume de capital integralizado e o número de distribuidoras em que detêm participação societária.

Tabela 2: Capital total por acionista.

Grupo	Capital sob controle (R$ milhões)	Distribuidoras
Compass	2.139	6
Mitsui	1.251	12
Naturgy	1.068	3
Energisa	910	6
Cemig	663	1
Termogás	294	4

Fonte: Relatórios de administração das empresas (2024). Elaboração: Ineep

Essa nova estrutura evidencia que, após a abertura do mercado e os desinvestimentos impostos à Petrobras, não houve uma dispersão de agentes, como se projetava, mas sim uma forte concentração privada em torno de grupos empresariais de escala nacional, com presença de capital externo, como Cosan (BG Pactual e Perfin) e Mitsui (japonesa), que ampliaram significativamente sua atuação. O espaço estatal foi fortemente reduzido, com exceções em estados como Alagoas, Amapá, Bahia, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Pará e Paraíba, onde os governos estaduais exerceram o direito de compra proporcional durante o processo de privatização da Gaspetro — medida que, na maioria dos casos, revelou-se insuficiente para garantir o controle majoritário no capital e governança das concessões. Isso mostra a resistência do Nor-

deste, por meio de atuação destacada do Consórcio Nordeste e alguns presidentes das distribuidoras locais, em manter a governança nas concessões.

Além da expansão da presença acionária, é importante observar os valores envolvidos nas transações e os retornos financeiros auferidos por esses grupos, mesmo no curto prazo. A Mitsui, por exemplo, desembolsou R$1,9 bilhão em 2015 para adquirir 49% da Gaspetro. Considerando o período de 2015 a 2024 e a participação proporcional efetiva nas distribuidoras estaduais, estima-se que o grupo tenha acumulado até R$4,5 bilhões em lucros líquidos proporcionais — mais do que o dobro do valor investido, com tendência crescente e presença relevante em empresas como SCGás, Bahiagás, Algás e Potigás.

A Compass Gás e Energia, por sua vez, pagou R$2,1 bilhões em 2022 pela fatia remanescente da Gaspetro. Desde então, consolidou sua atuação direta e indireta no setor, acumulando até R$ 5,6 bilhões em lucros proporcionais entre 2022 e 2024[11]. Esse resultado soma-se à alienação de 51% da Norgás para a Infra Gás, em operação anunciada em novembro de 2024, por R$629 milhões. Esses dados evidenciam que, apesar dos altos valores de entrada, os retornos têm sido expressivos, reforçando o caráter rentista e altamente concentrado do atual desenho de propriedade no setor de distribuição de gás natural no Brasil.

A trajetória do grupo Cosan, controlador da Compass, evidencia uma mudança estratégica de posicionamento. Embora historicamente crítico à presença da Petrobras em diversos elos da cadeia do gás natural amparando-se em dispositivos legais nacionais como o princípio de separação entre atividades ("quem carrega não transporta, quem transporta não distribui"[12]), o grupo passou a adotar justamente a mesma lógica, estruturando sua atuação empresarial por meio da criação de subsidiárias. Além da Compass (*holding* formada a partir da aquisição da Gaspetro) e da Commit Gás (em sociedade com a Mitsui), o grupo fundou também a Edge Energia, com foco nas atividades de suprimento e transporte. Com isso, consolida uma estratégia integrada de atuação ao longo de toda a cadeia de valor do setor.

---

[10] A Compass já detinha a operação da Comgás, cujo lucro entre 2022 e 2024 somou R$ 4,97 bilhões. Nas demais distribuidoras, obteve R$ 685 milhões no mesmo período. Em 2024, vendeu 51% da Norgás por R$ 629 milhões, somando retorno estimado de R$ 1,31 bilhão em lucros fora da Comgás.

[11] Embora essa máxima não conste literalmente na Constituição Federal, expressa o princípio regulatório da separação entre as etapas da cadeia do gás natural. Esse princípio está amparado na Lei nº 9.478/1997, na Lei nº 11.909/2009 e na Resolução ANP nº 11/2016, que vedam a integração vertical entre produção, transporte e distribuição, visando a concorrência no setor (Brasil, 1007; 2009; ANP, 2016).

Ou seja, neste caso, orientada ao aumento das margens e não à promoção da competitividade em preço para o usuário final. A Cosan, que historicamente manteve forte parceria com a anglo-holandesa Shell no Brasil, agora amplia sua presença no setor de gás natural por meio dessa estratégia, ocupando os territórios de maior desempenho econômico — justamente aqueles cuja presença estatal antes era criticada. Cabe lembrar que a Cosan já era controladora da Comgás, a maior distribuidora de gás natural do país em volume comercializado e mercado atendido. A Comgás foi historicamente estruturada em parceria com a Shell e a Britsh Gas, e a ampliação da Cosan no mercado, via Compass, consolidou essa posição já dominante.

A Cosan S.A. é uma *holding* de capital pulverizado, com 36,02% sob controle direto, 0,42% em tesouraria e 63,56% em *free float* (incluindo instrumentos financeiros como Total Return Swaps). Sua subsidiária, a Compass Gás e Energia, tem como principal acionista a Cosan Dez Participações S.A. (88%), além de fundos institucionais como Bradesco Vida e Previdência (4,32%) e Atmos (4,32%). Já a Mitsui Gás e Energia do Brasil é uma subsidiária integral da japonesa Mitsui & Co. Ltda. e mantém participação direta ou indireta em 44,4% das distribuidoras. Em associação com a Compass, formou a Commit Gás S.A. (51% Compass e 49% Mitsui), e posteriormente integrou a Norgás S.A., *holding* criada por nova exigência do Cade e que reúne cinco concessionárias no Nordeste.

A Energisa, que operava com gás natural desde 2023 no Espírito Santo[13], adquiriu a participação na Norgás, passando a controlar 51% da *holding*, enquanto a Mitsui manteve os outros 49%. O grupo Energisa é controlado pela Gipar S.A. (27,74%) e tem entre seus principais acionistas a Squadra Investimentos (9,73%), a FIA Samambaia (8,33%) e o BNDESPar (6,40%). A operação de compra da Norgás foi realizada por meio da Infra Gás e Energia S.A., agora integralmente controlada pela Energisa. Destaca-se também a atuação da Termogás S.A., um consórcio nacional formado por múltiplos sócios — entre eles a El Paso Energia, a TNG Participações e outros investidores — com presença relevante na Gasmar, GDP (PA), Cebgás e Gasap.

Enfatiza-se, ainda, que o setor de distribuição de gás natural é relativamente jovem no Brasil, tendo suas operações iniciado, na maioria dos estados, em conformidade com

[13] A Energisa adquiriu 100% das ações da Companhia de Gás do Espírito Santo (ESGás) no leilão de privatização (mar. 2023). A aquisição foi concluída em julho de 2023, com investimento superior a R$ 1,4 bilhão.

o disposto no §2º do artigo 25 da Constituição Federal de 1988[14]. As exceções são os estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, cujas redes de distribuição são centenárias e foram privatizadas em 1997 e 1999, respectivamente. Nos demais territórios, as concessões começaram no final da década de 1990 e início dos anos 2000. Em boa parte deles, foi efetivada uma parceria entre os governos estaduais, a Gaspetro (criada em maio de 1998) e a Gaspart (Gás Participações Ltda.), então pertencente ao grupo estadunidense Enron, que havia adquirido a empresa da construtora OAS em 1997.

Com a falência do Grupo Enron, motivada por fraude fiscal identificada em seu país de origem, a Mitsui adquiriu a empresa em 2006 por US$ 250 milhões, passando a integrar o setor até os dias atuais e ampliando progressivamente sua presença, como demonstrado neste estudo. A Enron era também sócia da Ceg e da Ceg Rio, tendo posteriormente vendido sua participação para a espanhola Gas Natural Fenosa (atual Naturgy). Além disso, a Enron possuía participação no Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), era proprietária da termelétrica de Cuiabá e da distribuidora de energia Elektro, que atuava no interior do estado de São Paulo.

Com isso, observa-se que, historicamente, a Mitsui tem buscado ampliar sua presença em todas as regiões do país, sem necessariamente controlar diretamente as concessionárias e detendo boa parte do capital social, seja de forma individual ou por meio de holdings. Já a Compass, do grupo Cosan, escolheu suas participações nas regiões Sul e Sudeste, áreas de elevado PIB, com o objetivo de atuar de forma verticalizada em determinado território. A Energisa, por sua vez, é um novo entrante oriundo do setor de energia elétrica, que tende a continuar aproveitando as oportunidades de aquisição de ativos. Os casos do Rio de Janeiro (Naturgy) e de Minas Gerais (Cemig) configuram exceções a essa dinâmica, mas operando também pela lógica privada.

3.3 PRINCIPAIS INDICADORES

Neste tópico, apresentamos os principais resultados alcançados, entre 2014 e 2024, pelas 18 distribuidoras analisadas no estudo. O objetivo é demonstrar e interpretar os efeitos dos indicadores do setor sobre o mercado de consumo, evidenciando como os marcos de mudança no elo da distribuição se refletem no consumo e nos preços praticados, no desempenho econômico-financeiro das empresas e nas estratégias de mercado adotadas por essas concessionárias.

[14] "Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação."

3.3.1 A lucratividade cresce acima da inflação

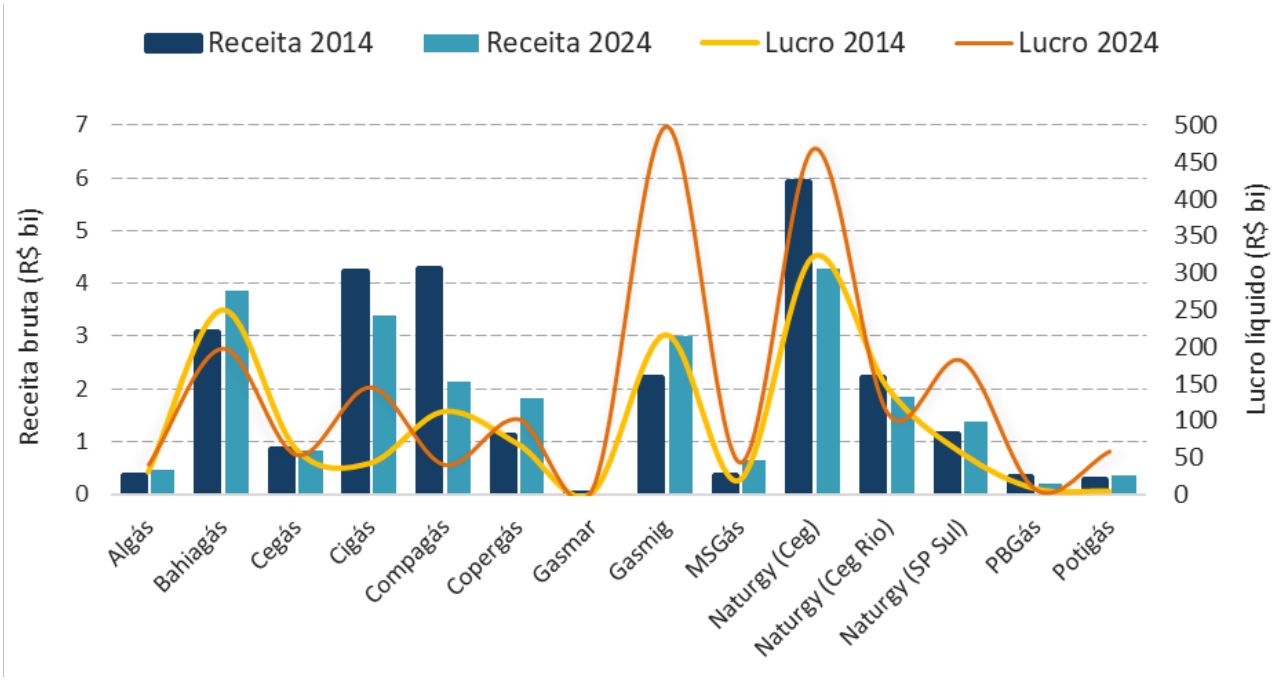
A comparação dos dados econômicos e financeiros das distribuidoras de gás natural entre os anos de 2014 e 2024 evidencia uma mudança estrutural no desempenho do setor. Apesar de o volume total distribuído ter crescido em algumas regiões e se retraído em outras, com impactos sobre a receita, a maioria das concessionárias registrou aumentos expressivos no lucro por metro cúbico de gás comercializado. Em grande parte, esse avanço superou a inflação acumulada no período, que foi de 86,13%[15].

O gráfico a seguir demonstra que, na maioria dos casos, o crescimento real da receita foi negativo ou positivo entre as empresas, enquanto o lucro líquido avançou muito acima da inflação. A Comgás (SP) foi suprimida do gráfico, pois seus valores são significativamente superiores aos das demais distribuidoras e destoam da média do setor. Ainda assim, a empresa registrou um ganho real de 26,26% na receita bruta e 51,85% no lucro líquido no período analisado, lucrando R$ 1,79 bi e gerando uma receita de R$ 15,44 bi em 2024.

O Gráfico 2 demonstra que, na maioria dos casos, o crescimento real da receita foi negativo ou positivo entre as empresas, enquanto o lucro líquido avançou muito acima da inflação em quase todos os dados. A Comgás (SP) foi suprimida do gráfico, pois seus valores são significativamente superiores aos das demais distribuidoras e destoam da média do setor. Ainda assim, a empresa registrou um ganho real de 26,26% na receita bruta e 51,85% no lucro líquido no período analisado, lucrando R$ 1,79 bi e gerando uma receita de R$ 15,44 bi em 2024. Destaca-se que, com exceção dos estados do Rio de Janeiro e de São Paulo, onde o mercado residencial é amplamente atendido, a maioria das demais unidades federativas mantém sua base de consumo concentrada nos segmentos industrial e térmico.

[15] Corresponde à inflação oficial medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), indicador adotado pelo Banco Central do Brasil para a meta de inflação e utilizado em análises econômicas.

Gráfico 2: Receita bruta e lucro líquido das distribuidoras* de gás natural entre 2014 e 2024.**



Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep[1]

* A Comgás não foi considerada para o gráfico.

** Valores Corrigidos pelo IPCA

Em termos de lucro líquido por metro cúbico de gás, algumas distribuidoras registraram aumentos expressivos entre 2014 e 2024, mesmo após a correção pela inflação. A Potigás se destaca com um salto de R$0,02 para R$0,66 por m³, representando um aumento nominal superior a 3.200% e um ganho real superior a 1.680%. A Ceg Rio também apresentou desempenho notável, multiplicando sua rentabilidade unitária por cinco, de R$0,04 para R$0,20 por m³, o que equivale a um aumento real acima de 410%.

Outras distribuidoras também apresentaram resultados relevantes: a Copergás (PE) obteve ganho real superior a 270%, seguida por PBGás (PB) (aproximadamente 190%), Compagás (PR)(135%), SCGás (SC) (130%), Algás (AL) (204%) e Gasmar (MA) (93%), todas com aumentos reais de lucratividade por metro cúbico acima da inflação.

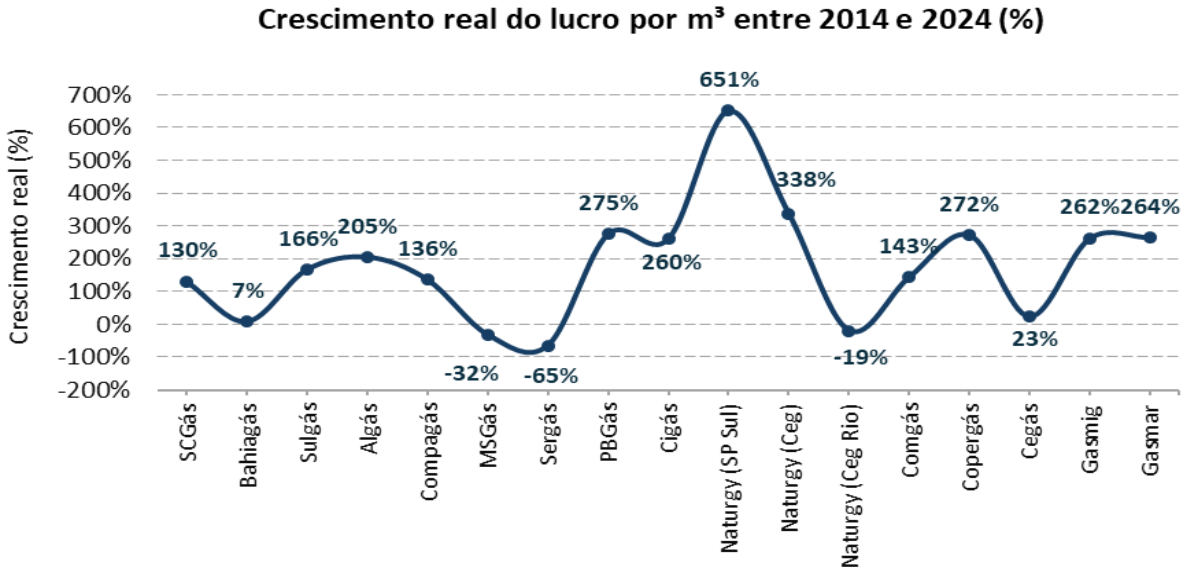
Mesmo entre concessionárias que apresentaram retração no volume distribuído, o aumento da lucratividade unitária revela uma reorientação estratégica focada no resultado econômico. Em muitos casos, esse avanço está diretamente relacionado à elevação das tarifas aplicadas ao mercado, tendo em vista que as únicas fontes de receita

dessas empresas são a venda do gás e a remuneração pelo serviço de distribuição.

Sob esse aspecto, o ganho de eficiência financeira por metro cúbico, frequentemente associado à "profissionalização" da gestão ou à modernização das empresas após a entrada de capital privado, encobre uma realidade pouco debatida. A melhora dos indicadores econômicos se apoia, sobretudo, na elevação das tarifas repassadas aos consumidores, sem que isso represente, necessariamente, um fortalecimento da função social da infraestrutura energética. Em outras palavras, o desempenho financeiro avançou com base na capacidade de captura tarifária sobre o mercado cativo, especialmente de grande consumo, o que recoloca em debate os limites da atual estrutura regulatória e o papel redistributivo das concessionárias estaduais de gás.

Por outro lado, algumas poucas distribuidoras não acompanharam esse movimento de alta rentabilidade. É o caso da MSGás (MS), Sergás (SE) e Cegás (CE), que apresentaram retração real no lucro por metro cúbico, mesmo após expansão de suas operações. A MSGás, por exemplo, mesmo tendo multiplicado por mais de seis vezes o volume distribuído, registrou um recuo real de –57% na lucratividade unitária. A Sergás, apesar de mais do que dobrar seu volume de distribuição, acumulou queda real de –78,5% no lucro, sugerindo possível desequilíbrio tarifário ou aumento proporcional de custos operacionais. Já a Cegás manteve sua margem quase estável em termos nominais, mas teve perda real de –35,5%, ficando também abaixo da linha da inflação.

Gráfico 3: Crescimento real do lucro por m³ entre 2014 e 2024 (%).

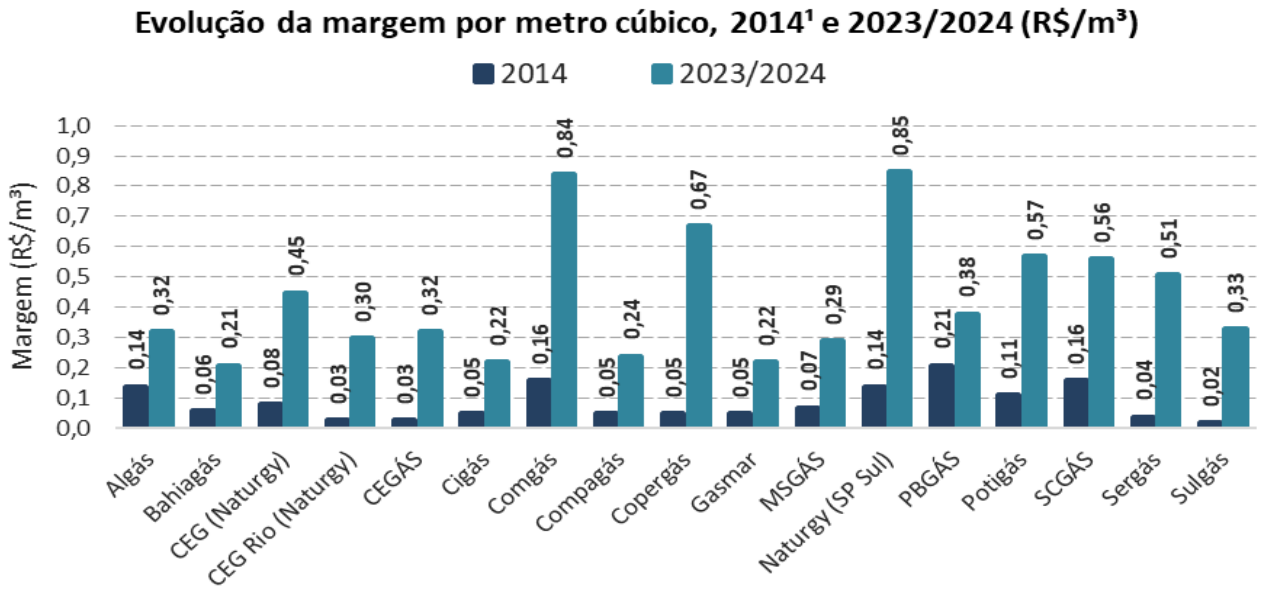


Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

O Gráfico 3 apresenta essa realidade de crescimento real da receita e do lucro por metro cúbico de cada distribuidora, considerando apenas as empresas que tinham a Gaspetro como sócia em 2014. A Potigás (RN) foi excluída da visualização por apresentar um crescimento real desproporcional, já abordado anteriormente.

O caso da Bahiagás merece destaque à parte. Com certo controle estatal, a concessionária foi uma das únicas a manter crescimento abaixo da inflação, tanto na receita unitária (+68,7%, com variação real de –12,8 p.p.) quanto no lucro por metro cúbico (+7,4%, com perda real de –74,1 p.p.). Mesmo tendo expandido consideravelmente seu volume de gás distribuído, a empresa não converteu esse aumento em maior rentabilidade, o que reforça a hipótese de que a manutenção de um modelo minimamente público coloca o fator competitividade em preços como foco de posicionamento, avaliando os desafios de crescimento por meio do atendimento a setores produtivos estratégicos, mesmo com menores margens.

Gráfico 4 : Evolução da margem por metro cúbico, 2014* e 2023/2024 (R$/m³)



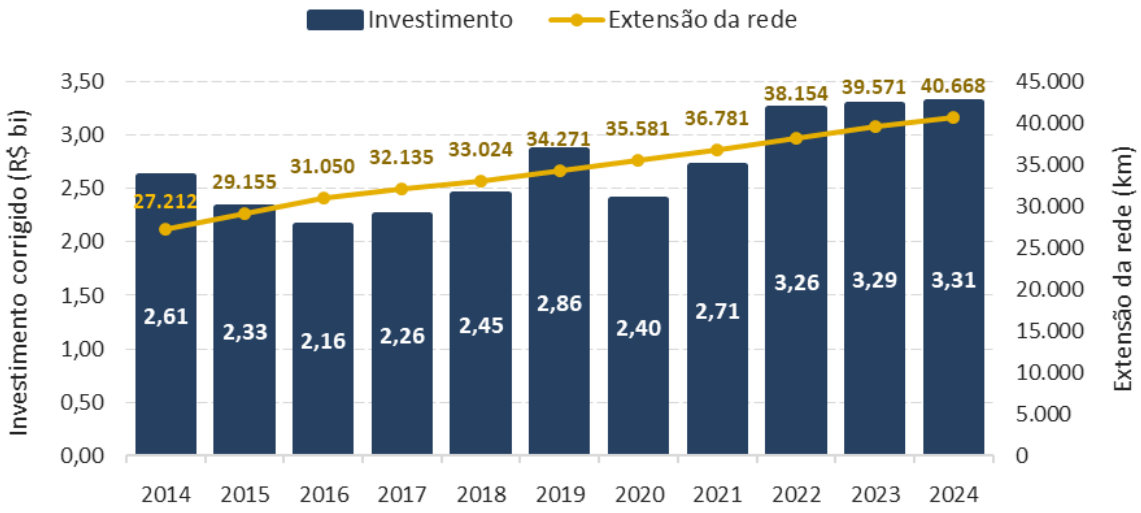
Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

De forma geral, os dados de 2014 e 2023/2024, corrigidos pela inflação, apontam que a reestruturação do setor de distribuição de gás natural no Brasil, marcada pela entrada de grupos privados, contribuiu para o fortalecimento econômico das concessionárias. Em diversos casos, mesmo diante da retração do consumo, as empresas conseguiram

aumentar sua eficiência por metro cúbico e alcançar novos patamares de rentabilidade. Esse desempenho reflete um processo de reorganização societária e reorientação estratégica, que permitiu compensar limitações de escala — especialmente em mercados menores, com baixa densidade e dificuldade de diluição de custos fixos. A atuação voltada ao desempenho econômico viabilizou a elevação das tarifas, o aumento nominal das receitas e a maximização real dos resultados financeiros o que é explicado pelo forte crescimento das margens[16] das empresas[17].

No entanto, esse foco na performance financeira não foi acompanhado, na mesma proporção, por um ciclo robusto de investimentos. A análise dos dados mostra que, embora os valores absolutos investidos tenham aumentado, o crescimento foi modesto quando comparado à expansão da lucratividade do setor. Em termos nominais, os investimentos totais das distribuidoras passaram de R$ 1,59 bilhão em 2014 para R$ 2,99 bilhões em 2024. Corrigido pela inflação acumulada no período, o crescimento real foi de apenas 1,5%, indicando um avanço marginal em novos aportes diante de um cenário de forte valorização tarifária e aumento expressivo da lucratividade por metro cúbico.

Gráfico 5: Investimento* total das distribuidoras e extensão da rede de gás natural, e 2014 a 2024.



Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

* Valores corrigidos pelo IPCA.

[15] A margem por metro cúbico (R$/m³) foi calculada dividindo-se o valor do lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA) pelo volume anual de gás distribuído por cada concessionária. O indicador expressa a geração operacional de caixa por unidade distribuída e é amplamente adotado por concessionárias de gás natural (Compass, 2025), por agências de rating (Fitch Ratings, 2025) e por operadoras integradas do setor energético (Eneva, 2025) como métrica de eficiência e desempenho econômico-financeiro.

[16] Entre as distribuidoras analisadas, a Sulgás apresentou o maior crescimento real da margem por metro cúbico entre 2014 e 2024, com aumento superior a 1.900%. Na outra ponta, a PBGÁS foi a única a registrar retração, mesmo em termos nominais, com queda de apenas 2,6% no período.

A extensão da rede de gás cresceu 13.456 km no período, o que representa um aumento de 49,45% entre 2014 e 2024. Apesar disso, houve uma forte elevação no custo real por quilômetro de rede construída, que saltou de R$ 1,35 milhão para R$ 3,02 milhões em valores corrigidos — um aumento real de 124,2%. Esse dado revela que, mesmo com um avanço relativo na infraestrutura, com crescimento médio de 4,12% ao ano, foram impostos custos crescentes aos usuários, repassados às tarifas conforme as regras das concessões, sem, inicialmente, uma contrapartida proporcional em expansão do atendimento territorial ou ganho de escala.

Esse descompasso demonstra que uma parcela maior da receita tem sido direcionada à remuneração de acionistas, em detrimento da expansão efetiva da infraestrutura, que se tornou mais onerosa para os usuários, e do enfrentamento das desigualdades territoriais e setoriais no acesso ao gás natural. Mais do que o volume absoluto investido, torna-se fundamental analisar a orientação estratégica desses aportes, como discutido a seguir. Esse cenário reforça a urgência de revisar os compromissos das concessionárias com o interesse público e de reposicionar o gás natural como instrumento voltado à estratégia de desenvolvimento produtivo nacional e atendimento de setores produtivos de maior complexidade.

3.3.2 Um novo foco de atendimento ao mercado

A evolução do número de clientes atendidos pelas distribuidoras de gás natural entre 2014 e 2024 revela uma mudança significativa no foco de mercado adotado pelas concessionárias. O setor passou por uma ampliação expressiva da base de usuários, saltando de pouco mais de 2,6 milhões de clientes em 2014 para cerca de 4,6 milhões em 2024, com destaque para o segmento residencial como responsável pela maior parte desse crescimento em todas as distribuidoras.

Tabela 2: Capital total por acionista.

Distribuidora	Avanço Residencial	Novas Indústrias Atendidas
Algás	69,8%	9,5%
Bahiagás	169,7%	3,8%
Ceg e Ceg Rio	18,7%	-28,4%
Cegás	414,3%	13,3%
Cigás	1.358,0%	256,5%
Comgás	134,2%	1,3%
Compagás	392,9%	34,0%
Copergás	119,8%	32,5%
MSGás	2.617,6%	18,8%
São Paulo Sul (Naturgy)	31,0%	18,8%
PBGás	532,0%	39,3%
Potigás	1.694,4%	50,0%
SCGás	65,4%	27,4%
Sergás	8,1%	16,7%
Sulgás	455,3%	27,9%

Fonte: Relatórios de administração das empresas (2024). Elaboração: Ineep

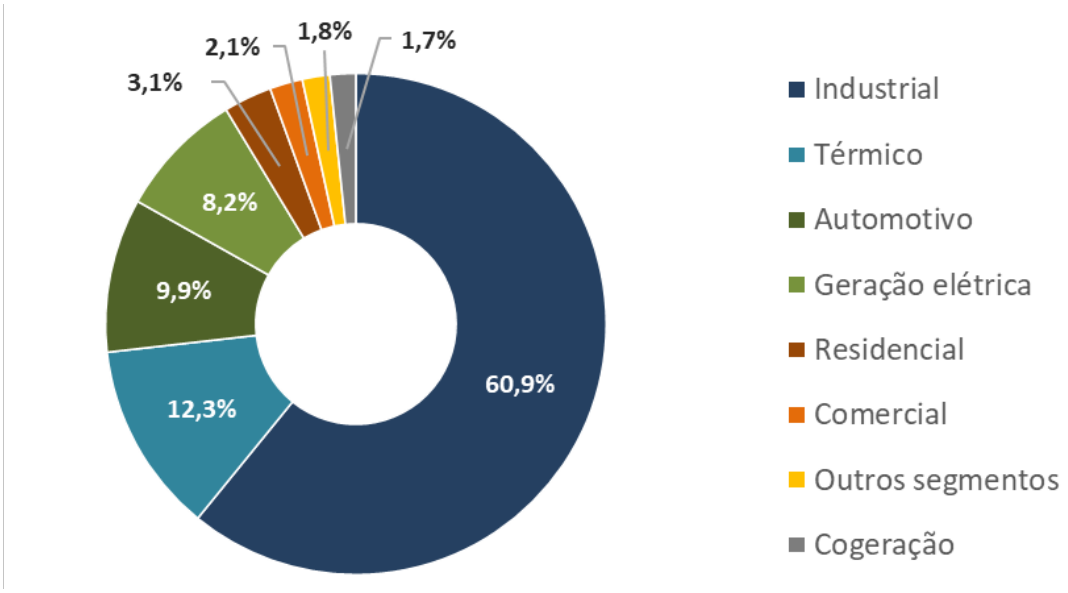
Esse movimento se baseia no fato de que o mercado residencial, embora de baixo consumo, representa um segmento de alta margem unitária, sendo menos sensível a preços e mais rentável por metro cúbico comercializado. Ao contrário do segmento industrial, cuja demanda é mais intensiva e sensível a variações tarifárias, o consumidor residencial tende a manter o consumo relativamente estável, mesmo com aumentos de tarifa, o que o torna financeiramente mais interessante no modelo atual de negócios.

A distribuidora Compagás, por exemplo, ampliou em 393% sua base de clientes residenciais entre 2014 e 2023, mas cresceu apenas 34% no segmento industrial. A MSGás registrou aumento de 2.618% no número de residências atendidas, frente a 18,75% no mercado industrial. O padrão se repete em todo o país: SCGás cresceu 65% no residencial e 27% no industrial; PBGás, 532% no residencial e 39% no industrial; Sulgás, 455% e 27,9%, respectivamente. Em casos como o da Ceg e Ceg Rio (RJ), o número de clientes industriais caiu[19], enquanto o número de residências conectadas aumentou — indi-

[19] Está havendo migração de grandes consumidores para o mercado livre.

cando, além do reforço da prioridade de mercado, um possível deslocamento do gás como insumo competitivo para a indústria em determinadas regiões.

Gráfico 6: Participação do consumo de gás natural por segmento, 2023/2024 (%).



Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

Esse comportamento revela uma inflexão no modelo de negócios das concessionárias: ao priorizar a expansão em segmentos de menor consumo, mas de maior margem, as distribuidoras passam a operar sob uma lógica de rentabilização da infraestrutura existente por meio da saturação de redes, e não necessariamente pela ampliação do uso produtivo do gás natural e expansão ou da cobertura territorial. Com isso, o setor desloca seu papel estratégico como vetor do desenvolvimento industrial para um modelo baseado na extração de renda sobre uma base pulverizada de consumidores finais — movimento que pode gerar implicações relevantes tanto para a política tarifária quanto para o papel do Estado na regulação do uso eficiente e estratégico desse recurso. Ou seja, amplia-se o número de clientes de forma exponencial, mas com efeitos mínimos sobre o volume comercializado. Esse movimento encontra respaldo na venda a outros mercados, pois, mesmo com o crescimento expressivo do número de unidades residenciais atendidas, sua participação no volume total distribuído permanece marginal, representando apenas 3,1%.

Embora a ampliação do acesso residencial ao gás natural possa ser considerada positiva do ponto de vista da ampliação do serviço, ela também revela uma faceta problemática: o enfraquecimento do gás natural como vetor da competitividade industrial — sobretudo em segmentos intensivos em energia. Ao concentrar esforços em nichos rentáveis, localizados em áreas adensadas e verticalizadas de centros urbanos, as distribuidoras contribuem para um cenário em que o gás natural permanece inacessível para muitos setores produtivos e regiões interioranas, o que contradiz os objetivos de coesão territorial e de uma política energética voltada ao desenvolvimento.

Além disso, considerando que o GLP[20] já atende 91% das famílias brasileiras e está presente em 100% dos municípios (Sindigás, 2025) com uma cadeia logística consolidada, a escolha de priorizar o uso do gás natural em residências via a concessão de serviço público essencial e mediante a implantação de uma infraestrutura nova e onerosa deve ser problematizada. Tal estratégia apresenta limitações em termos de universalização e, mais grave, impõe ao mercado industrial, responsável por 61% do volume de consumo em 2024, o ônus da viabilidade econômico-financeira do sistema arcando com os custos operacionais e os investimentos em redes implantadas em áreas urbanas de maior complexidade e custo de expansão.

Como exemplo, São Paulo e Rio de Janeiro, que contam com operações centenárias de gás natural, em 2024, atendiam 1,08 milhão e 1,07 milhão de residências, respectivamente — o que representa apenas 7,7% e 15,4% dos domicílios totais desses estados, segundo a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) do IBGE (2015). Esses números evidenciam os limites da política de expansão do serviço residencial mesmo em mercados historicamente consolidados. Considerando a média de crescimento observada entre 2019 e 2022, a Comgás adicionou cerca de 91 mil novas conexões residenciais por ano, o que levaria o estado de São Paulo a atingir 25% de cobertura domiciliar em longos 27 anos. Já no Rio de Janeiro, onde o ritmo médio recente é de apenas 2.848 novas conexões por ano, o tempo estimado para atingir a mesma meta é muito maior de 236 anos.

Outros exemplos reforçam o mesmo padrão: mesmo que a ampliação do atendimento residencial tenha impacto expressivo no número de clientes totais e nos custos operacionais das concessionárias, o ritmo de expansão com gás natural nos estados de Alagoas, Paraíba, Santa Catarina e Paraná revela um cenário de extrema lentidão

[20] Embora o Brasil ainda importa cerca de 30% do GLP que consome.

frente ao total de domicílios existentes. Apenas 5,1% das residências em Alagoas (63.251 de 1.247.000), 2,8% na Paraíba (32.534 de 1.168.000), 1,3% em Santa Catarina (28.694 de 2.157.000) e 3,6% no Paraná (124.799 de 3.461.000) são atualmente atendidas com gás natural (IBGE, 2015). Mantido o ritmo médio de crescimento dos últimos anos — respectivamente de 2.599, 2.738, 1.134 e 11.053 novas conexões residenciais por ano —, esses estados levariam, em projeção linear, cerca de 96 anos (AL), 95 anos (PB), 450 anos (SC) e 67 anos (PR) para atingir uma cobertura de 25% dos domicílios.

Esses dados evidenciam a ineficiência e a baixa capilaridade da política de expansão das redes de gás canalizado no segmento residencial. Embora imponha elevados custos operacionais e significativos investimentos em infraestrutura às distribuidoras, essa política não oferece uma contrapartida social proporcional. Por isso, atribuir ao mercado industrial a mesma lógica de difusão territorial é inadequado no contexto de um plano nacional de desenvolvimento, como propõe a Nova Indústria Brasil, cuja uma das diretrizes é justamente a oferta de gás a preços mais competitivos.

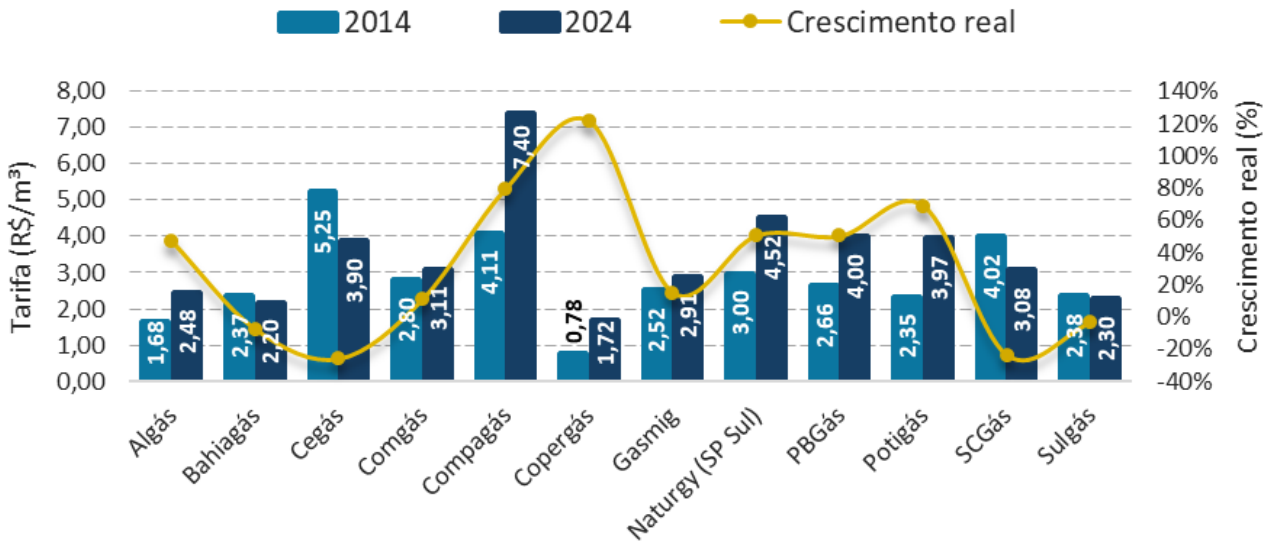
3.3.3 Os impactos no setor industrial

A análise das tarifas médias de gás natural[21] entre 2014 e 2024 revela um aumento real expressivo em todas as distribuidoras estaduais avaliadas. Corrigidos pela inflação[22], os valores praticados em 2024 superam amplamente os patamares de 2014, configurando uma trajetória de forte encarecimento do insumo.

[21] A tarifa projetada foi calculada a partir dos dados de volume total de gás vendido e da receita bruta registrada por cada empresa nos respectivos períodos. Foram incluídas na análise as 12 distribuidoras que apresentaram menor variação no perfil de mercado atendido, excluindo-se aquelas com participação relevante do segmento térmico, cujo impacto tende a inflar artificialmente os volumes e distorcer a média tarifária. Também foram desconsideradas as empresas cujo desvio padrão de consumo apresentou elevada oscilação ao longo do período analisado. Optou-se por esse método devido à ausência de dados históricos sobre tarifas médias por segmento, tanto nos portais das distribuidoras quanto das agências reguladoras estaduais, o que inviabilizou o acesso a informações demandadas pelo Ineep que também consultou as ouvidorias estaduais.

[22] De 86,13%, conforme o IPCA, como já citado anteriormente.

Gráfico 7: Tarifa industrial de gás natural e crescimento real, 2014* e 2024.



Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

* Valores corrigidos pelo IPCA.

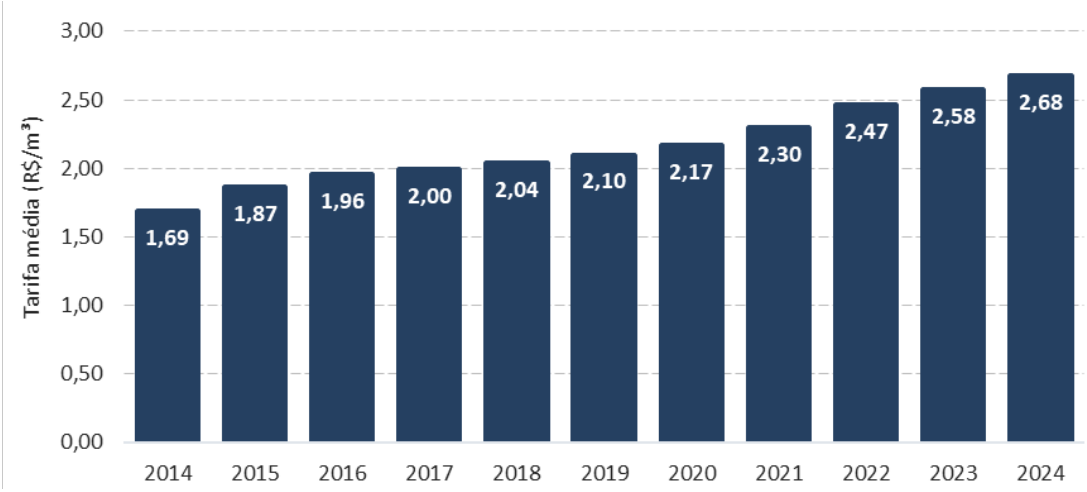
O gás natural, no mundo, tem sua oferta amplamente universalizada para aplicação residencial em boa parte dos países, especialmente em regiões onde prevalece o clima frio. Nesses contextos, o mercado de baixo consumo doméstico ajuda a sustentar a operação da infraestrutura. No Brasil, ocorre o oposto: país tropical e de industrialização tardia e afetado pela "doença holandesa"[23], a maioria dos estados recebeu a oferta de gás natural apenas recentemente. Essa chegada careceu de grandes níveis de investimento em infraestrutura, colocando a indústria como principal suporte aos investimentos realizados na origem da derivação dos sistemas, que agora se intensificam para atender ao mercado do varejo.

Com a introdução das concessões estaduais, o padrão brasileiro reproduziu práticas internacionais de priorização de áreas de alta densidade e demanda. Modelos como os do norte da Itália, sul de Portugal e região de Atenas na Grécia adotaram lógicas semelhantes, direcionando os investimentos para regiões com maior concentração industrial, onde a viabilidade econômica da rede se mostra mais evidente. No Brasil, tal lógica resultou na predominância das redes de gás ao longo da fachada Atlântica,

[23] Inserido no ciclo de expansão do capitalismo mundial e impulsionado pela estratégia de substituição de importações, o Brasil iniciou seu processo de industrialização com foco na demanda interna, estruturando inicialmente o chamado Departamento II (bens de consumo não duráveis), especialmente a partir da Revolução de 1930 liderada por Getúlio Vargas (Rangel, 2012). No entanto, esse processo sofreu retrocessos ou contra-revoluções associadas ao próprio crescimento do país dentro da dinâmica geopolítica mundial, marcada pela imposição de altas taxas de juros e pela pressão do endividamento externo, particularmente em relação aos Estados Unidos. Esses fatores contribuíram para um processo precoce de desindustrialização (Mamigonian, 2000).

acompanhando a espacialização da indústria, das grandes metrópoles e das conexões logísticas estruturantes (rodoviária, ferroviária e portuária) (Estrella, 2023).

Gráfico 8: Evolução da tarifa média industrial de gás natural, 2024 a 2024 (R$/m³)*.

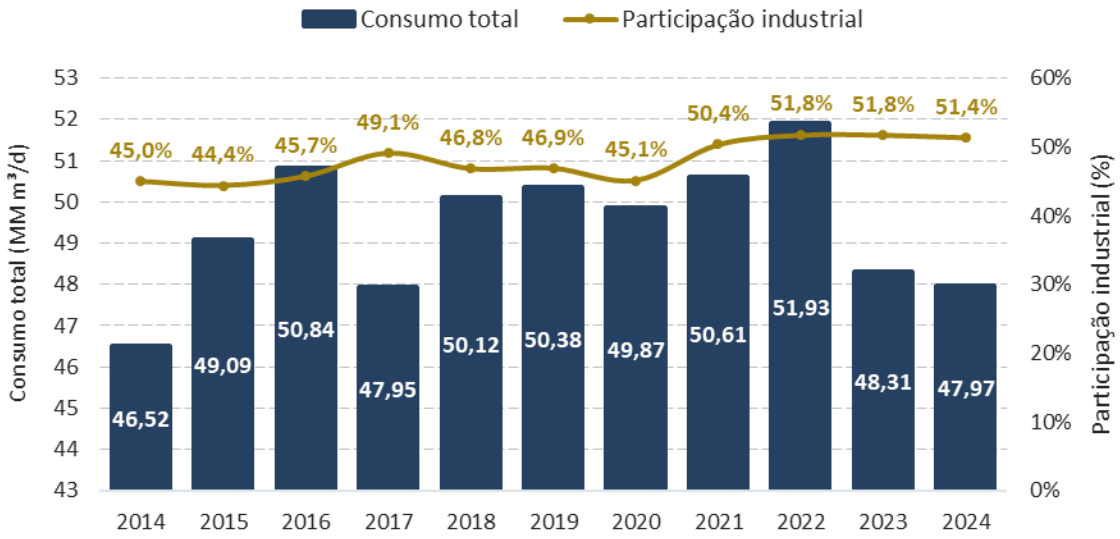


Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

* Em valores nominais.

O Gráfico 9 a seguir sintetiza o impacto tarifário dessa trajetória nos últimos 11 anos, mostrando como a presença crescente de operadores privados no setor coincidiu com o aumento real das tarifas em todas as 12 distribuidoras analisadas. Em termos médios, o crescimento real supera os 150%, com casos extremos como a Compagás, que registra aumento de quase 500%.

Gráfico 9: Consumo total de gás natural e participação do consumo industrial, 2014 a 2024.



Fonte: Relatórios de administração e demonstrativos financeiros das empresas. Elaboração: Ineep

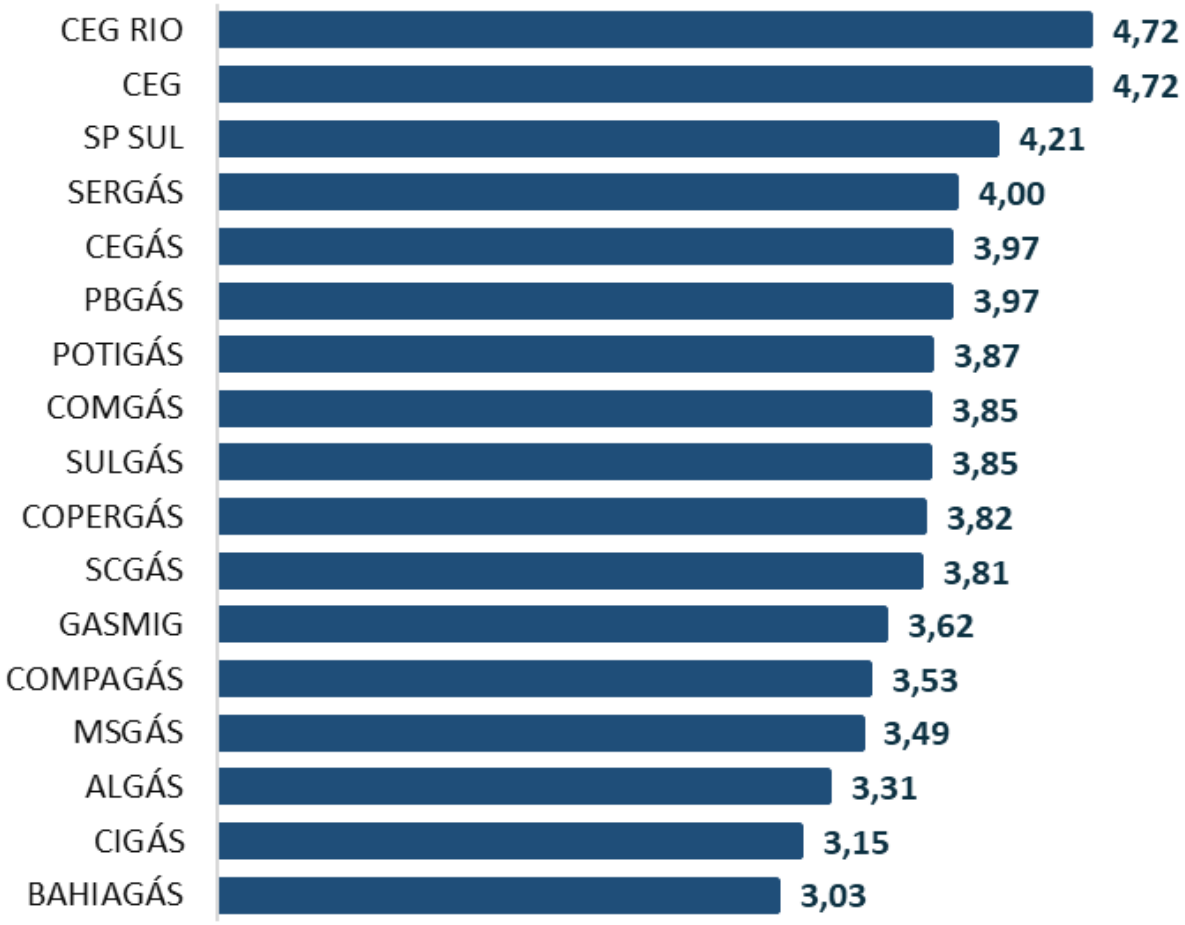
Essa elevação tem efeitos diretos sobre a indústria nacional, especialmente nos ramos termointensivos — como cerâmica, vidro, química e metalurgia — que dependem do gás natural pelas vantagens operacionais que oferece: fornecimento contínuo, ausência de necessidade de estocagem e queima limpa, o que prolonga a vida útil dos equipamentos. Nesses segmentos, o custo da energia tem peso relevante na estrutura de preços, afetando diretamente a competitividade tanto no mercado interno quanto nas exportações. Ademais, muitos desses setores atuam como base de cadeias produtivas estratégicas, abastecendo a construção civil, o agronegócio e a produção de bens de capital. O gráfico a seguir evidencia a importância do setor industrial, que respondeu, em média, por 47,9% do consumo total de gás natural no período analisado.

O expressivo crescimento dos custos tarifários entre 2014 e 2024 contribui de forma decisiva para a perda de competitividade da indústria brasileira. Não por acaso, o Brasil ocupa atualmente a 11ª posição entre os países com as tarifas industriais de gás natural mais elevadas do mundo. Em setembro de 2024, o preço do gás para o setor empresarial brasileiro era de US$ 0,108 por kWh, enquanto a média global era de US$ 0,071 por kWh[24] (GPP, 2024). Esse diferencial posiciona o país acima de economias industrializadas como Alemanha, Japão e Estados Unidos, refletindo não apenas condicionantes estruturais, mas também uma política tarifária voltada à preservação das margens das concessionárias, muitas vezes em detrimento da produtividade e da ampliação da base produtiva nacional. O gráfico a seguir apresenta os valores atualmente praticados no Brasil, com base nas tarifas em vigor em maio de 2025 para grandes consumidores industriais[25] , conforme dados das distribuidoras estaduais.

[24] Equivale a aproximadamente R$5,03 por m³, frente à média global de R$3,30 por m³.

[25] Indústrias com consumo aproximado de 100 mil m³ mensais, considerando valores com incidência de tributos (ICMS, PIS e Cofins).

Gráfico 10: Tarifa industrial em maio de 2025 (R$/m³).



Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

Entre 2014 e 2024, o consumo industrial de gás natural no Brasil[26] seguiu uma trajetória predominantemente ascendente, com recuos pontuais nos anos de 2020 e 2023. No mesmo período, o número de indústrias atendidas cresceu de forma contínua, passando de aproximadamente 2.100 para mais de 3.200 unidades — ou de 1.159 para 2.085, quando desconsiderada a Comgás. Em 2024, o consumo superou o patamar de praticamente todos os anos anteriores, registrando uma leve alta de 0,64% em relação a 2023, o que indica uma recuperação moderada da demanda industrial após a retração mais acentuada observada no ano anterior.

[26] A Comgás foi excluída dessa análise devido ao seu forte peso nos totais nacionais, uma vez que, em 2024, respondeu por 31,2% do consumo industrial de gás natural e atendeu 34,9% das indústrias conectadas no país.

Quadro 1: Consumo de gás natural por distribuidora (2014-2024).

	Consumo industrial de gás natural (milhões m³/d)										
Empresas	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
SCGás	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30	1,35	1,40	1,52	1,66	1,39	1,40
Bahiagás	2,10	2,30	2,20	2,40	2,50	2,50	2,00	2,20	2,80	2,90	2,40
Sulgás	1,30	1,32	1,35	1,37	1,39	1,60	1,55	1,60	1,63	1,50	1,52
Algás	0,52	0,51	0,52	0,52	0,42	0,36	0,46	0,53	0,49	0,41	0,52
Compagás	0,63	0,93	0,80	0,70	0,41	0,38	0,42	0,42	0,39	0,32	0,32
MSGás	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12	0,13	0,14	0,15	0,46
Sergás	0,14	0,14	0,15	0,15	0,14	0,15	0,15	0,18	0,21	0,19	0,19
PBGás	0,25	0,22	0,21	0,19	0,18	0,18	0,16	0,18	0,18	0,46	0,08
Potigás	0,17	0,14	0,13	0,15	0,15	0,14	0,08	0,08	0,09	0,08	0,08
Cigás	0,15	0,19	0,21	0,25	0,28	0,31	0,37	0,59	0,61	0,54	0,58
Naturgy (SP Sul)	0,97	1,00	1,01	1,02	1,02	1,03	0,77	0,82	0,83	0,76	0,77
Naturgy (Ceg)	1,18	1,21	1,23	1,18	1,11	1,03	0,77	0,88	0,83	0,76	0,81
Naturgy (Ceg Rio)	2,08	1,70	1,52	1,70	1,07	1,12	1,61	1,80	1,65	1,74	1,76
Comgás	7,57	7,48	9,48	9,29	9,75	9,14	8,79	9,46	10,44	9,76	9,72
Copergás	0,21	0,97	1,00	1,05	1,10	1,12	1,06	1,15	1,17	1,07	1,10
Cegás	0,27	0,27	0,25	0,25	0,29	0,32	0,29	0,34	0,36	0,32	0,35
Gasmig	2,17	2,11	1,81	1,92	2,15	2,64	2,33	3,39	3,30	2,56	2,48
Gasmar	0,06	0,07	0,09	0,09	0,11	0,14	0,15	0,23	0,11	0,11	0,11
	Indústrias										
Total	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Indústrias atendidas	2.100	2.477	2.554	2.620	2.699	2.838	2.936	3.013	3.087	3.139	3.202

Fonte: Relatórios de administração das empresas. Elaboração: Ineep

A maior queda ocorreu em 2023, com recuo de 8,5%. Ainda assim, o crescimento estrutural sugere relativa estabilidade no perfil industrial atendido. A análise integrada dos dados indica que a base de consumidores tem mantido seu padrão de consumo, e que o crescimento marginal observado pode estar associado à incorporação de indústrias com menor intensidade térmica, além do efeito gradual da entrada de consumidores no mercado livre.

Além desse cenário, a ausência de uma capacitação técnica de agentes reguladores pode levar a cobranças indevidas ao mercado. Em Santa Catarina, provocada por questionamentos do mercado, a Agência Reguladora do Estado de Santa Catarina (ARESC) foi obrigada a rever as tarifas praticadas pela SCGás, após aplicar remuneração indevida sobre investimentos realizados com capital de terceiros como se fossem capital próprio. A prática, mantida entre 2015 e 2024, gerou um excedente tarifário de R$ 147 milhões, valor calculado com base na diferença entre os encargos reais dos financiamentos (especialmente junto ao BNDES) e a taxa contratual de 20% aplicada indevidamente pela distribuidora. Como resultado, a ARESC teve que determinar a restituição do montante por meio de abatimentos tarifários, sendo R$ 21,9 milhões

compensados na margem bruta de 2025 e os R$ 125 milhões restantes a serem devolvidos aos consumidores em processos futuros (Aresc, 2025). O episódio evidencia não apenas falhas históricas no controle regulatório, mas também a relevância da fiscalização técnica sobre os contratos de concessão nos setores de infraestrutura.

Diante desse cenário, torna-se urgente uma revisão regulatória que reconheça a essencialidade econômica do gás natural para a indústria brasileira. É necessário construir um modelo tarifário capaz de sustentar a expansão das redes de distribuição voltadas ao setor produtivo, sem comprometer a competitividade do país. Nesse contexto, o desafio é duplo: de um lado, reduzir os custos de aquisição da molécula e do transporte; de outro, reavaliar as elevadas margens operacionais das distribuidoras. Trata-se de criar mecanismos que permitam produzir e escoar um gás nacional a menor custo e, ao mesmo tempo em que se revisam as fórmulas paramétricas dos contratos de concessão estaduais.

4. RECOMENDAÇÕES

Diante dos resultados apresentados, torna-se urgente reorientar a política de gás natural no Brasil com base em critérios de soberania energética, modicidade tarifária e interesse público. A estrutura atual, centrada na captura de renda pelas concessionárias e na priorização de nichos de alta margem, falha em atender aos objetivos de desenvolvimento produtivo e coesão territorial. A política de desverticalização imposta gerou, na prática, uma nova verticalização privada, sem contrapartidas sociais ou expansão significativa da oferta.

Para enfrentar essa conjuntura, torna-se imperativo que o Estado reassume seu papel como instância coordenadora da política energética, com capacidade institucional de planejamento de longo prazo e uso de instrumentos regulatórios e fiscais que articulem ordenamento territorial, segurança do suprimento e estímulo à demanda produtiva. Embora o setor de gás natural opere sob uma lógica em rede, de natureza condominial, o modelo de concessão vigente, centrado na na maximização da rentabilidade privada, deve ser confrontado com diretrizes de política industrial e energética que reconheçam o gás natural como infraestrutura essencial ao desenvolvimento nacional. Nesse sentido, é necessário redirecionar o foco regulatório da valorização de ativos para a indução do uso produtivo do insumo, promovendo a interiorização das

redes focando em ramos de grande consumo e contribuindo para a redução das assimetrias regionais.

A superação das distorções agravadas pela atual configuração do setor de gás natural no Brasil exige ações imediatas, coordenadas e ancoradas em uma perspectiva de planejamento público. A consolidação de um mercado concentrado, financeirizado e orientado à maximização de margens compromete a competitividade industrial, fragiliza a política energética nacional e perpetua desigualdades regionais.As medidas a seguir visam reequilibrar esse cenário com foco em modicidade tarifária, segurança energética e desenvolvimento produtivo.

As recomendações estão organizadas em três frentes estratégicas: (a) revisão institucional e regulatória; (b) indução ao investimento público e reorientação do suprimento; e (c) integração da política de gás com a política industrial.

a. Revisão institucional e regulatória

- Reveter o processo de venda da Gaspetro, considerando os impactos negativos da concentração privada e a possibilidade de recompra ou reestatização.
- Reavaliar os contratos de concessão atuais, introduzindo cláusulas de desempenho industrial, expansão territorial e controle de margens.
- Redefinir o papel da ANP e das agências reguladoras estaduais, com fortalecimento técnico e instrumentos de fiscalização do planejamento das atividades reguladas, dando foco no planejamento do atendimento de espaços e clusters produtivos.
- Estabelecer limites máximos para o retorno sobre o capital investido nas distribuidoras, atrelando remuneração a metas de expansão e acesso.
- Separar as concessões por segmento de mercado, com regulação diferenciada entre industrial, automotivo, residencial e comercial, impedindo que a política de expansão residencial seja financiada por tarifas industriais.
- Introduzir critérios de remuneração do capital das concessionárias que limite as margens hoje excessivas e que estabeleça indicadores obrigatórios de investimentos em nova infraestrutura.

b. Indução ao investimento público e reorientação do suprimento

- Utilizar recursos públicos, inclusive do excedente da operação petrolífera, para financiar gasodutos estruturantes de escoamento e transporte para a interiorização da oferta.

- Reativar a Petrobras como ofertante estável de gás por meio de contratos de longo prazo, com preços desvinculados do mercado spot e integrados ao planejamento energético nacional.
- Criar uma linha específica do BNDES para infraestrutura de gás voltada à redução de assimetrias regionais, com prioridade para projetos que integrem cadeias produtivas.
- Investir a fundo perdido em infraestrutura crítica, com recursos públicos alocados em regiões com gargalos logísticos, assegurando o atendimento a cadeias produtivas prioritárias no âmbito do PAC e outros instrumentos.

c. Integração com a política industrial e energética

- Definir o gás natural como insumo estratégico no âmbito da Nova Indústria Brasil, com prioridade no atendimento a setores intensivos em energia e cadeias exportadoras.
- Promover a nacionalização do preço de suprimento, com base nos custos internos de produção e infraestrutura.

5. CONCLUSÃO

A reconfiguração do setor de gás natural no Brasil, impulsionada pela desverticalização da Petrobras e pela implementação do Novo Mercado de Gás (NMG), resultou na concentração de poder em grandes grupos privados, principalmente a Cosan, Mitsui e Energisa. A estratégia de privatização da distribuição de gás, que visava aumentar a concorrência e reduzir os preços, teve como resultado o fortalecimento de um oligopólio controlado por poucos agentes, que rapidamente consolidaram o mercado, ampliando suas margens de lucro sem, no entanto, proporcionar a ampliação da oferta ou a redução tarifária prometida. Esses grupos, ao absorverem ativos da Petrobras, não apenas ampliaram sua presença no mercado, mas também garantiram retornos financeiros significativos.

Além disso, a reestruturação impulsionada pela entrada desses grupos privados resultou em um aumento substancial das tarifas de gás, com margens de lucro crescentes que superaram a inflação. Ao darem foco na atuação junto ao mercado residencial, de maior margem, as distribuidoras priorizaram um modelo de negócio voltado à rentabilização da infraestrutura existente, sem impulsionar o uso produtivo do gás para setores industriais essenciais que dependem de tarifas competitivas. Esse movimento reflete a falência do modelo de mercado liberal que se pretendia implantar, uma vez que o setor

continua altamente concentrado, com pouca expansão da infraestrutura e um acesso desigual ao insumo. A revisão dos contratos de concessão, a profissionalização técnica e regulatória da agências e a revalorização do papel estatal, especialmente com a necessária retomada a setores da distribuição pela Petrobras, que já emergem como demandas públicas nos setores do GLP e de combustíveis líquidos, são, portanto, cruciais para reverter esse cenário e garantir que o gás natural desempenhe seu papel como vetor estratégico de desenvolvimento econômico para a soberania energética.

vecteezy.com

REFERÊNCIAS

ALGÁS — **Companhia de Gás de Alagoas**. Exercícios de 2014–2024. Relatório de Administração, mai. 2025.

ARESC — **Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina**. Resolução ARESC nº 337, de 29 de maio de 2025. Dispõe sobre o resultado da aplicação do cálculo da margem bruta de distribuição da SCGÁS. Florianópolis: ARESC, 2025.

BAHIAGÁS — **Companhia de Gás da Bahia. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

ANP — **AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP)**. Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016. Estabelece condições para autorização do transporte de gás natural e critérios de independência dos transportadores. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 17 mar. 2016.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Brasília, DF: Presidência da República, [2024].

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo**. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. **Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural por meio de dutos**. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 5 mar. 2009.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. **Dispõe sobre o transporte de gás natural, institui o regime de autorização para gasodutos e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 abr. 2021.

BRASIL. Decreto nº 12.153, de 10 de janeiro de 2024. R**egulamenta a Resolução CNPE nº 1/2023 e institui o Programa Gás para Empregar**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 11 jan. 2024.

BRASIL. **Ministério de Minas e Energia. Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Departamento de Gás Natural**. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural – outubro de 2024. Brasília, DF: MME, 2024. Acesso em: 29 abr. 2025.

CEG — **Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

CEG RIO — **Companhia de Gás do Rio de Janeiro. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

CEGÁS — **Companhia de Gás do Ceará. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

CIGÁS — **Companhia de Gás do Amazonas. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

COMGÁS — **Companhia de Gás de São Paulo. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

COMPAGÁS — **Companhia Paranaense de Gás. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

COMPASS GÁS E ENERGIA. **Demonstrações financeiras e relatório da administração – 1º trimestre de 2025**. São Paulo: Compass, 2025.

COPERGÁS — **Companhia Pernambucana de Gás. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

DUARTE, Letícia. **Vaza Jato: os batedores das reportagens que sacudiram o Brasil**. The Intercept Brasil. 1. ed. Rio de Janeiro: Mórula, 2020.

ENEVA. **Eneva registra EBITDA recorde de R$ 1,5 bilhão e avança em seu plano de negócios no 1T25**. Eneva, 29 abr. 2025.

ESTRELLA, Leonardo Mosimann. **Gás Natural em Santa Catarina: uma análise crítica da concessão do serviço. 1 ed. Florianópolis**: Editora do Instituto Ignacio Rangel, 2023.

FITCH RATINGS. **Fitch affirms Comgás ratings. Outlook Stable**. Fitch Ratings, 25 abr. 2025.

INEEP — **Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Boletim de Gás Natural, n. 1, maio. 2024.

GABRIELLI, José Sérgio. Gabrielli comenta Nova Lei do Gás. **Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis — Ineep**, 17 mar. 2021. Acesso em: 29 abr. 2025.

GASMAR — **Companhia Maranhense de Gás. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

GPP — **Global Petrol Prices. Preços do gás natural**. Os preços de gás natural para o negócio. Set. 2024. Disponível em: https://www.globalpetrolprices.com/Brazil/natural_gas_prices. Acesso em: 19 mai. 2025.

IBGE — **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios: síntese de indicadores 2013. Rio de Janeiro: IBGE, 2015.

IBGE — **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. Divisão regional do Brasil em mesorregiões e microrregiões geográficas: municípios por unidade da federação. Rio de Janeiro: IBGE, 2024.

INEEP — **Instituto de estudos estratégicos de petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Boletim do Gás Natural, n. 1, maio 2025.

MAMIGONIAN, Armen. **Teorias sobre a industrialização brasileira**. Florianópolis: UFSC, Departamento de Geociências, Cadernos Geográficos, n. 2, maio 2000.

MSGÁS — **Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul**. Exercícios de 2014–2024. Relatório de Administração, mai. 2025.

NATURGY — **Gás Natural São Paulo Sul. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

PBGÁS — **Companhia Paraibana de Gás. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

POTIGÁS — **Companhia Potiguar de Gás. Exercícios de 2014–2024**. Relatório de Administração, mai. 2025.

RANGEL, Ignacio de Mourão. Ignácio Rangel: **Obras Reunidas. v. 1/2. Rio de Janeiro:** Contraponto: Centro Internacional Celso Furtado de Políticas para o Desenvolvimento, 2012.

SANTOS, Mahatma Ramos dos. Política de austeridade da Petrobras também deve focar dividendos. Carta Capital, Opinião, 18 maio. 2025.

SCGÁS — **Companhia de Gás de Santa Catarina**. Exercícios de 2014–2024. Relatório de Administração, mai. 2025.

SERGÁS — **Companhia de Gás de Sergipe.** Exercícios de 2014–2024. Relatório de Administração, mai. 2025.

SINDIGÁS — **Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo**. Novo GLP em movimento: panorama do setor. 63ª Edição. mar. 2025.

SULGÁS — **Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul**. Exercícios de 2014–2024. Relatório de Administração, mai. 2025.

JANEIRO DE 2026

O LABIRINTO DA TENTATIVA DE CONSTRUÇÃO DE UM “NOVO” MERCADO DE GÁS NO BRASIL: PRIMEIROS RESULTADOS DE UMA POLÍTICA PÚBLICA IMPOSTA E PROPOSTAS PARA UM NOVO CAMINHO

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique nos ícones para ser redirecionado(a)

EXPEDIENTE

DIREÇÃO TÉCNICA
Mahatma Ramos
Ticiana Alvares

COORDENAÇÃO TÉCNICA
Francismar Ferreira

AUTORIA
Leonardo Mosimann Estrella

REVISÃO TÉCNICA
Ceres Cavalcanti

COORDENAÇÃO DE COMUNICAÇÃO
Lídia Michelle Azevedo

EQUIPE DE COMUNICAÇÃO
Fátima Belchior
Laura Cardoso

PROJETO GRÁFICO E DESIGN
Sandro Mesquita

FOTOS
capa: Divulgação/Petrobras

CONTATO
ineep.org.br | redes@ineep.org.br | (21) 97461-8060

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