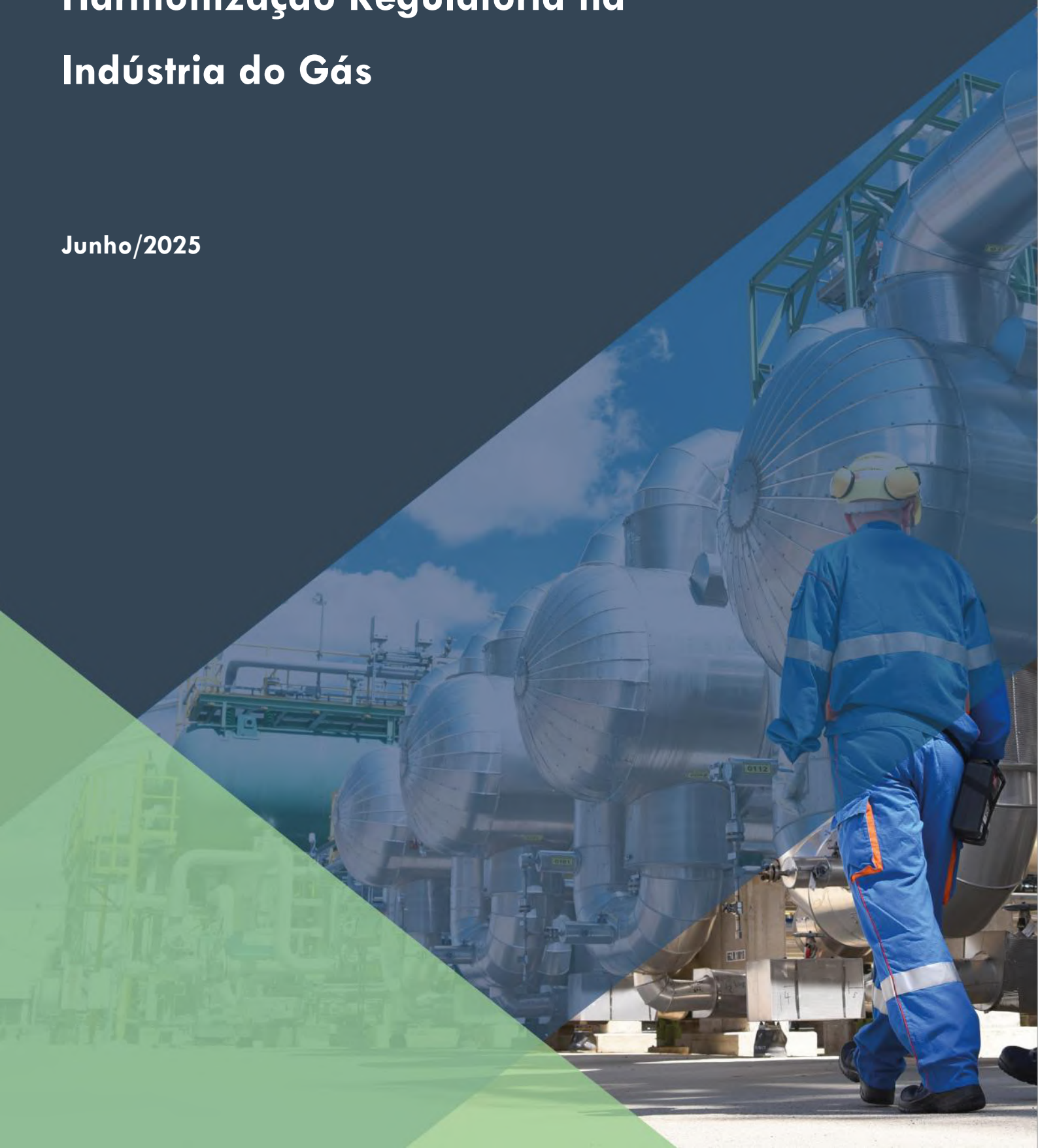


Nota Técnica

Harmonização Regulatória na Indústria do Gás

Junho/2025



Harmonização Regulatória na Indústria do Gás Natural

Nota Técnica

**Nota elaborada pelo FGV CERI para o MBC
(Movimento Brasil Competitivo)**



EQUIPE FGV CERI:

Joisa Dutra (Diretora)

Diogo Lisbona

Edson Gonçalves

Guilherme Cota

Ícaro Hernandes

Marcelo Boavista



Apresentação

O Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV CERI) e o Movimento Brasil Competitivo (MBC), em parceria com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) e o Ministério de Minas e Energia (MME), realizaram uma mesa redonda virtual intitulada “Harmonização e Aperfeiçoamento das Normas Atinentes à Indústria do Gás Natural”, em novembro de 2024.

A mesa redonda é parte integrante do projeto voltado para o Acompanhamento da Abertura e da Competitividade da Indústria do Gás Natural no Brasil, executado conjuntamente pelo MBC e FGV CERI e destinado ao Governo Federal através de convênio com o MDIC (Secretaria de Competitividade e Política Regulatória - Departamento de Infraestrutura e Melhoria do Ambiente de Negócios – DEINF).¹

O objetivo da mesa foi promover o diálogo com representantes de diferentes esferas e elos da cadeia do gás natural para debater caminhos de harmonização e aperfeiçoamento das normas e regulação da indústria do gás natural no Brasil.

A Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) estabelece articulação entre União – por intermédio do MME e ANP – e Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre (art. 45). A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 3/2022 também estabelece dentre as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil, a “*promoção da harmonização entre as regulações estaduais e federal, por meio de dispositivos de abrangência nacional, objetivando a adoção das melhores práticas regulatórias*”.

O Decreto regulamentador (nº 10.712/2021) da Lei do Gás indica a criação de um Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural como um instrumento de acordo voluntário entre representantes da União, dos Estados e do Distrito Federal para cooperação federativa com medidas necessárias para a harmonização das regulações estaduais e federais e para desenvolvimento do mercado de gás natural no País, com a formalização de compromissos entre as diferentes esferas.

O Decreto especifica mecanismos possíveis para concretizar a articulação entre MME, ANP, Estados e Distrito Federal para harmonização e aperfeiçoamento das normas, incluindo (art. 27):

“I - a formação de redes de conhecimento coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia e integradas por representantes dos entes federativos, da indústria do gás natural e de especialistas do setor, com o objetivo de:

- a) gerar, compartilhar e disseminar conhecimento e experiências relativos às políticas energéticas e da regulação da indústria do gás natural; e
- b) formular propostas de padrões, políticas, guias e manuais;

¹ Além da realização de mesas de discussão, o Projeto contempla um relatório diagnóstico sobre o processo de abertura do mercado, curso de capacitação para entes reguladores infranacionais, notas técnicas e um Observatório do Gás Natural público com indicadores do grau de abertura. O diagnóstico está disponível em: <https://www.mbc.org.br/wp-content/uploads/2024/04/Reforma-do-Gás-Natural-Diagnostico-FGV-MBC.pdf>

II - a proposição pela ANP de diretrizes para a regulação estadual dos serviços locais de gás canalizado, cuja adesão pelos Estados e o Distrito Federal será voluntária.

§ 2º O Ministério de Minas e Energia e a ANP disponibilizarão um canal de comunicação com os Estados e o Distrito Federal.

§ 3º A adesão voluntária pelos Estados interessados poderá ser registrada por meio do Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural.

O Decreto nº 12.154/2024, que altera substancialmente o Decreto regulamentador da Lei do Gás em inúmeras matérias, modificou o artigo 3º deste para enfatizar que a aplicação dos princípios e objetivos da Política Energética Nacional (estabelecidos na Lei do Petróleo, nº 9.478/1997) e dos dispositivos da Lei do Gás e de suas normas decorrentes deve buscar harmonizar as regulações federal, distrital e estaduais. Antes da modificação no Caput do referido artigo, a aplicação dos dispositivos deveria observar a harmonização; com a alteração passa a buscá-la ativamente. Este objetivo, como determina o artigo 3º do Decreto regulamentador, deve observar:

“I - a promoção da concorrência e da liquidez do mercado de gás natural;

II - a promoção da livre iniciativa para exploração das atividades concorrenciais;

III - a expansão, em bases econômicas, do sistema de transporte e das demais infraestruturas;

IV - a promoção da eficiência e do acesso não discriminatório às infraestruturas;”

Desta forma, o arcabouço legal e infralegal estabelece que a harmonização das regulações entre as diferentes esferas deve ocorrer de forma ativa e contínua, buscando concorrência e liquidez no mercado como princípios, respeitando a livre iniciativa para atividades concorrenciais, garantindo a expansão em bases econômicas para as infraestruturas e garantindo o seu acesso de modo eficiente e não discriminatório.

Os instrumentos para a harmonização envolvem a adesão voluntária a um Pacto Nacional, como também a criação de redes de conhecimento e a elaboração de guias, manuais e afins para facilitar a adoção de regulamentações harmonizadas.²

O processo de harmonização é, de fato, um processo contínuo e deve envolver a participação ativa de todos os entes reguladores, nas diferentes esferas. A ampla agenda regulatória da Lei do Gás e a abertura do mercado nas diferentes esferas estaduais requer um fórum permanente de discussão entre os diferentes agentes reguladores na direção de harmonização das normas e facilitação da criação de um mercado efetivamente nacional.

O processo de harmonização se beneficiará sobremaneira da instituição de um fórum de discussão permanente com a participação de representantes das agências reguladoras, da indústria, da academia e de especialistas do setor, como indica o próprio Decreto regulamentador da Lei.

Em maio de 2025, o MME abriu uma Tomada Pública de Contribuições sobre “Harmonização Regulatória do Setor de Gás Natural”, importante instrumento para aprofundar o canal de comunicação transparente com a

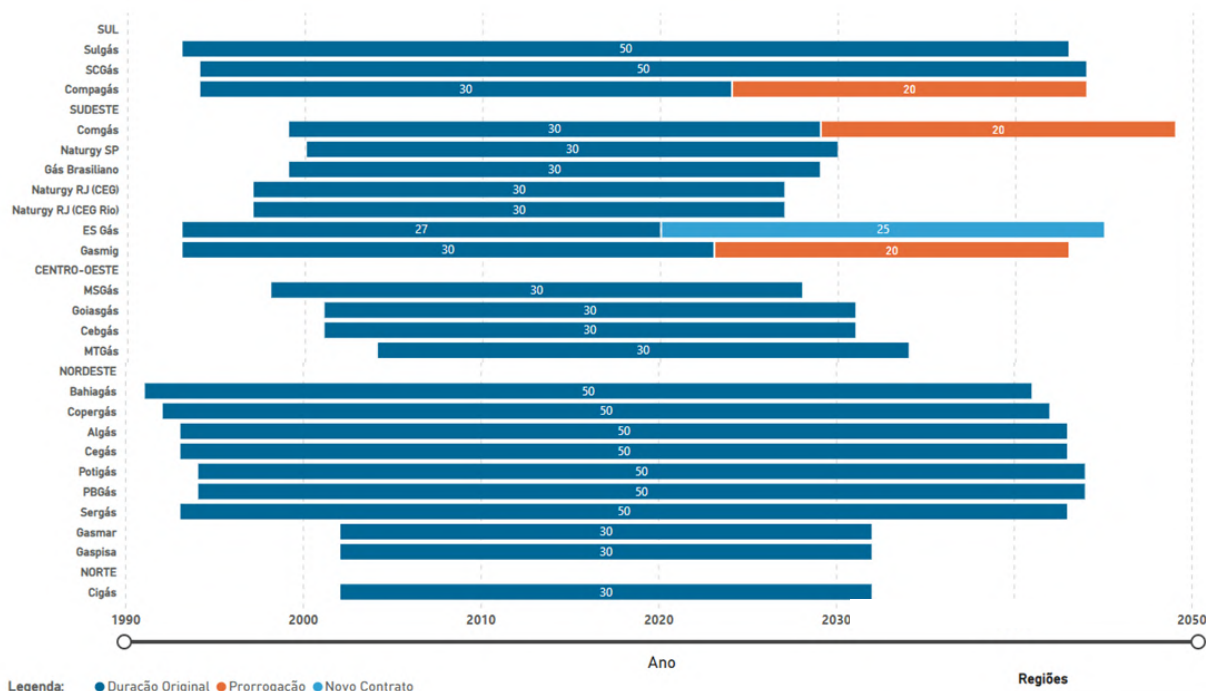
² O Curso de Capacitação para Entes Reguladores realizado no âmbito do presente Projeto é uma iniciativa que integra os esforços da esfera federal para compreensão do processo de reforma, contribuindo para harmonização das regulações e articulação com entes reguladores infranacionais.

sociedade, ampliando o espaço de articulação com os estados. A presente Nota Técnica é uma contribuição independente para a Tomada Pública, englobando contribuições da mesa redonda para o tema da harmonização. A Nota está estruturada em três seções: a primeira é dedicada ao Modelo da Regulação da Distribuição; a segunda ao Mercado Livre e às Regulações Estaduais; e a terceira à Clareza na Atribuição de Funções e Competências nas Esferas Federal e Estadual.

1. Modelo da Regulação da Distribuição

O panorama das concessões de distribuição de gás canalizado revela um quadro contratual complexo, com predomínio de contratos de concessão antigos e defasados à realidade atual ainda em vigência, de longa extensão e com possibilidade expressa de renovação. A Figura 1 apresenta a duração dos contratos de concessão.

Figura 1 - Duração dos Contratos de Concessão das Distribuidoras de Gás Natural



Fonte: FGV CERI

Parte expressiva dos contratos de concessão possuem parâmetros regulatórios datados e defasados à realidade atual (Tabela 1). A regulação destes contratos ainda é por custo do serviço (*cost-plus*), com taxa de remuneração de capital estabelecida em contrato de 20% a.a., também incidente sobre os custos operacionais da empresa; e ainda possuem redutor de 20% da demanda considerada para o cálculo da margem, elevando a tarifa aos consumidores finais. O cálculo da margem ainda incorpora o imposto de renda e outros associados a resultados, inflando a remuneração dos acionistas. A maior parte destes contratos tem controle ou participação dos estados no capital social (Figura 2), o que poderia, em tese, facilitar a sua atualização através de acordo entre as partes.

Tabela 1 - Características dos Contratos de Distribuição

Estados	AL, AM, BA, CE, PE, MS, PB, RS, SC, SE	RJ	MG, SP	ES, PR
Periodicidade das revisões tarifárias e metodologia adotada	Anual	Quinquenal	Quinquenal	Quinquenal
	Cost plus	Price cap	Price cap	Price cap
Assinatura do contrato de concessão e vigência	1992 a 2003	1997	1993 a 1999	2020, 2024
	30 a 50 anos	30 anos	30 a 50 anos	25, 30 anos
Taxa de remuneração dos investimentos e metodologia adotada	Definida em contrato (20%)	CAPM	WACC	WACC
Taxa de remuneração operacional	Definida em contrato (20%)	Apenas ressarcimento	Apenas ressarcimento	Apenas ressarcimento
Volume de vendas de gás considerado no cálculo da margem	80%	100%	100%	100%

Fonte: FGV CERI

Figura 2 - Grupos Controladores das Concessões de Distribuição de Gás Canalizado



Fonte: FGV CERI

Os contratos das concessões privatizadas nos anos 1990 no Rio de Janeiro e em São Paulo buscaram introduzir regulação por incentivos, estabelecendo o modelo regulatório de preço-teto (*price cap*), com intervalo regulatório quinquenal entre as revisões para incentivar a busca por maior eficiência na prestação do serviço. Nestes contratos a taxa de remuneração do capital investido passa a ser o custo médio ponderado de capital, com exceção do Rio de Janeiro (CEG e CEG-Rio) que não considera o benefício da dívida (capital de terceiros)

na determinação da taxa – onde aplica-se apenas o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) para determinação do custo de capital próprio. Há ainda outras diferenças regulatórias nos contratos mais avançados, como o fato do Rio de Janeiro não ter aplicado o fator de compartilhamento de produtividade (Fator X) nas revisões quinquenais, o que reduz na prática o benefício da maior eficiência buscada pelo modelo regulatório. De toda forma, em ambos os estados a prática de revisões quinquenais enfrentou desafios de implementação, com significativos atrasados nas revisões.

Estes contratos estão prestes a alcançar o término contratual, com rediscussão atual dos termos contratuais para renovação ou avaliação para licitação, com destaque para o Rio de Janeiro. A Comgas, em São Paulo, já teve a sua renovação antecipada, com extensão de 20 anos da vigência a contar do término original em 2029.

Os estados de Minas Gerais e Paraná também promoveram a prorrogação dos contratos com atualização do modelo regulatório em termos aditivos, adotando o modelo de *price cap* com revisões quinquenais. O Espírito Santo também adotou o modelo no novo contrato para a concessão licitada. Já o Rio Grande do Sul alienou a participação do estado na Sulgás; porém, manteve o contrato original com duração de cinquenta anos, permanecendo o modelo antigo de regulação pelo custo do serviço.

A longa duração dos contratos vigentes reduz as oportunidades de atualização e aprimoramentos, ainda que sempre exista espaço através de negociações entre as partes com as devidas contrapartidas e reequilíbrios contratuais. Neste contexto, permanece desafiadora a separação no âmbito estadual entre as atividades de distribuição (remuneração pelos serviços de rede) e comercialização. A determinação de mercados cativos nos contratos de concessão reduz o espaço para abertura em alguns estados, ainda que a elegibilidade para o consumo livre seja determinada por leis, decretos ou resoluções de agências reguladoras.

1.1. Aprimoramento da Regulação

Compreendida a complexidade atual do quadro contratual das concessões de distribuição de gás, a evolução regulatória deve ocorrer dentro do espaço apropriado de respeito aos contratos vigentes e revisão de cláusulas em comum acordo entre as partes.

A pactuação de novos contratos de concessão ou aditivos para aprimoramento dos atuais deve perseguir princípios consagrados pela evolução dos modelos regulatórios e pela prática da regulação de indústrias de rede. Diversas publicações já consolidam princípios e diretrizes para aprimoramentos dos modelos regulatórios, a exemplo da Nota “Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural” do Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil de 2019; e do “Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias” do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, de 2021. Vale destacar que os princípios regulatórios apresentados em ambos os documentos são a expressão das melhores práticas de regulação adotadas em diversos países para lidar com monopólios naturais de indústrias de rede.

Neste contexto, a Nota de 2019 enfatiza que “para o segmento *Downstream*, que inclui a comercialização e a distribuição de gás natural, são apontadas como importantes a separação entre estas duas atividades, a

transparência das informações e a adequação das taxas de remuneração e das regras de reajuste de preços de cada atividade, bem como o estabelecimento de estruturas tarifárias que aloquem custos e receitas de forma eficiente”.

Na Nota de 2021 está explícita a orientação para que se adote “*metodologia tarifária que dê os corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes*”, enfatizando, assim, a necessidade de um modelo regulatório baseado em incentivos.

A separação entre atividades reguladas de rede, de natureza monopolista, e atividades competitivas de comercialização norteia a busca por eficiência econômica. A regulação da infraestrutura de rede busca garantir o acesso não discriminatório à infraestrutura com aplicação de tarifas que garantam o equilíbrio econômico-financeiro, ao passo que a competição em elo passível de abertura e participação de outros players leva a formação competitiva de preços da commodity.

Uma vez que a discussão detalhada dos diversos aspectos da moderna regulação por incentivos está apresentada nos documentos acima citados, elencamos aqui as suas principais recomendações – cujo ponto central é o mecanismo *price cap*:

- i. É importante que para o estabelecimento de tarifas seja utilizada a regulação por incentivos, com revisões tarifárias periódicas – respeitando um intervalo regulatório (*regulatory lag*);
- ii. Na perspectiva do tópico acima, a recomendação é que os reguladores estaduais migrem de regulação por custo do serviço para preço teto (*price cap*), com intervalo regulatório e taxas de remuneração adequadas e atualizadas não somente às condições econômicas vigentes à época das revisões tarifárias, como também aderentes a uma estrutura de capital que otimize a proporção entre capital próprio e de terceiros;
- iii. As revisões tarifárias devem incorporar minuciosa revisão dos custos – sejam eles de operação e manutenção, de investimento e de capital;
- iv. É importante que seja feita avaliação prévia e criteriosa, por parte do órgão regulador, dos bens e instalações que comporão a Base Regulatória de Ativos (BRA). É importante, nesse processo, considerar apenas os investimentos de fato necessários à prestação do serviço. A correta avaliação da BRA, bem como a devida depreciação e/ou amortização do investimento realizado e da taxa de retorno, contribui para a sinalização adequada dos investimentos;
- v. É importante que o correto incentivo à operação eficiente das redes leve em conta a avaliação criteriosa da projeção dos Custos de Operação & Manutenção e Despesas Gerais & Administrativas definidos a partir de modelos que comparem o desempenho das diversas distribuidoras de gás natural – utilizando as melhores técnicas de Benchmarking;
- vi. Como corolário do tópico acima, é importante que as tarifas a serem estabelecidas representem a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável da rede;

- vii. Adoção de planos de contas, auditoria, monitoramento e fiscalização para que se tenha segurança de que os custos repassados efetivamente representam os custos necessários para a adequada prestação do serviço regulado;
- viii. Adoção, para fins preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, de uma Conta Regulatória (instrumento importante para mitigar incertezas relacionadas às previsões consideradas para o cálculo tarifário);
- ix. Vedação ao tratamento discriminatório ou preferencial entre usuários do serviço de distribuição;
- x. Garantir que penalidades contratuais não sejam tratadas como fonte de recursos adicionais;
- xi. Disponibilizar as informações e metodologia de cálculos da margem bruta das Concessionárias, bem como os parâmetros utilizados para fins de cálculo tarifário, com antecedência a ser definida pela agência reguladora estadual para análise e reprodução dos cálculos por agentes interessados.

1.2. Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*)

No regime de *price cap*, a agência reguladora estabelece um teto para os preços ou tarifas que as distribuidoras podem cobrar, ajustando-o periodicamente com base em fatores como inflação, eficiência operacional e investimentos necessários. Nesse sistema de regulação, o Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*) é utilizado como parâmetro para determinar a taxa de retorno sobre o capital investido pelas concessionárias. O WACC reflete o custo do capital necessário para financiar as operações da empresa e funciona como um indicador da remuneração justa para atrair investimentos, equilibrando o incentivo ao desenvolvimento do setor e a proteção dos consumidores por meio de tarifas adequadas.

O WACC é calculado a partir da média ponderada entre o custo esperado do capital próprio e o custo da dívida, conforme a estrutura de capital da companhia. No cálculo do custo da dívida, considera-se também o benefício fiscal gerado pela dedutibilidade dos juros, que reduz o lucro tributável da empresa. Assim, o WACC pode ser expresso por:

$$WACC = k_e \frac{E}{E + D} + k_d \frac{D}{E + D} (1 - t)$$

Onde, *WACC* representa custo médio ponderado de capital; k_e , o custo do capital próprio; k_d , o custo da dívida; *E*, o capital próprio ou patrimônio líquido (em inglês, *Equity*); *D*, o capital de terceiros ou dívida (em inglês, *Debt*); e *t*, a alíquota tributária marginal efetiva.

No cálculo do WACC, o custo do capital próprio é geralmente estimado pelo modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), dado que não pode ser observado diretamente. O CAPM, desenvolvido por Shape (1964), Mossin (1964) e Lintner (1965), estabelece uma relação linear entre risco e retorno. Abaixo, apresenta-se a fórmula básica do CAPM:

$$R_i = R_f + \beta_i(R_M - R_f)$$

Onde, R_i representa retorno esperado do ativo i ; R_f , retorno do ativo livre de risco; R_M , o retorno esperado da carteira de mercado; β_i , beta do ativo i (índice do risco sistemático); $(R_M - R_f)$, o prêmio de risco do mercado acionário. O termo $\beta_i(R_M - R_f)$ é conhecido como o prêmio de risco do negócio.

Para estimar o beta de uma distribuidora, é comum calcular a média dos betas de empresas comparáveis do mesmo setor. Essa abordagem é recomendada pelo professor Damodaran e é adotada por diversos órgãos reguladores devido à sua consistência e robustez.

No caso da taxa livre de risco, as opções incluem o uso de referências nacionais, como as NTN-Bs (títulos do Tesouro indexados à inflação), ou de taxas internacionais, como os títulos do Tesouro dos Estados Unidos, ajustados pelo risco-país (medido pelo EMBI+BR). Com o aumento dos retornos dos títulos nacionais nos últimos anos, as referências nacionais têm ganhado maior relevância em análises locais.

Para o prêmio de risco de mercado, a prática mais comum é calcular a diferença média entre os retornos históricos do índice S&P 500 e a taxa livre de risco norte-americana. Essa taxa geralmente não é "nacionalizada", uma vez que o modelo CAPM parte do pressuposto de mercados eficientes, e o mercado norte-americano é frequentemente considerado mais próximo dessa eficiência.

O custo da dívida representa o montante que as empresas pagam aos credores para acessar os recursos necessários à manutenção de suas operações e à realização de investimentos. Ao contrário do custo de capital próprio, o custo da dívida é mais facilmente observado e estimado. Sua mensuração geralmente utiliza dados das demonstrações financeiras de dívida ou os custos esperados observados no mercado, refletindo os retornos de títulos emitidos por empresas comparáveis em termos de setor ou nível de risco de crédito.

A estrutura de capital, ou a proporção entre capital próprio e de terceiros, deve ser definida em conformidade com os objetivos de uma regulação econômica baseada em incentivos, em vez de se basear exclusivamente nos dados históricos da empresa regulada, que podem conter ineficiências. Entre os serviços regulados, uma prática comum para definir a estrutura de capital é adotar como referência empresas semelhantes, consideradas eficientes e sem restrições financeiras, de liquidez ou de acesso ao crédito, no mesmo setor de atuação ou com riscos de crédito equivalentes.

No contexto dos serviços regulados no Brasil, o WACC é definido com base em parâmetros estabelecidos pelas agências reguladoras, que realizam revisões periódicas. As revisões periódicas visam ajustar o WACC conforme as mudanças econômicas, financeiras e de risco do setor, mantendo a atratividade dos investimentos e a estabilidade dos serviços.

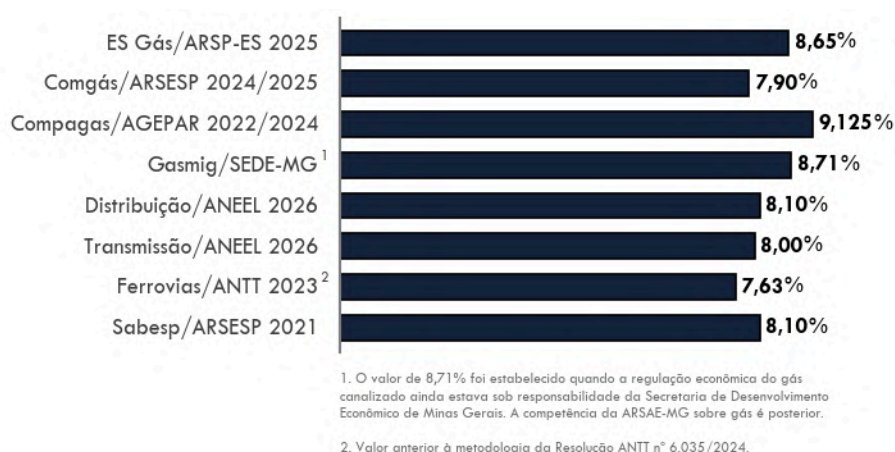
O cálculo do WACC é intrinsecamente complexo, exigindo decisões subjetivas em etapas cruciais, como a escolha das fontes de dados, a definição da amostra de empresas comparáveis e a delimitação do horizonte temporal

de análise. Cada uma dessas escolhas pode impactar significativamente os resultados, evidenciando a necessidade de transparência e consistência nas metodologias adotadas. Nesse contexto, a realização de consultas públicas se torna indispensável para incorporar as contribuições de diferentes agentes do setor, alinhando os parâmetros utilizados à realidade econômica e promovendo maior legitimidade ao processo regulatório.

Novos contratos de concessão na distribuição do gás natural, a exemplo do praticado no Espírito Santo e no Paraná, buscam reduzir o grau de discricionariedade ao definir em contrato a forma de cálculo do WACC, ao menos para a primeira revisão tarifária. A definição em contrato pode reduzir a discricionariedade dos critérios utilizados para cada variável; porém, reduz ao mesmo tempo o espaço regulatório para definição do WACC seguindo as melhores práticas e eventuais ajustes necessários.

A Figura 3 apresenta o WACC em termos reais e após os impostos de diferentes setores de serviços regulados no Brasil.

Figura 3 - WACC Regulatório Real Após Impostos no Brasil



Fonte: Elaboração FGV CERI, com atualização de dados pela Pezco Economics

Na distribuição de gás natural, o WACC mais recente foi definido pela ARSP em 2025 para a ES Gás, com um valor de 8,65%. Em revisões anteriores, foram estabelecidos WACCs para outras concessionárias do setor, como a Comgás (7,9% em 2024), a Compagas (9,125% em 2022), a Gasmig (8,71% em 2022). Esses valores refletem as condições econômicas e setoriais vigentes em cada período; contrastando com a taxa de remuneração fixa de 20% a.a. dos contratos de concessão antigos.

No setor elétrico, a ANEEL fixou o WACC regulatório em 2025 em 8,03% para distribuição e 7,89% para transmissão de energia elétrica, enquanto no setor ferroviário, a ANTT definiu, em 2023, um WACC de 7,63% para as empresas do segmento. Já no setor de saneamento, a Sabesp teve seu WACC regulatório estabelecido em 8,10%, indicando diferenças entre os setores regulados em função de suas especificidades e riscos.

Para fins de comparação, a *yield to maturity* do título público brasileiro indexado à inflação com vencimento mais longo disponível (NTN-B, com vencimento em 15/08/2060) é de 7,14% ao ano³. Isso destaca que a remuneração dos serviços regulados deve superar o rendimento de ativos considerados livres de risco, como forma de compensar os investidores pelos riscos assumidos ao operar em mercados regulados.

Em suma, é fundamental que o WACC equilibre dois objetivos principais: evitar custos excessivos para o consumidor, já que uma taxa elevada pode resultar em tarifas mais altas, e assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas. A remuneração precisa compensar adequadamente os investidores pelos riscos assumidos, de modo a preservar a atratividade do setor para novos investimentos.

1.3. Pactuação de Contratos Eficientes, Equilibrados e Justos

Para garantir que os contratos de concessão sejam eficientes, equilibrados e justos, é fundamental que a remuneração pactuada equilibre três objetivos principais: evitar custos excessivos para o consumidor, assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas e promover a eficiência por meio de incentivos adequados. Esses critérios são essenciais tanto na elaboração de novos contratos quanto na gestão dos contratos vigentes, especialmente diante das mudanças no ambiente econômico e dos riscos inerentes ao negócio.

O primeiro objetivo, evitar custos excessivos para o consumidor, está diretamente relacionado à modicidade tarifária. Tarifas elevadas podem comprometer o acesso da população aos serviços públicos concedidos, tornando-os socialmente injustos e economicamente inviáveis. Portanto, é necessário que a remuneração do concessionário seja suficiente para cobrir custos e garantir a continuidade do serviço, mas sem impor ônus desproporcionais ao usuário final.

O segundo objetivo é assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas. O contrato de concessão deve garantir que o concessionário tenha condições de recuperar seus investimentos, arcar com os custos operacionais e obter uma remuneração justa pelo capital investido. Esse equilíbrio é essencial para a sustentabilidade do contrato ao longo do tempo, evitando tanto a deterioração dos serviços quanto a necessidade de frequentes revisões contratuais ou intervenções estatais.

O terceiro objetivo é promover a eficiência, o que pode ser alcançado por meio de mecanismos de remuneração por incentivos. A remuneração deve alinhar os interesses dos prestadores de serviço com os dos consumidores e da sociedade, estimulando a busca por inovação, redução de custos, melhoria da qualidade e ampliação do acesso. Para isso, é recomendável a adoção de indicadores de desempenho, metas de qualidade e mecanismos de remuneração variável, que recompensem o concessionário pelo atingimento de resultados superiores e penalizem desempenhos insatisfatórios.

³ Ver detalhes em https://www.anbima.com.br/pt_br/informar/taxas-de-titulos-publicos.htm.

Esses princípios devem nortear tanto a elaboração de novos contratos quanto a gestão e revisão dos contratos atualmente em vigor, promovendo um ambiente regulatório estável, transparente e favorável ao desenvolvimento do setor.

No contexto do ambiente econômico atual, marcado por volatilidade, inflação, mudanças regulatórias e incertezas de mercado, a remuneração dos contratos de concessão deve ser suficiente para compensar os riscos assumidos pelos investidores. Isso significa que a taxa de retorno deve ser superior à taxa livre de risco, tornando o setor atrativo para novos investimentos privados. Ao mesmo tempo, essa remuneração não pode ser tão elevada a ponto de gerar lucros excessivos ou transferir riscos indevidos ao consumidor. O desafio está em encontrar um ponto de equilíbrio que preserve a atratividade do setor, sem comprometer a justiça tarifária e a eficiência.

A alocação adequada dos riscos é outro critério fundamental. Os riscos devem ser atribuídos à parte que tem maior capacidade de gerenciá-los a menor custo, reduzindo assimetrias e tornando o contrato mais eficiente. Mudanças no ambiente econômico, como crises, alterações cambiais ou variações inesperadas de demanda, devem ser tratadas por meio de mecanismos claros de reequilíbrio econômico-financeiro, previstos contratualmente e acionados sempre que necessário para recompor a equação original do contrato.

O panorama das concessões de distribuição de gás canalizado revela um quadro contratual complexo, com predomínio de contratos de concessão antigos e defasados à realidade atual ainda em vigência, de longa extensão e com possibilidade de renovação.

Para os contratos de concessão vigentes que preveem regulação por incentivos, a aplicação desses critérios exige monitoramento contínuo do equilíbrio econômico-financeiro, com revisões periódicas das tarifas e remunerações para refletir mudanças relevantes no cenário econômico. Metodologias como o fluxo de caixa descontado e o valor justo podem ser empregadas para avaliar a necessidade de reequilíbrio, garantindo que a remuneração permaneça adequada aos riscos e obrigações assumidos. Além disso, é importante que haja transparência na divulgação de informações sobre a performance do ativo e a viabilidade econômico-financeira da concessão, fortalecendo a segurança jurídica e a confiança dos investidores.

A busca por incentivos para investimentos e eficiência pode ser endereçada mesmo em contratos antigos, por meio de aditivos ou revisões contratuais – através de negociações entre as partes, com as devidas contrapartidas e reequilíbrios contratuais – que incorporem metas de desempenho e mecanismos de remuneração variável. Dessa forma, é possível atualizar os contratos para refletir as melhores práticas regulatórias e as necessidades atuais da sociedade, sem prejudicar direitos adquiridos ou comprometer a continuidade dos serviços.

1.4. Definição do Plano de Investimentos

Para evitar que investimentos desnecessários sejam contabilizados na expansão do serviço local de gás canalizado é fundamental estabelecer um processo público e transparente, que envolva tanto a participação social quanto o controle rigoroso por parte do poder concedente e das agências reguladoras. A realização de

consulta pública prévia é um dos instrumentos mais eficazes nesse sentido, pois permite que a sociedade, os agentes do setor e órgãos técnicos avaliem a real necessidade e pertinência dos investimentos propostos. Por meio desse mecanismo, é possível garantir que as demandas apresentadas pelas concessionárias estejam alinhadas às necessidades efetivas do mercado, às políticas públicas setoriais e aos interesses dos consumidores, evitando assim a inclusão de projetos que não tragam benefícios concretos para o serviço.

Além disso, a análise de custo-benefício detalhada deve ser uma exigência obrigatória antes da aprovação de qualquer investimento de grande magnitude. Esse estudo deve ir além dos aspectos técnicos e financeiros, abrangendo também os impactos sociais, ambientais e econômicos gerados pela expansão do serviço. É necessário avaliar parâmetros como a projeção de demanda, a saturação da rede existente, as alternativas tecnológicas disponíveis e os possíveis impactos tarifários para os consumidores. Essa avaliação criteriosa impede o superdimensionamento da infraestrutura ou a realização de obras redundantes, assegurando que apenas investimentos realmente necessários sejam autorizados.

A aprovação formal dos investimentos pelo poder concedente e pela agência reguladora é outra etapa essencial do processo. Esse procedimento deve ser pautado pela transparência e pelo rigor técnico, exigindo que cada projeto seja justificado por meio de metas claras e mensuráveis, como a ampliação da rede de distribuição, o atendimento a novas localidades ou a melhoria da qualidade do serviço.

Neste sentido, o desafio também está em demonstrar o benefício da expansão da rede em termos de aumento de mercado, uma vez que o consumo de gás natural pode sofrer competição de outros energéticos e a sua oferta pode ser realizada por outros modais, alternativos ao dutoviário. Desta forma, os planos de investimento não podem considerar a universalização do gás natural canalizado como política pública *per se*, pois o acesso ao gás pode se dar de distintas formas e o consumo não é cativo. A expansão sempre deve ser respaldada por bases e sinais econômicos.

Outro aspecto relevante na regulação do serviço de distribuição diz respeito à expansão da infraestrutura de rede com projeção de investimentos no cálculo das tarifas para o quinquênio seguinte. A projeção da evolução da base de ativos é um instrumento para incentivar a expansão da rede e dos mercados de gás nas concessões; em contraste com outros setores de infraestrutura mais madura, a exemplo do setor elétrico, cuja evolução da base de ativos só ocorre após a realização dos investimentos com ingresso dos ativos no quinquênio seguinte já parcialmente depreciados. A projeção de investimentos na prática facilita a expansão esperada; porém, traz desafios nas revisões para tratamento dos subinvestimentos, com impactos para os consumidores.

Outro aspecto importante é a segregação contábil entre atividades reguladas e não reguladas. A exigência de discriminação detalhada de receitas, despesas e investimentos por segmento de atuação permite identificar e excluir gastos que não estejam diretamente vinculados à prestação essencial do serviço de gás canalizado. O uso de metodologias de comparação setorial e indicadores de desempenho também contribui para reforçar esse controle, permitindo que a agência reguladora avalie a eficiência dos investimentos em relação a padrões de mercado.

Por fim, a fiscalização contínua durante a execução dos contratos é indispensável para assegurar a conformidade dos investimentos realizados e a sua correta inserção na base de ativos regulatórias, seguindo o plano de contas. O monitoramento de indicadores como o custo por nova conexão, o tempo de retorno do investimento e o impacto nas tarifas, aliado a revisões periódicas dos contratos e das tarifas, permite reavaliar a eficácia dos gastos. Essa combinação de transparência inicial, análise rigorosa e controle permanente cria um ambiente institucional no qual apenas investimentos comprovadamente necessários e eficientes são incorporados ao serviço, promovendo a expansão sustentável e equilibrada do setor.

2. Mercado Livre e Regulações Estaduais

Após a publicação da Lei do Gás (nº 14.134/2021), diversos estados atualizaram suas legislações locais com o objetivo de modernizar e harmonizar seus respectivos panoramas legais. Desde então, a maioria dos estados onde há comercialização ativa de gás natural publicou resoluções, decretos, leis, portarias ou deliberações, com maior ou menor sobreposição às competências regulatórias federais. Em consequência, o panorama atual apresenta heterogeneidade das regulamentações estaduais e sobreposição de competências federal.

Na Tabela 2 estão dispostas as principais legislações para cada estado para definição da elegibilidade do consumo livre. A Figura 4 apresenta o mapa de elegibilidade para o consumo livre por estado. Nota-se que a maior parte dos estados já possui limite mínimo reduzido para o consumo livre, com certa homogeneidade em relação aos limites para enquadramento. Com frequência, as normas locais estabelecem entre 5.000 e 10.000 metros cúbicos diários para elegibilidade ao consumo livre. Em um extremo do espectro, Rio Grande do Sul e São Paulo são os estados que não exigem consumo mínimo para consumidores industriais. No lado oposto, Pará e Mato Grosso delimitam que o limite mínimo seja de 500.000 e 1.000.000 de metros cúbicos diários.

Menos homogêneas, contudo, são as disposições dos Contratos do Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). Dos 21 estados reportados apenas 10 já contam com minuta de CUSD publicada e acessível. Os demais estados não contam com nenhuma disposição sobre o tema, o que impede na prática a atuação de consumidores livres.

Tabela 2: Principais legislações estaduais recentes

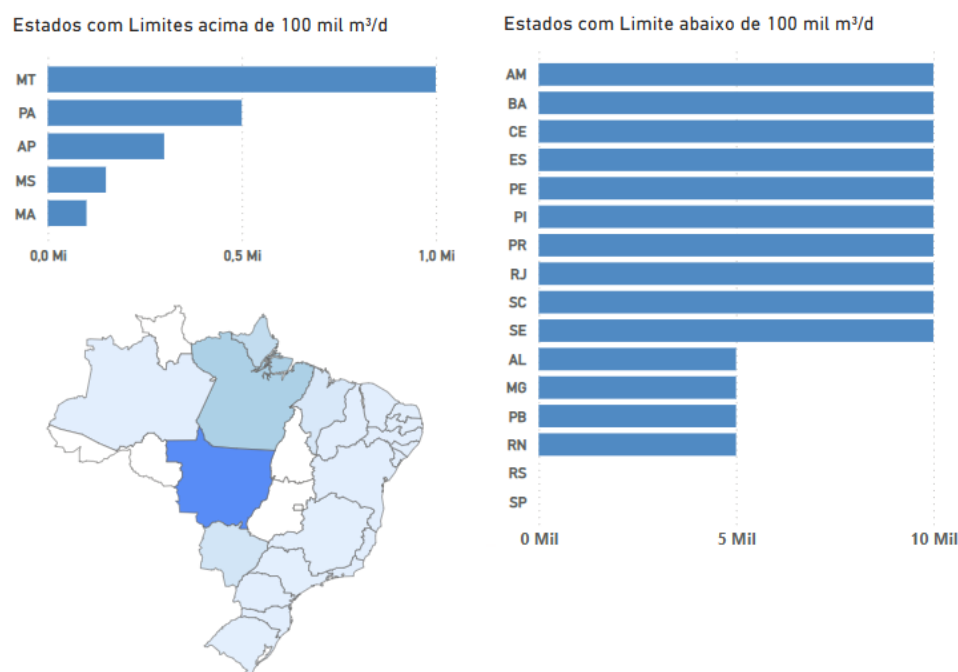
Ano	UF	Principal Legislação Para Elegibilidade	Limite para Consumidor Livre (m³/dia)	Prevê CUSD / Publicou minuta CUSD
2003	MT	Decreto nº 1760	1.000.000	Não
2019	SC	Resolução Aresc nº 136	10.000	Sim
2020	RJ	Deliberação nº 4.142	10.000	Sim
	SP	Deliberação Arsesp nº 1.061	Não há limite	Sim
	BA	Resolução Agerba nº 14	10.000	Sim
2021	ES	Resolução ARSP nº 46	10.000	Sim
	MG	Resolução SEDE nº 32	5.000	Sim
	PB	Lei nº 12.142	5.000	Não
	PI	Lei nº 7.686	10.000	Não
	AP	Lei nº 2.656	300.000	Não
2022	CE	Lei nº 17.897	10.000	Sim
	MA	Lei nº 11.662	100.000	Não
	MS	Portaria AGEMS nº 235	10.000	Sim

Ano	UF	Principal Legislação Para Elegibilidade	Limite para Consumidor Livre (m³/dia)	Prevê CUSD / Publicou minuta CUSD
	PR	Lei Complementar nº 247	100.000 para térmica e 10.000 para demais	Sim
	RN	Lei 11.190	5.000	Não
2023	AL	Lei nº 9029	5.000	Sim
	AM	Resolução Arsepam nº 5	10.000	Não
	RS	Resolução Normativa nº 67 e nº 68	Sem Limite para Industrial	Sim
	SE	Resolução nº 24	5.000	Sim
2024	PA	Decreto nº 3.651	500.000	Não
	PE	Resolução nº 255	10.000	Sim
2025	GO	Lei nº 23.242	300.000	Sim ¹

1. A legislação de Goiás exige contrato de prestação dos serviços de movimentação de gás, funcionalmente equivalente ao CUSD, mas não foi localizado um modelo-padrão publicado pela AGR.

Fonte: Elaboração FGV CERI, com atualização de dados pela Pezco Economics

Figura 4 - Limites de Elegibilidade para o Consumo Livre por Estado



Fonte: FGV CERI com informações estaduais.

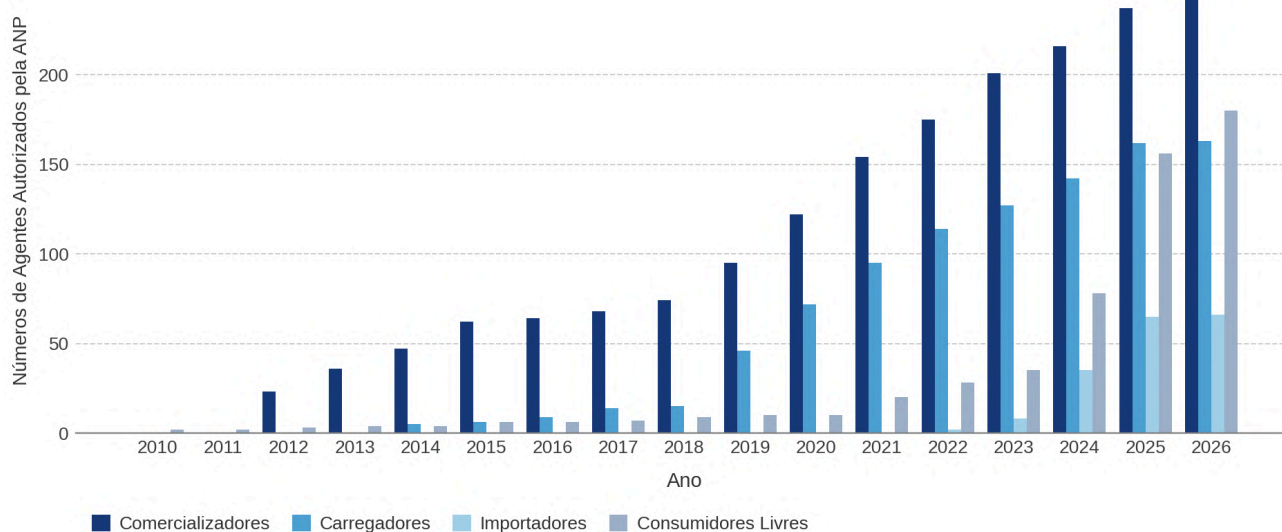
Embora os estados tenham a competência para estabelecer a elegibilidade ao consumo livre, por vezes os contratos de concessão estabelecem limites volumétricos para definição de consumo cativo às distribuidoras. Por exemplo, o contrato da CEG (Naturgy) no Rio de Janeiro define como elegibilidade para aquisição diretamente do produtor o consumo mínimo de 100.000 m³/dia. Embora a regulação estadual já tenha reduzido o limite de elegibilidade para 10.000 m³/dia apurado no intervalo de um ano, aplica-se ainda o volume previsto no contrato. Importa também ao tema se a aferição ocorre de forma global para o consumidor (por CNPJ) ou por

ponto de retirada de consumo, o que pode representar neste caso restrição adicional indevida para a livre comercialização.

A redução do limite para elegibilidade, a regulação de contratos de uso do sistema de transmissão por consumidores livres e outras medidas favoreceram o aumento da livre comercialização. Desde 2021, ano da aprovação da nova Lei do Gás, o número de consumidores livres cresce a taxa anual de cerca de 70%, alcançando 74 consumidores que já comercializaram diretamente a molécula, até fevereiro de 2025. No mesmo período, o número de comercializadores cresceu a taxa anual de 15% a.a., contando com 221 empresas em abril de 2025.

Nem todos os consumidores livres contratam diretamente a capacidade de saída no sistema de transporte. Apesar de haver cerca de 150 carregadores autorizados, em abril de 2025, apenas uma pequena fração contrata diretamente a capacidade de saída, correspondendo a 20% dos habilitados em dezembro de 2024 (Figura 6). Apesar da baixa fração de carregadores ativos, a participação está aumentando – em dezembro de 2021, apenas 6% dos carregadores autorizados atuavam ativamente na contratação do transporte.

Figura 5 - Limites de Elegibilidade para o Consumo Livre por Estado

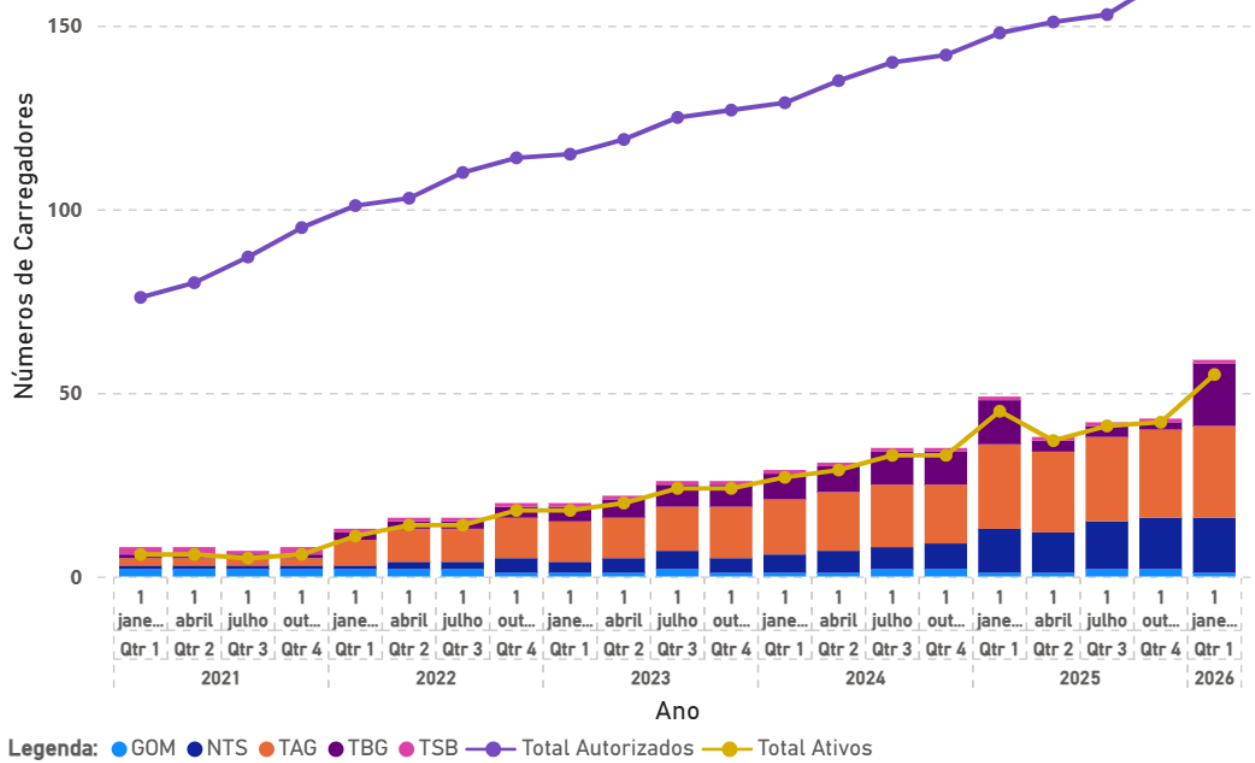


Fonte: Elaboração FGV CERI, com dados da ANP e atualização de dados pela Pezco Economics

A baixa participação de carregadores ativos reflete a complexidade para a contratação direta do transporte. A Petrobras permanece como carregadora em muitos contratos, reduzindo a participação ativa de consumidores nas áreas de mercado de capacidade.

A participação ativa dos consumidores como carregadores, contratando diretamente os produtos de transporte, leva a maior diversidade de agentes nas áreas de mercado de capacidade e favorece a emergência de um mercado com maior liquidez e concorrência para comercialização da molécula de gás natural.

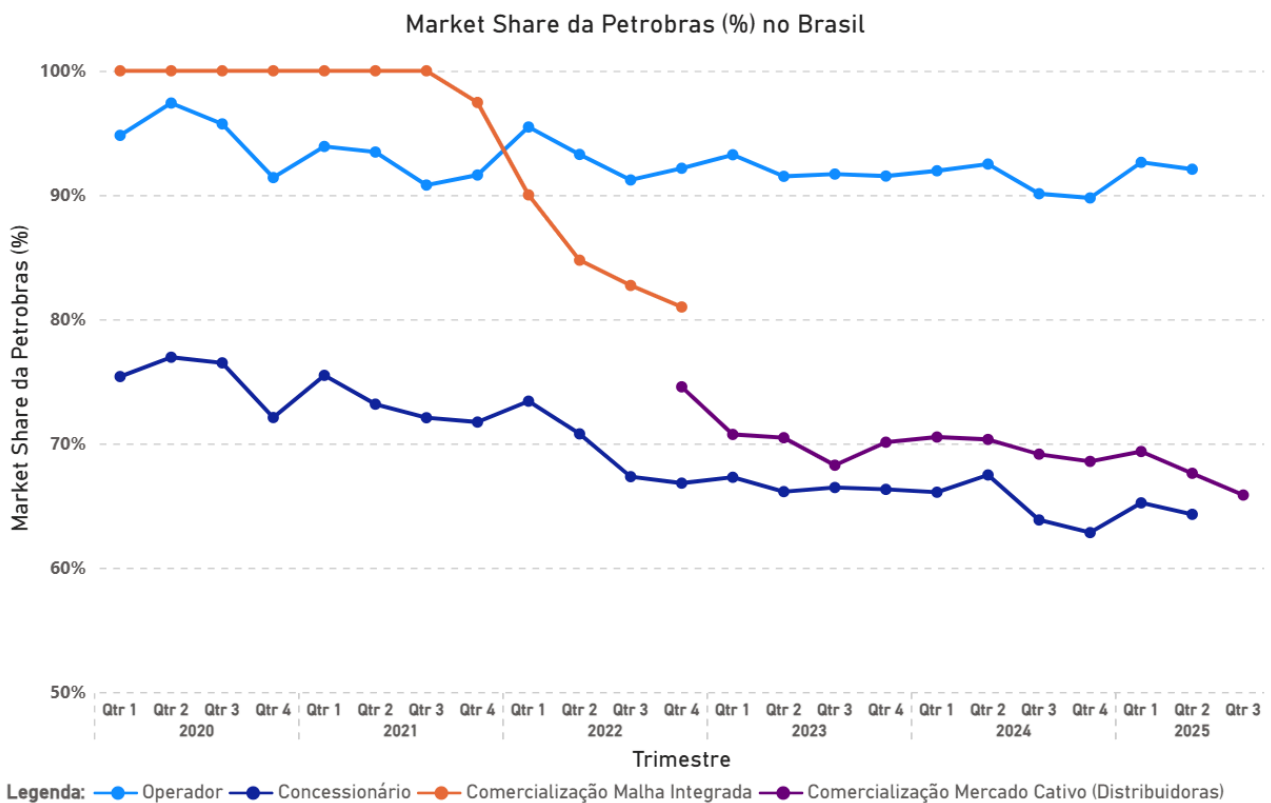
Figura 6 - Evolução do Número de Carregadores Ativos



Fonte: Elaboração FGV CERI, com dados da ANP e atualização de dados pela Pezco Economics

Como reflexo da maior competição no mercado, o market share da Petrobras no volume contratado de longo prazo pelas distribuidoras se reduziu de 75% em fins 2022 para 69% em fins de 2024, como indica a Figura 7. A abertura e a diversificação alcançadas nos últimos três anos é significativa em relação ao ponto de partida – em novembro de 2021, a Petrobras detinha 100% da comercialização de gás na malha integrada. Apesar da maior diversificação, a concentração do mercado medida pelo Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) permanece elevada (em torno de 5.000), indicando baixa competição em média.

Figura 7 - Evolução do Market Share da Petrobras



Fonte: Elaboração FGV CERI, com atualização de dados pela Pezco Economics

O dado para o *market share* global da Petrobras em todo o mercado, considerando também o mercado livre, não é possível de ser calculado com os dados públicos atuais, pois apenas o volume da comercialização no mercado cativo é publicado. Um dado agregado do volume do mercado livre comercializado por cada agente supridor poderia ser divulgado para permitir o acompanhamento da evolução da competição e desconcentração do mercado de gás, objetivos da reforma para a maior competitividade do energético.

2.1. Principais Barreiras para Migração ao Mercado Livre

A abertura para a livre comercialização do gás natural se beneficia da redução ou eliminação de consumo mínimo para elegibilidade; porém, inúmeros detalhes interferem na abertura efetiva do mercado. As condições para a elegibilidade afetam o acesso de fato à livre comercialização. Quanto menores as restrições, maior será a abrangência do mercado potencial. Neste sentido, deve-se evitar que (i) a elegibilidade seja contabilizada por ponto de retirada, sendo aferida por empresa (CNPJ), englobando todos os pontos de saída dentro do estado; (ii) o período para média de consumo mínimo seja de ao menos um ano; e (iii) não haja restrições indevidas para o retorno ao mercado cativo, ao menos em uma fase inicial de abertura.

Deve-se buscar a efetiva aplicação dos limites regulatórios de elegibilidade para o consumo livre, ajustando eventualmente os contratos de concessão caso haja restrição acima do previsto, com aditivos e reequilíbrios contratuais.

As regulações estaduais devem buscar introduzir tarifas e contratos de uso do serviço de distribuição de forma harmonizada com outros estados, reduzindo heterogeneidades. A receita das concessionárias deve ser neutra em relação às penalidades, com reversão para modicidade tarifária, e não deve replicar regras de balanceamento do transporte, os quais os carregadores já estão sujeitos na contratação de capacidade saída.

As regras de balanceamento devem ser aplicadas de forma semelhante para consumidores livres ou cativos, pois a decisão de livre comercialização deve estar focada em ganhos de competitividade na molécula, não em aspectos de rede. Ou seja, consumidores cativos não deveriam se beneficiar de socialização de custos – de flexibilidade, por exemplo – tornando a decisão de migração neutra em relação à rede.

Neste sentido, a figura do parcialmente livre pode adicionar complexidade à abertura, ao contrário da noção comumente difundida de favorecimento à migração. Invariavelmente, a comercialização concomitante nos dois mercados termina por abrir espaço para apropriação de benefícios e socialização de custos e riscos com demais usuários cativos, buscando assimilar o melhor dos dois ambientes, sobretudo se houver diferenciação no tratamento de livres e cativos quanto às condições de acesso à rede. Consumidores parcialmente livres podem socializar custos de flexibilidade no ambiente cativo e apenas capturar margem de comercialização no livre, com dificuldade para separação de penalidades pela concessionária de distribuição.

Por outro lado, não necessariamente a opção por ser parcialmente livre se traduz em estratégia oportunista do agente, podendo representar uma escolha que busca minimizar custos de transação do mercado livre, avançando na curva de aprendizado que a livre comercialização demanda. Como os custos de transação para

livre comercialização ainda são elevados no contexto de abertura inicial, com especial destaque para questões tarifárias de transporte, a escolha por ser parcialmente livre pode ser uma estratégia legítima, facilitando o crescimento do mercado e fomentando a competição. De todo modo, cabe ao regulador atentar para eventuais socializações de custo da figura do consumidor parcialmente livre, inibindo sua ocorrência especialmente com tratamento isonômico entre consumidores cativos e (parcialmente) livres nas condições de acesso à rede.

2.2. Riscos de Fechamento de Mercado

Outro aspecto relevante está na forma de contratação do mercado cativo. Deve-se garantir que a comercialização neste mercado não restrinja a comercialização para o mercado livre. Alguns editais de Chamada Pública para o mercado cativo incluem restrições quanto a oferta futura no mercado livre, exigindo ajuste do contrato para garantir as mesmas condições para a distribuidoras de eventuais e futuras ofertas a consumidores livres, em momentos temporais distintos, para os contratos vigentes no mercado cativo.

Por exemplo, o Edital da Chamada Pública nº 11/2024 da SCGás estabelece que o proponente deve oferecer a distribuidora: *“as condições de (i) preço e (ii) compromisso de retirada mínima de gás mensal e anual mais vantajosas que eventualmente venha a conceder a algum usuário no âmbito do mercado livre, em contratos para fornecimento de volumes de gás natural na mesma modalidade de fornecimento”*.

A exigência pode tanto restringir ofertas vantajosas ao mercado cativo, quanto inibir ofertas no mercado livre. Como esta matéria está restrita ao âmbito regulatório estadual, o processo de harmonização pode favorecer o aprimoramento das chamadas públicas, reduzindo cláusulas que reduzam a competição em ambos os mercados.

2.3. Transparência de Dados

A maior transparência e publicidade de dados é essencial para o desenvolvimento da indústria do gás e a abertura efetiva do mercado. Nesta direção, o acompanhamento da abertura requer dados que hoje não estão disponíveis, com destaque para o volume de gás transacionado no mercado livre, agregado por agente e tipo de contrato. Este dado é relevante para o cálculo de concentração do mercado e acompanhamento de outros indicadores de liquidez, como *“churn rate”*.

Os relatórios trimestrais de Acompanhamento da Abertura do mercado de Gás, publicados até 2022 pelo Comitê de Monitoramento da Abertura, reunia dados relevantes da abertura, incluindo indicadores que não são calculáveis com os dados público disponíveis, com destaque para o *market share* da Petrobras para todo o mercado (livre e regulado).

A ANP também divulgava dados referentes a Publicidade dos Preços de Gás Natural; porém, a última atualização ocorreu em novembro de 2024 com dados até agosto. Deve-se retomar a publicidade desses dados para acompanhamento e evolução da abertura. Nesta direção, deve-se avaliar a publicidade de preços médios contratados com maior granularidade e separação entre ambientes livre e cativo, sem comprometer a confidencialidade de contratos bilaterais do ambiente livre.

No plano estadual, dados relacionados ao universo de consumidores atendidos, extensão da rede e outros dados relevantes para a livre comercialização são fundamentais. A ABEGÁS fornecia esses dados, porém a publicação foi descontinuada. De toda forma, como são dados que as Agências estaduais já reúnem, poderia se aproveitar o processo de harmonização para dar publicidade.

A efetiva separação entre a atividade regulada de distribuição de gás e a atividade competitiva de comercialização requer também o acesso a informações para que o mercado potencial seja de fato competitivo, sem barreiras à entrada impostas pela comercialização dos incumbentes.

A articulação entre as Agências reguladoras pode favorecer a publicidade de dados agregados que favoreçam a compreensão do mercado atual. As Agências devem se articular para disseminar a detenção de dados relevantes que não sejam sensíveis, reduzindo assimetrias de informação. Quanto maior o grau de transparência e menor assimetria de informação, maior será a competição na oferta ao mercado livre.

A transparência e a publicidade de dados é matéria prioritária para ser tratada e harmonizada no fórum permanente dedicado à harmonização das regulações estaduais. Um observatório público de dados, com governança e neutralidade, pode favorecer a publicidade dos dados e a sua confiabilidade.⁴

⁴ O presente contempla o lançamento de um Observatório do Gás com dados sobre a abertura a evolução da reforma e da abertura do mercado, a exemplo do Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural, descontinuado em 2022.

3. Clareza na Atribuição de Funções e Competências nas Esferas Federal e Estadual

A Constituição Federal do Brasil de 1988 (CF/88, art. 177) estabelece o monopólio da União para quase todas as atividades da indústria de óleo e gás – incluindo segmentos de exploração e produção, importação e exportação, refino e processamento e transporte de petróleo, seus derivados e gás natural de qualquer origem. De outro lado, a CF/88 definiu (art. 25, § 2º) que “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado”. Desta forma, há uma separação constitucional clara de titularidade e competências legal e regulatória entre segmentos de *upstream* e *midstream* da cadeia do gás sobre a responsabilidade da União; e parte do segmento de *downstream* (relacionado aos “serviços locais de gás canalizado”) sobre responsabilidade dos estados.

A definição da dimensão e do escopo dos “serviços locais de gás canalizado” é tema controverso na fronteira entre as regulações federal e estaduais. De um lado, o alcance do *downstream* é maior do que a esfera destes serviços, englobando o suprimento por modais alternativos ao dutoviário, regulados expressamente pela ANP (art. 25 da Lei do Gás), com comercialização a granel (GNC ou GNL) sujeita à competição por modo rodoviário, ferroviário ou aquaviário. De outro lado, além do fato do conteúdo dos serviços locais estar delimitado ao gás canalizado; a atividade regulada de distribuição de gás natural canalizado não se confunde com a atividade competitiva de comercialização da molécula.

A regulação estadual tem a prerrogativa de determinar os limites de consumo para a elegibilidade à livre contratação da molécula (consumidor livre), permitindo a contratação direta; enquanto a ANP tem a competência federal para regular a comercialização de gás, com exceção da contratação regulada para o mercado cativo.

Na prática, leis e regulações de vários estados se sobrepõem em matérias de comercialização que são atribuídas à competência federal – a exemplo de exigência de registro dos comercializadores nos estados com requisitos próprios, garantias e incidência de taxas específicas. Esta sobreposição gera conflitos entre esferas de competência e produz multiplicidade de regulações que poderiam ser evitadas, dificultando o processo de harmonização e a criação de um mercado efetivamente nacional para comercialização da molécula. Ou seja, além de gerar conflitos de competência, a sobreposição dificulta a harmonização das regulamentações estaduais. Deve-se notar, entretanto, que são duas dimensões distintas: o conflito de competências e atribuições entre as esferas estaduais e a federal; e a falta de harmonização entre as regulamentações estaduais.

Além de sobreposição na comercialização, há casos de regulações estaduais que adentram em outras esferas de competência da União, como a classificação de gasodutos e a regulação ou monopólio para comercialização a granel por outros modais alternativos ao dutoviário. A falta de clareza na atribuição de funções e competência compromete, em última instância, o desenvolvimento do mercado de gás. Casos emblemáticos como a controvérsia sobre o fornecimento de gás à planta de liquefação da GásLocal e a classificação do Gasoduto Subida da Serra ilustram a complexidade da delimitação de fronteiras entre as competências federal e

estaduais, se traduzindo em conflitos federativos de difícil resolução. O processo de harmonização pode reduzir a heterogeneidade entre as regulamentações estaduais; porém, conflitos federativos devem ser superados para pacificar entendimentos e estabelecer fronteiras mais claras. Paralelamente, o avanço das regulamentações da Lei do Gás, a exemplo da regulamentação do artigo 7º sobre classificação dos dutos, pode reduzir o espaço de controvérsias e favorecer para maior clareza na atribuição de funções e competências.

3.1. Delimitação dos serviços locais de gás canalizado

O serviço local de gás canalizado consiste essencialmente na distribuição do gás em rede local capilarizada e entrega aos usuários finais. O serviço de distribuição – entrega do gás natural canalizado – não se confunde com o serviço de comercialização – venda do gás natural a usuários finais. Enquanto consumidores cativos só podem adquirir o gás canalizado da distribuidora; consumidores livres – definidos por regulamentação estadual – têm liberdade para comercializar o gás com outros agentes, arcando com a tarifa de distribuição do gás. O serviço de distribuição e a sua remuneração são independentes da comercialização do gás natural.

A clara separação entre atividades de distribuição e comercialização é essencial para estruturar indústrias de rede eficientes. A separação das atividades reconhece: (i) a natureza não competitiva dos segmentos de rede – o que requer regulação para garantir acesso e justa remuneração pelos investimentos; e (ii) a natureza competitiva da comercialização da molécula.

A ANP (2012) observa que, no Brasil, “a atividade de distribuição é caracterizada pela sua finalidade de uso”, na medida em que está atrelada à prestação de serviços locais de gás canalizado. Os arcabouços legais vigentes nos estados permitem, por sua vez, “o exercício simultâneo das atividades de movimentação por meio de dutos de distribuição e a de comercialização de gás natural aos consumidores finais”. Frente à dupla jurisdição das redes e ao fato de as concessões dos serviços locais de gás canalizado permitirem a exploração conjunta da distribuição (monopólio) e da comercialização (atividade competitiva) de gás natural, a separação entre transporte e distribuição torna-se ainda mais crucial.

A comercialização do gás é por natureza uma atividade competitiva: esse segmento admite de modo economicamente eficiente a participação de múltiplos agentes interessados. A competição na comercialização é desejável e racional para que a expansão na oferta – em termos de volume e de quantidade de supridores – possa beneficiar os consumidores. A competição na comercialização é geradora de eficiência econômica – alocativa e produtiva – e bem-estar, contribuindo para produzir sinais adequados para a utilização dos recursos no curto prazo e da expansão de longo prazo da indústria. Com este intuito, a comercialização é separada dos serviços de rede nos processos de abertura e liberalização, instituindo espaço legal para contratação direta da molécula de gás.

A extrapolação dos serviços locais de gás canalizado para além dos contornos técnicos-econômicos dos serviços de distribuição amplia a apropriação da renda regulada, em problema econômico reconhecido como “dupla

marginalização”, resultante da incidência acumulada de renda de monopólio na prestação dos serviços de rede e de comercialização.

A exclusividade de uma atividade potencialmente competitiva gera inevitavelmente perdas de bem-estar. Por um lado, há invariavelmente algum grau de assimetria informacional entre reguladores e regulados, o que abre brechas para elevar a incidência de margem em atividades reguladas. A assimetria tende a ser maior quanto menor a capacidade de comparação entre empresas reguladas, o que se observa na realidade das regulações estaduais no Brasil. Por outro lado, a exclusividade para a comercialização inibe a instituição de um livre mercado com ingresso e competição entre inúmeros agentes interessados, o que geraria por si só forças endógenas para ampliar o mercado atendido e explorar todas as oportunidades existentes, reduzindo potencialmente o preço médio praticado.

A eficiência do mercado depende da multiplicidade de agentes participantes e do grau de liquidez existente; portanto, depende da abrangência do mercado. Desta forma, o mercado livre para comercialização da molécula não deve ser determinado de modo isolado nos diferentes estados. A delimitação geográfica do mercado de gás natural deve ser supra estadual, pois a rede de transporte permite a movimentação e a entrega em distintas áreas de concessão. A abrangência supra estadual definida pelo alcance da infraestrutura de transporte existente é benéfica para a competição e constituição de um mercado nacional de gás natural eficiente, com ganhos efetivos de bem-estar para os agentes econômicos.

A liberalização do mercado atacadista e varejista não interfere na devida remuneração das distribuidoras pelo serviço de fornecimento do gás natural por dutos, através de tarifas reguladas. A liberalização da comercialização não se confunde com as atividades intrínsecas dos serviços de rede de distribuição local atribuídas aos concessionários. A remuneração regulada da atividade de distribuição deve ser clara e suficiente para cobrir os custos de operação e manutenção e a remuneração do capital, permitindo a adequada prestação e expansão do serviço.

A maior competição na comercialização do gás – adicionalmente à regulação dos segmentos não competitivos de rede – é fonte geradora de maior competitividade do preço do energético nos mercados existentes e potenciais. A maior competitividade do gás é crucial para a sua penetração na matriz energética, uma vez que o seu consumo concorre em todas as utilizações com outros recursos energéticos. Consequentemente, quanto maior a competição, maior a competitividade do gás, permitindo que um maior número de consumidores possa ser atendido ao longo do tempo.

A desverticalização das atividades de comercialização e distribuição é necessária não apenas para propiciar plenamente os ganhos descritos da competição no elo da comercialização, mas igualmente para favorecer a remuneração eficiente do serviço de distribuição. Dessa forma, a desverticalização das atividades de comercialização e distribuição deve acontecer também para o mercado cativo. Ao menos a separação contábil dessas atividades precisaria ocorrer para se permitir uma remuneração eficiente da distribuição. Com tal desverticalização, os riscos e os custos da atividade de comercialização seriam identificados com mais facilidade

pelo agente regulador, o que facilitaria a fiscalização e a busca de uma performance mais eficiente também na comercialização. Ademais, evitar-se-ia que o serviço de distribuição remunerasse os custos da comercialização, em subsídio cruzado de atividades que não contribui para a eficiência do serviço de comercialização, nem do elo da distribuição.

A desverticalização de ambas as atividades é importante também para evitar conflito de interesses, tendo em vista a atuação de grupos econômicos em ambas as atividades e em outros elos da cadeia produtiva do gás natural. Essa circunstância incentiva o *self dealing*, prática anticompetitiva que permite o fechamento de mercado, com potencial prejuízo para os consumidores. Para coibir o *self dealing*, além da desverticalização de tais atividades, são necessárias também outras medidas, como a realização de processo seletivo para a compra de molécula com regras explícitas coibindo a comercialização de empresas do mesmo grupo econômico. Além de chamada pública para aquisição da molécula, o processo se beneficia de transparência e aprimoramentos se houver consulta pública prévia do edital com as regras da contratação.

3.2. Classificação dos Gasodutos

A Lei do Gás ampliou a competência da ANP para classificar os gasodutos de transporte de acordo com características técnicas. O artigo 7º da Lei determina a classificação como gasodutos de transporte os dutos: de importação e exportação; interestaduais; os que interligam gasodutos de transporte a terminais de GNL, plantas de processamento e instalações de estocagem; e aqueles com características técnicas de diâmetro, pressão e extensão que superem limites estabelecidos em regulação da ANP.

Pela primeira vez, o marco legal permitiu a definição de parâmetros técnicos para classificação dos gasodutos, conferindo maior clareza à delimitação da fronteira entre as redes de transporte e distribuição. Os dutos existentes permanecem com a sua classificação vigente, inclusive aqueles em implantação ou em operação. Preserva-se ainda a classificação de dutos em implantação ou em processo de licenciamento ambiental em março de 2009 (art. 43). O decreto nº 10.712/2021 que regulamenta a Lei (art. 29) define expressamente como gasoduto em implantação aqueles que “tenham sido aprovados em decisões de órgãos competentes”.

A regulamentação dos critérios de classificação dos dutos de transporte pela ANP, como estabelece a Lei do Gás, contribuirá para reduzir o espaço de controvérsias e favorecer a maior clareza na atribuição de funções e competências.

3.3. Medição da Qualidade do Gás

A regulação da qualidade e especificação do gás natural nas redes está inserida na competência federal. A Resolução da ANP nº 982/2025 estabelece as especificações do gás natural, nacional ou importado, e as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam ou transportam o produto em território nacional.

A resolução estabelece que o agente vendedor e o importador de gás natural devem garantir a qualidade do produto a ser comercializado, realizar a análise das características físico-químicas e emitir o correspondente certificado da qualidade. Também define que o transportador deve monitorar a qualidade do gás natural para garantir que o produto se mantenha de acordo com a especificação estabelecida pela Resolução, bem como realizar a análise das características físico-químicas. A resolução também trata de excepcionalidades comerciais, para os casos de especificação diversa da estabelecida, por exemplo, quando ocorrer com o distribuidor de gás canalizado, sendo a entrega do produto realizada exclusivamente por veículo transportador de gás natural ou por duto dedicado, observadas: (a) manifestação de aceite do distribuidor em receber o gás natural com especificação diversa, acompanhada de manifestação de concordância da agência reguladora estadual; (b) garantia de que a mistura resultante do gás natural na rede de distribuição atenda à especificação constante do Anexo; e (c) envio mensal, pelo agente vendedor ou importador à ANP, conforme o caso, do boletim de conformidade do distribuidor comprovando o atendimento da mistura à especificação.

3.4. Plano de Contingência

A Lei do Gás estabelece que os planos de contingência devem ser estabelecidos pelos transportadores, em conjunto com os carregadores, consoante diretrizes do CNPE, e sujeito à aprovação pela ANP (art. 34). Segundo definição da Lei, entende-se por contingência a incapacidade temporária, real ou potencial, de atendimento integral da demanda de gás natural fornecido em base firme decorrente de fato superveniente imprevisto e involuntário, em atividades da esfera de competência da União, que acarrete impacto significativo no abastecimento do mercado de gás natural. Em situações de contingência, entende-se por base firme a modalidade de fornecimento ajustada entre as partes pela qual o fornecedor obriga-se a entregar o gás regularmente, enquadrado nesse conceito o consumo comprovado dos fornecedores em suas instalações de produção, de transporte, de processamento e industriais.

A Lei determina ainda que o plano de contingência deverá dispor, entre outros aspectos, sobre: medidas iniciais, quando couberem; protocolo de comunicação; medidas que mitiguem a redução na oferta de gás; consumos prioritários; e distribuição de eventuais reduções na oferta de gás de forma isonômica, atendidos os consumos prioritários e respeitadas as restrições de logística.

É fundamental que os planos sejam definidos e a sua aplicação se dê tanto para o consumo na malha integrada de transporte, quanto para regiões atendidas por outros modais. Neste sentido, deve-se buscar um plano de abrangência nacional.

3.5. Modais Alternativos ao Dutoviário

A exclusividade para a comercialização de gás natural a granel – através de GNC ou GNL – pela distribuidora local de gás canalizado, além de extrapolar limites da competência estadual, pode ser ainda mais deletéria para a expansão da indústria. A oferta livre e competitiva de GNL ou GNC é responsável por levar o gás a localidades ainda desprovidas de rede, contestando a viabilidade econômica da expansão da infraestrutura e

conferindo limites e bases econômicas para a competitividade do gás natural no consumo final. Frente a exclusividade conjunta de distribuição e comercialização, os consumidores finais (existentes e potenciais) de gás natural – tanto a granel, quanto por duto – enfrentam aumento indevido de tarifas e preços. O resultado é a redução da competitividade do gás natural vis-à-vis aos demais energéticos substitutos, o que compromete a utilização eficiente do recurso energético e a expansão potencial da indústria.

Não por outro motivo, a comercialização a granel do gás natural por modais alternativos (liquefeito ou comprimido) é atividade competitiva sujeita à livre iniciativa. Sem a necessidade de infraestrutura de rede regulada, não há razão para restringir a entrada na prestação da atividade fim (comercialização), possibilitando que mais agentes possam ingressar no mercado e concorrer para atender a demanda percebida; o que torna ineficiente qualquer exclusividade estadual sob alegação de “serviço local”.

De mesmo modo, a cobrança de margem de distribuição para consumidores supridos por modais alternativos ao dutoviário, em locais desprovidos de rede, extrapola o limite dos serviços locais de gás canalizado e transforma o monopólio da distribuição por dutos indevidamente em taxaço irrestrita, gerando perdas de bem-estar, comprometendo a competitividade do gás natural e reduzindo a penetração do energético na matriz.

Um aspecto sensível ao fornecimento por modais alternativos refere-se à possibilidade de competição entre GNL e o gás natural canalizado em locais onde já há rede física e oferta de GNL a consumidores finais. Em tese, o custo de liquefação torna o suprimento por redes naturalmente mais competitivo; porém, a oferta direta através dos terminais de regaseificação pode deslocar o consumo existente na rede. Nestes casos, a regulação estadual pode atuar para impedir um *by-pass* ineficiente que comprometa o desenvolvimento do mercado como um todo. O mesmo não deve ocorrer, entretanto, onde ainda não há suprimento por rede física; pois, neste caso, estaria se restringindo o acesso de consumidores potenciais.

A hipótese de captura de clientes âncoras por modais alternativos em cidades com expansão possível e ainda desprovidas de rede física – a exemplo das discussões de defesa da concorrência no caso emblemático da GásLocal no CADE – não deve ser suscitada como fonte de preocupação ou restrição para expansão da oferta a clientes potenciais sem acesso ao energético; ao contrário, deve-se incentivar a expansão competitiva da oferta em localidades ainda desprovida de infraestrutura e garantir que a rede não sofra *by-pass* indevido quando houver efetivamente a oferta de gás canalizado. Ou seja, a eficiência da rede, quando existente, não pode servir de subterfúgio para restringir a demanda em localidades ainda desprovidas de infraestrutura e oferta de gás natural.

3.6. Oferta de Biometano e Planejamento Integrado da Infraestrutura

A experiência do PEMAT alerta para as dificuldades e as limitações de um planejamento integrado determinativo para a expansão da infraestrutura na indústria do gás. A expansão da infraestrutura deve ocorrer sob sinalização econômica e a inserção do biometano na matriz deve percorrer as trajetórias mais eficientes possíveis, o que englobará diferentes modelos de negócio e vias distintas para acesso ao mercado.

Não há regra geral para definir a forma de conexão da oferta de biometano, se ocorrerá na rede de transporte em hubs de agregação, nas redes locais das distribuidoras ou por modais alternativos. A busca por mercados e competição entre diferentes ofertas guiarão as soluções locais para a monetização do recurso.

O biometano é um recurso energético distribuído e o seu aproveitamento pode se beneficiar da infraestrutura de rede existente para comercialização; porém, a rede não pode se tornar um fator limitador para a sua monetização. A universalização do gás canalizado como política não se justifica, tendo em vista a competição entre energéticos, a ausência de mercado cativo para o gás e a possibilidade de suprimento por modais alternativos ao dutoviário.

O plano de investimentos das concessionárias de distribuição de gás pode se beneficiar da oferta de biometano; porém, a decisão final da forma monetização deve respeitar a maior competitividade do energético. Neste sentido, o Plano Nacional Integrado de Infraestruturas pode prever possibilidades de agregação do biometano, mas não deve se articular de forma determinativa o modo de inserção deste recurso energético distribuído na oferta. O reconhecimento da natureza competitiva da oferta do biometano e da possibilidade de suprimento do gás a granel por modais alternativos é a chave para compreender que os modelos de negócio para sua monetização se traduzem em contestação desejável ao planejamento centralizado, buscando atender a demanda da forma mais competitiva possível. Este reconhecimento afasta falso dilemas relacionados à inserção do biometano na rede – se deve ocorrer na malha de distribuição local, na rede de transporte ou por modais alternativos. Ainda que o planejamento possa favorecer a agregação de oferta e demanda, a sinalização econômica e as forças do mercado devem guiar as melhores soluções para inserção competitiva do recurso.

Neste contexto, deve-se garantir que o monopólio dos serviços locais de gás canalizado não seja indevidamente extrapolado para englobar a oferta de biometano nas áreas de concessão, garantindo a competição na oferta a granel por modais alternativos. Já para a oferta a consumidores conectados na rede existente, as regulações estaduais podem evitar a prática de by-pass que comprometa a sustentabilidade da infraestrutura existente.

Um ponto adicional e complementar ao exposto sobre a desverticalização das atividades de comercialização e distribuição, que deveria ocorrer inclusive no mercado cativo, é que a falta da desverticalização e o referido monopólio no serviço de distribuição não deveriam ser utilizados para criar reservas de mercado para o biometano. Essas barreiras prejudicam a eficiência tanto na atividade de comercialização, como na própria expansão da oferta de biometano, prejudicando especialmente o consumidor cativo, que não pode optar pelo fornecimento mais eficiente de molécula.