



O elo essencial que move a economia

O papel da distribuição no
desenvolvimento do setor
de gás natural no Brasil

EQUIPE DO ESTUDO

Coordenação Geral

Lucas Simone (Commit)

Apoio Institucional

Marcelo Mendonça (Abegás)

Coordenação Técnica

Carlos Morosoli (Quantum)

Marcos Lopomo (Abegás)

Equipe Técnica

Alana Thomé (Commit)

Alexandra Barone Rocco (Commit)

César Yori (Quantum)

Maria Angélica Canettieri (Abegás)

Tomás Halabi (Quantum)

Projeto gráfico e editoração

Agência Loures



COMMIT



QUANTUM

abegas@abegas.org.br
imprensa@commitgas.com
mail@quantumamerica.com

Qual é o papel da distribuição no desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil?

O setor de distribuição de gás canalizado – gás natural e biometano – no Brasil está passando por uma transformação estrutural sem precedentes.

Desde o ano de 1999, a rede de distribuição teve um crescimento exponencial, passando de aproximadamente 4.000 km em 1999 para mais de 45.000 km em 2024, o que representa uma expansão superior a 1000% no período.

O impulso de crescimento do setor provém fundamentalmente dos investimentos realizados pelas concessionárias distribuidoras de gás canalizado, posicionando-as como os principais articuladores do processo de massificação energética nacional.

Ainda assim, o percentual de penetração do gás natural no segmento residencial no Brasil ainda permanece inferior a 5%, o que é consideravelmente menor do que em países da América Latina, como a Colômbia (65%) e a Argentina (59%).

O potencial de crescimento de uso do Gás Natural no Brasil é expressivo, tendo em vista uma série de condições favoráveis, tais como: aprimoramento do marco regulatório, com a Nova Lei do Gás; a expansão da produção doméstica de molécula, especialmente no Pré-Sal, importação de outros países; fomento a novos segmentos de uso, como o transporte de cargas pesadas, e a existência de uma base de consumo já consolidada.

Ao mesmo tempo, há uma série de desafios a superar, inclusive barreiras regulatórias, tarifárias e de infraestrutura, o que exige articulação entre governo, agências reguladoras e setor privado.

Este estudo, produzido pela consultoria Quantum em parceria com a Abegás, mostra como os investimentos em expansão da infraestrutura de distribuição de gás canalizado são importantes por várias razões:

1. Crescimento – A expansão permite que os serviços de gás canalizado alcancem novos mercados e regiões interioranas.

2. Universalização do Serviço – Os projetos de expansão das distribuidoras tem se apresentado como o principal vetor de massificação, garantindo o crescimento e a integração de novos consumidores ao sistema energético nacional.

3. Custo de Expansão e Modicidade Tarifária a Longo Prazo – À medida que a base de clientes cresce e a infraestrutura torna-se mais eficientemente, ou seja, a margem máxima de distribuição (PO) tende a se diluir promovendo a modicidade tarifária, com redução nessa margem.



4. Ganhos de Produtividade – As taxas de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) no setor de distribuição de gás natural (entre 3,61% e 4,71% anuais de 2015 a 2024) superaram a estagnação da economia brasileira, indicando que as distribuidoras otimizaram o uso de recursos enquanto expandiam sua capacidade – um exemplo de eficiência que contribui para a sustentabilidade dos investimentos e, conseqüentemente, para a modicidade tarifária.

5. Competitividade e Substituição de Combustíveis Poluentes – Investimentos em distribuição de gás canalizado contribuem para a competitividade do gás natural, que se mostra vantajoso frente a combustíveis substitutos, sendo mais barato que óleo combustível e diesel, e mais acessível que o GLP envasado em certos períodos, gerando benefícios ambientais e de saúde pública.

Em resumo, os investimentos em expansão da infraestrutura de gás natural são cruciais para a massificação da fonte energética, promovendo a modicidade tarifária.

Para sustentar essa visão, este documento traz elementos relevantes para a discussão:

- a) Contextualização da transformação estrutural do setor;
- b) Evidências empíricas do crescimento da infraestrutura;
- c) Dados sobre o crescimento da base de usuários e investimentos;
- d) Análise da produtividade do setor;
- e) Contextualização da Margem Máxima de Distribuição (P0);
- f) Comparativo regional com Argentina e Colômbia;
- g) Uma reflexão sobre a estrutura tarifária como ferramenta de política pública.

Ao fornecer esses dados e análises, o estudo contribui para um debate mais qualificado, permitindo que as discussões sobre o setor de gás natural no Brasil sejam baseadas em evidências, compreendendo a complexidade da atividade, os desafios da expansão e o papel estratégico das distribuidoras no desenvolvimento energético do país.

Marcelo Mendonça

Presidente executivo da Abegás

SUMÁRIO EXECUTIVO

O papel da distribuição no desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil: o elo essencial que move a economia

Este sumário executivo apresenta uma visão consolidada do estudo completo que analisa o papel crítico da distribuição de gás natural no Brasil. O documento explora como o setor, por meio de suas concessionárias, atua como um elo fundamental entre a produção e o consumo final, contribuindo diretamente para o desenvolvimento econômico, a diversificação da matriz energética e a massificação de um recurso mais limpo e eficiente. A análise abrange desde a evolução histórica e comparativos de infraestrutura até a contribuição econômica, a produtividade do setor e os desafios regulatórios e tarifários.

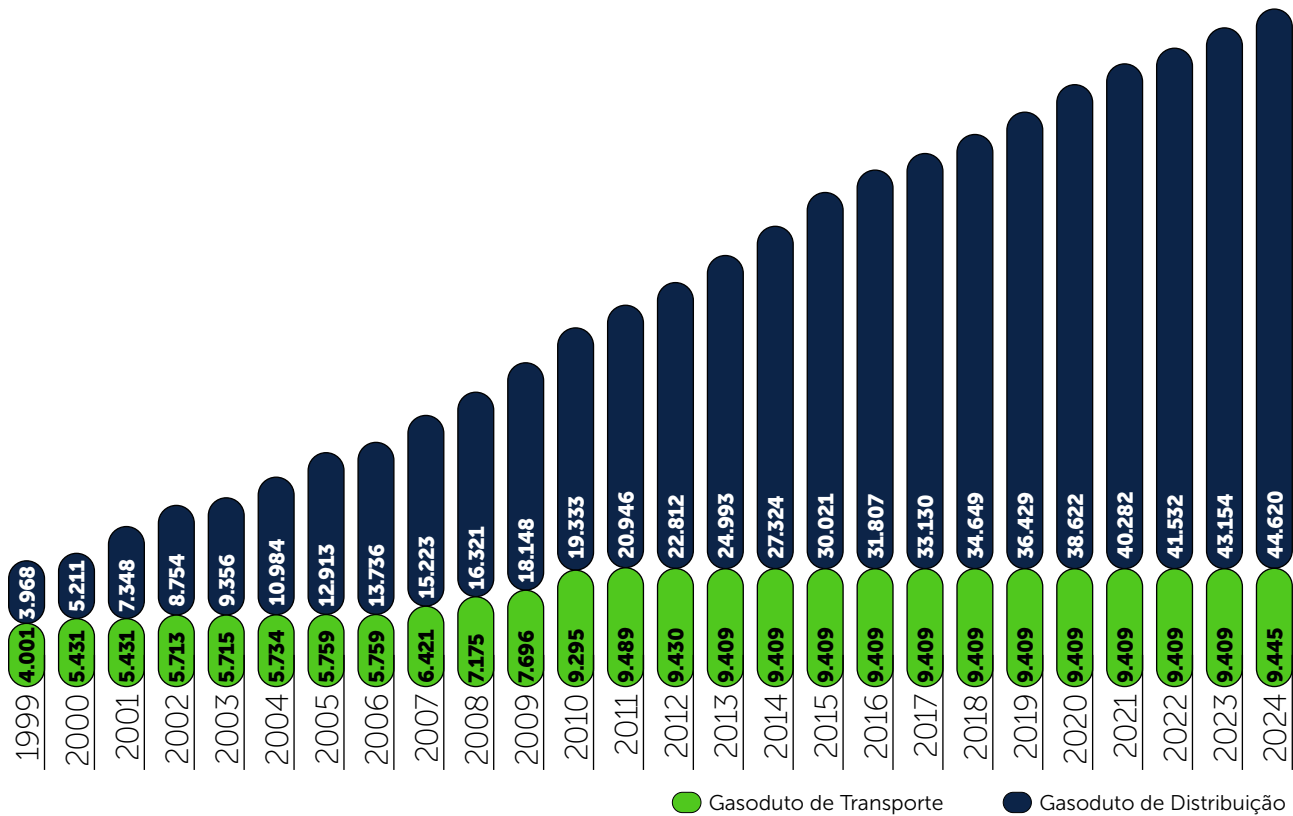
1. O motor da economia

O setor de distribuição de gás canalizado – gás natural e biometano – no Brasil está passando por uma transformação estrutural sem precedentes.

Em apenas 25 anos, o gás natural transformou o mapa energético brasileiro. A rede de distribuição **cresceu mais de 1.000%**, conectando **4,7 milhões de consumidores** e levando energia limpa e competitiva a novas regiões e segmentos produtivos, conquistando este avanço mesmo com uma estagnação nas redes de transporte nos últimos 15 anos, que apresentaram expansão apenas até o ano de 2010, mantendo-se praticamente constantes desde então. Por trás desse avanço está a força das concessionárias e uma regulação estadual mais desenvolvida, mas também evidencia que o gás natural se tornou um vetor de desenvolvimento econômico e social.

A expansão das redes de distribuição tem permitido que novas regiões e segmentos da população tenham acesso a uma fonte energética mais limpa, confiável e competitiva, impulsionando cadeias produtivas, reduzindo desigualdades regionais e fortalecendo a segurança energética nacional.

MALHAS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL



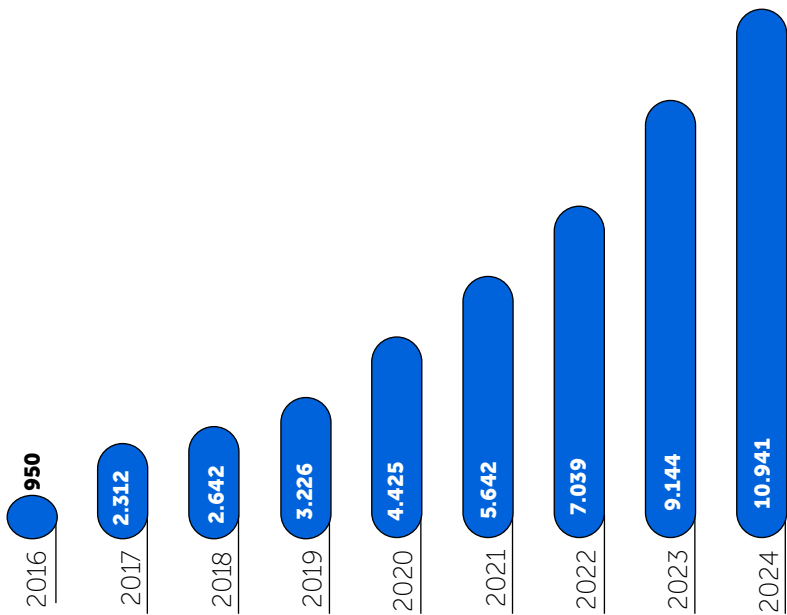
Em comparação internacional, a experiência brasileira na massificação do gás natural se diferencia daquela de outros países latino-americanos. Esses exemplos regionais demonstram que a massificação do gás natural, especialmente para uso residencial e veicular, exige não apenas investimentos robustos em infraestrutura de distribuição, mas também políticas públicas de incentivo, subsídios e um marco regulatório claro e previsível. No Brasil, embora o processo de expansão e interiorização esteja em curso, o ritmo de crescimento ainda pode ser acelerado com a adoção de políticas similares.

2. Energia que impulsiona um futuro econômico e sustentável

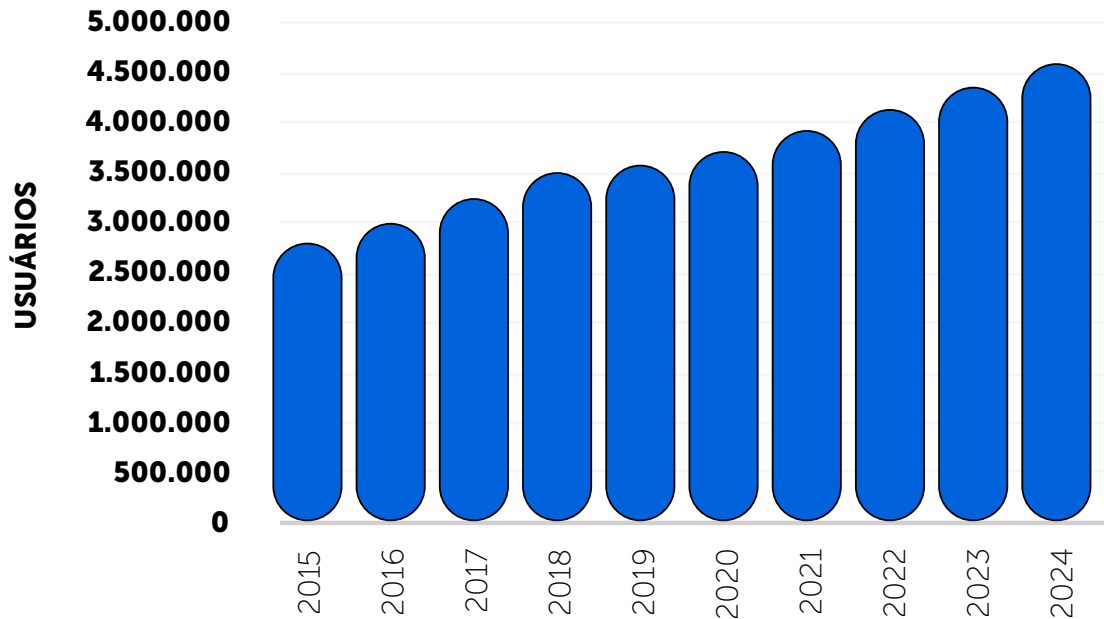
O setor de distribuição é hoje um dos principais indutores de investimento e produtividade no país.

Entre 2016 e 2022, foram mais de R\$ 10 bilhões aplicados em expansão de rede e tecnologia, com reflexos diretos em geração de empregos, arrecadação e atração de novos negócios.

INVESTIMENTO ACUMULADO DAS PRINCIPAIS DISTRIBUIDORAS DO SETOR



Nº DE USUÁRIOS DAS PRINCIPAIS DISTRIBUIDORAS DE GN - BRASIL

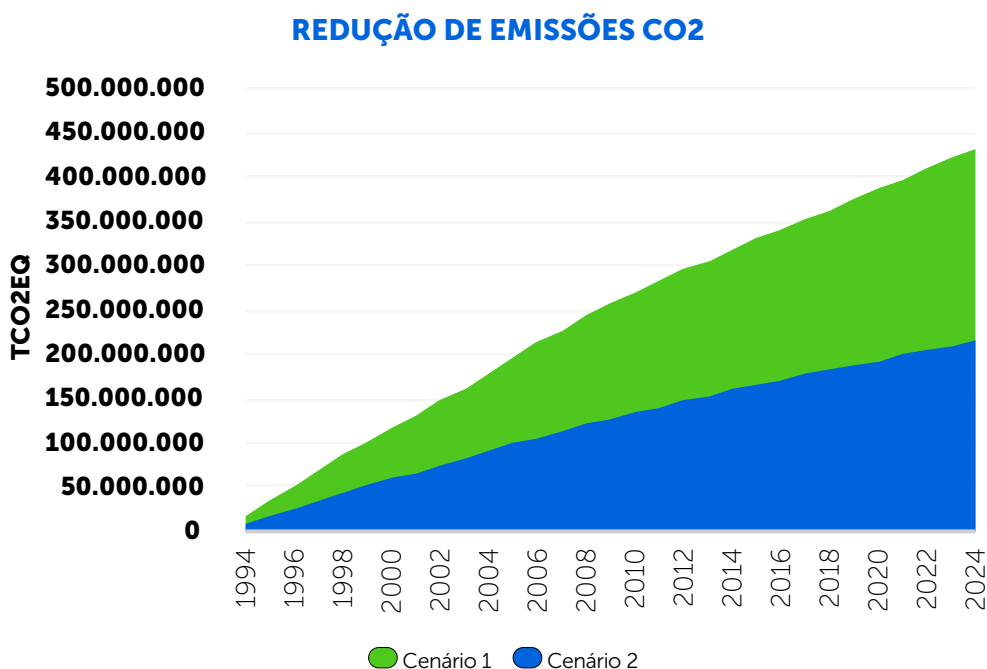




A competitividade também é um diferencial:

- Para a indústria, o gás natural é até 30% mais barato que o óleo combustível e o GLP.
- No transporte, o GNV oferece economia expressiva em relação à gasolina, fortalecendo a mobilidade sustentável.

Esses números evidenciam que cada novo metro de rede é também um passo em direção à descentralização econômica e à inclusão energética.



Além do impacto econômico, o gás natural cumpre um papel decisivo na agenda ambiental, contribuindo com a redução da pegada de carbono.

É o combustível fóssil de combustão mais limpa, **emitindo 33% menos CO₂ que o óleo e 30% menos que o diesel.**

Desde 1994, o uso do gás natural já **evitou a emissão de 173 milhões de toneladas de CO₂** equivalente, ao mesmo tempo em que melhora a qualidade do ar e contribui para a saúde pública.

Ao massificar o acesso ao gás natural, o Brasil ganha tempo e competitividade para avançar na transição energética, equilibrando eficiência econômica e responsabilidade ambiental, além de prover garantia na segurança energética.

3. Eficiência que gera confiança

O setor é um caso raro de crescimento com produtividade.

Entre 2015 e 2024, as distribuidoras apresentaram **ganhos médios de eficiência entre 3,6% e 4,7% ao ano**, enquanto a economia nacional permaneceu praticamente estagnada. Esse desempenho reflete gestão inteligente de recursos, inovação e visão de longo prazo.

Os aumentos temporários na margem de distribuição não representam ineficiência, mas o custo natural da expansão de uma concessão — investir antes da demanda é o preço de preparar o futuro.

Periodo	Var. IPTF Setor Dist. GN Brasil Abordagem 1	Var. IPTF Setor Dist. GN Brasil Abordagem 2	Var. IPTF Brasil FGV
15/16	0,0897	0,0797	-1,56%
16/17	0,0418	0,0966	-1,23%
17/18	0,0641	0,0447	0,87%
18/19	0,0567	0,0461	-0,22%
19/20	0,0385	-0,0511	-0,60%
20/21	0,1187	0,0760	6,68%
21/22	-0,0043	0,0536	-6,91%
22/23	-0,0015	-0,0319	-2,73%
23/24	0,0200	0,0109	2,18%
Média anual	0,0471	0,0361	-0,38%



4. Regulação: o alicerce da expansão sustentável

A expansão das redes de gás natural só é possível com regulação estável, previsível e equilibrada. O serviço depende de regras que assegurem modicidade tarifária para o consumidor e retorno adequado para o investidor.

A estrutura tarifária, líquida de tributos, divide-se em duas partes: o custo do gás, repassado ao consumidor, e a margem de distribuição, que cobre custos e remunera investimentos da concessionária. O aumento dessa margem não indica ineficiência, mas reflete a expansão necessária para universalizar o serviço. Esse efeito é temporário, pois, com o crescimento da demanda nas novas áreas atendidas, os custos se diluem entre mais usuários, estabilizando a tarifa ao longo do tempo.

Para que a expansão do setor seja sustentável, é essencial um marco regulatório sólido e previsível. Ele deve equilibrar tarifas justas para os consumidores com o retorno adequado aos investidores, estimulando novos investimentos. A abertura do mercado e o novo Marco do Gás (Lei 14.134/21) trazem mais competitividade e integração, mas também novos desafios, fazendo com que a regulação estadual continue fundamental para garantir uma expansão organizada, eficiente e benéfica para todos.

5. O elo essencial da transição energética brasileira

A história recente da distribuição de gás natural é, na prática, uma história de modernização silenciosa do Brasil. Ao conectar lares, indústrias e frotas a uma energia mais limpa e acessível, o setor contribui para reduzir desigualdades regionais, fortalecer a competitividade e impulsionar a descarbonização.

Mas o desafio segue vivo: a universalização e integração logística.

No plano regulatório, a previsibilidade e a segurança jurídica assumem papel determinante. O novo Marco Regulatório do Gás representa avanço relevante, mas sua plena efetividade dependerá de uma harmonização normativa entre instâncias federais e estaduais, de modo a garantir equilíbrio tarifário, atratividade para investimentos e a modicidade necessária em benefício dos consumidores.

Trata-se de um recurso capaz de oferecer segurança energética no presente, ao mesmo tempo em que pavimenta a transição para um futuro em que as fontes menos poluentes assumirão protagonismo crescente. Com políticas estáveis, visão de longo prazo e investimento contínuo, o gás natural seguirá cumprindo seu papel estratégico — um vetor de desenvolvimento equilibrado, inclusivo e ambientalmente responsável.

Mais do que energia, o gás natural distribui desenvolvimento. É o elo entre o Brasil de hoje e o futuro que queremos construir: mais moderno, competitivo e sustentável.



SUMÁRIO

Qual é o papel da distribuição no desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil?	3
Sumário Executivo	5
1. Introdução	14
2. Papel e relevância da distribuição	16
2.1. Concessionárias de Gás Natural: Funções e Responsabilidades	17
2.2. Evolução histórica das principais variáveis físicas do setor	19
2.3. Comparativo das Infraestruturas de Distribuição e Transporte	21
2.4. Processo de massificação do gás natural	24
2.4.1. O caso da Argentina	25
2.4.2. O caso da Colômbia	27
2.4.3. Síntese Regional	29
2.5. Uso do gás natural nos diferentes setores	29
2.5.1. Universalização do gás natural no Brasil	33
3. Contribuição ambiental, social e econômica da Distribuição de Gás Natural	36
4. Evolução da Produtividade do Setor	46
5. Análise Conceitual da Evolução Tarifária e da Margem Média	53
5.1. Monopólio natural	54
5.2. Custo de expansão no setor de distribuição de gás natural	56
5.3. Estrutura Tarifária e Alocação de Custos	59
6. Conclusões	64
7. Referências Bibliográficas	66

FIGURAS

SUMÁRIO EXECUTIVO

Malhas de Transporte e Distribuição no Brasil 6

Investimento Acumulado das principais distribuidoras do setor 7

Nº de Usuários das principais distribuidoras de GN - Brasil 7

CAPÍTULO 2

Figura 1: **Distribuidoras de gás canalizado do Brasil** (ABEGÁS, 2025) 18

TABELA 1: **Evolução dos km de rede por empresa** (QUANTUM, 2025) 19

Tabela 2: **Evolução de usuários por empresa** (Quantum, 2025) 20

Figura 2: **Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição no Brasil**
(Ministério de Minas e Energia, 2025) 22

TABELA 3: **Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição no Brasil**
(MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2025) 23

Figura 4: **Processo de massificação do gás natural na Argentina**
(Elaborado pela Quantum, 2025) 25

Figura 5: **Processo de massificação do gás natural na Argentina –
Evolução da infraestrutura e número de usuários** (Elaborado pela Quantum, 2025) 26

Figura 6: **Processo de massificação do gás natural na Colômbia**
(Elaborado pela Quantum, 2025) 27

Figura 7: **Processo de massificação do gás natural na Colômbia –
Evolução da infraestrutura e número de usuários** (Elaborado pela Quantum, 2025) 28

Figura 8: **Demanda de gás natural por segmento – Brasil (Milhões de m³/dia)**
(Abegás, 2025) 30

Figura 9: **Consumo de Energia no Setor Comercial** (EPE, 2024) 31

Figura 10: **Consumo de Energia no Setor Residencial** (EPE, 2024) 32

Figura 11: **Consumo Total de Energia por Fontes e Classes de Renda
no Brasil em 2019 -em 10³ tep** (EPE, 2024) 32

Figura 12: **Consumo de Energia no Setor Industrial** (EPE, 2024) 33

Figura 13: **Índice de universalização por Estado** (Quantum, 2025) 34

Tabela 4: **Índice de Universalização por Estado** (Quantum, 2025) 35



CAPÍTULO 3

Figura 14: **Evolução do Investimento Acumulado das principais distribuidoras** (Quantum, 2025)39

Figura 15: **Evolução do Ativo Intangível** (Quantum, 2025)39

Figura 16: **Evolução da competitividade – Segmento Industrial** (Ministério de Minas e Energia, 2024) 40

Figura 17: **Evolução da competitividade – segmento GNV** (Ministério de Minas e Energia, 2024) 41

Figura 18: **Evolução da competitividade – segmento residencial/comercial** (Ministério de Minas e Energia, 2024) 41

Figura 21: **Emissões por cenário - Toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq)** (QUANTUM, 2025).....43

Figura 23: **Comparação de emissões de combustíveis fósseis - emissões por BTU (carvão equivale a 1)** (BNDES, 2016)45

CAPÍTULO 4

Tabela 5: **Produtos e insumos das distintas abordagens** (Quantum, 2025)..... 49

Tabela 6: **Resultados da Produtividade do Setor** (Quantum, 2025) 50

Figura 24: **Índice de PTF Médio por Empresa da Amostra – Período 2015–2024** (Quantum, 2025) 51

Tabela 7: **PTF por Horas Trabalhadas (brasil) sem ajuste de capital humano** (FGV, 2025).....52

CAPÍTULO 5

Figura 25: **Monopólio Natural** (CECO - Universidad Adolfo Ibáñez, 2025).....55

Figura 26: **Diferença esquemática entre custos de conexão de clientes à rede** (Quantum, 2025)59

Tabela 8: **Receita pela Margem de Distribuição (Moeda constante Dez 2024) – Usuário Típico Industrial e Residencial** (ARSESP)62

Tabela 9: **Tarifas Médias de Distribuição (Moeda constante Dez 2024) – Usuário Típico Industrial e Residencial** (ARSESP)62

Figura 27: **Tarifas Médias de Distribuição (Moeda Constante Dez 2024) – Usuário Típico Industrial e Residencial** (ARSESP)63

Figura 28: **Percentual de Receita Requerida alocada por segmento Industrial e Residencial** (ARSESP).....63



1. INTRODUÇÃO

A infraestrutura dutoviária para gás natural oferece vantagens logísticas únicas e estratégicas em relação a outros modais de distribuição de energéticos. Em comparação com outros modais, como o rodoviário, os gasodutos se destacam pela eficiência no transporte contínuo de grandes volumes, pela segurança e confiabilidade (menos sujeitos a interrupções climáticas, acidentes, greves, etc) e pelo melhor custo-benefício a longo prazo, já que, apesar do alto investimento inicial, possuem custos operacionais baixos.

Além disso, apresentam menor impacto ambiental pelas baixas emissões por unidade de energia transportada e são fundamentais para a segurança energética de um país, pois criam uma rede resiliente e integrada de abastecimento.

Em resumo, os gasodutos são um pilar para o desenvolvimento econômico, garantindo o fornecimento estável de um combustível mais limpo de forma eficiente e segura.

O setor de distribuição de gás natural no Brasil, que de forma capilarizada oferece o energético a usuários de diferentes portes, passa por um período de transformação estrutural sem precedentes.

Impulsionado por um processo de abertura do mercado, este setor é caracterizado por uma expansão acelerada das redes de distribuição de gás canalizado, que consolidou as concessionárias estaduais como protagonistas do processo de massificação do uso de gás no âmbito nacional. As dimensões e implicações transcendem o âmbito setorial, representa um dos vetores mais dinâmicos de desenvolvimento de infraestrutura do país nas últimas décadas.

Fruto de qualidade de gestão que permitiu evoluções tecnológicas que induziram segurança, velocidade e dinamismo na implementação de redes, a evidência empírica do processo de desenvolvimento da infraestrutura de distribuição revela um crescimento exponencial: de aproximadamente 4.000 km, em 1999, para mais de 45.000 km, em 2024, representando uma expansão superior a 1.000% no período (ou, mais de 10% a.a., ao longo de 25 anos). Paralelamente, a base de usuários saiu de 1,2 milhão, em 2005, e saltou para 4,7 milhões de consumidores conectados, em 2024, com projeções que apontam para uma aceleração ainda maior deste processo até o final da presente década.

Essa dinâmica contrasta marcadamente com a estagnação observada nos investimentos nas demais infraestruturas, marcadamente na malha de transporte de gás, que permaneceu praticamente inalterada desde 2010, evidenciando que o impulso de crescimento do setor provém fundamentalmente dos investimentos realizados pelas distribuidoras.



Investimentos consistentes do setor de distribuição, que atingiram médias anuais da ordem R\$ 1,20 bilhão¹, realizados em paralelo a um processo contínuo de ganhos de produtividade, com taxas anuais médias de crescimento entre 3,61% e 4,71%, contrastando favoravelmente com a estagnação observada na economia brasileira (-0,38% ao ano), permitiram este desenvolvimento.

Neste contexto, torna-se pertinente a discussão sobre prudência e necessidade de tais investimentos. Pontos como este formam uma questão central: O crescimento da margem média de distribuição permite demonstrar que os investimentos em massificação do gás são eficientes?

Conforme discutiremos neste relatório, o crescimento de margem média em alguns estados são resultado (transitório) de um processo de expansão dos serviços, naturalmente observados em setores capital intensivos.

No médio prazo, esta expansão deve trazer frutos positivos a todos os usuários, realidade observada em concessões mais maduras da região Sudeste ou em outros países da América Latina.

O objetivo deste estudo é oferecer uma visão abrangente sobre o papel desempenhado pelas distribuidoras de gás canalizado, destacando a evolução do setor, suas contribuições para a economia brasileira e a adequada contextualização das variações observadas na margem máxima de distribuição, interpretadas como resultado de um processo virtuoso de massificação energética liderado pelas concessionárias.

¹ Considerando apenas o investimento das principais distribuidoras do setor.



2.

Papel e relevância da distribuição

-
- 1. Introdução
 - 2. Papel e relevância da distribuição**
 - 3. Contribuição econômica da distribuição de gás natural
 - 4. Evolução da produtividade do setor
 - 5. Análise conceitual da evolução tarifária e da margem média
 - 6. Conclusões
 - 7. Referências Bibliográficas

2.1. Concessionárias de Gás Natural: Funções e Responsabilidades

A cadeia de valor do gás natural abrange distintos segmentos que requerem elevada articulação técnica e institucional entre si. No âmbito dessa cadeia, sobressai a atividade de distribuição de gás canalizado, caracterizada como serviço local nos termos do § 2º do artigo 25 da Constituição Federal, cuja competência regulatória e concessória é atribuída aos entes federativos estaduais.

O fornecimento de gás natural ao consumidor final pressupõe a realização de uma sequência estruturada de etapas técnicas, que compreendem a exploração e produção, o processamento, a liquefação e posterior transporte até os pontos de recepção do sistema de distribuição, regaseificação, estocagem e, por fim, a distribuição propriamente dita, responsável por fazer a conexão com o consumidor final. Cada uma dessas fases integra um fluxo operacional contínuo, fundamental para assegurar a segurança, eficiência e continuidade do serviço.

Do ponto de vista da regulação, os elos que compõem o *upstream* e o *midstream* atuam sob fiscalização da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), enquanto as concessionárias de distribuição *downstream* são reguladas pelas agências estaduais. Outro fator que distingue o elo de distribuição é o regime jurídico a ele aplicável, de concessão de serviço público, ao passo que os demais elos operam sob o regime de autorização, no qual os operadores atuam por sua conta e risco.

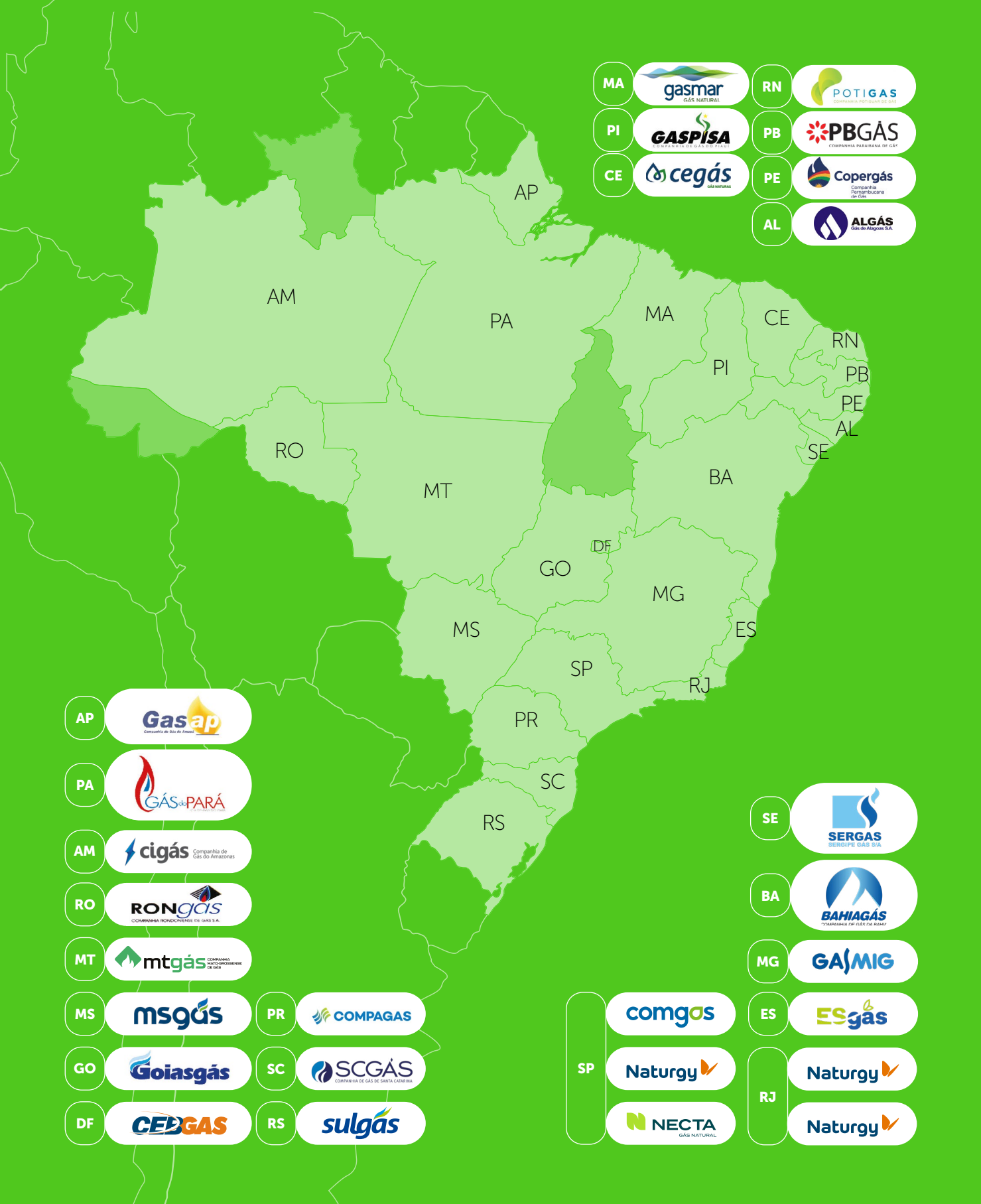
Esta estrutura da indústria do gás natural vem sendo revisitada ao longo dos anos, com alterações pontuais produzidas por mudanças legais, como o regime jurídico do transporte que já migrou de autorização para concessão, com a Lei 11.909/2009, e o retorno para o regime de autorização, com a edição da Lei 14.134/2021.

Já o setor de distribuição tem operado de forma estável, desde a Constituição de 1988, que outorgou aos Estados a competência sobre os serviços locais de gás canalizado. Nessa esteira, os Estados assinaram contratos de concessão com empresas locais, ao longo de praticamente toda a década de 90, alcançando boa parte das Unidades Federativas o que gerou segurança jurídica para a expansão e desenvolvimento das redes de serviços de gás canalizado.

A **Figura 1** apresenta, de forma consolidada, as concessionárias responsáveis pela distribuição de gás canalizado em cada estado do Brasil. Observa-se que, em praticamente na maioria dos estados, a atividade é desempenhada por uma única distribuidora, responsável legal pela entrega do gás ao consumidor final, conectando os principais municípios dos Estados às fontes de suprimento disponíveis em cada região.

"O setor de distribuição tem operado de forma estável desde a Constituição Federal de 1988, que outorgou aos Estados a competência sobre os serviços locais de gás canalizado."

FIGURA 1: DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO DO BRASIL (ABEGÁS, 2025)





2.2. Evolução histórica das principais variáveis físicas do setor

Durante a última década, a infraestrutura de distribuição de gás natural no Brasil passou por um processo de expansão territorial e técnica. Segundo dados do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a rede de gás natural saltou de aproximadamente 4.000 km em 1999 para mais de 45.000 km no encerramento do ano de 2024, representando um crescimento em termos médios superior a 12% ao ano ao longo de 25 anos.

Conforme evidencia a **Tabela 1**, que apresenta uma amostra de distribuidoras de gás natural, todas registraram, em nível individual, crescimento expressivo na extensão de suas redes nos últimos dez anos, sendo que algumas chegaram inclusive a duplicar sua dimensão.

TABELA 1: **EVOLUÇÃO DOS KM DE REDE POR EMPRESA** (QUANTUM, 2025)

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. %
BAHIAGAS	816	860	905	948	1.005	1.049	1.082	1.142	1.246	1.314	61%
MS GAS	258	271	287	318	346	368	406	436	467	513	99%
COPERGAS	666	700	754	792	843	932	997	1.104	1.119	1.207	81%
PBGAS	305	308	310	326	331	332	352	361	381	397	30%
SCGAS	1.104	1.118	1.138	1.157	1.221	1.259	1.344	1.434	1.531	1.625	47%
COMPAGAS	780	800	812	824	833	842	850	864	880	900	15%
CEGAS	424	437	466	472	520	554	607	595	646	700	65%
CIGAS	87	93	94	115	131	149	179	239	281	317	264%
COMGAS	14.258	15.307	15.912	16.747	17.877	19.468	20.379	21.052	21.908	23.174	63%
GNSPS	1.495	1.568	1.757	1.789	1.824	1.881	1.888	1.892	1.901	1.910	28%
NECTA	941	990	1.034	1.093	1.128	1.167	1.240	1.289	1.354	1.393	48%
SULGAS	947	1.040	1.095	1.146	1.213	1.289	1.377	1.449	1.488	1.555	64%
ALGAS	394	449	498	513	532	552	571	587	614	638	62%
POTIGAS	367	391	406	416	442	459	477	504	533	562	53%
SERGAS	223	225	232	236	242	250	265	283	313	329	48%



Ainda mais relevante é o crescimento do número de usuários, que foi de 2 milhões em 2011 para 4,7 milhões em 2024², com destaque para os segmentos residencial e comercial, que representaram uma parcela significativa das novas conexões. A diversificação da base de clientes – antes concentrada na indústria – contribuiu para fortalecer a resiliência do setor, permitindo maior estabilidade financeira para as Concessões e, conseqüentemente, previsão para investimentos eficientes.

Em nível individual, a maioria das distribuidoras duplicou ou até mesmo triplicou sua base de clientes desde 2015, conforme se depreende das informações a seguir (*Tabela 2*).

TABELA 2: **EVOLUÇÃO DE USUÁRIOS POR EMPRESA** (QUANTUM³, 2025)

Empresas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. %
BAHIAGAS	38.912	45.605	52.044	55.714	57.996	60.424	64.531	71.228	79.688	88.090	126%
MS GAS	4.096	5.019	6.661	8.305	10.059	10.612	12.932	14.526	17.975	22.583	451%
COPERGAS	20.445	25.523	31.067	37.230	44.671	52.244	62.369	71.374	82.501	95.430	367%
PBGAS	10.238	12.413	14.719	17.986	19.473	20.326	22.735	25.791	29.662	33.099	223%
SCGAS	8.908	10.974	12.069	13.491	15.198	16.733	18.634	23.015	25.890	30.039	237%
COMPAGAS	31.790	36.189	39.777	43.929	47.238	49.335	51.338	53.010	54.792	58.749	85%
CEGAS	8.339	9.797	12.183	14.648	20.329	22.482	24.122	26.916	29.342	33.507	302%
CIGAS	77	120	673	1.095	2.429	4.586	8.395	12.631	17.404	23.327	30195%
CEG	873.585	907.309	940.298	954.632	963.957	970.248	981.119	990.511	998.941	1.000.015	14%
CEG RIO	57.260	64.221	73.825	78.770	82.924	84.110	86.659	88.751	89.862	91.509	60%
COMGAS	1.557.411	1.658.261	1.791.226	2.009.269	2.009.271	2.101.357	2.232.315	2.380.847	2.536.529	2.683.922	72%
GNSPS	57.260	65.737	75.584	82.839	88.273	91.986	94.563	96.148	97.279	99.203	73%
NECTA	16.617	19.828	22.882	27.092	31.260	33.683	36.888	39.119	44.682	47.494	186%
SULGAS	26.550	35.125	43.631	50.138	57.665	62.488	69.223	78.368	89.105	101.624	283%
ALGAS	40.620	44.703	47.519	49.979	52.884	54.505	56.966	59.201	61.628	64.092	58%
POTIGAS	16.004	18.496	21.137	22.875	25.665	29.168	33.584	37.625	42.251	47.273	195%
SERGAS	19.635	23.022	31.243	28.821	31.243	33.161	34.093	36.677	41.141	45.368	131%

² Dados da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS).

³ Com base nos relatórios de administração publicados pelas distribuidoras.



Em termos de volume, o gás natural distribuído pelas concessionárias também apresentou crescimento. No ano de 1998 eram comercializados cerca de 11 milhões de metros cúbicos diários, enquanto, no final de 2024, esse volume alcançou 52,5 milhões de m³/dia. Isso representa um crescimento de 377% no volume distribuído, verificado ao longo dos últimos 26 anos (equivalente a uma taxa média de crescimento anual de cerca de 6%).

Não menos relevante é a atividade econômica promovida pelas distribuidoras. Entre os anos de 2018 e 2022, as principais distribuidoras investiram, em média, R\$ 1,20 bilhões por ano em expansão, saturação e outros investimentos, totalizando um volume próximo de R\$ 10,94 bilhões (≈US\$ 2,18 bilhões) investidos na distribuição de gás natural no período. Tudo isso ocorreu “de forma contínua, mesmo em um cenário de oferta limitada”, graças à “tenacidade das distribuidoras”, que cumpriram seu papel de investidoras para massificar o gás natural (Lopomo, 2025).

Entretanto, é fundamental contextualizar as variáveis analisadas para compreender a relevância do setor de distribuição de gás natural no Brasil, estabelecendo um contraponto com outros países da América Latina.

A Argentina, por exemplo, conta com a rede de distribuição mais extensa da região, com cerca de 165 mil km e mais de 9 milhões de usuários conectados. Apesar dessa capilaridade elevada, o ritmo de crescimento argentino tem sido modesto nos últimos anos, muito inferior ao dinamismo brasileiro, que expandiu sua base de clientes em mais de 65% desde 2011. Ainda assim, em termos de volume distribuído, apesar da diferença na dimensão da infraestrutura, o Brasil não se encontra tão distante da Argentina, que mantém ligeira vantagem, com mais de 20 bilhões de m³ por ano, frente a aproximadamente 19 bilhões no Brasil.

Essa informação é relevante pois permite compreender que tão significativo quanto o volume, para o elo de distribuição o fator de extrema relevância no avanço de redes é também o avanço na quantidade de conexões.

No México, a rede de gasodutos soma em torno de 70 mil km e abastece 3 milhões de usuários residenciais em 27 estados, sustentada por investimentos superiores a US\$ 35 bilhões na última década. A comparação direta, porém, exige cautela porque os km de gasodutos de México incluem transporte e distribuição. Em densidade de conexões, o Brasil se destaca, com número significativamente maior de usuários por quilômetro de gasoduto.

A Colômbia, por sua vez, alcançou em 2024 quase 12 milhões de usuários residenciais conectados, com cobertura próxima de 70% e presença em mais de 1.100 municípios. Essa penetração supera largamente a brasileira, resultado de políticas de universalização bem-sucedidas e forte coordenação público-privada. Ainda assim, em termos de volume, o Brasil distribui mais do que o dobro de gás por ano, o que indica maior intensidade de consumo e maior robustez do mercado.

2.3. Comparativo das Infraestruturas de Distribuição e Transporte

O crescimento do mercado brasileiro de gás natural tem sido impulsionado pelo protagonismo das concessionárias de distribuição, que mantêm investimentos consistentes na ampliação das redes e na conexão de novos consumidores, contribuindo também para a substituição de combustíveis mais poluentes (Lopomo, 2025).

A **Figura 2** mostra que a malha de distribuição apresentou crescimento exponencial: de cerca de 4 mil km, em 1999, para mais de 44 mil km, em 2024, avanço de mais de 1000% em 25 anos (taxa composta superior a 10% a.a.). Em contraste, nos últimos 15 anos a malha de transporte apresentou crescimento praticamente nulo, mantendo-se estagnada desde 2010, com pouco mais de 9 mil km de extensão.

A leitura comparada desses dois movimentos sugere uma conclusão recorrente no setor: a expansão consistente da rede de distribuição tem atenuado a estagnação da malha de transporte, possibilitando que o gás natural alcance novos mercados e regiões interioranas, mesmo na ausência de grandes gasodutos troncais. Trata-se de um fenômeno que confirma o papel das distribuidoras como principal vetor de massificação do gás no Brasil, garantindo a continuidade do crescimento e a integração de novos consumidores ao sistema energético nacional.

FIGURA 2: **EVOLUÇÃO DAS MALHAS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL**
(MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2025)

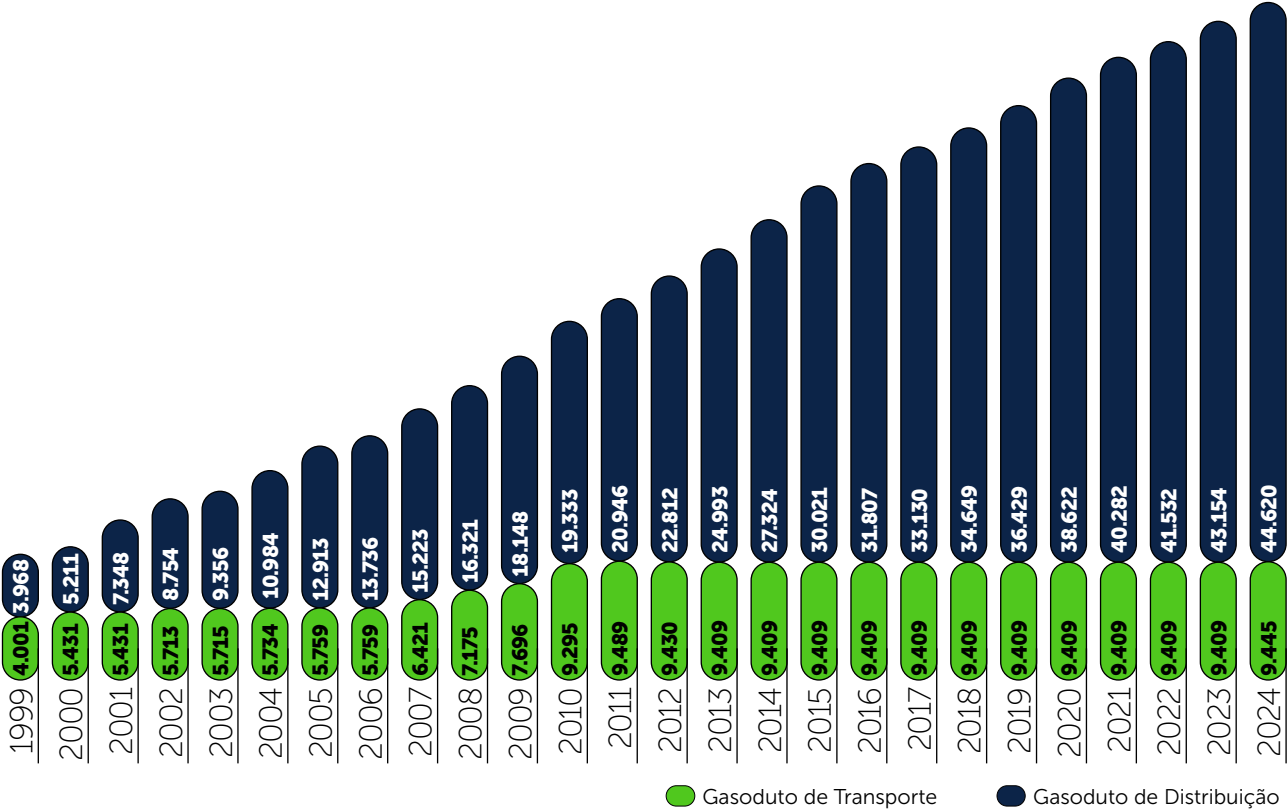




TABELA 3: **EVOLUÇÃO DAS MALHAS DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL**
(MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2025)

Ano	Gasoduto de Transporte (km)	Gasoduto de Distribuição (km)
1999	4.001	3.968
2000	5.431	5.211
2001	5.431	7.348
2002	5.713	8.754
2003	5.715	9.356
2004	5.734	10.984
2005	5.759	12.913
2006	5.759	13.736
2007	6.421	15.223
2008	7.175	16.321
2009	7.696	18.148
2010	9.295	19.333
2011	9.489	20.946
2012	9.430	22.812
2013	9.409	24.993
2014	9.409	27.324
2015	9.409	30.021
2016	9.409	31.807
2017	9.409	33.130
2018	9.409	34.649
2019	9.409	36.429
2020	9.409	38.622
2021	9.409	40.282
2022	9.409	41.532
2023	9.409	43.154
2024	9.445	44.620

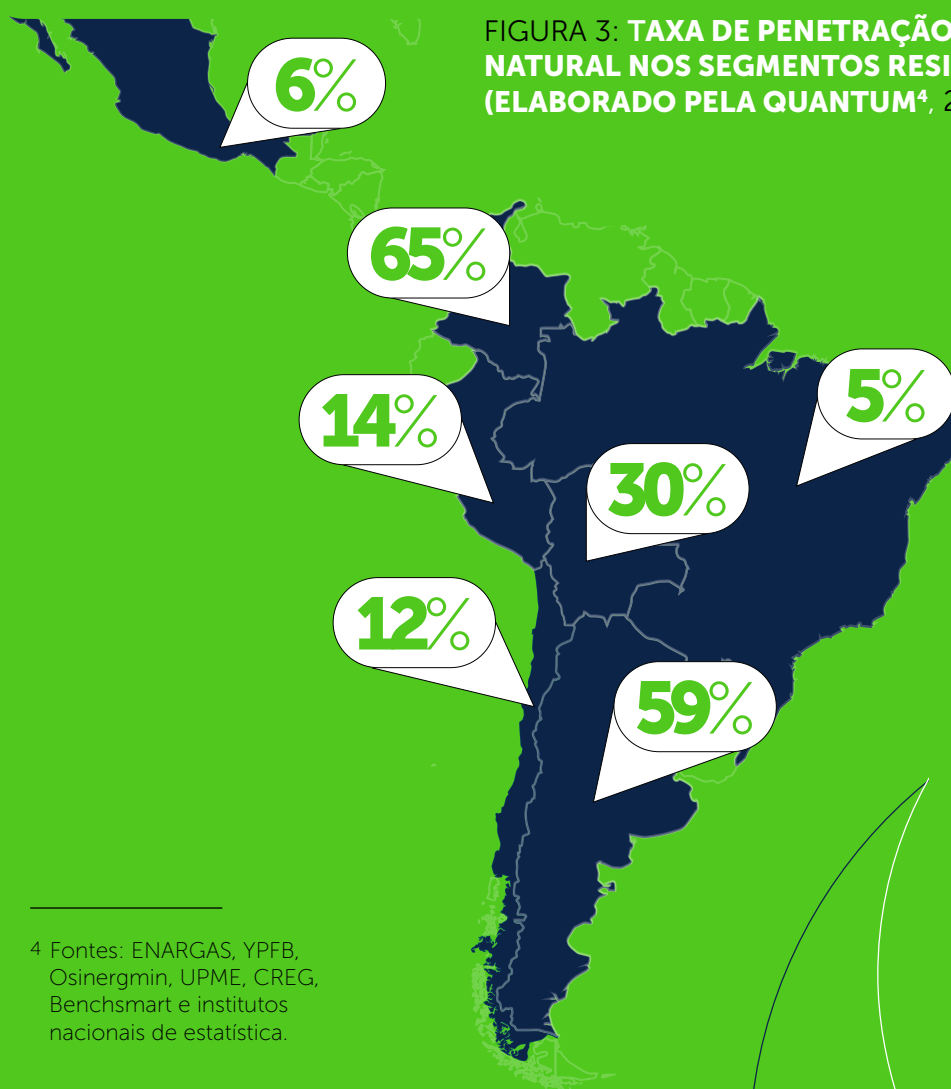


2.4. Processo de massificação do gás natural

A experiência brasileira ganha relevância quando confrontada com a realidade de outros países da região, permitindo observar como diferentes estratégias de expansão da infraestrutura e de estímulo à demanda resultam em graus distintos de penetração do gás natural.

A massificação no país deve-se principalmente aos investimentos das distribuidoras, que conseguem conectar novos clientes ano após ano, ampliando o total de usuários ligados à infraestrutura de gás. Esse movimento permite uma redução de custos no médio e longo prazo e, conseqüentemente, tarifas mais acessíveis no tempo. Tal dinâmica conduz a uma massificação sustentável e contínua ao longo do extenso caminho que ainda há por percorrer no Brasil.

Na América Latina, a situação difere da observada no Brasil em relação ao processo de massificação do gás natural. A análise da penetração do gás natural nos segmentos residenciais evidencia diferentes estágios de desenvolvimento do setor. Conforme apresentado na **Figura 3**, países como Colômbia (65%), Argentina (59%) e Bolívia (30%) já alcançaram índices significativos de massificação, fruto de políticas públicas consistentes e integração entre redes de transporte e distribuição.



⁴ Fontes: ENARGAS, YPFB, Osinergmin, UPME, CREG, Benchsmart e institutos nacionais de estatística.

Mostra-se relevante aprofundar nos casos da Argentina e da Colômbia, países que alcançaram as maiores taxas de penetração na região, a fim de compreender como se deu seu processo e quais foram as chaves para o êxito obtido.

2.4.1. O caso da Argentina

A trajetória argentina ilustra como o papel do Estado, as reformas institucionais e os ciclos econômicos moldaram a massificação do gás natural. A criação da estatal Gas del Estado, em 1946, impulsionou a construção de gasodutos estruturantes e, já em 1969, o país havia conectado mais de um milhão de usuários. A reforma dos anos 1990, com privatizações e entrada de capital privado, gerou novo impulso, mas a instabilidade macroeconômica e regulatória a partir dos anos 2000 reduziu o ritmo de expansão. Embora a Argentina mantenha elevada penetração, o crescimento atual é mínimo, reforçando a importância da estabilidade regulatória para sustentar a universalização.

FIGURA 4: **PROCESSO DE MASSIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NA ARGENTINA** (ELABORADO PELA QUANTUM, 2025)

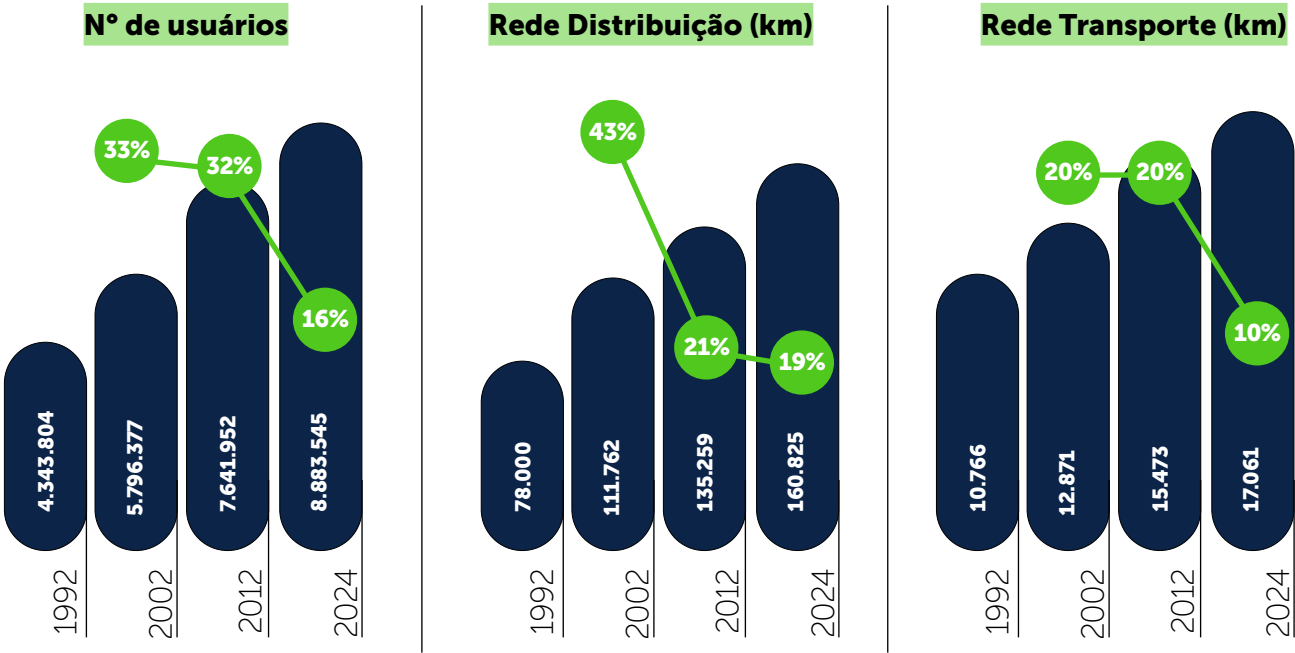




A evolução do processo de massificação do gás natural na Argentina também pode ser observada de forma quantitativa por meio dos indicadores de crescimento da infraestrutura e do número de usuários ao longo das últimas décadas. Entre 1992 e 2024, o número de usuários quase dobrou, superando 8,8 milhões, enquanto as redes de distribuição ultrapassaram 160 mil km. Contudo, a desaceleração recente demonstra como insegurança jurídica e instabilidade regulatória, causam incertezas que impactam o ritmo de expansão, mesmo em um mercado consolidado (*Figura 5*).



FIGURA 5: **PROCESSO DE MASSIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NA ARGENTINA – EVOLUÇÃO DA INFRAESTRUTURA E NÚMERO DE USUÁRIOS** (ELABORADO PELA QUANTUM, 2025)

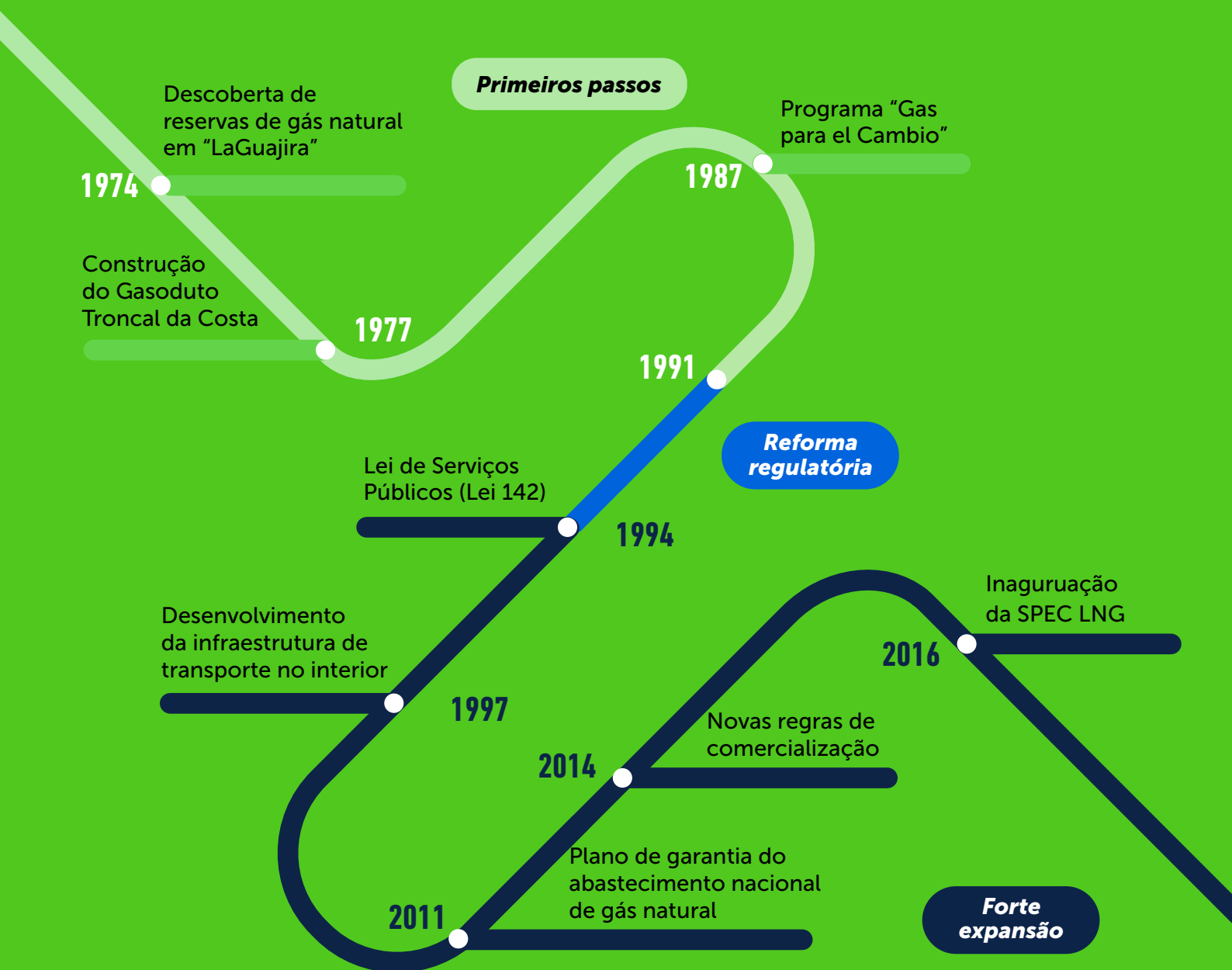




2.4.2. O caso da Colômbia

A Colômbia representa um exemplo de sucesso na região, resultado de um marco regulatório robusto e da combinação de políticas públicas inclusivas com investimentos privados. A partir das descobertas de reservas em La Guajira na década de 1970, o país estruturou gasodutos troncais e lançou programas como “Gas para el Cambio”. A promulgação da Lei de Serviços Públicos (1994) consolidou o ambiente regulatório e incentivou a concorrência.

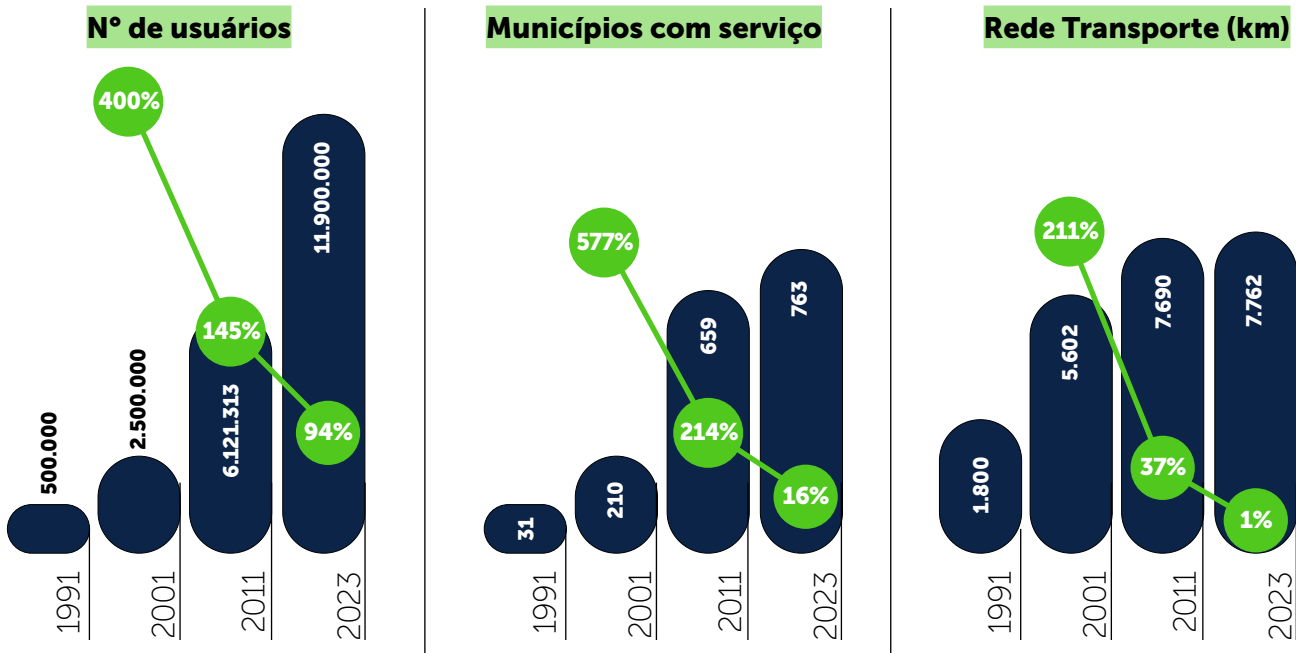
FIGURA 6: **PROCESSO DE MASSIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NA COLÔMBIA** (ELABORADO PELA QUANTUM, 2025)





Medidas como subsídios cruzados e tarifas sociais ampliaram o acesso, permitindo que, entre 1991 e 2023, o número de usuários saltasse de 500 mil para quase 12 milhões, e o atendimento territorial se expandisse de 31 para 763 localidades. A rede de transporte quadruplicou, alcançando mais de 7.700 km (**Figura 7**). Essa trajetória confirma a importância de políticas estáveis e de instrumentos de inclusão para consolidar a massificação.

FIGURA 7: **PROCESSO DE MASSIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NA COLÔMBIA – EVOLUÇÃO DA INFRAESTRUTURA E NÚMERO DE USUÁRIOS** (ELABORADO PELA QUANTUM, 2025)





2.4.3. Síntese Regional

A experiência regional demonstra que não há um único caminho para a massificação do gás natural. Trata-se de um processo que exige uma política de Estado contínua, com coordenação entre governo, reguladores, empresas e consumidores.

Embora tarifas competitivas sejam fundamentais, elas não são suficientes. É necessário enfrentar barreiras de entrada como custos de conexão, adequação de instalações, conversão de equipamentos e limitação de pagamento dos usuários. Para isso, diversos países têm adotado mecanismos complementares como subsídios cruzados, tarifas sociais, financiamento público ou setorial, aportes de terceiros e incentivos à infraestrutura. Instrumentos como o roll-in tarifário⁵, o fator K⁶ e fundos de promoção têm sido utilizados para viabilizar a expansão e garantir o acesso, especialmente em áreas menos atendidas.

Para o Brasil, o desafio consiste em adaptar esses mecanismos ao seu contexto, de modo a ampliar a penetração residencial e consolidar o gás natural como vetor de desenvolvimento sustentável, competitivo e inclusivo. Vale destacar, nesse sentido, que a discussão sobre a viabilidade do gás natural em países de clima predominantemente quente, como o Brasil, nem sempre se sustenta. Experiências internacionais mostram justamente o contrário: mercados como o da Colômbia e do Peru, que compartilham características climáticas semelhantes, conseguiram avançar de forma

significativa na adoção residencial do gás natural. Essas referências demonstram que, mais do que as condições climáticas, são os fatores anteriormente mencionados que determinam o sucesso da massificação.

2.5. Uso do gás natural nos diferentes setores

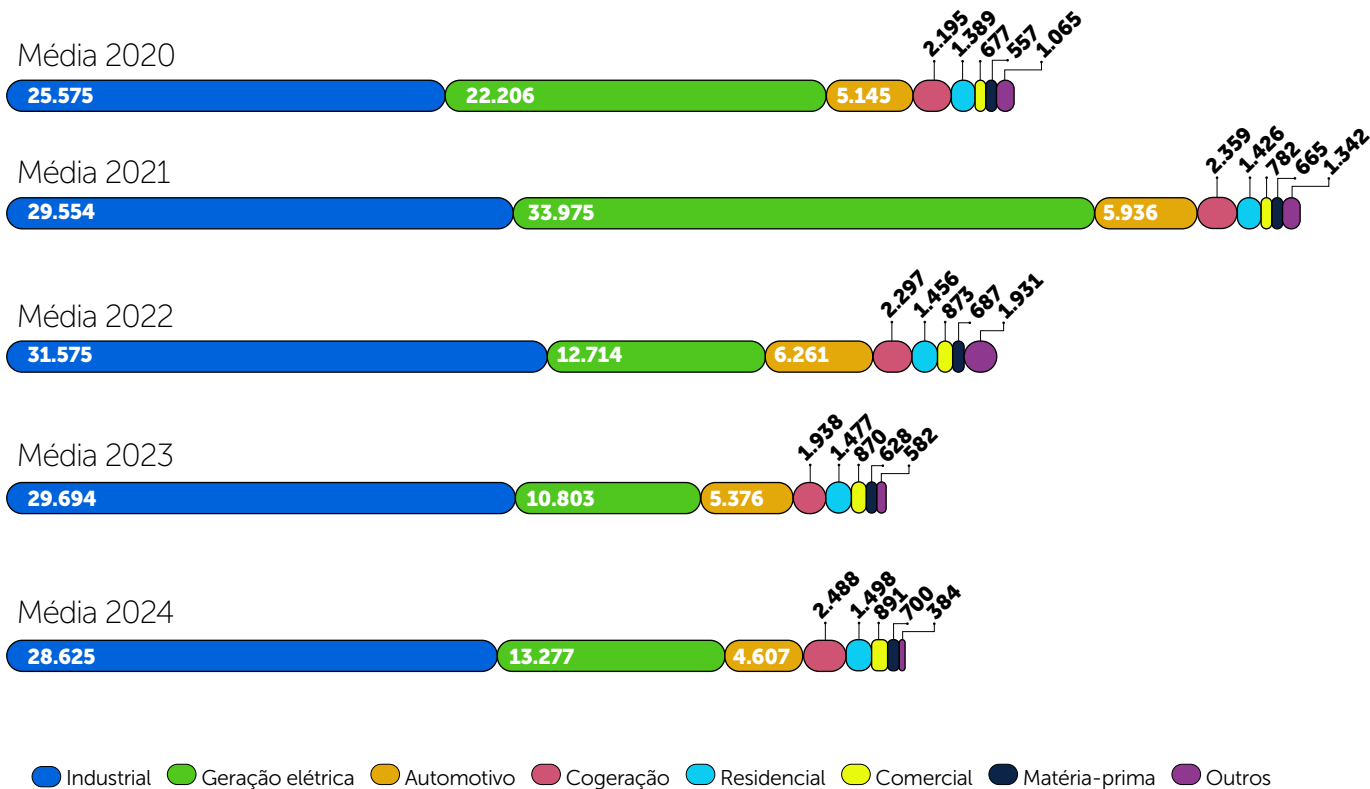
A experiência comparada entre o Brasil e outros países da América Latina demonstra que a massificação do gás natural depende de políticas consistentes, estabilidade regulatória e investimentos coordenados em todos os elos da cadeia. No entanto, para além da infraestrutura construída e do nível de penetração residencial, é igualmente relevante compreender como esse energético vem sendo efetivamente incorporado à matriz nacional. A análise do consumo setorial permite identificar o espaço já consolidado pelo gás natural na economia e, sobretudo, revelar seu potencial de expansão em segmentos onde ainda predominam fontes menos eficientes ou mais poluentes.

A evolução da demanda de gás natural entre os setores residencial, comercial, industrial, de geração elétrica, automotivo, de cogeração e outros é apresentada na **Figura 8**, evidenciando a predominância dos setores industrial e de geração elétrica.

⁵ Mecanismo pelo qual os custos de novas obras ou investimentos são incorporados à base tarifária existente e rateados entre todos os usuários, evitando que apenas os novos consumidores arquem com custos elevados.

⁶ É um componente tarifário que tem como objetivo compensar diferenças entre os volumes de gás projetados e os volumes efetivamente distribuídos ao longo de um determinado período regulatório. Esse mecanismo busca preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, ajustando receitas ou tarifas de forma a manter os resultados próximos às projeções estabelecidas no processo regulatório.

FIGURA 8: **DEMANDA DE GÁS NATURAL POR SEGMENTO – BRASIL (MILHÕES DE M³/DIA)**
(ABEGÁS, 2025)



No setor comercial, o gás natural apresenta participação reduzida, em patamar semelhante ao da lenha, variando de 1% a 2% do consumo total de energia entre 2014 e 2023 (**Figura 9**), sem registrar tendência consistente de crescimento no período. Essa presença limitada contrasta com a predominância de outras fontes, em especial a eletricidade, que responde por 88% a 91% do consumo, e o gás liquefeito de petróleo (GLP) que mantém participação estável entre 4% e 6%.

O cenário evidencia que, embora o gás natural já esteja inserido no setor comercial, há espaço significativo para ampliação de seu uso, especialmente como alternativa ao GLP e à lenha.

FIGURA 9: CONSUMO DE ENERGIA NO SETOR COMERCIAL (EPE, 2024)

FONTES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	SOURCES
GÁS NATURAL	2	1	2	1	1	1	1	1	2	1	NATURAL GAS
LENHA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	FIREWOOD
ÓLEO COMBUSTÍVEL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	FUEL OIL
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	5	5	5	5	5	4	4	5	5	6	LIQUEFIED PETROLEUM GAS
ELETRICIDADE	89	91	90	91	90	90	90	90	90	88	ELECTRICITY
OUTRAS	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	OTHERS
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	TOTAL

No setor residencial, o gás natural apresenta participação ainda modesta, porém crescente, passando de 1% para 2% do consumo total de energia entre 2014 e 2023 (**Figura 10**).

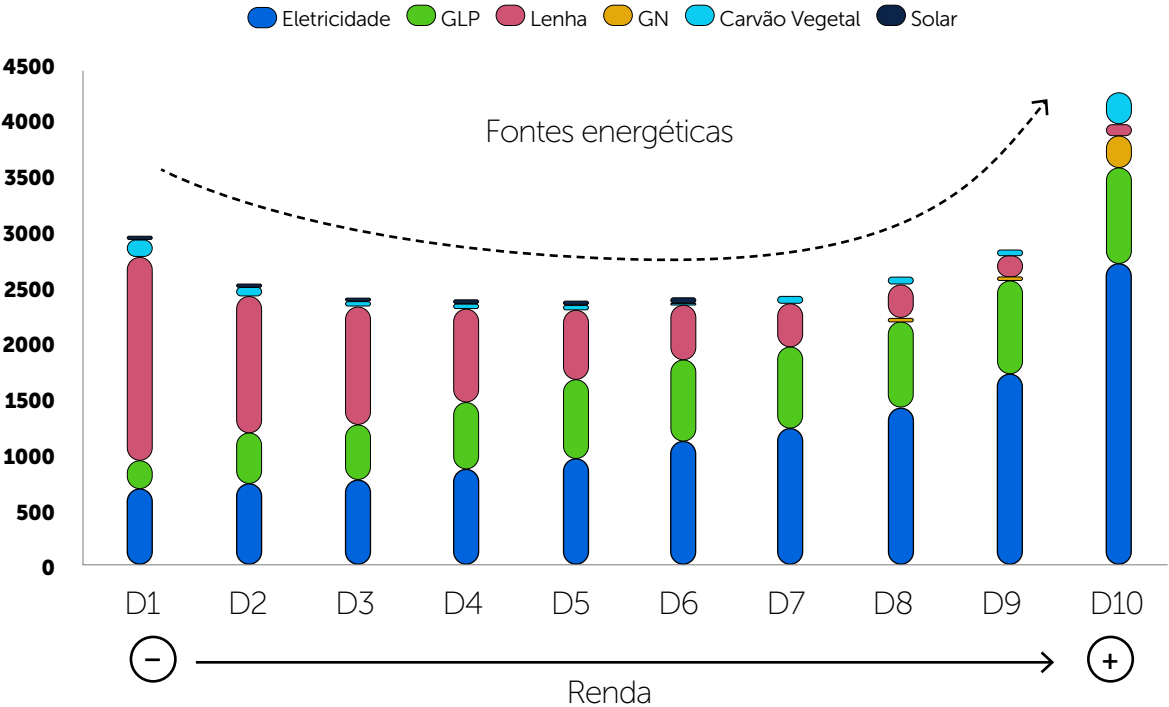
Apesar dessa presença limitada, observa-se espaço para expansão, especialmente como alternativa a fontes mais poluentes. Entre essas, destaca-se a lenha, que mantém participação elevada — entre 24% e 27% — ao longo de todo o período, evidenciando a persistência de condições de pobreza energética em diversas regiões do país. Neste setor a energia é utilizada principalmente para conservação de alimentos, refrigeração, aquecimento de água, iluminação, cocção e eletrodomésticos. A cocção responde por 52% da demanda, atendida em grande parte por lenha e GLP. A análise por classes de renda (**Figura 11**) revela maior participação da eletricidade nas faixas mais altas e da biomassa (lenha e carvão vegetal) nas mais baixas. Esse padrão sugere que os segmentos de menor renda apresentam uma demanda reprimida por serviços energéticos prestados por fontes modernas (eletricidade, GLP, gás natural e solar térmica), além de um potencial expressivo de ganhos de eficiência, decorrente do uso ainda predominante de lenha e carvão vegetal na cocção (EPE, 2024).

O cenário reforça o potencial do gás natural como vetor de transição para uma matriz residencial menos poluente e mais eficiente.

FIGURA 10: **CONSUMO DE ENERGIA NO SETOR RESIDENCIAL** (EPE, 2024)

FONTES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	SOURCES
GÁS NATURAL	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	NATURAL GAS
LENHA	24	25	24	25	27	26	25	26	26	25	FIREWOOD
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	26	26	26	25	24	24	24	23	22	21	LIQUEFIED PETROLEUM GAS
QUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0,02	KEROSENE
GÁS CANALIZADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	GASWORKS GAS
ELETRICIDADE	45	44	45	44	44	45	45	45	46	48	ELECTRICITY
CARVÃO VEETAL	2	2	2	1	2	1	1	1	1	1	CHARCOAL
SOLAR TÉRMICA	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	THERMAL SOLAR
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	TOTAL

FIGURA 11: **CONSUMO TOTAL DE ENERGIA POR FONTES E CLASSES DE RENDA NO BRASIL EM 2019 -EM 10³ TEP** (EPE, 2024)



Nota: As classes D1 a D10 possuem a mesma quantidade de pessoas (10% da População ou 20,9 Milhões de pessoas). D1 representa a classe de nda mais baixa e D10 a mais alta.



No setor industrial, o gás natural mantém participação relevante e estável, representando entre 9% e 11% do consumo total de energia no período de 2014 a 2023 (**Figura 12**). Apesar de não apresentar crescimento expressivo na última década, sua presença consolidada evidencia a importância dessa fonte para processos industriais que demandam energia térmica e flexibilidade operacional.

Entre as demais fontes, destacam-se o bagaço de cana e a eletricidade, cada uma com participação próxima de 20% no período. A lenha permanece com uso constante em torno de 9%, enquanto o carvão mineral, o coque de carvão mineral e o carvão vegetal respondem conjuntamente por parcela significativa, refletindo a dependência de insumos carboníferos em determinados segmentos industriais.

O cenário indica que, embora o gás natural já desempenhe um papel consolidado no setor, existe potencial para sua expansão como alternativa a outras fontes, especialmente à lenha, ao carvão mineral e seus derivados.

FIGURA 12: **CONSUMO DE ENERGIA NO SETOR INDUSTRIAL** (EPE, 2024)

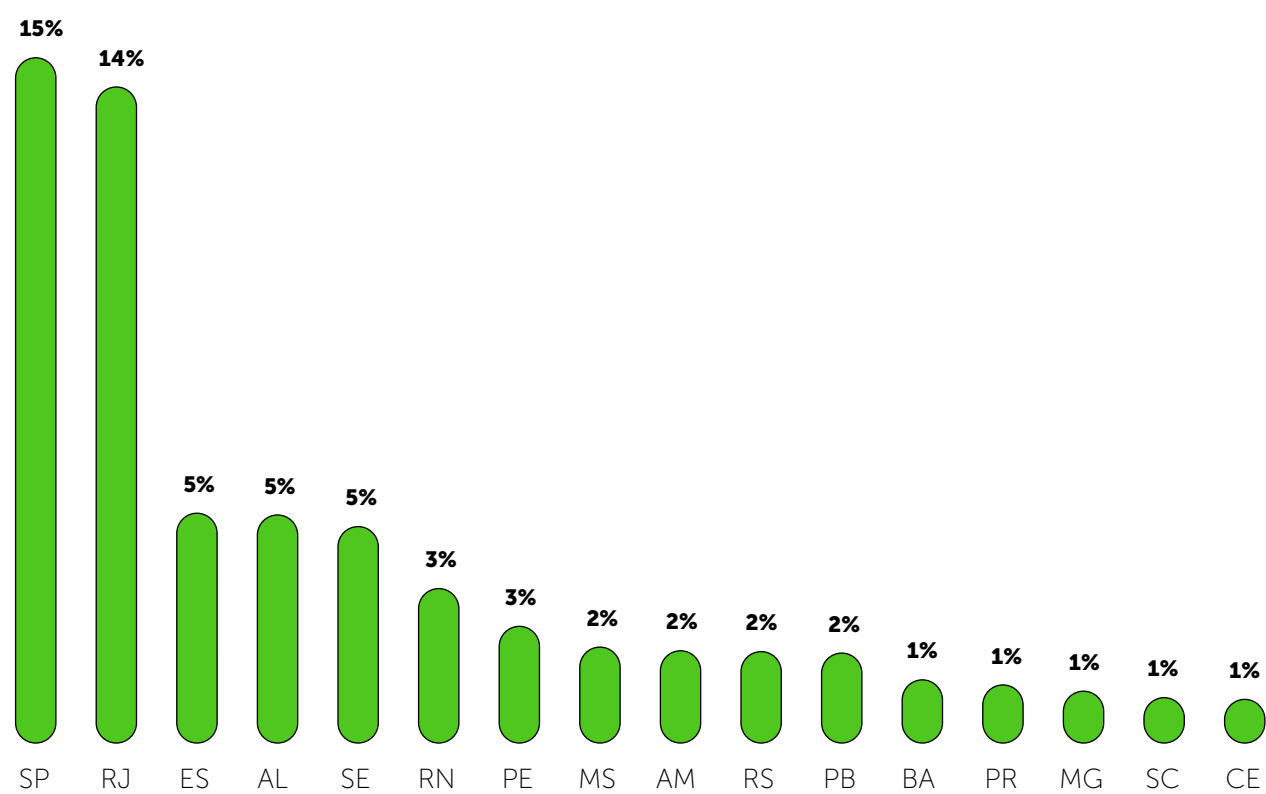
FONTES	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	SOURCES
GÁS NATURAL	11	11	11	11	11	10	9	10	10	10	NATURAL GAS
CARVÃO MINERAL	5	5	4	4	5	4	4	4	4	4	STEAM COAL
LENHA	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	FIREWOOD
BAGAÇO DE CANA	19	18	21	20	16	17	22	18	18	22	SUGAR CANE BAGASSE
OUTRAS RENOVÁVEIS	7	8	9	9	10	9	10	10	11	10	OTHER RENEWABLES
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	OTHER NON RENEWABLES
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	FUEL OIL
GÁS DE COQUERIA	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	COKE OVEN GAS
COQUE DE CARVÃO MINERAL	9	9	9	9	10	9	8	9	8	8	COAL COKE
ELETRICIDADE	20	20	20	20	21	21	21	21	22	22	ELECTRICITY
CARVÃO VEGETAL	4	4	4	4	5	5	5	5	5	4	CHARCOAL
OUTRAS	11	11	10	10	10	11	9	10	9	9	OTHERS
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	TOTAL

2.5.1. Universalização do gás natural no Brasil

Um aspecto relevante para compreender o papel do gás natural no setor residencial brasileiro é o grau de universalização do serviço entre os diferentes Estados. Entende-se por *índice de universalização do serviço* a proporção entre os usuários conectados à rede de gás natural e o total de domicílios existentes em cada Estado.

Apesar de, em média, o grau de penetração do gás natural no setor residencial brasileiro situar-se em torno de 5%, a universalização não ocorre de maneira homogênea entre os Estados, revelando uma disparidade significativa. Enquanto unidades da federação como São Paulo e Rio de Janeiro apresentam índices elevados de universalização — atingindo, respectivamente, 14,8% e 14,1% dos domicílios conectados —, outros estados permanecem em patamares bastante reduzidos, inferiores a 2%, como é o caso do Paraná, Minas Gerais, Santa Catarina, Bahia e Ceará. Essa disparidade reflete diferenças estruturais na densidade urbana, na adoção de políticas públicas de incentivo à massificação, entre outros fatores.

FIGURA 13: **ÍNDICE DE UNIVERSALIZAÇÃO POR ESTADO** (QUANTUM⁷, 2025)



⁷ Com base em informações da Abegás (número de consumidores) e do IBGE (número de domicílios, Censo 2022).



TABELA 4: **ÍNDICE DE UNIVERSALIZAÇÃO POR ESTADO** (QUANTUM⁸, 2025)

Estado	Consumidores (#)	Domicílios (#)	Índ. Univ. (%)
SP	2.901.000	19.641.476	14,8%
RJ	1.091.000	7.715.463	14,1%
ES	89.000	1.796.740	5,0%
AL	65.000	1.322.264	4,9%
SE	47.000	1.007.481	4,7%
RN	50.000	1.501.865	3,3%
PE	103.000	4.095.179	2,5%
MS	25.000	1.209.145	2,1%
AM	26.000	1.307.406	2,0%
RS	105.000	5.328.532	2,0%
PB	35.000	1.805.331	1,9%
BA	93.655	6.876.591	1,4%
PR	63.000	5.029.064	1,3%
MG	107.000	9.575.825	1,1%
SC	34.000	3.475.161	1,0%
CE	36.000	3.826.005	0,9%

De modo geral, observa-se que o grau de universalização do gás natural no Brasil permanece modesto quando comparado a padrões internacionais, mas vem evoluindo de forma gradual.

Mesmo mercados mais amadurecidos no âmbito nacional, quando comparados com exemplos internacionais verifica-se essa incipiência.

O levantamento por estado confirma tanto o êxito parcial de experiências já consolidadas quanto o enorme potencial de crescimento em mercados ainda pouco atendidos.

Assim, o avanço da universalização constitui não apenas um desafio, mas também uma oportunidade estratégica para ampliar a competitividade do setor, reduzir desigualdades regionais e promover uma matriz energética mais limpa e eficiente em âmbito nacional.

⁸ Com base em informações da Abegás (número de consumidores) e do IBGE (número de domicílios, Censo 2022).



3

Contribuição ambiental, social e econômica da Distribuição de Gás Natural

1. Introdução

2. Papel e relevância da distribuição

3. Contribuição econômica da distribuição de gás natural

4. Evolução da produtividade do setor

5. Análise conceitual da evolução tarifária e da margem média

6. Conclusões

7. Referências Bibliográficas



A atividade de distribuição de gás natural realizada pelas concessionárias não apenas contribui para a melhoria da qualidade de vida da população, mas também exerce impacto econômico relevante nas regiões em que atua, impulsionando investimentos e desenvolvimento local.

A relação entre os altos investimentos iniciais em setores de capital intensivo – como a dutoviaría de gás natural – e a posterior geração de ganhos de eficiência é um fenômeno econômico clássico, que pode ser explicado pela seguinte lógica:

Razões dos Impactos Tarifários Iniciais Elevados

Setores de capital intensivo, por definição, exigem vultosos investimentos iniciais (capex) para a construção da infraestrutura antes que ela gere qualquer receita. No caso de um gasoduto, isso inclui:



Custo dos materiais e mão de obra altamente especializada para a construção, etc.



Estudos de viabilidade e ambientais;



Aquisição de direitos de passagem;

Para viabilizar economicamente o projeto e atrair investidores, é necessário que esses custos fixos sejam recuperados. Como o custo variável de operação é relativamente baixo, a tarifa inicial precisa ser suficiente para cobrir a parcela de depreciação e retorno do capital investido. Essa necessidade de cobrir os custos fixos de um ativo recém-construído, amortizado ao longo de décadas, resulta naturalmente em tarifas mais altas no início de sua vida útil.



Transição para os Ganhos de Eficiência Alocativa no Médio e Longo Prazos

É no médio e longo prazos que a lógica se inverte e os ganhos se materializam, graças à eficiência alocativa. Este conceito refere-se à capacidade do sistema de alocar recursos de uma forma mais econômica e produtiva possível. Conforme a infraestrutura amadurece, ocorrem os seguintes fenômenos:



Diluição dos Custos Fixos:

A mesma infraestrutura, com custos fixos majoritariamente definidos, passa a ser utilizada por um volume cada vez maior de gás e por um número maior de consumidores. O custo fixo por unidade transportada (custo médio) cai drasticamente. A tarifa, que antes refletia a construção, passa a refletir principalmente a operação de baixo custo.



Economias de Escala e Escopo:

A rede dutoviária permite atender a grandes mercados de forma integrada, criando economias de escala impossíveis de serem alcançadas com modais alternativos e dispersos. Além disso, a mesma malha pode servir a múltiplos clientes (indústrias, comércio, residências, usinas), gerando economias de escopo.



Redução de Custos na Cadeia Produtiva:

O gás natural transportado de forma eficiente e barata via dutos se torna um insumo energético mais competitivo para indústrias, reduzindo seus custos de produção e aumentando sua competitividade nacional e internacional. A eficiência alocativa do duto



induz ganhos de eficiência em toda a economia.

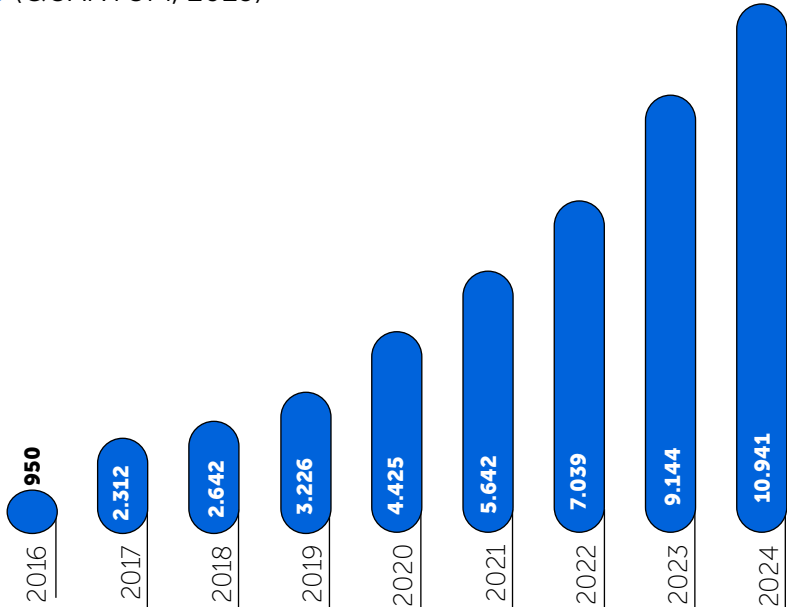
Estabilidade e Previsibilidade:

A tarifa dutoviária, uma vez estabilizada, oferece uma previsibilidade de longo prazo que o transporte oscilante por caminhões não consegue, permitindo um planejamento econômico mais eficiente por parte dos consumidores.

Em resumo, os setores de capital intensivo, como a dutoviária, impõem tarifas iniciais mais altas para viabilizar a recuperação do investimento. No entanto, uma vez em operação, a infraestrutura revela sua verdadeira vantagem: sua eficiência alocativa intrínseca – a capacidade de servir a um mercado vasto a um custo marginal muito baixo – leva à diluição dos custos fixos, a ganhos de escala e à redução de custos em toda a economia. Portanto, o que começa como um custo tarifário elevado transforma-se, no médio e longo prazos, no alicerce para a geração de riqueza, competitividade e desenvolvimento econômico sustentado.

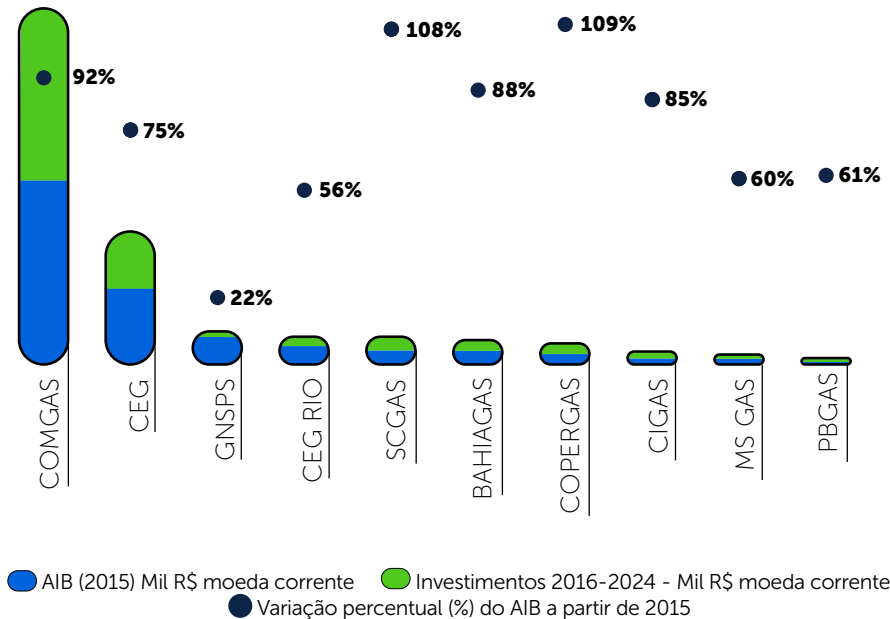
O segmento de distribuição movimenta dezenas de bilhões de reais em faturamento anual, com investimentos médios de cerca de R\$ 1,20 bilhão⁹ por ano, destinados principalmente à expansão e modernização das redes. Desde 2016, este investimento acumulado das principais empresas do setor soma aproximadamente R\$ 10,941 bilhões (*Figura 14*).

FIGURA 14: **EVOLUÇÃO DO INVESTIMENTO ACUMULADO DAS PRINCIPAIS DISTRIBUIDORAS** (QUANTUM, 2025)



Isso se reflete no Ativo Intangível Bruto das distribuidoras, que capta a valorização contínua dos investimentos realizados em infraestrutura (*Figura 15*).

FIGURA 15: **EVOLUÇÃO DO ATIVO INTANGÍVEL** (QUANTUM, 2025)



⁹ Considerando apenas o investimento das principais distribuidoras, aquelas apresentadas na *Figura 15*.

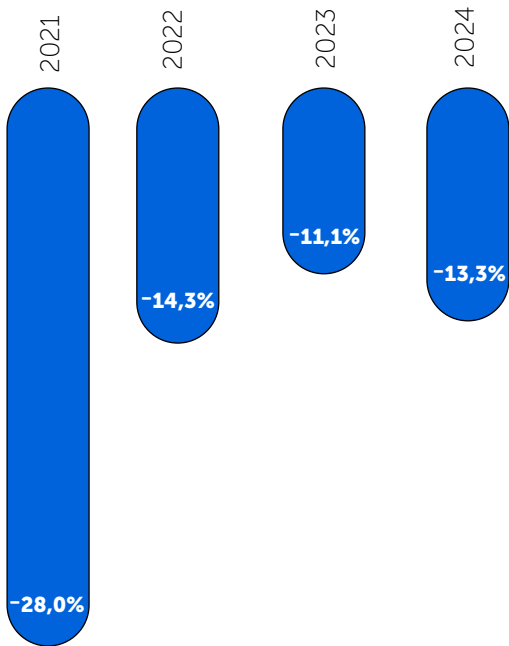


Como se pode observar na **Figura 15**, nos últimos 10 anos as principais distribuidoras aumentaram suas bases de ativos em uma média de 76%, sendo que algumas chegaram a duplicar suas bases, resultado dos elevados investimentos realizados no período.

Adicionalmente, contribui de forma positiva para a competitividade, na medida em que o gás natural se mostra vantajoso frente a combustíveis substitutos: é até 30% mais barato que óleo combustível, 20–30% mais competitivo que diesel e, nos últimos anos, mais acessível que o GLP envasado.

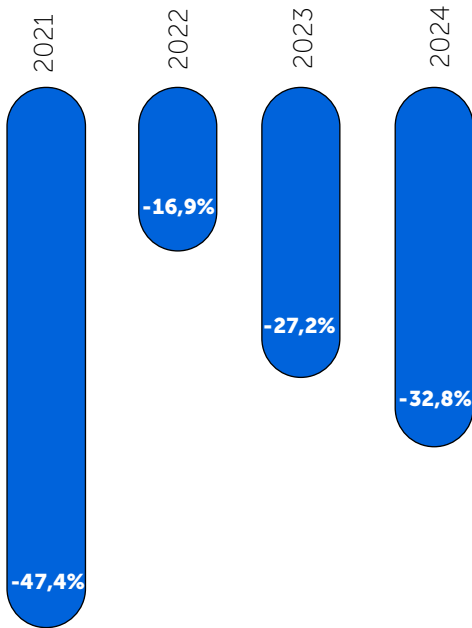
No setor industrial, o gás natural apresentou preços consistentemente mais baixos que o óleo combustível A1, o que confirma a atratividade do energético para indústrias de grande consumo, especialmente em regiões com maior infraestrutura de distribuição.

FIGURA 16: **EVOLUÇÃO DA COMPETITIVIDADE – SEGMENTO INDUSTRIAL** (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)



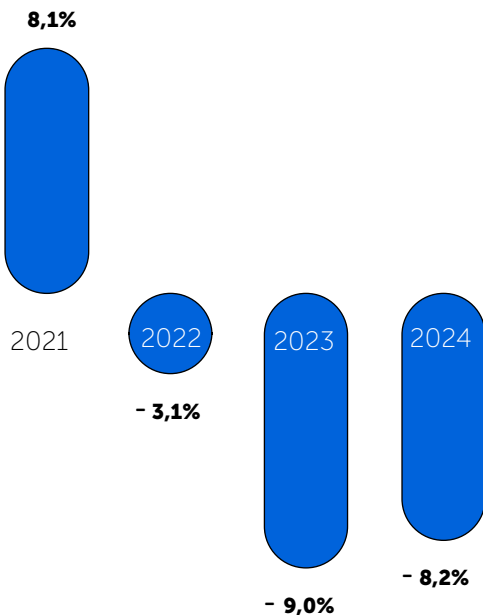
No segmento veicular (GNV), a vantagem frente à gasolina comum foi ainda mais acentuada. O preço médio do gás natural no segmento GNV foi inferior em todo o período 2021-2024, representando economias expressivas para usuários finais e frotas comerciais.

FIGURA 17: **EVOLUÇÃO DA COMPETITIVIDADE – SEGMENTO GNV** (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)



Já no segmento residencial e comercial, o comportamento foi distinto. Em 2021, o gás natural apresentou preços 8,1% superiores ao GLP, configurando uma desvantagem. O mercado de GLP, além de não ser regulado, apresenta uma política tributária que o beneficia frente ao GN. Contudo, nos anos seguintes o cenário mudou, com diferenças de -3,1% em 2022, -9,0% em 2023 e -8,2% em 2024, evidenciando crescente competitividade do gás natural canalizado frente a esse energético.

FIGURA 18: **EVOLUÇÃO DA COMPETITIVIDADE – SEGMENTO RESIDENCIAL/COMERCIAL** (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024)





Além de sua competitividade econômica, o gás natural oferece vantagens sociais e ambientais significativas ao substituir combustíveis mais poluentes. O gás é o combustível fóssil de combustão mais limpa, o que se traduz em menores emissões de gases de efeito estufa e de poluentes locais por unidade de energia entregue, trazendo benefícios direto para a saúde humana com a melhora da qualidade do ar.

Em particular, com base nos valores utilizados para as conversões na plataforma de monitoramento da Região Lombardia ‘Sirena20’ (Figura 19), a combustão do gás natural emite aproximadamente 26% menos CO₂e do que a do óleo combustível (*fuel oil*) e cerca de 11% menos CO₂ do que a do GLP para produzir a mesma quantidade de energia. Em relação ao carvão, o uso do GN reduz aproximadamente 41% as emissões de gases de efeito estufa, enquanto para o óleo diesel, o potencial de redução é de 24%.

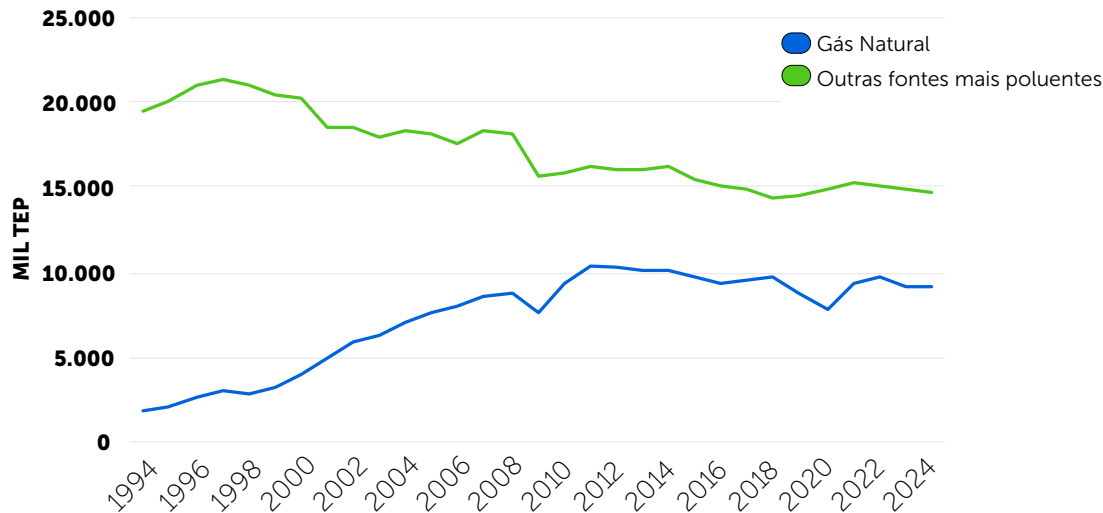
Na **Figura 19**, observa-se o percentual de redução de CO₂e do gás natural em comparação com outros combustíveis.

FIGURA 19: **EMISSIONES ESTIMADAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA, EXPRESSAS EM tCO₂eq/ANO** (SIRENA 20)

Vettori	F.E. tCO ₂ eq/tep	F.E. kgCO ₂ eq/kWh	F.E. kgCO ₂ eq/GJ
Gasolio	3,07	0,2642	73,39
Olio comb.	3,14	0,2704	75,10
GLP	2,62	0,2252	62,56
Benzina	2,98	0,2561	71,15
Gas naturale	2,32	0,1999	55,53
Gas di processo	2,44	0,2096	58,21
Carbone	3,92	0,3373	93,68
Rifiut non FER	3,52	0,3026	84,05

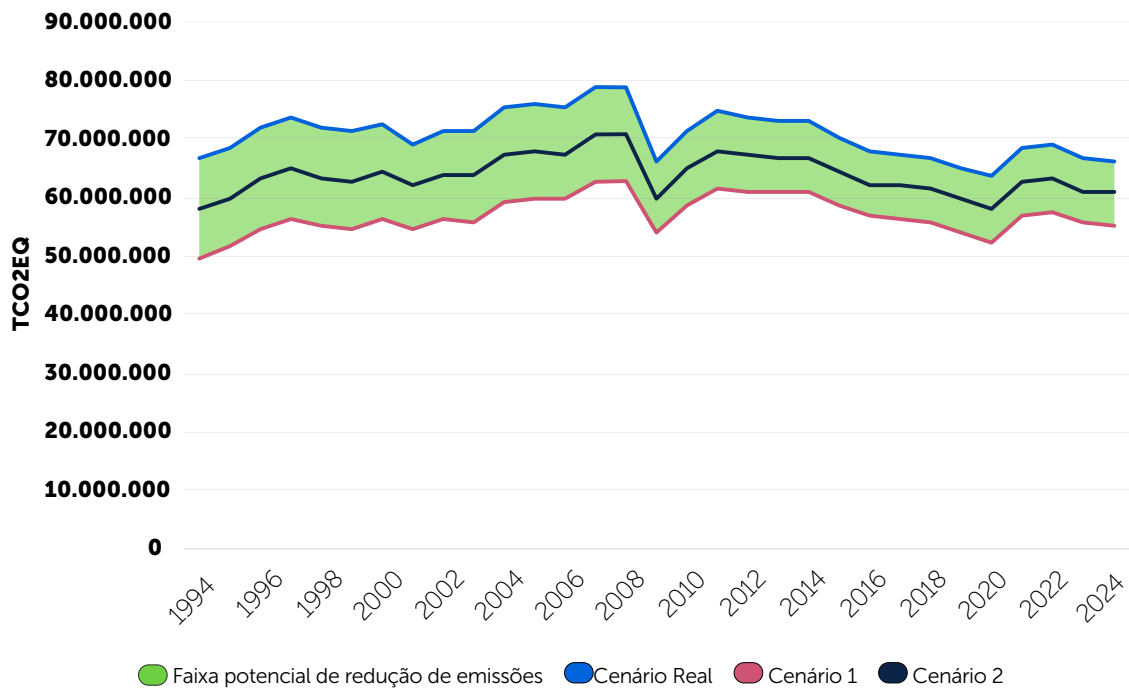
Uma estimativa do valor potencial global de redução de emissões proporcionado pelo aumento do uso do gás natural na indústria, comércio e residências pode ser elaborada a partir desses dados. Observa-se que o gás natural vem ampliando sua participação na matriz energética desses setores em relação a fontes de maior impacto poluente (óleo diesel, óleo combustível, GLP e carvão vegetal) (**Figura 20**).

FIGURA 20: **CONSUMO DE GÁS NATURAL VERSUS OUTRAS FONTES POLUENTES – SETORES RESIDENCIAL, COMERCIAL E INDUSTRIAL (EPE)**



A estimativa é realizada contrastando os resultados de emissões de CO₂ estimados para o período de 1994 a 2024 ('Cenário real') versus dois cenários¹⁰: o 'Cenário 1', que avalia quanto teriam sido as emissões no período se o gás natural tivesse substituído todos (100%) esses energéticos mais poluentes no cenário real; e o 'Cenário 2', que estima quantas emissões teria havido se o gás natural substituisse os combustíveis mais poluentes em 50%.O contraste entre os cenários e a redução potencial estimada de emissões de gases de efeito estufa são apresentados na *Figura 21*.

FIGURA 21: **EMISSIONES POR CENÁRIO - TONELADAS DE CO₂ EQUIVALENTE (TCO₂EQ)** (QUANTUM, 2025)

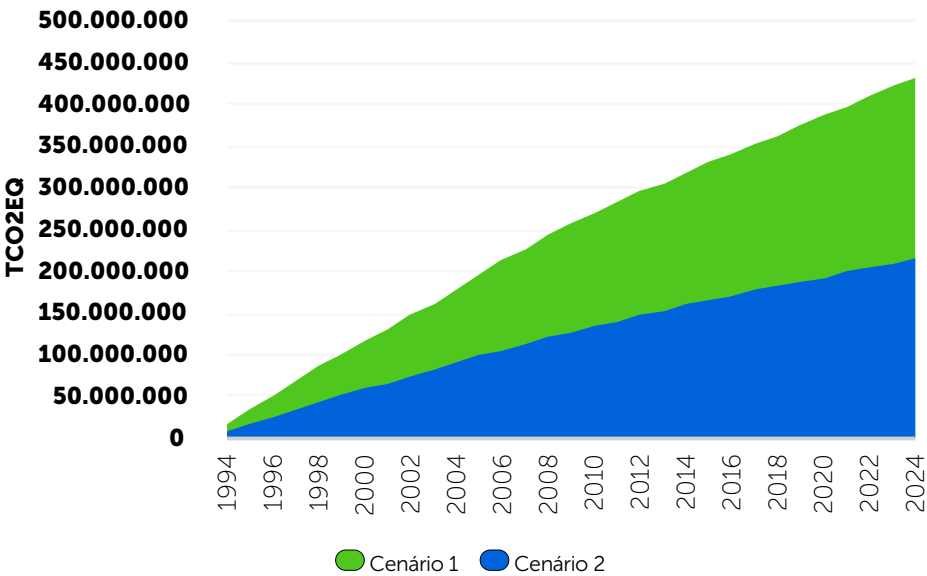


¹⁰ Considerando os valores de emissões destacados na Figura 19



Desde 1994, estima-se que poderia ter havido uma redução total de emissões de CO₂ de aproximadamente 431.393.414 toneladas de CO₂eq se o gás natural tivesse substituído em 100% os combustíveis mais poluentes dos setores residencial, comercial e industrial (Cenário 1). A mesma estimativa é de 215.696.707 toneladas de CO₂eq caso tivesse substituído apenas 50% do uso desses combustíveis nesses segmentos (Cenário 2). Isso é apresentado na **Figura 22**.

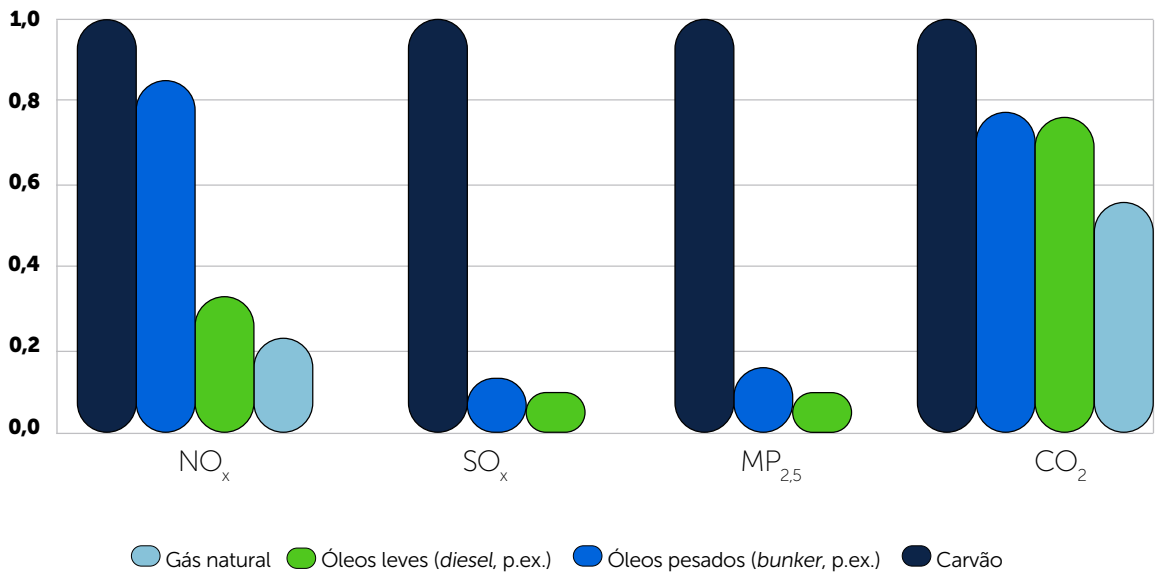
FIGURA 22: **ESTIMATIVA DE REDUÇÃO DE EMISSÕES CO₂ - ACUMULADO DESDE 1994 (TCO₂EQ)** (QUANTUM, 2025)



Adicionalmente, o gás natural não contém enxofre, por isso sua combustão praticamente não gera dióxido de enxofre (SO_x), principal precursor da chuva ácida, ao contrário dos óleos combustíveis com alto teor de enxofre. Além disso, a chama do gás é mais limpa e homogênea, praticamente não produz material particulado fino (fuligem, PM_{2.5}). Isso contrasta com os motores a diesel ou queimadores de óleo combustível, que liberam partículas de carbono e cinzas que afetam a qualidade do ar (BNDES, 2021).

Na **Figura 23**, observa-se a emissão de diferentes gases poluentes pelos distintos combustíveis.

FIGURA 23: **COMPARAÇÃO DE EMISSÕES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS - EMISSÕES POR BTU (carvão equivale a 1)** (BNDES, 2016)



No setor de transportes, a conversão de um caminhão de diesel para gás natural pode reduzir as emissões de NO_x em 75–95% e diminuir o monóxido de carbono (CO) em 70–90%.

As emissões de hidrocarbonetos sem metano e de partículas são praticamente eliminadas nos motores a gás, com reduções da ordem de 50–75% nos compostos orgânicos não metano e de até 90% no material particulado em comparação com o diesel (Antonello, 2022).

Em conclusão, a substituição de combustíveis mais poluentes pelo gás natural reduz significativamente as emissões, onde cada segmento obtém benefícios específicos:



Indústrias: reduzem sua pegada de carbono e evitam poluentes locais, conseguindo cumprir regulações ambientais e metas climáticas a um custo menor.



Veículos Pesados e Transporte urbano a gás: melhora a qualidade do ar nas cidades, ao diminuir contaminantes que afetam diretamente a saúde pública, como material particulado NO_x e SO_x, além de contribuir com a redução dos gases de efeito estufa.



Residências: famílias que substituem a lenha¹¹ pelo gás natural reduzem a exposição à fumaça e melhoram suas condições de saúde e qualidade de vida, enquanto aquelas que substituem o GLP passam a ter uma menor pegada de carbono.

11 Energético amplamente utilizado no segmento residencial, conforme tratado na seção 2.5.



4.

Evolução da Produtividade do Setor

Além de seus efeitos econômicos e de competitividade, é importante avaliar também a eficiência do setor na utilização de recursos. A análise da evolução da produtividade no setor constitui um importante instrumento para avaliar se o desempenho da distribuição de gás natural no Brasil tem apresentado melhorias ou retrocessos ao longo do tempo.

A Metodologia da Produtividade Total dos Fatores (PTF) possibilita a reprodução de uma medida de eficiência. Ela avalia o quanto uma empresa ou setor é eficiente na transformação de seus recursos em produtos.

Esses recursos básicos são:

> **Capital:** Tudo o que é investido em máquinas, equipamentos, dutos e infraestrutura.

> **Trabalho:** O esforço, tempo e número de pessoas envolvidas na produção.

Se uma empresa apenas comprar mais máquinas (Capital) ou contratar mais pessoas (Trabalho), é natural que ela produza mais. Isso é um crescimento simples.

A PTF, no entanto, não mede esse crescimento simples. Ela mede o ganho extra que vem de uma fonte diferente: a eficiência, demonstrando se a empresa está conseguindo produzir mais, não porque gastou mais, mas porque aprendeu a usar melhor o que já tem.

Na indústria do gás, um aumento na PTF significa que a empresa está encontrando maneiras de distribuir mais gás natural sem aumentar na mesma proporção o capital investido ou aumentar significativamente sua equipe.

Isso acontece através de inovação tecnológica, melhoria de processos ou gestão avançada.

Ao analisar a indústria do gás natural, focar apenas nos investimentos em nova infraestrutura traria uma visão limitada.

Assim, a PTF mostra a inteligência operacional do setor. Um crescimento sustentado da PTF indica que a indústria não está apenas crescendo por expansão física, mas está se tornando mais competitiva e inovadora ao extrair mais valor dos seus ativos existentes.

Em resumo, a PTF é o indicador que separa o crescimento por “quantidade de recursos” do crescimento por “qualidade e inteligência no uso desses recursos”. Para a indústria do gás, uma PTF em alta é sinal de saúde, modernidade e competitividade de longo prazo.

Assim, a produtividade total dos fatores (PTF) representa a relação entre a quantidade de produtos obtidos e a utilização dos insumos empregados pelas empresas em determinado período. Embora o conceito seja relativamente simples, sua definição e implementação podem revelar-se complexas, sobretudo em setores de serviços. Isso ocorre porque os serviços possuem natureza intangível e, conseqüentemente, sua mensuração e aproximação nem sempre podem ser realizadas de forma precisa.

A Metodologia da Produtividade Total dos Fatores (PTF) mostra a inteligência operacional do setor. Um crescimento sustentado da PTF indica que a indústria está se tornando mais competitiva e inovadora.

Adicionalmente, o volume de insumos mobilizados no processo produtivo costuma ser significativo: infraestrutura específica, diferentes modalidades de trabalho, além de diversos tipos de insumos, para citar os mais relevantes. Diante da heterogeneidade de produtos e insumos, a quantificação da PTF requer a utilização de números-índices, que permitem incorporar essa multiplicidade.

De maneira geral, a PTF em um dado período pode ser definida como:

$$PTF = \frac{\sum_{m=1}^M a_m y_m}{\sum_{k=1}^K b_k x_k} \quad (1)$$

onde a_m e b_k são os ponderadores associados, respectivamente, aos y_m produtos obtidos e aos x_k insumos empregados para sua produção no mesmo período. Dessa forma, o numerador reflete um produto composto e o denominador um insumo composto, nos quais são determinantes tanto a magnitude dos ponderadores quanto a seleção dos produtos e insumos incluídos.

A disponibilidade de estimativas de PTF para diferentes empresas pertencentes a uma mesma indústria, em distintos períodos, permite analisar sua evolução. Valores sucessivamente mais elevados ao longo do tempo indicam que, em média, as empresas estão obtendo maior rendimento de seus insumos, seja pela redução em sua utilização, pelo aumento da produção com a mesma quantidade de recursos, ou ainda por uma combinação de ambos os fatores.

O cálculo dos índices de PTF exige, de um lado, a definição dos ponderadores a serem empregados e, de outro, a determinação dos produtos e insumos a serem considerados. No que se refere aos ponderadores, a solução mais comum consiste em utilizar seus respectivos preços, os quais, dependendo de corresponderem ao período inicial ou ao período final, originam diferentes tipos de índices. No caso dos serviços, não é possível aplicar um preço a cada uma das variáveis utilizadas para aproximar a produção, sendo necessário definir os pesos com outros critérios. Entre os diferentes tipos de índices, um dos mais aplicados no âmbito das indústrias reguladas é o índice de Tornqvist, que parte da hipótese de uma tecnologia translogarítmica e produz resultados consistentes e comparáveis a outros métodos (Coelli et al. 2003). O índice de PTF de Tornqvist entre dois períodos pode ser expresso da seguinte forma:

$$\ln\left(\frac{PTF_1}{PTF_0}\right) = 0,5 \sum_j [(r_j + r_{j0})(y_{j1} - y_{j0})] - 0,5 \sum_i [(s_{i1} + s_{i0})(x_{i1} - x_{i0})] \quad (2)$$



onde r_{j0} e r_{j1} representam as participações do produto j nas receitas dos períodos 0 e 1, respectivamente; s_{i0} e s_{i1} correspondem às participações do insumo k nos custos de produção dos mesmos períodos; e y_j e x_i denotam, respectivamente, cada um dos produtos e dos k insumos, expressos em logaritmos.

Para avaliar a produtividade do setor de distribuição de gás natural no Brasil, aplicou-se o índice de PTF de Tornqvist, que permitiu mensurar as variações anuais registradas entre 2015 e 2024 pelas principais distribuidoras. A análise baseou-se em informações extraídas dos relatórios de administração e das demonstrações contábeis de acesso público. A amostra considerada é composta por 12 empresas, cujos dados possuem caráter público e abrangem um número suficiente de anos para permitir o estudo da variação do índice ao longo do período analisado.

Essas empresas, em conjunto, representam aproximadamente 55% do volume total distribuído no Brasil sob diferentes modelos regulatórios (Tarifas Teto, Margem Média Máxima e Custo de serviço), o que garante uma representatividade adequada do setor. Algumas companhias foram deliberadamente excluídas da amostra devido ao crescimento expressivo na base de usuários, que resultava em uma evolução atípica da produtividade e poderia distorcer os resultados da análise.

Foram adotadas duas abordagens distintas, que diferem quanto às variáveis selecionadas para representar os produtos e os insumos.

TABELA 5: **PRODUTOS E INSUMOS DAS DISTINTAS ABORDAGENS** (QUANTUM, 2025)

Conceito	Abordagem 1	Abordagem 2
Produtos	Usuários Extensão da rede Volume distribuído	Usuários Volume distribuído
Insumos	Custo de capital OPEX	Extensão da rede OPEX

A **Abordagem 1** contempla a totalidade dos custos de produção como uma aproximação do conjunto de insumos empregados na prestação do serviço. São considerados dois tipos de custos: o custo de capital e os custos de operação e manutenção (OPEX). Os ponderadores utilizados correspondem à participação relativa de cada componente no custo total. O OPEX abrange as remunerações ao trabalho, a contratação de serviços e a aquisição de materiais. Já o custo de capital foi calculado como a anuidade do ativo imobilizado bruto, utilizando uma taxa de WACC de 7,9% e uma vida útil de 20 anos¹². Como contrapartida aos insumos monetários, os produtos foram definidos em unidades físicas, sendo atribuídos os seguintes ponderadores: 0,5 para o número de usuários e 0,25 para cada uma das duas variáveis restantes (extensão da rede e volume distribuído).

¹² Baseado em 5 RTO realizados pela distribuidora Comgás.



A **Abordagem 2** considera a extensão da rede como uma aproximação do capital físico empregado na prestação do serviço. Embora os quilômetros de rede não representem a totalidade dos insumos envolvidos no processo de distribuição de gás natural, constituem uma proxy adequada dos investimentos realizados pelas distribuidoras. Como complemento desse insumo físico, inclui-se o OPEX, atribuindo-se a ambos uma ponderação de 0,5. As variáveis utilizadas para capturar a produção são o número de usuários e o volume distribuído, também com ponderações iguais.

Os resultados do exercício econométrico permitem identificar tendências claras de desempenho do setor. A base de dados analisada — composta por 92 observações de 12 distribuidoras no período de 2015 a 2024 — evidencia que a produtividade total dos fatores na distribuição de gás natural evoluiu de forma consistente ao longo da última década.

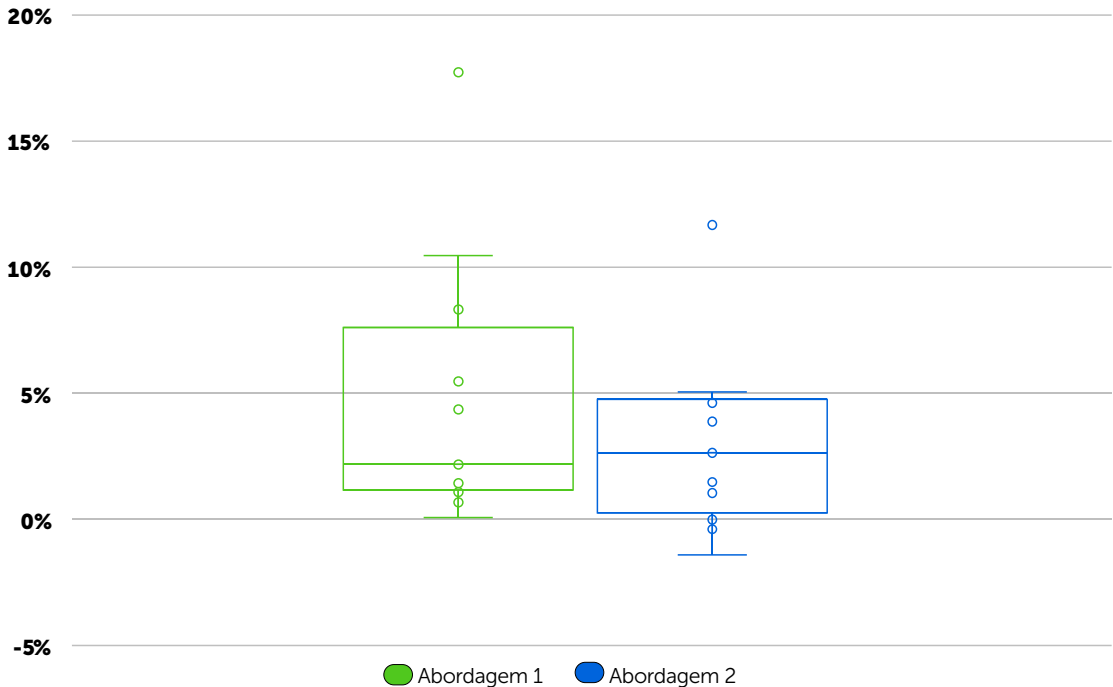
TABELA 6: **RESULTADOS DA PRODUTIVIDADE DO SETOR** (QUANTUM, 2025)

ABORDAGEM 1				ABORDAGEM 2		
Período	Var. Índice Produtos	Var. Índice Insumos	Var. IPTF	Var. Índice Produtos	Var. Índice Insumos	Var. IPTF
15/16	10,10%	1,12%	8,97%	10,65%	2,68%	7,97%
16/17	11,38%	7,20%	4,18%	12,65%	2,98%	9,66%
17/18	7,49%	1,09%	6,41%	7,13%	2,65%	4,47%
18/19	8,28%	2,61%	5,67%	8,21%	3,60%	4,61%
19/20	0,76%	-3,09%	3,85%	-3,94%	1,17%	-5,11%
20/21	8,54%	-3,33%	11,87%	10,26%	2,66%	7,60%
21/22	6,62%	7,05%	-0,43%	6,72%	1,35%	5,36%
22/23	2,78%	2,93%	-0,15%	-1,11%	2,08%	-3,19%
23/24	5,13%	3,13%	2,00%	3,99%	2,90%	1,09%
Média anual	6,79%	2,08%	4,71%	6,06%	2,45%	3,61%

Conforme apresentado na Tabela 6, as duas abordagens metodológicas utilizadas chegam a conclusões convergentes: a variação da produção superou, em geral, a variação da utilização de insumos, resultando em incrementos significativos em sua produtividade. Embora, nos últimos anos do período considerado, as taxas anuais revelem uma tendência de desaceleração, a média da variação percentual anual da PTF situa-se entre 4,71% e 3,61%.

Como resultado, obteve-se uma amostra consistente. A dispersão da PTF média por empresa é apresentada na **Figura 24**, no qual se observa que a maioria das companhias analisadas apresenta um índice médio anual de PTF positivo sob ambas as abordagens metodológicas adotadas. Esse comportamento reforça a consistência dos resultados e evidencia a tendência de ganhos de eficiência no setor ao longo do tempo.

FIGURA 24: **ÍNDICE DE PTF MÉDIO POR EMPRESA DA AMOSTRA – PERÍODO 2015–2024** (QUANTUM, 2025)



Além da análise dos resultados em termos absolutos, é interessante a comparação destes com estimativas de outros setores, para ter uma visão relativa da evolução de PTF na indústria de distribuição de gás canalizado no Brasil.

Com esta finalidade, são empregados os *Indicadores Anuais de Produtividade Total dos Fatores* publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV) entre 2015 e 2024 para a economia brasileira. O índice e a variação da *Produtividade Total dos Fatores por Horas Trabalhadas sem ajuste de capital humano* encontram-se apresentada na Tabela 7. Este indicador permite avaliar o grau de eficiência com que são utilizados os recursos produtivos e leva em consideração não somente a produtividade da mão-de-obra, mas também a eficiência do uso de capital.



TABELA 7: **PTF POR HORAS TRABALHADAS (BRASIL) SEM AJUSTE DE CAPITAL HUMANO**
(FGV, 2025)

Anos	PTF por Horas Trabalhadas (1981=100) sem ajuste de capital humano	Variação %
2015	113,5	-1,56%
2016	112,1	-1,23%
2017	113,1	0,87%
2018	112,8	-0,22%
2019	112,2	-0,60%
2020	119,7	6,68%
2021	111,4	-6,91%
2022	108,3	-2,73%
2023	110,7	2,18%
2024	110,4	-0,25%

As cifras evidenciam um quadro de estagnação da produtividade no período 2015-2024: embora existam anos pontuais de crescimento, como em 2020 (+6,68%) e 2023 (+2,18%), estes foram compensados por quedas significativas em outros momentos, em especial em 2021 (-6,91%). O saldo do período corresponde a uma redução média de -0,38% ao ano, revelando a ausência de um ciclo sustentado de ganhos de eficiência produtiva na economia brasileira.

Em conclusão, pode se afirmar que a indústria brasileira do gás canalizado não somente incrementou a sua produtividade, mas, a taxas sensivelmente superiores às estimadas para a economia brasileira no mesmo horizonte temporal.



5.

Análise Conceitual da Evolução Tarifária e da Margem Média



5.1. Monopólio natural

O setor de distribuição de gás natural no Brasil é caracterizado como um monopólio natural, em que a estrutura industrial mais eficiente se dá com a presença de um único prestador de serviço.

Segundo Posner (1968), o conceito de monopólio natural aplica-se à situação em que a demanda total de um mercado relevante pode ser atendida a um custo menor por uma única empresa, em comparação com duas ou mais. O aspecto central dessa definição é a relação entre tecnologia e demanda, e não a inexistência de substitutos próximos. Essa característica é tecnicamente denominada subaditividade de custos. Em mercados com essa estrutura, a presença de múltiplas empresas leva inevitavelmente à concorrência por preços até níveis que inviabilizam a cobertura dos custos, resultando na saída de competidores ou em processos de fusão. Posner ressalta que, embora seja possível haver mais de um ofertante, isso implicaria custos de produção mais elevados e uma alocação ineficiente de recursos. A existência de subaditividade estrita é, portanto, a justificativa econômica pela qual os governos optam por instituir áreas de exclusividade para prestadores de serviços públicos, reconhecendo sua natureza de monopólio natural.

Do ponto de vista teórico, um monopólio natural apresenta, no longo prazo, uma curva de custo médio decrescente em relação à escala de produção. Isso significa que, à medida que aumenta a quantidade produzida, o custo médio de prestação do serviço tende a diminuir.

Essa característica está associada à existência de economias de escala, definidas como a situação em que o custo total cresce em proporção menor do que o aumento na produção de

bens ou serviços (Vial & Zurita, 2018). Em outras palavras, uma empresa opera sob economias de escala quando consegue expandir sua produção reduzindo seus custos médios, o que lhe confere vantagens competitivas e contribui para a eficiência econômica em setores com características de monopólio natural.

Sob a premissa do objetivo de lucro, os monopólios naturais — assim como qualquer empresa — buscam maximizar seus ganhos, ou seja, a diferença entre as receitas totais e os custos totais. Uma das principais distinções entre um monopólio e um mercado perfeitamente competitivo é que, no monopólio, os preços cobrados pelo ofertante dependem da quantidade do bem ou serviço que este decide vender. Nessa lógica, o problema econômico do monopolista consiste em definir uma quantidade “ótima” de produção, isto é, aquela que maximiza seus lucros. Para compreender como essa decisão é tomada, é essencial entender o conceito de receita marginal ($RM(q)$), que representa o acréscimo na receita total gerado pela venda de uma unidade adicional do produto.

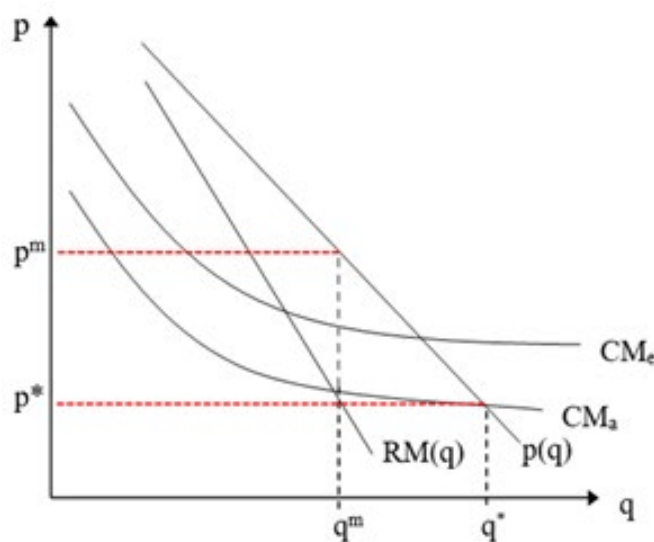
Dado que o monopolista enfrenta uma curva de demanda com inclinação negativa — ou seja, a quantidade demandada aumenta quando o preço diminui —, para vender uma unidade a mais, ele precisará reduzir o preço. Por isso, a curva de receita marginal ($RM(q)$ na **Figura 25**) fica abaixo da curva de demanda ($p(q)$ na **Figura 25**).

O setor de distribuição de gás natural no Brasil é caracterizado como um monopólio natural, em que a estrutura industrial mais eficiente se dá com a presença de um único prestador de serviço.



Consequentemente, a quantidade produzida pelo monopolista será aquela em que sua receita marginal iguale seu custo marginal (ponto na **Figura 25**). Nesse ponto, o produtor é indiferente entre vender ou não uma unidade adicional, pois a receita obtida é igual ao custo incorrido. O preço de venda ótimo para o monopolista (na **Figura 25**) será então determinado pela curva de demanda — ou seja, o valor que os consumidores estão dispostos a pagar pela quantidade ofertada.

FIGURA 25: **MONOPÓLIO NATURAL** (CECO - UNIVERSIDAD ADOLFO IBÁÑEZ, 2025)



A quantidade q^m é considerada ótima para o monopolista porque é o ponto em que a receita marginal se iguala ao custo marginal. Se a firma produzir menos que esse nível ($q < q^m$), o acréscimo na produção gera uma receita adicional superior ao custo, aumentando os lucros. Por outro lado, ao produzir além desse ponto ($q > q^m$), o custo marginal supera a receita marginal, o que reduz a lucratividade. Assim, o monopolista tem incentivo a ajustar sua produção exatamente nesse ponto de maximização de ganhos.

No entanto, essa lógica privada conduz a um resultado socialmente ineficiente. O monopolista produz menos do que a quantidade socialmente desejável (q^* na **Figura 25**) e cobra um preço superior ao ótimo social (p^* na **Figura 25**). O ponto de eficiência alocativa ocorre quando o preço de mercado iguala o custo marginal de produção, assegurando que o valor atribuído pelos consumidores à última unidade consumida seja equivalente ao custo de fornecê-la.

Nesse sentido, os monopólios são uma falha de mercado porque, ao maximizar seus ganhos, produzem uma quantidade ineficiente (do ponto de vista do bem-estar social) de um bem (ou serviço) e, ao mesmo tempo, o vendem a um preço mais alto do que o socialmente ótimo. Por esse motivo, torna-se imprescindível a regulação dos monopólios naturais, de modo a equilibrar a eficiência econômica da produção com a proteção com a proteção do bem-estar do consumidor.



5.2. Custo de expansão no setor de distribuição de gás natural

A caracterização da distribuição de gás natural como monopólio natural implica reconhecer que sua eficiência decorre justamente da concentração de investimentos em uma única operadora de rede. Essa configuração está diretamente associada à presença de custos fixos elevados e economias de escala crescentes, elementos que condicionam a lógica de expansão da infraestrutura.

O conceito de custo de expansão descreve que todo processo de ampliação de redes de infraestrutura envolve, em sua etapa inicial, um aumento significativo de desembolsos, pois o investimento necessariamente ocorre antes que a demanda efetiva se manifeste. No setor de distribuição de gás natural, essa dinâmica é especialmente evidente. As empresas distribuidoras precisam, primeiro, implantar gasodutos, redes de distribuição, estações de compressão e demais equipamentos essenciais, para que a demanda dos consumidores possa se desenvolver posteriormente.

Esse fenômeno de expansão pode gerar, no curto prazo, aumentos na margem máxima de distribuição (P_0) — definida como a receita unitária máxima que a concessionária é autorizada a arrecadar pela prestação do serviço de distribuição de gás natural canalizado, expressa em reais por metro cúbico (R\$/m³) — devido à pressão dos investimentos iniciais, realizados antes que se consolide um nível significativo de nova demanda. No entanto, à medida que a base de clientes cresce, essa

margem tende a se diluir, promovendo maior modicidade tarifária.

Um exemplo representativo desse processo ocorreu no Estado de São Paulo, com as conversões de consumidores — adaptações em instalações e equipamentos para viabilizar a utilização de gás natural em substituição a outros combustíveis. No âmbito regulatório, sustentou-se que os custos associados a essas conversões deveriam ser analisadas sob uma ótica de longo prazo, uma vez que, embora pudessem elevar inicialmente a margem máxima do ciclo tarifário, tenderiam a reduzi-la nos ciclos subsequentes em razão do aproveitamento mais eficiente da infraestrutura.

Nesse contexto, a concessionária Comgás¹³ defendeu a inclusão desses custos no cálculo tarifário como condição necessária para sustentar o ritmo de expansão, sobretudo considerando que parcela relevante do mercado remanescente não dispõe de condições para suportar tais despesas de forma autônoma. As projeções indicavam a possibilidade de conexão de mais de 761 mil novos domicílios, contra uma redução próxima de 70% no número de usuários caso não houvesse o reconhecimento regulatório. Após avaliação, a Arsesp deliberou pela alocação dos custos de conexão como despesas operacionais, em razão do elevado potencial de mercado, da baixa taxa de penetração e dos ganhos expressivos em termos de segurança e regularização. O resultado estimado indicou que, a longo prazo, a medida poderia favorecer a modicidade tarifária, com redução aproximada de R\$ 0,013/m³ na margem máxima.

Outro exemplo relevante diz respeito ao efeito macroeconômico provocado por ciclos intensos de investimentos em infraestrutura,

¹³ Processo da 4ª Revisão Tarifária Ordinária.



sobretudo quando concentrados em períodos curtos e em mercados geograficamente sobrepostos, que tendem a elevar os custos operacionais, uma vez que os mesmos insumos e serviços demandados para a expansão da rede são igualmente indispensáveis à sua manutenção e operação corrente. Esse movimento se reflete na necessidade de um aumento temporário da margem máxima de distribuição, que tende a convergir para a modicidade tarifária à medida que a demanda se desenvolve e se consolida.

Essa relação entre ciclos intensos de investimento e aumento dos custos é amplamente documentada na literatura econômica. Guarara et al. (2020) apontam que programas de investimento com volumes muito elevados ou executados em prazos reduzidos tendem a gerar restrições de capacidade de absorção — tanto em mão de obra quanto em insumos —, o que eleva os custos de construção e reduz a eficiência econômica esperada dos projetos. Hwang (2009), ao modelar a evolução de um índice de custos de construção com base em

variáveis como taxa de juros, inflação ao consumidor e número de obras iniciadas, evidencia que a intensidade da atividade construtiva atua como um determinante relevante da inflação setorial, mesmo sem medir diretamente o investimento em infraestrutura. De forma convergente, Kim (1998), utilizando um modelo de Equilíbrio Geral Computável para analisar investimentos em transporte na Coreia do Sul na década de 1990, conclui que aumentos expressivos no investimento em infraestrutura geram elevação simultânea do PIB e da inflação, resultado da pressão de demanda de curto prazo não acompanhada por expansão equivalente da oferta.

No atual contexto brasileiro — e particularmente no Estado de São Paulo — observa-se uma conjunção de grandes projetos de concessões e parcerias público-privadas, abrangendo setores como saneamento, transporte, mobilidade e energia. Esse movimento gera uma demanda simultânea e significativa por mão de obra especializada, insumos industriais e serviços técnicos, que excede a capacidade



de resposta imediata da oferta. Do ponto de vista econômico, e de acordo com o estudo acerca dos custos de construção de julho de 2024 de FGV/lbre, essa pressão de demanda cria um ambiente propício para a aceleração da inflação no setor de construção e montagem, conforme evidenciado pela evolução recente de índices como o INCC e o SINAPI, que têm registrado variações superiores à inflação geral (IPCA). Tal fenômeno não se restringe aos custos de capital (CAPEX) ele se propaga também para os custos operacionais (OPEX), pois diversos insumos, serviços e competências técnicas demandadas para expansão de rede — como obras civis, pavimentação, manutenção e fornecimento de materiais — são igualmente necessários para a operação corrente e a prestação contínua do serviço.

É importante destacar que a expansão da rede de distribuição tende, em um primeiro momento, a se concentrar nas regiões com maior atratividade econômica. Essas áreas geralmente apresentam alta densidade populacional, o que permite diluir os custos fixos de implantação entre um grande número de consumidores, além de contar com a presença de grandes consumidores capazes de garantir volumes significativos de consumo desde o início da operação. Essa combinação favorece a viabilidade econômico-financeira do investimento inicial, reduzindo o prazo de retorno do capital e aumentando a previsibilidade da receita.

Conforme a rede se consolida nesses polos de maior demanda, o processo natural de expansão avança para regiões mais distantes e dispersas, onde a densidade de consumidores é menor e o perfil de consumo é predominantemente de baixo ou médio volume. Nessas áreas, o custo total por ligação por usuário é maior porque, além do

custo de conexão do cliente (ramal), deve ser considerada a inversão em infraestrutura para alcançar esse novo município ou localidade a ser atendida. Por isso, são necessárias estratégias de planejamento que considerem incentivos comerciais, políticas públicas e, em alguns casos, mecanismos regulatórios que assegurem a modicidade tarifária e a universalização do serviço. Assim, a sequência da expansão reflete um equilíbrio entre critérios de viabilidade econômica e objetivos de atendimento social e regional.

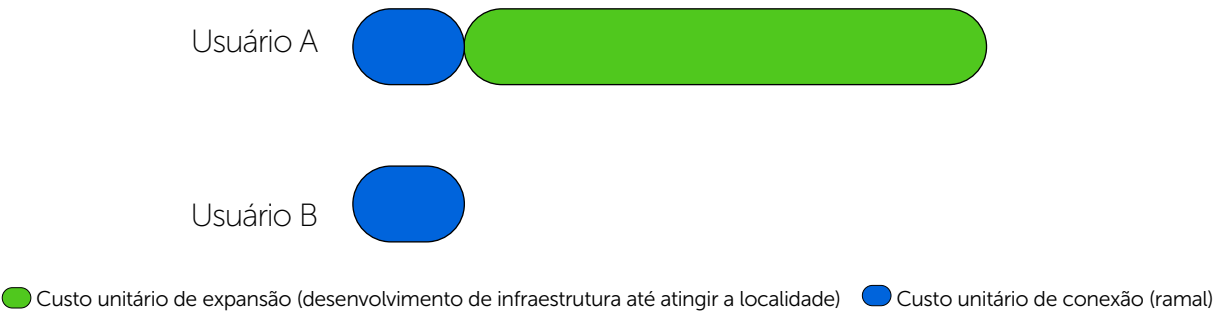
Em outras palavras, ao analisar a expansão do sistema para atender uma nova região, deve-se considerar que o investimento inicial é elevado, uma vez que envolve a construção de quilômetros de rede até o município, a implantação de novas estações de regulação de pressão, entre outros componentes de infraestrutura. Em contrapartida, quando a conexão é realizada em uma infraestrutura já existente, o custo de incorporar um novo usuário à rede limita-se principalmente ao ramal de ligação do usuário.

Este conceito é ilustrado esquematicamente na **Figura 26**: de um lado, o novo usuário localizado em uma área onde não existe infraestrutura de gás natural (*'Usuário A'*), o que exige o desenvolvimento adicional de rede para que o atendimento seja possível; de outro, o usuário situado próximo à rede existente (*'Usuário B'*), cujo custo se restringe apenas ao ramal.

Em ambos os casos, o custo do ramal está presente e é de ordem semelhante; entretanto, o custo total de ligação dos novos usuários distantes da infraestrutura existente é maior, em função da necessidade de desenvolver toda a infraestrutura até alcançar essa localidade.



FIGURA 26: **DIFERENÇA ESQUEMÁTICA ENTRE CUSTOS DE CONEXÃO DE CLIENTES À REDE** (QUANTUM, 2025)



Com o passar do tempo, à medida que a demanda se consolida, essa base de usuários contribuirá para a modicidade tarifária, diluindo os investimentos iniciais.

5.3. Estrutura Tarifária e Alocação de Custos

A análise do custo de expansão evidencia como os elevados desembolsos iniciais impactam a dinâmica econômico-financeira da distribuição de gás natural, repercutindo temporariamente sobre a margem máxima até que a demanda se consolide. Essa constatação conduz naturalmente ao debate sobre a estrutura tarifária e a forma como os custos — sejam de capital ou operacionais — são reconhecidos e alocados no processo regulatório.

A Margem Máxima (P_0) constitui o núcleo do modelo tarifário aplicado ao setor de distribuição de gás natural no Brasil. Trata-se do valor de referência, expresso em $R\$/m^3$, que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e delimita a receita unitária máxima que a concessionária está autorizada a arrecadar pela prestação do serviço. O cálculo do P_0 é definido no processo de revisão tarifária e incorpora, de maneira agregada, a recuperação dos custos operacionais eficientes (OPEX), a remuneração e a depreciação da base de ativos reconhecida (CAPEX regulatório), tributos incidentes, além de ajustes compensatórios, incentivos ou penalidades previstas nos contratos de concessão.

Esse mecanismo assegura que a tarifa garanta à distribuidora a recuperação de custos eficientes e a obtenção de uma remuneração adequada sobre o capital investido, assegurando a continuidade do serviço e incentivando novos investimentos. Ao mesmo tempo, o regulador busca compatibilizar esse equilíbrio econômico-financeiro com a modicidade tarifária, princípio fundamental que preserva o interesse público.



Na prática, diversos fatores podem influenciar a trajetória da Margem Máxima. Entre os principais, destacam-se:

**Custos Operacionais (OPEX):**

aumentos de despesas reconhecidas, como manutenção, pessoal ou serviços terceirizados, podem pressionar a margem. O regulador, contudo, avalia a eficiência desses custos, utilizando parâmetros de benchmarking e mecanismos de incentivo para evitar repasses automáticos de ineficiências.



Base de Ativos: a entrada de novos investimentos remuneráveis aumenta o montante a ser recuperado via tarifas, pressionando temporariamente o P_0 até que o crescimento da demanda permita a diluição do mesmo.

**Volume de Mercado:**

uma redução nas projeções de consumo dilui a mesma receita requerida sobre menor volume de vendas, elevando a margem média.

**Componentes Financeiros e Ajustes Compensatórios:**

variações cambiais, diferenças de arrecadação ou ajustes de ciclos anteriores podem impactar diretamente o cálculo da margem no curto prazo.

De acordo com essa lógica, aumentos na margem máxima de distribuição não implicam, necessariamente, perdas de eficiência por parte da concessionária. Em determinados cenários, mesmo com custos constantes, a margem pode se elevar por outros fatores — como, por exemplo, a redução da demanda projetada. Nesses casos, com volumes menores, a mesma receita necessária para cobrir custos fixos e remunerar a base de ativos precisa ser diluída sobre uma quantidade inferior de unidades vendidas, o que eleva o valor médio calculado, ainda que as condições de custo permaneçam inalteradas. Outro fator relevante são os investimentos significativos associados à contínua expansão e universalização do serviço, conforme já mencionado em seções anteriores, que ainda se encontra em processo de consolidação.

Por sua vez, o aumento da Margem Máxima não se traduz, de forma automática, em aumento tarifário uniforme para todos os segmentos atendidos. O desenho tarifário leva em consideração a competitividade dos energéticos substitutos, que variam de acordo com cada mercado consumidor. Assim, a regulação busca estruturar tarifas diferenciadas que preservem a atratividade do gás natural frente às alternativas disponíveis, evitando perda de participação de mercado.

Nesse sentido, a estrutura tarifária exerce também uma função de política energética. Ao modular preços relativos, ela pode estimular a substituição de combustíveis mais poluentes por gás natural, favorecendo ganhos ambientais e de saúde pública.



Outra dimensão relevante da estrutura tarifária é a alocação de custos entre classes de consumidores. A literatura regulatória destaca a necessidade de evitar subsídios cruzados excessivos, que distorçam a eficiência econômica e gerem transferências indesejadas entre segmentos. Contudo, algum grau de subsídio implícito pode ser necessário para viabilizar a universalização do serviço, sobretudo em áreas de baixa densidade ou em segmentos de menor renda. Nesse contexto, o desafio regulatório consiste em equilibrar eficiência, equidade e sustentabilidade.

Adicionalmente, importante frisar que a simples consideração da análise de margens médias pode produzir uma falaciosa visão de incremento tarifário para usuários já atendidos. Isso pode ocorrer quando o desenvolvimento de mercados de menor consumo, que consequentemente possuem maior margem unitária agregada e quando do cálculo médio, captura essas margens de novos usuários. Ou seja, margens médias maiores não são, necessariamente, decorrentes de incrementar custos a quem já está atendido e este efeito decorre da simples média matemática observada pelo atendimento a novos mercados de baixo consumo mas de extrema relevância na diluição de custos de toda a Concessão pois, em médio e longo prazos, contribuem com a modicidade tarifária.

Na observação não apenas de mercados que podem agregar margens maiores e beneficiar todos os usuários conectados, instrumentos como tarifas sociais, fundos setoriais e roll-in tarifário podem ser utilizados para viabilizar a expansão em regiões menos atrativas, diluindo custos de forma transparente entre diferentes bases de consumidores.

Além disso, mecanismos de incentivo à eficiência — como o fator X, aplicado para capturar ganhos de produtividade — desempenham papel crucial para estimular a redução de custos e repassar os ganhos aos usuários finais.

Por fim, cabe destacar que a estrutura tarifária da distribuição de gás natural não deve ser vista apenas como um instrumento de recuperação de custos, mas como uma ferramenta estratégica de política pública. A forma como os custos são reconhecidos e alocados impacta diretamente o ritmo de expansão da infraestrutura, a penetração do gás natural nos diferentes segmentos da economia e a competitividade energética do país.

Nesse contexto, considerando a recente conclusão da 5ª Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da Comgás, torna-se oportuno analisar a evolução da tarifa média aplicada ao segmento industrial em contraste com a dos usuários residenciais. Para isso, pode-se tomar como referência perfis de consumidores típicos industriais, com volumes da ordem de 10 mil m³/dia (≈ 300.000 m³/mês) e 100 mil m³/dia ($\approx 3.000.000$ m³/mês), no período compreendido entre 2009 e a atualidade e perfis de usuários residenciais representativos de 5 e 15 m³/mês de consumo.

A análise evidencia que, em termos reais, a tarifa industrial apresentou uma trajetória de redução ao longo do período, enquanto as tarifas residenciais exibiram aumento nos últimos anos (**Figura 27**).



TABELA 8: **RECEITA PELA MARGEM DE DISTRIBUIÇÃO (MOEDA CONSTANTE DEZ 2024¹⁴) – USUÁRIO TÍPICO INDUSTRIAL E RESIDENCIAL (ARSESP)**

Receita pela margem de distribuição (R\$ – moeda Dez 2024)	2009	2019	2025
Industrial - 300.000 m³/mês	329.174	208.009	205.612
Industrial - 3.000.000 m³/mês	2.182.691	1.322.040	1.216.751
Residencial - 5 m³/mês	37	29	34
Residencial - 15 m³/mês	90	78	92

O cálculo da tarifa média para cada um dos usuários típicos mencionados é realizado a partir da receita correspondente à tarifa de distribuição (excluídos os custos de gás e transporte) (Tabela 8), dividida pelo volume mensal de cada usuário. O resultado das tarifas médias, em moeda constante (Tabela 9, **Figura 27**), mostra que, no caso de ambos os usuários industriais, a tarifa em termos reais apresentou redução de 38% e 44%, respectivamente, para o consumidor industrial de 300 mil m³/mês e 3 milhões m³/mês, no período de 2009 a 2025. No mesmo intervalo, a tarifa média residencial de um usuário com consumo de 5 m³/mês diminuiu 10%, enquanto, para um usuário com consumo de 15 m³/mês, manteve-se praticamente estável, com leve aumento de 2%.

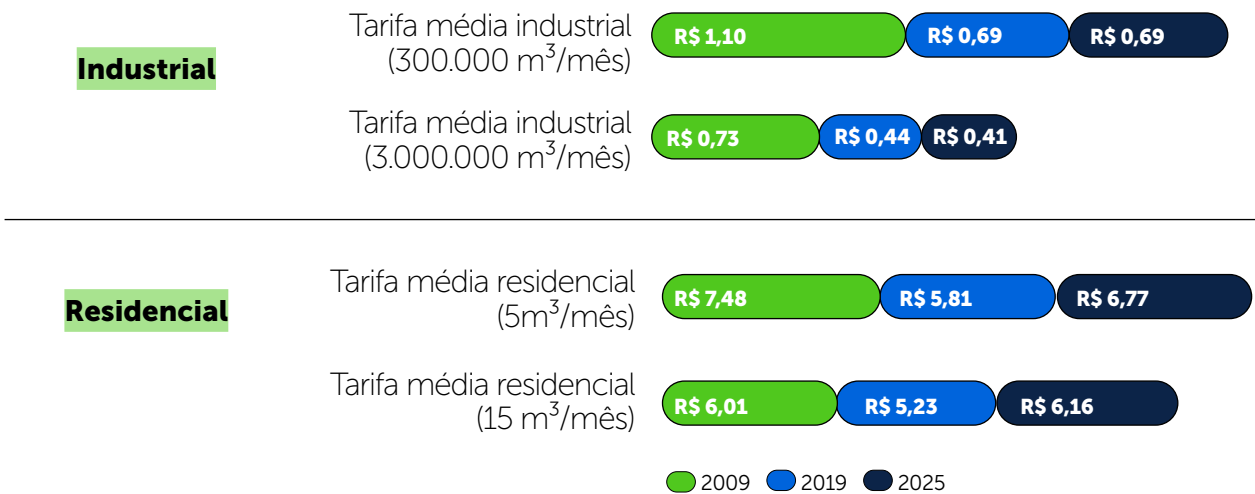
Ao se contrastar os diferentes perfis de consumo no período de 2019 a 2025, a análise evidencia que as tarifas médias industriais continuaram em queda (-1% para o industrial de 300 mil m³/mês; -8% para o industrial de 3 milhões m³/mês), ao passo que as tarifas médias residenciais apresentaram elevação (16% para o residencial de 5 m³/mês; 18% para o residencial de 15 m³/mês).

TABELA 9: **TARIFAS MÉDIAS DE DISTRIBUIÇÃO (MOEDA CONSTANTE DEZ 2024) – USUÁRIO TÍPICO INDUSTRIAL E RESIDENCIAL (ARSESP)**

Tarifas Médias de Distribuição (R\$ Dez 2024 / m³)	2009	2019	2025
Industrial - 300.000 m³/mês	1,10	0,69	0,69
Industrial - 3.000.000 m³/mês	0,73	0,44	0,41
Residencial - 5 m³/mês	7,48	5,81	6,77
Residencial - 15 m³/mês	6,01	5,23	6,16

14 A conversão para a moeda de 2024 foi realizada através do índice IGP-M.

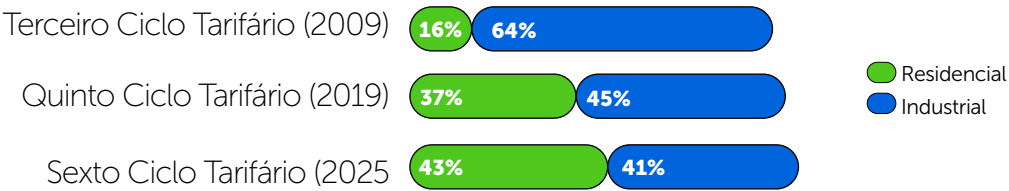
FIGURA 27: **TARIFAS MÉDIAS DE DISTRIBUIÇÃO (MOEDA CONSTANTE DEZ 2024) – USUÁRIO TÍPICO INDUSTRIAL E RESIDENCIAL (ARSESP)**



Como consequência das mudanças observadas na trajetória das tarifas médias por segmento, também se identificam alterações relevantes na composição da receita requerida da distribuidora. A evolução da estrutura tarifária ao longo dos diferentes ciclos regulatórios modificou o peso relativo dos segmentos residencial e industrial na formação da margem de distribuição (*Figura 28*).

Enquanto no Terceiro Ciclo Tarifário (2ª RTO - 2009) a maior parte da receita requerida era alocada ao segmento industrial (64%, contra apenas 16% do residencial), o cenário passou a se equilibrar de forma significativa a partir do Quinto Ciclo (4ª RTO – 2019), quando a participação residencial alcançou 37%, praticamente equiparando-se à industrial (45%). Essa tendência de convergência se consolidou no Sexto Ciclo Tarifário (5ª RTO - 2025), em que a margem residencial já responde por 43% da receita requerida, superando ligeiramente a industrial (41%).

FIGURA 28: **PERCENTUAL DE RECEITA REQUERIDA ALOCADA POR SEGMENTO INDUSTRIAL E RESIDENCIAL (ARSESP)**



Esse fenômeno observado na Comgás não é um caso isolado dessa concessionária, já que também acontece em outras, como por exemplo no Estado do Paraná (concessionária Compagas), onde a tarifa industrial apresenta uma redução em termos reais nos últimos anos.

Esse contraste reforça a importância de compreender a estrutura tarifária não apenas como um mecanismo de recuperação de custos, mas como um instrumento dinâmico de política energética, capaz de direcionar incentivos diferenciados de acordo com os objetivos de desenvolvimento setorial e social.

6. CONCLUSÕES

A análise integral apresentada neste estudo confirma que o setor de distribuição de gás natural brasileiro encontra-se em um momento de transformação estrutural, caracterizado por um crescimento robusto e sustentado que posiciona as concessionárias distribuidoras como os principais articuladores do processo de massificação energética nacional. Os achados empíricos documentados ao longo deste trabalho convergem para uma conclusão central: as variações observadas na margem máxima de distribuição refletem não ineficiências operacionais, mas sim a dinâmica natural de um setor em plena expansão, comprometido com a universalização do serviço e a ampliação do acesso ao gás natural em todo o território nacional.

Enquanto a malha de transporte permaneceu estagnada nos últimos 15 anos, a infraestrutura de distribuição experimentou uma expansão exponencial, alcançando mais de 45.000 km em 2024, acompanhada pela duplicação da base de usuários e investimentos consistentes superiores a R\$ 10 bilhões entre 2016 e 2022. Essa dinâmica evidencia que o impulso de desenvolvimento provém fundamentalmente das iniciativas privadas das concessionárias, que assumiram o papel de vetores principais da massificação do gás natural.

Além disso, observa-se que a inserção crescente do gás natural nos segmentos industrial, residencial e comercial tem desempenhado um papel relevante na redução das emissões de CO₂. O combustível tem substituído fontes mais poluentes como o óleo combustível, o diesel, o GLP e a lenha, contribuindo para uma matriz energética mais limpa e melhorando a qualidade do ar nas regiões atendidas. Esse impacto ambiental positivo soma-se aos benefícios econômicos, reforçando a relevância estratégica do setor de distribuição no contexto da transição energética.

A análise de produtividade setorial acrescenta uma dimensão crucial a essa narrativa, revelando que a expansão acelerada foi acompanhada por melhorias significativas em eficiência operacional. As taxas de crescimento da Produtividade Total dos Fatores (PTF) observadas entre 2015-2024, situando-se entre 3,61% e 4,71% anuais, contrastam favoravelmente com a estagnação da economia brasileira (-0,38% anual), demonstrando que as distribuidoras conseguiram otimizar a utilização de recursos enquanto expandiam exponencialmente sua capacidade de atendimento. Isso foi demonstrado com uma amostra de empresas que representam, em conjunto, aproximadamente 55% do volume total distribuído no Brasil, cada uma delas apresentando melhorias na PTF e operando sob diferentes modelos regulatórios.

Além disso, é importante lembrar que o impacto destas variações temporárias das margens de distribuição que viabilizam a expansão da infraestrutura é bastante limitado, já que as margens de distribuição representam 12%, sobre o custo total de toda a cadeia do gás natural segundo dados do MME. Assim, de nada adiantariam os esforços que estão sendo feitos por todos os agentes em busca da competitividade, caso a infraestrutura de distribuição não esteja disponível para o crescimento.

No entanto, esse processo de expansão ainda tem uma longa trajetória a percorrer, dado que o Brasil ainda apresenta taxas de penetração residencial consideravelmente menores que outros



países da região, e que são heterogêneas entre os diferentes estados do país. Nesse contexto, a compreensão da evolução da margem máxima de distribuição (P_0) exige um enfoque que reconheça a complexidade inerente à atividade. Como monopólio natural, a distribuição de gás natural apresenta características específicas: custos fixos elevados, economias de escala crescentes e necessidade de investimentos antecipados em infraestrutura antes que a demanda se consolide. Essa dinâmica, identificada como custo de expansão, implica que aumentos iniciais na margem máxima constituem uma condição necessária para viabilizar a universalização, tendendo a se diluir à medida que a base de clientes se expande e se consolida.

A estrutura tarifária emerge como instrumento estratégico que transcende a mera recuperação de custos, configurando-se como ferramenta de política pública capaz de modular preços relativos, estimular a substituição de combustíveis mais poluentes e viabilizar a universalização em regiões menos atrativas economicamente.

É justamente a partir desta constatação que emergem recomendações importantes para os reguladores e formuladores de políticas públicas. A seguir, destacam-se os principais elementos que devem nortear a ação regulatória:

- **Visão integral:** o regulador deve evitar limitar sua análise exclusivamente à tarifa, especialmente considerando que somente incorporando investimentos é que se espera uma efetiva modicidade tarifária e o devido alcance do acesso ao energético. Embora esta seja um elemento central, a regulação deve considerar a função pública do serviço, os custos de universalização, a necessidade de investimentos e os benefícios de longo prazo.
- **Planejamento de longo prazo:** a expansão da rede e a massificação do gás natural não podem ser vistas como processos de curto prazo. O reconhecimento dos custos de conexão, conversão e interiorização da rede deve ser tratado com uma ótica de ciclo completo, em que investimentos iniciais mais elevados se traduzem em tarifas mais moderadas e estáveis no futuro.
- **Reconhecimento da universalização como política pública:** ampliar o acesso ao gás natural é medida de inclusão social e de redução das desigualdades regionais. O regulador deve considerar que levar o serviço a novas regiões tem um custo inerente, e que as concessionárias já vêm desempenhando esse papel em meio à insuficiência de investimentos em transporte.
- **Equilíbrio entre modicidade e expansão:** a regulação deve buscar uma tarifa justa, mas também garantir a continuidade dos investimentos que viabilizam a massificação. Sem rede de distribuição capilar, não há como sustentar a competitividade do gás natural frente a outras fontes de energia.
- **Valorização dos benefícios indiretos da expansão:** a análise regulatória deve incorporar, além da modicidade tarifária imediata, os benefícios econômicos (atração de indústrias, geração de empregos), ambientais (redução de emissões) e sociais (acesso à energia limpa e moderna) proporcionados pela expansão da infraestrutura de distribuição.

7. Referências Bibliográficas

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO (ARSESP). *Nota Técnica Final. Revisão Tarifária da Comgás. Terceiro Ciclo Tarifário. Estrutura Tarifária* (2009). Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/BancoDadosAudenciasPublicasArquivos/NT-EstruturaTarif%C3%A1ria-29-05-2009.pdf>

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO (ARSESP). *4ª REVISÃO TARIFÁRIA ORDINÁRIA DA COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO - COMGÁS* (2019). Disponível em: <https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTF-0030-2019.pdf>

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO (ARSESP). *Nota Técnica Final. Plano de Negócios Regulatório e Cálculo da Margem Máxima (P0) para a 5ª Revisão Tarifária Ordinária (RTO) da companhia de gás de São Paulo - Comgás* (2025). Disponível em: https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Nota%20T%C3%A9cnica%20Final%20Comg%C3%A1s%20P0%20RTO_Errata.pdf

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO (ABEGÁS). *Brasil precisa de investimentos em infraestrutura de gás para alinhar transição energética e competitividade* (2024). Disponível em: <https://www.abegas.org.br/arquivos/92645>

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *Gás para o Desenvolvimento: Perspectivas de Oferta e Demanda no Mercado de Gás Natural do Brasil* (2020). Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/19681>

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). *Perspectivas do gás natural no Brasil: produção, infraestrutura e mercado* (2024). Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/20802/1/PR_Gas%20natural_215277_P_BD.pdf

BRASIL ENERGIA. *Independência energética e redução de emissões através do gás natural no Brasil* (2024). Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/petroleoegas/independencia-energetica-e-reducao-de-emissoes-atraves-do-gas-natural-no-brasil>

COELLI, T. ESTACHE, A., PERELMAN, S Y TRUJILLO, L. (2003). Uma introdução às medidas de eficiência para reguladores de serviços públicos e de transporte. Banco Mundial – Alfaomega.

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). *Informe 1483 – Panorama Gasífero*. (2023). Disponível em: https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/divulgacion-tecnica/pdf//informe_1483.pdf

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). *Informe provincial 1503* (2024). Disponível em: https://www.enargas.gob.ar/secciones/publicaciones/informes-provinciales/pdf/informe_1503.pdf

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanço Energético Nacional 2024*. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2024>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Consumo Residencial de Energia por Classes de Renda* (2024). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-816/Fact%20Sheet%20Consumo%20Residencial%20de%20Energia%20por%20Classes%20de%20Renda%20no%20Brasil.pdf>

FGV IBRE. *Escassez de mão de obra eleva custos na construção* (2024). Disponível em: <https://blogdoibre.fgv.br/posts/escassez-de-mao-de-obra-eleva-custos-na-construcao>

GASMIG. *Número de consumidores de gás natural passa os 2 milhões* (2011). Disponível em: <https://gasmig.com.br/numero-de-consumidores-de-gas-natural-passa-os-2-milhoes/>

GOASSOCIADOS. *Impactos do Ciclo de Investimentos em Infraestrutura sobre os Custos nos Mercados de Fatores para as Concessionárias* (2025). Disponível em: https://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Contribuicoes_GO_Associados.pdf

GUARARA, D.; KPODAR, K.; PRESBITERO, A. F.; TESSEMA, D. *On the capacity to absorb public investment: How much is too much?* IMF Working Paper WP/20/48. Fundo Monetário Internacional, 2020.

HWANG, S. *Dynamic regression models for prediction of construction costs*. *Journal of Construction Engineering and Management*, v. 135, pp. 360-367. 2009. DOI: 10.1061/ ASCE CO.1943-7862.0000006

IBGE. *Censo 2022*. Disponível em: <https://censo2022.ibge.gov.br/panorama/indicadores.html?localidade=23&tema=2>

KIM, E. *Economic gain and loss from public infrastructure investment*. *Growth and Chance*, v. 29, pp. 445-469. 1998

LABAN KATALINIC, VANIA. *La industria de gas natural en México y su perspectiva hacia 2024-2030* (2024). Disponível em: <https://www.eleconomista.com.mx/opinion/industria-gas-natural-mexico-y-perspectiva-2024-20241125-735661.html>

LOPOMO, Marcos. *Investimentos em distribuição fortalecem o mercado de gás* (2025). Disponível em: <https://www.poder360.com.br/opiniaoinvestimentos-em-distribuicao-fortalecem-o-mercado-de-gas/#:~:text=Nos%20C3%BAltimos%2015%20anos%2C%20as,para%204%2C75%20milh%C3%B5es%20de%20consumidores>



MENDONÇA, Marcelo. *Investimentos em distribuição fortalecem o mercado de gás*. (2023). Disponível em: <https://fullenergy.grupomidia.com/marcelo-mendonca-da-abegas-faz-um-panorama-do-mercado-mundial-e-a-falta-de-incentivo-para-o-setor-no-brasil/>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural* (2025). Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2024/12-boletim-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural-dezembro-de-2024.pdf/view>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural* (2025). Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos/informacoes-complementares-ao-boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-do-gas-natural.pdf/view>

NATURGAS. *Gas natural en Colombia: cifras 2024* (2024). Disponível em: <https://naturgas.com.co/gas-natural-en-colombia-cifras-2024/>

PODER 360. *Consumo de gás natural cresce 6% no 1º semestre de 2018* (2018). Disponível em: <https://www.poder360.com.br/economia/consumo-de-gas-natural-cresce-6-no-1o-semester-de-2018/>

PROMIGAS. *Informe del sector de gas natural en Colombia*. Promigas (2024). Disponível em: https://www.promigas.com/Paginas/Eventos/ESP/Documentos/_240924_informe%20sector%20vf%20consolidado.pdf

UNIVERSIDADE ADOLFO IBÁÑEZ. *Monopólio Natural*. Disponível em: <https://centrocompetencia.com/monopolio-natural/>

VIAL, B., & ZURITA, F. (2018). *Microeconomía*. Ediciones UC.



COMMIT

