

Acompanhamento do Processo de Abertura da Indústria do Gás Natural

Relatório de Diagnóstico

Abril/2024



Acompanhamento do Processo de Abertura da Indústria do Gás Natural

Relatório de Diagnóstico

**Estudo elaborado pelo FGV CERI para o MBC
(Movimento Brasil Competitivo)**



EQUIPE FGV CERI:

Joisa Dutra (Diretora)

Diogo Lisbona

Luciana Costa

Edson Gonçalves

Ícaro Hernandez

Marcelo Boavista

Gilberto Gomes



Sumário

Sumário Executivo	3
1. Introdução	9
2. Longo Percurso de Reestruturações para Abertura	12
2.1. Definições Constitucionais e a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997).....	12
2.2. A Primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009).....	14
2.3. Antecedentes para Reestruturação da Indústria.....	17
2.4. A Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021).....	25
2.4.1. Extensa Agenda Regulatória atribuída à ANP.....	29
2.5. Impacto da Reestruturação Medido pela OCDE (Indicador PMR).....	32
3. Panorama de Oferta e Demanda	35
4. Onde Estamos?	46
4.1. Acesso ao Transporte.....	46
4.1.1. Composição do Preço do Gás.....	49
4.2. Diagnóstico Concorrencial.....	50
4.3. Descontratação das Termelétricas a Gás Natural.....	60
4.4. Programa de Liberação de Gás (Gas Release).....	65
4.5. Processo de Desinvestimento da Gaspetro no CADE.....	67
4.6. Reorganização Societária na Distribuição.....	71
4.7. Arcabouço Legal e Regulatório dos Estados.....	74
4.7.1. Características dos Contratos de Concessão e Taxas de Remuneração.....	77
4.7.2. Mercado Livre de Gás Natural.....	78
4.7.3. Atualizações Recentes em Marcos Estaduais.....	80
4.7.4. Aprimoramento da Regulação no <i>Downstream</i>	83
5. Para Onde Vamos?	85
Referências Bibliográficas	91
ANEXO I – Resolução CNPE nº 3/2022	93

Sumário Executivo

A indústria do gás natural no Brasil atravessou importantes transformações nos últimos anos na direção de abertura do setor para a entrada de novos agentes e maior competição na oferta do energético. Entre as iniciativas do Gás para Crescer de 2016, do Novo Mercado de Gás de 2019 e do Gás para Empregar de 2023, o setor assistiu à promulgação de um novo marco legal, inovações infralegais e regulatórias, medidas no âmbito da defesa da concorrência e entrada de novos agentes em segmentos regulados de rede e competitivos de comercialização. Os avanços foram consistentes e atravessaram diferentes ciclos políticos, abrindo novas perspectivas para a maior competitividade e inserção do gás natural na economia brasileira.

A reestruturação da indústria do gás percorreu longo caminho de evolução rumo a um modelo bem definido (*target model*) na direção de abertura e concorrência. As medidas para introdução da concorrência na indústria do gás se iniciam com a abertura do setor de óleo e gás nos anos noventa (Lei nº 9.478/1997), permeiam tentativas pouco efetivas com a primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) e se intensificam a partir de 2016, com a articulação do Governo Federal através de programas coordenados para o setor. Os pilares da reestruturação foram estabelecidos a partir da definição de diretrizes claras para a nova organização da indústria e a sua transição, através de Resoluções do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), atualizadas pela Resolução nº 3/2022; de dispositivos da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021); e da implementação de medidas acordadas entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) no Termo de Cessação de Conduta (TCC), cristalizando a continuidade de desinvestimentos da Petrobras no setor para promover abertura e garantia de acesso de terceiros às suas infraestruturas essenciais.

O caminho de abertura da indústria do gás natural no Brasil é pavimentado pela reestruturação de sua indústria de rede, promovendo acesso às infraestruturas essenciais (escoamento, tratamento, terminais de regaseificação e estocagem) e à malha de transporte como plataforma para a movimentação da molécula e para a sua comercialização em área integrada de mercado. Os pilares da reestruturação da indústria para abertura do mercado nacional de gás residem: na desverticalização e separação (*unbundling*) de elos competitivos de não competitivos (rede); no acesso negociado e não discriminatório de terceiros às infraestruturas essenciais; na implementação de um sistema integrado de transporte, com certificação de independência dos transportadores; na contratação de capacidade por Entrada e Saída e na comercialização em áreas de mercado (hub); e na harmonização entre marcos regulatórios estaduais, observando as competências estaduais e federal, para facilitar e promover a abertura.

As mudanças legais e regulatórias recentes na indústria do gás natural, incluindo os desinvestimentos da Petrobras, alteraram condições estruturais de entrada ao mercado, registrando melhora do indicador de Regulação do Mercado de Produto (*Product Market Regulation – PMR*) calculado pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Os PMRs medem barreiras regulatórias à entrada e à concorrência de empresas em diversos setores e para a economia como um todo, constituindo uma métrica comparativa interna e externa entre diferentes países, além de indicar a sua evolução ao longo do tempo. A análise

para o PMR para o setor de gás capturou a melhoria das condições estruturais, com redução (melhoria) de 30% do índice brasileiro, atingindo a média de economias emergentes na indústria do gás; porém ainda 50% acima da média dos países da OCDE.

A principal via para um mercado aberto e competitivo é aprofundar a reestruturação em curso, dando continuidade com a maior celeridade possível à regulamentação dos dispositivos da Nova Lei do Gás. A extensa agenda regulatória a ser percorrida nos próximos anos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é ambiciosa. A construção de um mercado nacional de gás natural percorre um processo gradual e depende de persistência e regulamentação de dispositivos legais introduzidos pela Nova Lei do Gás, o que é crucial porque possibilita aproveitar o potencial de vários mecanismos e dispositivos desta norma para desenvolver um mercado pujante e competitivo de gás natural.

Embora o novo ambiente altere as condições estruturais de acesso ao mercado, viabilizando maior competição, a reforma não altera simultaneamente as condições estruturais de oferta e demanda. A maior abertura e o acesso ao mercado – às infraestruturas essenciais e ao transporte – são condições necessárias para a entrada de novos agentes e novas fontes, permitindo uma evolução da indústria mais eficiente e competitiva; porém, não são suficientes. A evolução da indústria e a competitividade do gás dependerão da entrada efetiva de agentes e novas fontes de oferta, o que tende a ocorrer com maior intensidade na medida em que se aprofundem e perenizem com estabilidade as regras e as condições de acesso, com segurança jurídica.

Após dois anos e meio da publicação do novo marco legal para o gás natural, a indústria começa a observar maior acesso às infraestruturas e diversificação na comercialização de gás a partir de movimentação da molécula por novos agentes na malha integrada de transporte, com menor concentração na oferta. A maior abertura é facilitada pela menor concentração na propriedade do gás no segmento de *upstream*, uma vez que a participação da Petrobras na produção se reduziu de 90% em 2010 para 70% em 2022 – ainda que permaneça responsável como operadora por cerca de 90% da produção –, o que propicia a comercialização direta desta produção por demais ofertantes, geralmente parceiros da Petrobras no *upstream*. A ANP projeta que a participação da Petrobras na produção de gás em bacias que ofertam molécula ao mercado deve se reduzir ainda mais até 2026 para 62,7%, facilitando a atuação direta pelos demais produtores. Por outro lado, a comercialização de gás permanece ainda altamente concentrada pela incumbente, sobretudo no Sudeste (100% do mercado). O acesso efetivo ao mercado depende das mudanças estruturais estabelecidas pela reforma, da abertura no plano estadual e da competitividade do gás ofertado.

O maior número de ofertantes de gás na malha integrada para distribuidoras e consumidores livres já evidencia potencial benefício da concorrência, registrando preço médio (sem impostos, ponderado pelo volume comercializado) cerca de 15% inferior ao ofertado pela Petrobras ao longo de 2022. O número de agentes autorizados pela ANP para comercialização, carregamento e importação de gás cresceu significativamente nos últimos anos. A participação da Petrobras na comercialização de gás no mercado não-termelétrico na malha integrada (*market share*) reduziu de 100% em fins de 2021 para cerca de 80% em fins de 2022, com a participação de 12 ofertantes (de 10 grupos econômicos distintos) de gás no sistema. Considerando apenas a área de mercado da malha da TAG, verifica-se menor concentração de oferta no Nordeste, facilitada pela maior diversificação de agentes atuantes e pelos desinvestimentos realizados pela Petrobras na região. A

redução do preço médio de 15% dos concorrentes já se reduziu em 2023 e as novas contratações já indicam descontos menores em relação ao preço praticado pela incumbente. Nas demais regiões, a Petrobras ainda é praticamente monopolista na produção e na comercialização.

Frente à baixa migração para o mercado livre no consumo de gás natural, a demanda ainda está majoritariamente concentrada na contratação das distribuidoras de gás canalizado, tornando os contratos de suprimento (GSA) para a distribuidoras estratégicos para permitir maior abertura ao mercado. A redução da contratação pela Petrobras com as distribuidoras poderia abrir espaço para comercialização por terceiros; porém, a Petrobras já está firmando contratos de longo prazo com a distribuidoras. Ainda que o novo contrato preveja a redução da quantidade diária contratada em até 2/3 do consumo atual por solicitação da distribuidora ou redução automática pela migração de consumidores à contratação livre, a pactuação de contratos de longo prazo deveria ser evitada em momento de abertura. Contratos longos podem refrear a busca por contratações mais vantajosas pelas distribuidoras, reduzindo o espaço para novos entrantes. Por outro lado, a migração ao consumo livre pode se tornar atrativa se houver oferta de gás mais competitiva do que o nível pactuado no contrato com a Petrobras. Em todo caso, a contratação de longo prazo acende um alerta para a evolução da comercialização nos próximos anos, demandando maior atenção do regulador federal e do órgão de defesa da concorrência, incluindo a avaliação de programas de *Gas* e *Capacity Release* (Liberação de Gás e de Capacidade) já contemplados como alternativa concorrencial pelo arcabouço legal-regulatório atual.

O balanço de oferta e demanda de gás natural no Brasil apresenta perspectivas de ampliação da oferta no médio prazo, ao passo que a demanda não-termelétrica permanece estagnada. A ampliação da oferta doméstica associada à produção de óleo do Pré-sal na última década e a expectativa de nova oferta até 2030 – associada sobretudo à entrada da Rota 3, do projeto Raia (BM-C-33) e do projeto de Sergipe Águas Profundas – apontam para aumento da disponibilidade interna do energético. Entretanto, parte do aumento da oferta deve compensar a redução da importação do gás boliviano, que deverá se reduzir a zero antes de 2030, e da produção de campos em operação. Já a competitividade do gás natural liquefeito (GNL) como fonte de contestação interna tornou-se incerta frente às transformações do mercado mundial após o conflito na Ucrânia e a maior demanda europeia para independência do gás russo. Do lado da demanda, o consumo industrial – principal segmento não-termelétrico – não cresce a mais de dez anos, sofrendo retração com a importação de produtos intensivos em gás natural; e o consumo termelétrico apoia-se principalmente sobre a importação de GNL como fonte de flexibilidade frente à variabilidade da disponibilidade hidrelétrica. Face ao horizonte de transição energética e descarbonização da economia, a maior competitividade do gás natural é elemento chave para a expansão sustentável da sua participação na matriz energética.

A nova lei do gás não afetou os contratos de transporte existentes entre a Petrobras e as Transportadoras, embora tenha determinado a adequação ao novo regime de entrada e saída. A Petrobras permanece com contratos legados de capacidade vigentes com vencimentos distintos. Na malha da NTS, os contratos legados têm vencimento entre 2025 e 2031, na TAG entre 2025 e 2033. Em ambas as malhas, o primeiro contrato a vencer representa cerca de 30% da capacidade contratada. A TBG já enfrentou vencimento de contratos legados correspondentes a cerca de 70% de sua capacidade. Desde 2019, a TBG passou a realizar chamadas

públicas para comercializar capacidade disponível na modalidade firme sob o modelo de entrada e saída. Para NTS e TAG, não foram realizadas até 2023 chamadas públicas para contratação de capacidade, permanecendo a contratação de serviços extraordinários em bases firmes. Em 2023, a ANP simplificou o processo de oferta e contratação de capacidade firme em gasodutos existentes, restringindo o processo regulado de chamada pública apenas para novos gasodutos ou ampliações. Com o término de parte dos contratos legados já em 2025, a ANP deverá definir a base de ativos, a taxa de remuneração e outros parâmetros para o cálculo das tarifas de entrada e saída da NTS e TAG.

A Petrobras ainda figura como carregadora integral (entrada e saída) nos contratos de compra e venda de gás natural na modalidade firme inflexível firmados com seus clientes. A Petrobras ainda repassa uma parcela de custo de transporte total (referente à utilização proporcional do conjunto de seus contratos de transporte no sistema integrado) uniforme para todos (tarifa postal). Ou seja, a parcela de transporte nos contratos recentes da Petrobras reflete um custo médio que não guarda relação com custo de fornecimento específico. Os novos contratos de suprimento da Petrobras já se aproximam do modelo de entrada e saída, passando a considerar um componente de entrada uniforme determinado no contrato e um de saída correspondente à tarifa de saída publicada pelas transportadoras para cada zona específica.

O completo desinvestimento da Petrobras no segmento de rede (transporte e distribuição) – restando apenas participação na TBG – promoveu profunda reorganização societária no âmbito das distribuidoras estaduais de gás natural canalizado. A Compass ampliou a sua atuação ao adquirir o controle acionário da Gaspetro (atual Commit), após aprovação do CADE decorrente do desinvestimento da Petrobras, e o da Sulgás através da alienação da participação do estado (RS). Neste processo, o poder público de alguns estados exerceu o direito de preferência previsto em acordo de acionista e ampliou a sua participação societária. A Mitsui, que já estava presente diretamente na composição acionária de algumas distribuidoras e indiretamente através de sua participação na Gaspetro adquirida em 2015, inaugurou nova fase societária com o controle acionário pela Compass e ainda avalia se exercerá o seu direito de preferência nas distribuidoras com participação remanescente da Commit no Nordeste. No Espírito Santo, a entrada da Energisa representa um novo *player* no cenário da distribuição. O processo em curso aponta para formação de blocos regionais: Compass e Naturgy tem presença concentrada nas regiões Sul e Sudeste; a Termogás possui participações no Norte e Centro-Oeste; e a Mitsui concentra maior atuação na região Nordeste.

Transformações em curso nos arcabouços legais-regulatórios dos estados demandam uma orquestração delicada para a transposição de dispositivos pró abertura e competição e para harmonização de regras de modo a facilitar o acesso e a comercialização. A maior parte dos estados atualizaram marcos legais e/ou regulatórios para o gás natural desde a publicação da Nova Lei do Gás federal, apresentando cenário bastante heterogêneo, abrangendo regulamentações para comercialização no mercado livre. Em 2023, diversas agências reguladoras estaduais realizaram consultas e audiências públicas voltadas para revisão de temas afetos à comercialização livre e as tarifas de uso da rede, com destaque para São Paulo, Rio de Janeiro, Sergipe e Amazonas.

Pontos de Atenção no Processo de Abertura do Mercado de Gás em Curso

- ✓ Aprofundar a reestruturação em curso, dando continuidade com a maior celeridade possível à regulamentação dos dispositivos da Nova Lei do Gás. A regulamentação pela ANP é fundamental para aproveitar o potencial de vários mecanismos e dispositivos da norma e conferir consistência, previsibilidade de regras e segurança jurídica;
- ✓ Retomar o acompanhamento e monitoramento do processo de abertura através da publicação de relatórios periódicos, conforme indicado pela Resolução nº 3/2022 do CNPE, por meio da articulação da esfera federal – MME, ME, ANP, EPE e CADE – propondo medidas adicionais quando necessárias;
- ✓ Ampliar as informações disponíveis e a transparência sobre a abertura de mercado em todos os segmentos (*upstream* e *downstream*) em observatório público, identificando o *market share* da incumbente, o volume comercializado entre produtores, o volume adquirido por usuários livres, a abrangência da comercialização das distribuidoras em suas áreas de concessão, entre outros indicadores;
- ✓ Priorizar a regulamentação do acesso negociado de terceiros às infraestruturas essenciais paralelamente ao monitoramento da concorrência efetiva no mercado, conferindo ampla e constante transparência às capacidades contratadas, disponíveis e ociosas das infraestruturas;
- ✓ Aprofundar e perenizar com estabilidade as regras e as condições de acesso para promover a entrada efetiva de novos agentes, garantindo previsibilidade para concretizar decisões finais de investimento que resultem em expansão de oferta e infraestrutura;
- ✓ A maior diversidade de ofertantes e ofertas de gás de natureza, procedência e composição de custos distintas – a exemplo de gás não-associado, não-convencional e biometano – podem alterar a composição da oferta e permitir portfólios mais diversificados e competitivos;
- ✓ Incentivar a padronização de contratos de transporte, abrangendo regras e definições de penalidades relativas à contratação e gestão da demanda e seu (des)balanceamento;
- ✓ Aprofundar a transparência da formação das tarifas de transporte e a previsibilidade de sua evolução, antecipando com a maior celeridade possível o processo de definição das bases de ativos decorrentes do início do vencimento dos contratos legados;
- ✓ Definir critérios para ampliação da capacidade de transporte, tendo em vista a necessidade de investimentos antecipados para acomodar a expansão da oferta prevista até 2030;
- ✓ Avaliar os impactos da descontração das termelétricas sobre as tarifas de transporte e articular soluções com o setor elétrico que evitem subsídios-cruzados ente setores e entre segmentos, garantindo a remuneração adequada da infraestrutura de gás necessária à disponibilidade exigida pelo despacho variável das termelétricas;

- ✓ Avaliar e mensurar dilemas regulatórios e seus impactos em termos das consequências para perda de liquidez no mercado e maior ociosidade da infraestrutura existente. A transição para o modelo de entrada e saída deve ponderar efeitos de maior sinalização locacional para as tarifas de transporte face ao aumento de tarifas e à redução da atratividade do gás em regiões mais remotas;
- ✓ Monitorar a transição para o mercado efetivamente concorrencial de modo a evitar a formação de monopólios regionais, como princípio de transição apontado pela Resolução CNPE nº 3/2022, por limitação de acesso às infraestruturas ou vantagens assimétricas na comercialização integrada das distribuidoras de gás – as quais não estão sujeitas à separação de atividade reguladas e competitivas no âmbito estadual, ao contrário das transportadoras que estão restritas à atividade regulada de rede no âmbito federal;
- ✓ Garantir a livre iniciativa e a concorrência de oferta por modais alternativos ao dutoviário – comercialização a granel via GNC e GNL –, sobretudo em áreas de expansão desprovidas de rede de gasodutos (transporte e/ou distribuição), permitindo que a alternativa mais eficiente possa atender o mercado potencial com os volumes de recursos disponíveis, expandindo o gás a consumidores que ainda não dispõem de oferta do energético;
- ✓ Articular iniciativas para abertura de novos mercados, a exemplo de corredores sustentáveis (também denominados de azuis) para o uso do gás natural no transporte – inclusive de carga, reduzindo emissões pelo deslocamento do diesel;
- ✓ Reduzir custos de transação para que as vantagens da migração para o mercado livre sejam percebidas e superem custos da inércia da contratação no mercado cativo, através de simplificação e harmonização de regulamentações estaduais e transparência de regras, preços e tarifas;
- ✓ Garantir processos licitatórios para contratação de gás para o mercado cativo das distribuidoras em chamadas públicas e coibir negociações bilaterais entre partes relacionadas (*self-dealing*), conferindo oportunidade de acesso isonômica e transparente;
- ✓ Ampliar a capacitação das agências reguladoras estaduais em processo contínuo e articulado entre os estados com a esfera federal, incentivando a cooperação entre as agências estaduais e a ANP e o aproveitamento de sinergias da atuação regulatória multissetorial para aplicação de melhores práticas, monitoramento, aprimoramentos e implementação de metodologias comparativas com incentivos à eficiência;
- ✓ Promover maior transparência dos componentes tarifários para os usuários finais e incentivar a separação da atividade de distribuição dos demais elos da cadeia produtiva do gás natural, inclusive da comercialização (ao menos contábil);
- ✓ Monitorar a desconcentração da oferta de gás no curto e médio prazo, avaliando impactos da contratação de longo prazo promovida pela incumbente para a ampliação do mercado livre e de eventual promoção de programas de liberação de gás (*gas release*).

1. Introdução

O presente relatório foi realizado pelo Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV CERI), como parte integrante do projeto “Reforma da Indústria do Gás Natural”, desenvolvido com o Governo Federal, através de convênio entre o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (MDIC) – Secretaria de Competitividade e Política Regulatória (Departamento de Melhoria do Ambiente de Negócio e Promoção da Concorrência) – e o Movimento Brasil Competitivo (MBC).

Este primeiro relatório é dedicado a um diagnóstico do processo de abertura da indústria, identificando avanços alcançados e obstáculos a serem enfrentados. O projeto está estruturado em torno de quatro frentes de atuação: a realização deste diagnóstico e de notas técnicas; o desenvolvimento de um observatório do gás natural, reunindo informações úteis e disponíveis sobre a indústria do gás e o seu processo de abertura; o oferecimento de curso de capacitação voltado principalmente para entes reguladores infranacionais, para contribuir com o processo de harmonização das regulações e capacitação do corpo técnico; e a realização de workshops e mesas redondas para discussão e disseminação de tema selecionados, incluindo conversas bilaterais ao longo de todo o projeto.

Para a realização deste relatório de diagnóstico, foram realizadas conversa bilaterais e uma mesa redonda (“Evolução da Reforma do Gás – Onde estamos, para onde vamos?”), sob regras de não-atribuição, realizada em setembro de 2023. A mesa discutiu, com representantes de diferentes segmentos da indústria do gás, os avanços e os obstáculos do processo de abertura e reestruturação em curso.

A indústria do gás natural no Brasil vivenciou importantes transformações nos últimos anos na direção de abertura do setor para a entrada de novos agentes e maior competição na oferta do energético. Entre as iniciativas do Gás para Crescer de 2016, do Novo Mercado de Gás de 2019 e do Gás para Empregar de 2023, o setor assistiu à promulgação de um novo marco legal, inovações infralegais e regulatórias, medidas no âmbito da defesa da concorrência e entrada de novos agentes em segmentos regulados de rede e competitivos de comercialização. Os avanços foram consistentes e atravessaram diferentes ciclos políticos, abrindo novas perspectivas para a maior competitividade e inserção do gás natural na economia brasileira.

A ampliação da oferta doméstica associada à produção de óleo do Pré-sal na última década e a expectativa de nova oferta até 2030 – associada principalmente à entrada da Rota 3 (novo escoamento de gás offshore), do projeto Raia (BM-C-33) e do projeto de Sergipe Águas Profundas (SEAP) – apontam para aumento da disponibilidade interna do energético. Entretanto, parte do aumento da oferta deve compensar a redução da importação do gás boliviano, que deverá se reduzir a zero antes de 2030, e da produção de campos em operação. Paralelamente, a competitividade do gás natural liquefeito (GNL) como fonte de contestação interna tornou-se incerta frente às transformações do mercado mundial após o conflito na Ucrânia decorrentes da maior demanda europeia para independência do gás russo. Do lado da demanda, o consumo industrial – principal segmento não-termelétrico no país – não cresce a mais de dez anos, sofrendo retração com a importação de produtos intensivos em gás natural; e o consumo termelétrico apoia-se principalmente sobre a importação de

GNL como fonte de flexibilidade para fazer frente à variabilidade da disponibilidade hidrelétrica. Face ao horizonte de transição energética e descarbonização da economia, a maior competitividade do gás natural é elemento chave para a expansão sustentável da sua participação na matriz energética.

Neste contexto, a abertura da indústria do gás natural no Brasil é forjada pela reestruturação de sua indústria de rede, promovendo acesso às infraestruturas essenciais (escoamento, tratamento, terminais de regaseificação e estocagem) e à rede de transporte como plataforma para a movimentação da molécula e a sua comercialização em uma área integrada de mercado. A construção de um mercado nacional de gás natural percorre um processo gradual e depende de persistência e regulamentação de dispositivos legais introduzidos pela Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021). A agenda regulatória a ser percorrida nos próximos anos pela Agência Reguladora federal (ANP) é ambiciosa, ao passo que as transformações em curso nos arcabouços legais-regulatórios dos estados demandam uma orquestração delicada para a transposição de dispositivos pró abertura e competição e para harmonização de regras de modo a facilitar o acesso e a comercialização.

O custo do gás natural está contemplado na agenda do Grupo de Trabalho para a Redução do Custo-Brasil, instituído em agosto de 2023 pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI), dentre os oito eixos de atuação para melhoria do ambiente de negócios. Consulta Pública para identificação de ineficiências que impactam o Custo Brasil, realizada pela Secretaria de Competitividade e Política Regulatória do MDIC, revelou que energia é a segunda causa mais citada (17%), após questões tributárias (19%). Dentre as 33 propostas para a redução do Custo Brasil, quatro são dedicadas ao Gás Natural:

- Aprimorar regulação de acesso (negociado) às infraestruturas essenciais do setor de gás (regulamentar art. 28 da Nova Lei)
- Desenvolver a produção *onshore* de gás natural (preços mais competitivos)
- Remover barreiras à entrada de novas empresas no mercado de gás natural (ampliação de investimentos e ofertas)
- Harmonizar regulações estaduais (eliminar restrições à figura do consumidor livre que impõem barreiras à redução de custos)

As condições estruturais para entrada de novos agentes estão colocadas, mas a estrutura de oferta e demanda subjacente não se altera repentinamente. A maior competitividade do gás natural dependerá do avanço de regulamentações e da estabilidade de regras de acesso, de dinamismo entre agentes em um ambiente de mercado efetivo, do monitoramento de poder de mercado, da entrada de novas fontes, da redução de custos de transação para a livre contratação, entre outros aspectos.

Para analisar os avanços já percorridos e identificar os obstáculos a serem enfrentados no processo de reestruturação e abertura da indústria do gás, este relatório está estruturado em cinco seções, incluindo esta introdução. O segundo capítulo percorre o longo percurso de reestruturação para abertura, apresentando os dispositivos

da Nova Lei do Gás. O terceiro capítulo apresenta breve panorama de oferta e demanda de gás atual e perspectiva para o médio prazo. O quarto capítulo é dedicado à análise do estágio atual do processo de abertura, apresentando: o acesso ao sistema de transporte e às infraestruturas essenciais, um diagnóstico concorrencial e aspectos referentes a programas de liberação de gás, a reorganização societária na distribuição de gás e temas relacionados a evolução recente dos arcabouços legais e regulatórios dos estados. O quinto e último capítulo apresenta pontos de atenção para cada segmento no processo de abertura e no estágio de transição em curso, enfatizando prioridades a serem seguidas e medidas imediatas para assegurar maior coordenação e articulação para abertura do mercado de gás. O Anexo I apresenta as diretrizes reunidas pela Resolução do CNPE nº 3/2022 vigente dedicada ao processo de reestruturação da indústria do gás no Brasil.

2. Longo Percurso de Reestruturações para Abertura

2.1. Definições Constitucionais e a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997)

A Constituição Federal do Brasil de 1988 (CF/88, art. 177) estabelece monopólio da União para quase todas as atividades da indústria de óleo e gás – incluindo atividades relacionadas aos segmentos de exploração e produção (pesquisa e lavra) de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos; a importação e exportação desses produtos e seus derivados; o refino; e o transporte marítimo ou por meio de conduto de petróleo, seus derivados e gás natural de qualquer origem. De outro lado, a CF/88 também 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 natural sobre a responsabilidade da União (esfera federal); e parte do segmento de *downstream* (relacionado aos “*serviços locais de gás canalizado*”) sobre responsabilidade dos estados (esfera estadual).

A Petrobras exerceu com exclusividade o monopólio legal do setor até 1995 – com exceção da comercialização varejista de combustíveis – quando a Emenda Constitucional nº 9 alterou o artigo nº 177 da Constituição para permitir a contratação de empresas privadas para exploração dessas atividades. No mesmo ano, a Emenda Constitucional nº 5 alterou o artigo nº 25 da Constituição para também permitir aos estados a concessão para empresas privadas da exploração dos serviços locais de gás canalizado. A abertura ocorreu em meio a reformas liberalizantes em diversas indústrias no país, com revisão do papel do estado e atração de capital privado em setores produtivos e de infraestrutura.

Neste contexto, a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) definiu as regras para o setor de óleo e gás, estabelecendo a concessão para exploração e produção dos recursos precedida de licitação (art. 23) e a definição dos royalties e outras participações governamentais nas rendas petrolíferas.¹ A Lei instituiu a agência reguladora (art. 7) – Agência Nacional do Petróleo (ANP), sintomaticamente ainda sem o gás natural em seu nome – e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Minas e Energia para definir políticas nacionais e diretrizes do setor energético (art. 2).

Pela Lei do Petróleo, a União deve manter o controle acionário da Petrobras (art. 62), permitindo que a empresa constitua subsidiárias, as quais podem se associar majoritariamente ou minoritariamente a outras empresas e consórcios. A Lei do Petróleo determinou a separação legal, exclusivamente para a Petrobras, de empresa responsável por deter, construir e operar os ativos de transporte de petróleo, gás natural e derivados (art. 65). Neste sentido,

¹ Em 2010, a Lei nº 12.351 incluiu na Lei do Petróleo o regime de partilha de produção dentre as possibilidades de contratação da União para explorar as atividades econômicas elencadas no art. 177 da CF/88. Em 2016, a Lei nº 13.365 retirou da Petrobras a exclusividade para contratar e operar blocos sob o regime de partilha de produção, conferindo-lhe manifestação de preferência prévia, sujeita a sua participação mínima no consórcio não inferior a 30%.

a Transpetro foi instituída em 1998 e os ativos de gás natural foram sendo incorporados na Transportadora Associada de Gás (TAG).

A Lei definiu o regime de autorização para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, derivados e gás natural (art. 56), bem como para estocagem e unidades de processamento (art. 53). O artigo 6º definiu o transporte como “*movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral*” e a distribuição de gás canalizado como “*serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal*”.²

De modo geral, a Lei nº 9.467/97 abordou o gás natural como um subproduto adicional do petróleo, sem considerar adequadamente as suas especificidades e a estrutura de indústria de rede requerida para a sua monetização. Assim, o primeiro marco legal não foi claro em questões particulares dos segmentos de *midstream* e *downstream*, deixando lacunas e áreas cinzentas a serem reguladas pela nova agência reguladora.³

Como será apresentado nas próximas seções, os marcos legais e regulatórios da indústria do gás no Brasil evoluíram em amplo processo de sucessivas reformas e aprimoramentos na direção de desverticalização, liberalização e abertura para introduzir efetiva competição no setor, partindo da Lei do Petróleo (nº 9.478/1997), passando pela primeira Lei do Gás (nº 11.909/2009) até culminar com a nova Lei do Gás (nº 14.134/2021), incluindo diversas resoluções do CNPE e da ANP (Figura 1).

Figura 1 – Evolução Sintética de Marcos Legais e Regulatórios para Abertura



Fonte: FGV CERI

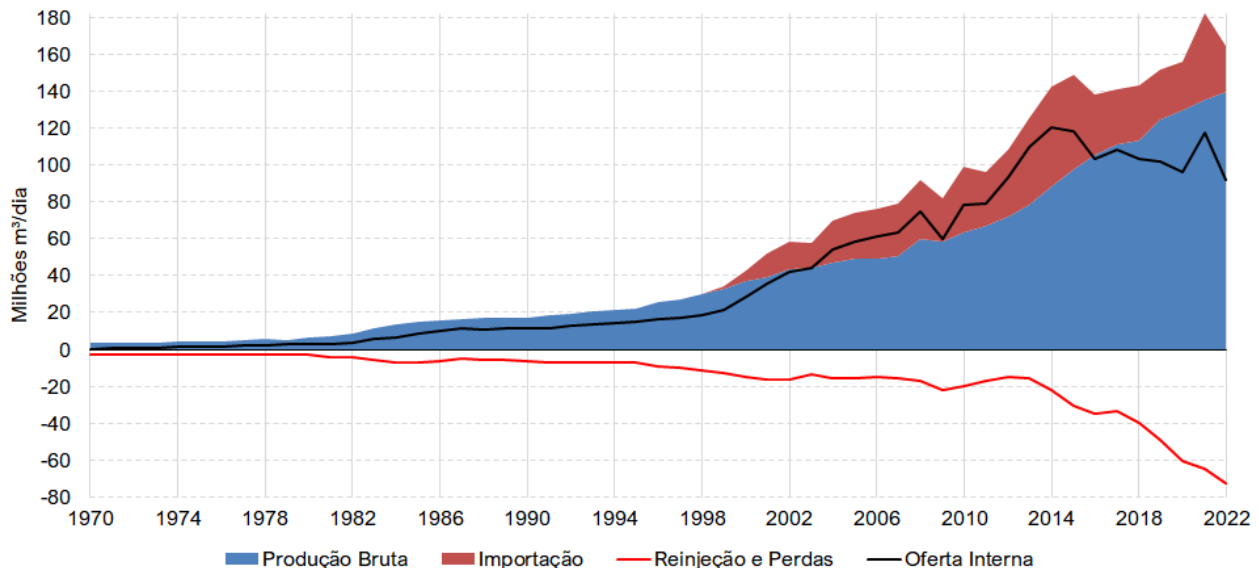
A utilização do gás natural em maior escala se desenvolve apenas após a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) em 1999 e do aumento da produção doméstica a partir dos anos 2000. Até 1998, o consumo total de gás no país não passava de 20 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), com parte considerável da produção não aproveitada (reinjetada ou queimada) e uso concentrado nas unidades industriais da Petrobras (Figura 2). A maior participação de atores na indústria após a abertura do *upstream* de óleo e gás nos anos

² A nova lei do gás (Lei nº 14.134/2021) revogou a definição de distribuição de gás natural canalizado da Lei do Petróleo por não separar dois elos distintos – a distribuição e a comercialização – na definição dos serviços locais. A nova lei limitou-se a definir a distribuição como “prestação dos serviços locais de gás canalizado”.

³ Conferir, por exemplo, Cordeiro et al. (2012), Colomer & Hallack (2012) e Romeiro & Amorim (2022).

noventa e a inserção crescente do gás natural na matriz pressionaram a necessidade de um marco legal específico para atender às particularidades da indústria do gás natural.

Figura 2 – Evolução da Composição da Oferta Interna de Gás Natural no Brasil



Fonte: FGV CERI com dados da EPE/MME (2023)

2.2. A Primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009)

A primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) foi resultante de mais de quatro anos de discussões no Congresso entre diferentes stakeholders e o seu decreto de regulamentação também demorou mais de um ano para aprovação (Decreto nº 7.382/2010).

A primeira Lei do Gás (nº 11.909/2009) concentrou-se no segmento de *midstream* – processamento, transporte, armazenamento, liquefação, regaseificação, importação e comercialização –, incluindo aspectos específicos do *downstream*. As atividades de exploração e produção (*upstream*) permaneceram sob a estrutura legal da Lei do Petróleo, enquanto a distribuição permaneceu sob a competência e a responsabilidade dos estados.

A fronteira entre transporte, distribuição e comercialização ficou mais bem definida com o primeiro marco legal do gás natural, que instituiu a livre comercialização para consumidores elegíveis. A lei instituiu as figuras do consumidor livre, do autoprodutor (produtor que usa parte do gás em suas instalações) e do auto importador (importador que usa parte do gás em suas instalações), determinando aos estados incorporar os novos segmentos de consumidores em suas estruturas jurídico-regulatórias e definir os limites mínimos para a elegibilidade.⁴

⁴ Comercialização direta de gás natural por esses agentes elegíveis não isenta a incidência da tarifa (margem) de distribuição relativa e remuneração do serviço local de gás canalizado.

No sentido de melhor separar os segmentos de transporte e comercialização, a lei definiu a figura do carregador – o “*agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte*”, mediante autorização da ANP –, distinguindo os serviços de movimentação da molécula nos gasodutos (transporte) da atividade de comercialização do gás. A lei também estabeleceu que a comercialização de gás deve ocorrer mediante a celebração de contratos registrados na ANP (art. 47), ressalvando a comercialização para o mercado cativo no âmbito dos serviços locais de gás canalizado (art. 25 da CF/88).

O gasoduto de transporte foi definido como “*gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII [transferência] e XIX [escoamento] do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal*” (art. 2º).⁵ Já a atividade de transporte foi definida como “*movimentação de gás natural em gasodutos de transporte, abrangendo a construção, a expansão e a operação das instalações*” (art. 2º).

A lei também permitiu a construção de gasodutos para uso dedicado e interesse específico de consumidor livre, autoprodutor ou importador se a distribuidora se recusar a investir (art. 46). Neste caso, a distribuidora opera o ativo com tarifa baseada em custo operacional e manutenção estabelecidos pelo órgão regulador estadual e o ativo é posteriormente revertido ao estado. Ou seja, a lei garante o investimento a ser feito independentemente da disponibilidade ou interesse da distribuidora, mas não permite o by-pass da rede de distribuição para o consumo final.

A Lei do Gás de 2009 procurou incentivar a entrada de novos atores no setor, com intuito de expandir o transporte em bases competitivas. Para tanto, a lei alterou o regime de outorga da atividade de transporte de autorização para concessão – ainda que expressamente por conta e risco do empreendedor (art. 3). A mudança teve inspiração no caso exitoso do setor elétrico brasileiro – o qual expandia transmissão e geração através de planejamento centralizado e competição pelo mercado mediante licitação periódica.⁶ Entretanto, ao alterar o regime de acesso, a nova legislação introduziu um complexo processo regulado para a concessão de novos gasodutos (por prazo de 30 anos, prorrogáveis), apoiada em planejamento e coordenação centralizados, com licitação precedida por chamada pública para manifestação de interesse para definição da dimensão da capacidade mínima de transporte.

A Lei do Gás reforçou o papel do Estado no setor, ampliando as responsabilidades do Poder Concedente (MME), da agência reguladora (ANP) e do órgão de planejamento (EPE) para coordenação do planejamento e da

⁵ Além do gasoduto de transporte, a lei define os gasoduto de transferência, como “*duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural*”; e os gasodutos de escoamento como “*dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação*”.

⁶ A autorização permanecia aplicada para gasodutos existentes e suas ampliações, gasodutos com construção já autorizada ou em processo de licença ambiental e gasodutos internacionais.

expansão da malha de transporte. A EPE deveria elaborar estudos de expansão da malha de gasodutos considerando os planos de investimentos dos transportadores, informações de mercado e diretrizes do MME. A partir desses estudos, o MME deveria publicar o plano decenal de expansão da malha de transporte (PEMAT) com revisão anual, indicando a expansão para os anos subsequentes. Já a ANP era responsável pela chamada pública e pela licitação dos novos gasodutos de transporte.

A lei assegurou o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, observados períodos de exclusividade reconhecidos aos carregadores iniciais, que viabilizaram o investimento, em gasodutos novos ou existentes (art. 32). O período de exclusividade para carregadores iniciais de novos gasodutos devia ser definido pelo MME (art. 3º), limitado a 10 anos (art. 11 do Decreto regulamentador nº 7.382/2010), visando conceder incentivo a exploração de novos mercados sem a concorrência de caronas. Para os dutos existentes ou em processo de licenciamento ambiental (já autorizados), o período de exclusividade foi estipulado em dez anos (art. 30).

O acesso de terceiros aos gasodutos foi estruturado por meio dos serviços de transporte, contratados por carregadores da molécula na malha, nas modalidades: firme, ofertado sobre capacidade disponível; interruptível, sobre capacidade ociosa; e extraordinário, sobre capacidade disponível (art. 33). A ANP ficou responsável por realizar a chamada pública para oferta de serviço de transporte firme em gasodutos novos ou existentes (art.34), deixando espaço para definição regulatória da forma de oferta de serviços interruptível (capacidade ociosa) ou extraordinário (disponível, mas ainda não ofertada como serviço firme), asseguradas a publicidade, a transparência e o acesso a todos interessados (art. 34). A cessão de capacidade do serviço de transporte firme ficou autorizada, a ser disciplinada pela ANP (art. 35).

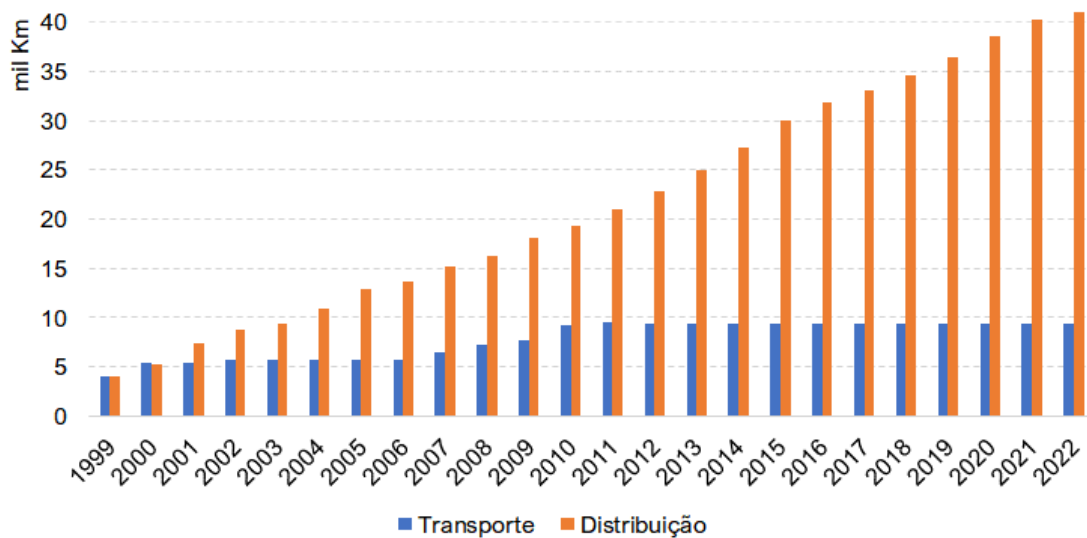
Além de ser responsável por regular o livre acesso, a ANP também ficou incumbida de definir tarifas máximas de transporte definidas para os processos licitatórios de novos gasodutos (art. 11), preservando-se as tarifas de transporte e os critérios de revisão estabelecidos para os dutos existentes (art. 31), assentadas em negociação entre as partes.

A lei alterou a outorga de estocagem de autorização para concessão, por conta e risco do empreendedor (art. 37); e permaneceu o instituto de autorização pela ANP para unidades de processamento (art. 43) e atividades de importação ou exportação (art. 36). A lei estendeu a autorização expressamente para unidades de liquefação e regaseificação e gasodutos de escoamento da produção e de transferência (art. 44). Sobre estes ativos (escoamento, tratamento, liquefação e regaseificação), entretanto, a lei não contemplou a obrigatoriedade de acesso de terceiros (art. 45).

Nos dez anos seguintes à lei, a malha de transporte não se expandiu (Figura 3). Por um lado, a regulação federal, sob a antiga Lei do Gás (nº 11.909/2009), revelou-se mais restritiva e burocrática para a concessão de novos gasodutos, a despeito das dimensões continentais do país; por outro lado, a regulação estadual incentivou a expansão da rede de distribuição em regiões de maior mercado potencial.

Durante a vigência da primeira Lei do Gás, apenas uma edição do PEMAT foi publicada. O plano decenal identificou nove gasodutos para expansão, totalizando cerca de 4,1 mil quilômetros de extensão; porém, apenas três gasodutos atenderiam critérios suficientes de demanda e oferta, dois dos quais com volumes de oferta ainda incertos. O planejamento centralizado indicava, por fim, apenas um gasoduto de 11 quilômetros para licitação, proposto pela Petrobras, a qual não foi realizada. Ficou evidente a incapacidade do mecanismo centralizado proposto de mitigar riscos e incentivar a expansão da malha. No âmbito da nova onda de aprimoramentos, o PEMAT foi substituído pelo plano indicativo de gasodutos elaborado pela EPE.

Figura 3 – Evolução da Malha de Transporte e de Distribuição no Brasil

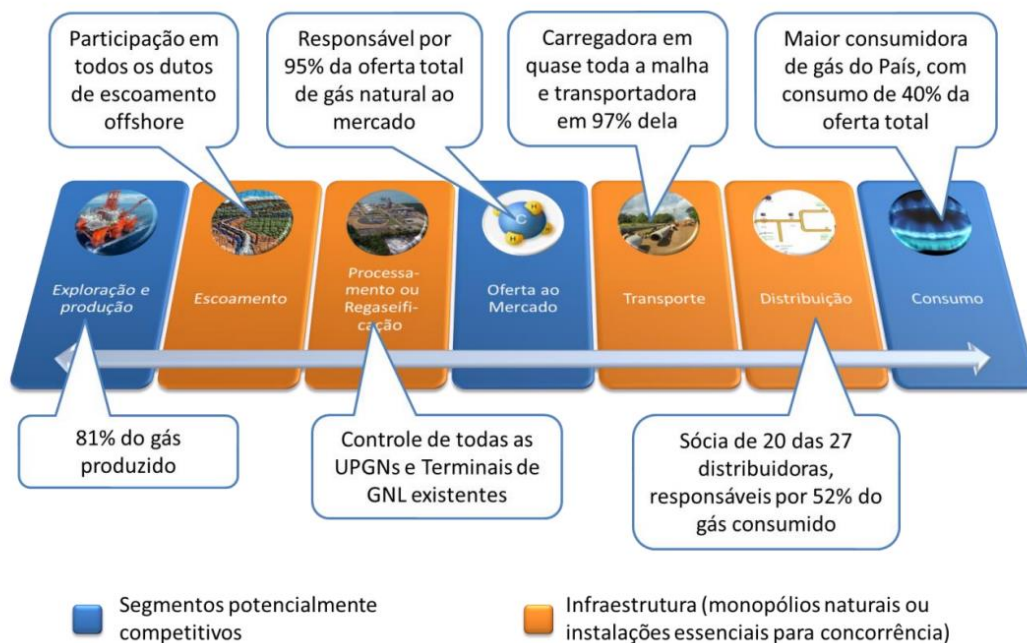


Fonte: FGV CERI com dados do MME (2023)

2.3. Antecedentes para Reestruturação da Indústria

Apesar da abertura do *upstream* nos anos noventa e da primeira lei do gás em 2009, a Petrobras permaneceu com participação monopolista em todos os elos da cadeia do gás natural – dominou o escoamento, o tratamento, o transporte e a importação (por gasoduto e terminais de regaseificação) de gás natural; consolidou participação acionária em inúmeras distribuidoras estaduais; e ainda figurou como importante consumidor do recurso energético em usinas termelétricas e fábricas de fertilizante. A participação da Petrobras na comercialização superava a sua atuação na produção de gás, pois adquiria gás de terceiros nos campos produtores, reduzindo uma possível contestação a sua posição dominante (Figura 4).

Figura 4 – Participação da Petrobras nos Elos da Indústria do Gás em 2016



Fonte: GPC (2016)

A primeira Lei do Gás não foi efetiva em promover abertura e desverticalização da cadeia. Buscando desenvolver um mercado competitivo de gás natural, em 2016 foi lançado o programa “Gás para Crescer” (GPC) que coordenou a implementação de aprimoramentos infralegais e a indicação de novas alterações legais. A iniciativa foi fundamental para pavimentar o novo marco legal do setor e a construção de um mercado nacional de gás.

O Programa foi estruturado em torno de dez frentes de trabalho, voltadas para temas específicos: (1) comercialização de gás natural; (2) tarifação por entradas e saídas; (3) compartilhamento de infraestruturas essenciais; (4) estímulo à harmonização entre as regulações estaduais e Federal; (5) incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural; (6) harmonização entre o setor elétrico e o de gás natural; (7) gestão independente integrada do sistema de transporte e instalações de estocagem; (8) política de comercialização do gás natural da parcela da União nos contratos de Partilha; (9) desafios tributários; e (10) apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou outras alternativas (GPC, 2016).⁷

Ainda em 2016, a Resolução do CNPE nº 10 definiu diretrizes para o desenho do novo mercado de gás, incluindo boas práticas internacionais, respeito aos contratos, atração de investimentos, aumento do dinamismo, diversidade e participação dos agentes e introdução de competição na oferta; e diretrizes estratégicas para a reestruturação do setor. Dentre estas, destacam-se: separação entre atividades concorrenciais (produção e comercialização) de monopolísticas (transporte e distribuição); avaliação da implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade; a redução dos custos de transação da cadeia e aumento da liquidez no

⁷ O relatório GPC (2016) e seus anexos constituem a base de análises e propostas que pavimentou o percurso de reforma da indústria do gás.

mercado através de hub(s) de negociação de gás; transparência de formação de preços, características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros; acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de regaseificação; reavaliação dos modelos de outorga de transporte e estocagem; harmonização entre regulações estaduais e federal; e aproveitamento do gás da União, em bases econômicas, com prioridade de abastecimento nacional e respeitando a livre iniciativa.

Paralelamente, a Petrobras reorientou a sua atuação na indústria do gás em resposta à crise financeira enfrentada em meados da década passada, desinvestindo em ativos para reduzir o crescente endividamento e concentrando a sua atuação para exploração das reservas do pré-sal. Nesse contexto, a redução da participação no setor de gás foi identificada como estratégica e de rápida implementação, atraindo capital privado para o desinvestimento de ativos existentes (*brownfield*) de transporte e distribuição de gás natural – NTS, TAG e Gaspetro – que contavam com receitas respaldados por contratos de longo prazo.

Em dezembro de 2015, a Petrobras alienou 49% da sua participação na Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. – que já possuía participação direta em algumas distribuidoras – pelo valor de R\$ 1,5 bilhão. O controle de 51% do capital da Gaspetro remanescente foi alienado para a Compass em julho de 2022 pelo valor de R\$ 2 bilhões, após aprovação pelo CADE em longo processo de discussão no âmbito da defesa da concorrência. Em abril de 2017, a Petrobras celebrou a venda de 90% da participação na malha da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), pelo preço aproximado de US\$ 5,2 bilhões, para o Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (FIP), gerido por afiliada da Brookfield Asset Management, a qual vendeu 7,65% do capital total da NTS para a Itaúsa nas mesmas condições. Em abril de 2021, a Petrobras alienou os 10% restantes de participação na NTS por fundo gerido por ambas outras acionárias no valor de R\$ 1,8 bilhão, resultando na composição acionária de 91,5% da Brookfield (via FIP) e 8,5% da Itaúsa. Em 2019, a Petrobras celebrou a venda de 90% das participações na TAG para a ENGIE e para o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) pelo valor de R\$ 33,5 bilhões. Em julho de 2020, os novos acionistas adquiriram os 10% restantes pelo valor de R\$ 1 bilhão, resultando na composição de 65% da ENGIE e 35% da CDPQ. A Petrobras permanece com participações acionárias na TBG (51%) e na TSB (25%).

Sob a esteira do programa GPC, da nova diretriz para o setor e dos desinvestimentos da Petrobras, a reestruturação avançou na direção de mudanças infralegais imediatas e na tramitação legislativa de um novo marco regulatório, que foi aprovado apenas em 2021. Dentre as medidas infralegais, destacam-se a retomada dos leilões de blocos exploratórios; alterações na portaria do MME nº 42/2006 para maior integração entre gás e eletricidade; e mudanças aportadas pelo Decreto nº 9.616/2018, que alterou o Decreto nº 7.382/2010 que regulamentava a primeira Lei do Gás.

A partir de 2017, os leilões de contratação de eletricidade no ambiente regulado contaram com modificações favoráveis às termelétricas a gás natural, permitindo: (i) sazonalização mensal da inflexibilidade, preservando inicialmente o limite máximo anual médio de 50%, cuja limitação foi extinta em 2021; (ii) indexação em dólares da parcela relativa ao custos de regaseificação do GNL; (iii) reajuste mensal da parcela de combustível para geração inflexível implícita na receita fixa, anteriormente anual; (iv) ampliação dos indexadores de combustível,

incluindo o NBP (National Balancing Point) e o JKM (Japan-Korea Marker) às opções anteriores que contemplavam apenas o Henry Hub e o Brent⁸; e (v) possibilidade de estratégias distintas de indexação das parcelas inflexível (receita fixa) e flexível (CVU). As mudanças reforçaram a tendência de maior contratação de térmicas a gás natural supridas por GNL importado em novos terminais de regaseificação, desconectadas da malha de transporte de gás. Entre 2014 e 2021, térmicas a gás natural responderam por 46% da energia contratada nos leilões de expansão, frente a apenas 12% no período entre 2005 e 2013.

Em 2018, o Decreto nº 9.616 alterou o decreto (nº 7.382/2010) da primeira Lei do Gás então vigente para, entre outras medidas: (i) destravar os estudos para expansão da malha de gasodutos do país, permitindo que a EPE elabore estudos indicativos; (ii) indicar a migração para o modelo de entrada e saída na malha de transporte, definindo o conceito de sistema de transporte de gás; (iii) determinar que a ANP estabeleça diretrizes para o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e terminais de regaseificação) e autorize, regule e fiscalize a atividade de estocagem; e (iv) determinar a articulação federativa para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas da indústria, mencionando explicitamente a regulação do consumidor livre.

O Decreto nº 9.616/2018 direcionou a reforma da indústria no sentido das diretrizes do CNPE, buscando a construção de um mercado líquido e competitivo de gás (molécula) através da separação entre a contratação da capacidade de transporte (no modelo entrada e saída) e a comercialização do gás nas respectivas áreas de mercado. As medidas indicativas foram incorporadas determinativamente na nova Lei do Gás de 2021.

Ainda em 2018, a Agência Internacional de Energia (IEA, 2018), publicou análise dedicada para reestruturação da indústria do gás no Brasil – “*Towards a competitive natural gas market in Brazil*”. O relatório focou nos desafios para abertura do sistema de transporte, reconhecendo de partida que o processo de reforma requer comprometimento de longo prazo, com clareza e consenso para medidas e etapas da reforma na direção de um mercado líquido, transparente e competitivo.

Dentre as recomendações da IEA (2018), destacam-se: (i) instituir a certificação de modelos de *unbundling* para os transportadores, garantindo acesso efetivo de terceiros à malha de gasodutos; (ii) definir códigos de rede que garantam a transição de um modelo integrado e verticalizado para a convivência de inúmeros atores; (iii) introduzir o sistema de Entrada e Saída para acesso à malha e contratação de serviços de transporte conjuntamente com os códigos de rede; (iv) analisar a fusão de áreas de mercado com um *roadmap* já estabelecido pelo regulador no início do processo; (v) adaptar os contratos de transporte existentes para o sistema de Entrada-Saída; (vi) introduzir um sistema de balanceamento que agregue portfólios de usuários, de modo que a liquidação de desbalanceamentos na rede ocorra no nível agregado; (vii) garantir a comercialização da molécula no ponto virtual de negociação (VTP), com requerimento para a Petrobras (incumbente) assegurar liquidez; (viii) garantir o acesso de terceiros ao transporte, introduzindo programas (temporários) de liberação de capacidade

⁸ O JKM reflete preços de hub de negociação de GNL na Ásia, onde há forte demanda por gás e escassez de oferta. O Henry Hub reflete preços de hub físico de gás nos Estados Unidos, com dinâmica independente do preço do petróleo após a revolução do *shale gas*. O NBP reflete preços de hub virtual no Reino Unido, com precificação mais próxima ao petróleo (mar do norte); enquanto o Brent é o petróleo negociado em contratos futuros na ICE.

e commodity; (ix) obrigar o planejamento de longo prazo da expansão da rede, induzindo e permitindo coordenação; e (x) conduzir uma investigação sobre o grau de competição no mercado de gás transcorridos alguns anos após a sua abertura para averiguar os efeitos da reforma e recomendar medidas adicionais, se necessário, para atingir os objetivos.

Baseada na experiência europeia, a IEA (2018) estimou que o processo de definição de regras para certificação dos transportadores e o desenvolvimento de códigos de rede poderiam ocorrer em até dois anos após o novo dispositivo legal, seguidos por mais dois anos para a sua implementação, completando quatro anos para que os elementos centrais da reforma para acesso ao transporte estejam em funcionamento.

Após a elaboração de amplo diagnóstico, a definição de modelo claro e consensual (*target model*) e a adoção de medidas infralegais, os anos seguintes aprofundaram o movimento de reforma gestado sob o Programa GPC. O programa Novo Mercado de Gás (NMG) estrutura as iniciativas do governo federal para a indústria do gás a partir de 2019, culminando na promulgação do novo marco legal federal para o setor em 2021.

A Resolução CNPE nº 4/2019 institui o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, coordenado pelo MME e composto adicionalmente pela ANP, EPE e CADE, com competências para propor medidas de estímulo à concorrência e encaminhar recomendações ao CNPE para diretrizes e aprimoramentos da política energética para o gás. O contexto da época vislumbrava, ainda, perspectiva de aumento de oferta da produção do gás associado do pré-sal e da importação de GNL frente a mercado com liquidez crescente e preços competitivos (NMG, 2019).

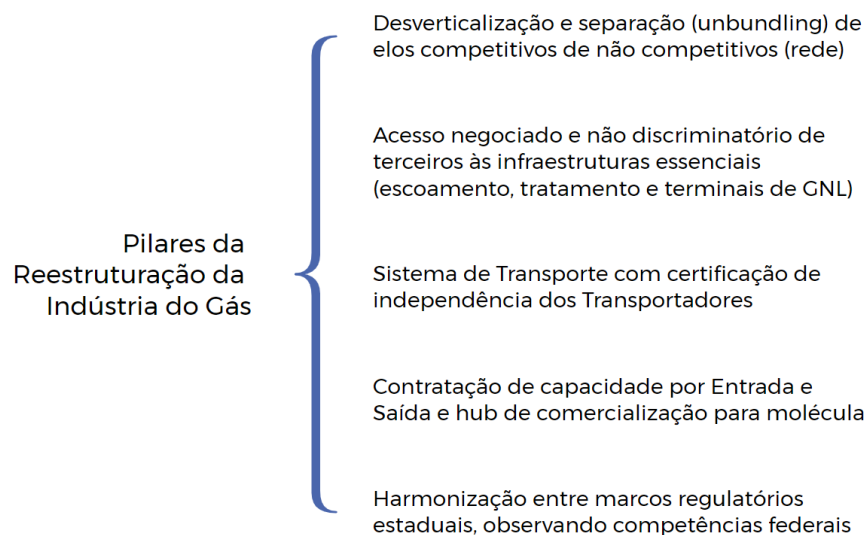
O Comitê assinalou medidas para se atingir um mercado concorrencial de gás, reforçando: garantia de acesso aos dutos de escoamento e unidades de processamento no segmento de exploração e produção; completa desverticalização no segmento de transporte, estendendo a separação para a Petrobras também na atividade de distribuição; instituição do modelo de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte, idealmente com hub único de comercialização em ponto virtual de negociação (PVN). Para transição, o Comitê propôs a liberação de capacidade de transporte pela Petrobras através de mecanismo de *capacity surrender*, disponibilizando capacidade de transporte com cessão automática frente à entrada de novos carregadores. A medida seria transitória enquanto não se elabora programas definitivos de liberação de capacidade e gás (Capacity e Gas Release).

Sobre a comercialização de gás na malha de transporte, o diagnóstico do Comitê reconhece a permanência do monopólio de aquisição de gás em relação a demais produtores pela Petrobras, única compradora de gás produzido internamente; e o monopólio de venda da molécula com transação entre partes relacionadas no *downstream*, uma vez que a Petrobras era a única vendedora de gás e ainda figurava em participações acionárias de diversos agentes compradores, incluindo distribuidoras de gás canalizado. Como analisado pela ANP (2018a), o Comitê enfatiza o prejuízo concorrencial do *self-dealing*, propondo desverticalização e separação das atividades (*unbundling*), privatização das empresas de distribuição através da alienação das participações

dos governos estaduais, além das participações da Petrobras; e aprimoramento e autonomia das agências reguladoras estaduais (NMG, 2019).

As extensas análises de diagnóstico da (ausência de) concorrência e as medidas propositivas para abertura do mercado, consolidadas pelos Programas GPC e NMG⁹, apontaram para cinco principais pilares da reestruturação da indústria do gás: desverticalização e separação das atividades (*unbundling*); acesso de terceiros às infraestruturas essenciais; sistema de transporte com certificação de independência dos transportadores; instituição do modelo de entrada e saída para contratação da capacidade de transporte e comercialização da molécula na área de mercado (hub); e harmonização das regulações estaduais, observando diretrizes e competências da esfera federal (Figura 5). Partindo de um modelo integrado verticalmente com posição monopolista da Petrobras, a reestruturação da indústria do gás assentada nesses pilares pavimentaria a abertura e o acesso ao mercado de gás, permitindo maior concorrência entre os agentes (Figura 6).

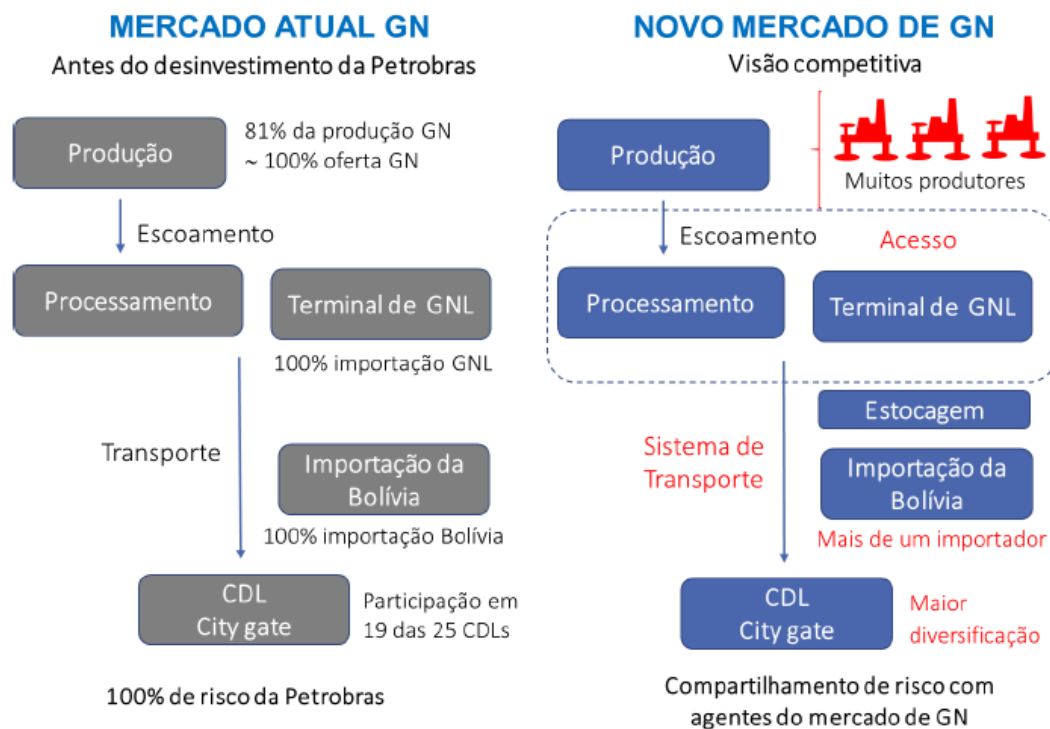
Figura 5 – Pilares da Reestruturação para Abertura do Mercado de Gás



Fonte: FGV CERI

⁹ Além dos Relatórios Técnicos desses programas, análises auxiliares dedicadas à indústria do gás no Brasil nesse período também consolidaram o diagnóstico concorrencial da indústria e ajudaram na construção de um *roadmap* para a reestruturação e abertura, a exemplo dos relatórios da IEA (2018 e 2021) e de Vazquez et al. (2017).

Figura 6 – Reestruturação do Mercado de Gás Natural



Fonte: NMG (2019), adaptado de ANP (2017b)

Em julho de 2019, a Petrobras firmou com o CADE um Termo de Compromisso de Cessação de Conduta (TCC) com objetivo de promover a abertura do mercado de gás através da realização de um conjunto de ações a serem tomadas pela Petrobras, incentivando a entrada de novos agentes. A adoção integral dos compromissos pactuados permitiria suspender Processos Administrativos em tramitação no CADE, instaurados entre 2014 e 2018, para investigar práticas anticompetitivas de abuso de poder dominante da Petrobras no setor. Dentre as medidas previstas pelo TCC – as quais contam com prazos estipulados, penalidade por descumprimento e monitoramento estabelecido – destacam-se os compromissos de:

- (i) alienar totalmente a participação da Petrobras nos ativos de rede de transporte e distribuição (NTS, TAG, TBG e Gaspetro) até 2021;
- (ii) definir de volumes de injeção e retirada máximos em cada ponto (ou zona) de entrada e saída, por área de concessão das distribuidoras e consumos próprios, eliminando flexibilidades e congestionamento contratual;
- (iii) promover adequações necessárias aos contratos de serviço de transporte vigentes para limitar a sua flexibilidade, de modo que os transportadores (TAG, NTS e TBG) possam ofertar a capacidade remanescente ao mercado, por entrada e saída, com a definição das respectivas tarifas de entrada e saída aplicáveis;

- (iv) declinar da exclusividade ainda remanescente em função de ser carregadora inicial, por força da primeira Lei do Gás, referente aos contratos de serviço de transporte vigentes;
- (v) negociar o acesso de terceiros às rotas de escoamento e unidades de processamento de gás natural, seguindo diretrizes do “Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para Acesso de Terceiros a Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN” do IBP, até a definição de regulamentação específica da ANP;
- (vi) cessar a contratação de novos volumes de gás de parceiros e terceiros, ressalvado as restrições por razões técnicas regulatórias e operacionais para viabilizar produção de gás ou processo de desinvestimento, ou ainda se houver interesse das demais partes em novos projetos (limitado a 20% do novo volume); e
- (vii) arrendar o Terminal de Regaseificação da Bahia.

Em julho de 2019, o Decreto nº 9.934/2019 institui o Comitê de Monitoramento da Abertura de Mercado de Gás Natural, coordenado pelo MME, com vigência até dezembro de 2022, com dever de divulgar relatórios trimestrais de acompanhamento da evolução da abertura.¹⁰

Ainda em 2019, a Resolução CNPE nº 16 definiu diretrizes para a promoção da concorrência no mercado de gás, com destaque para (i) acesso negociado à infraestrutura essencial (escoamento, processamento e terminais de regaseificação); (ii) independência dos transportadores; (iii) separação entre comercialização e distribuição de gás; (iv) transparência dos contratos de commodity para o mercado cativo das distribuidoras; (v) realização de programas de gas e capacity release; e (vi) adoção voluntária das melhores práticas regulatórias nos regulamentos estaduais.

Para a Petrobras, agente de posição dominante, a resolução define medidas estruturais, entre as quais: (i) o desinvestimento total das participações nas redes (transporte e distribuição) e (ii) a definição da capacidade em pontos específicos de entrada e saída do sistema de transporte, permitindo a oferta de serviços adicionais. A Resolução também recomendou que MME, ANP e EPE trabalhassem em conjunto para apoiar a capacitação das agências reguladoras estaduais. Com vistas à harmonização das regulamentações estaduais, as diretrizes do CNPE indicam medidas estruturais com ênfase em: (i) instituição de uma agência reguladora autônoma; (ii) privatização das concessionárias; (iii) incorporação dos consumidores elegíveis nas regulamentações estaduais; (iv) separação das atividades de comercialização e distribuição; (v) transparência dos contratos de commodity do mercado cativo e processo de licitação para contratação; e (vi) transparência na metodologia tarifária com incentivos corretos aos investimentos e à operação.

¹⁰ Foram publicados 14 relatórios trimestrais até o fim de 2022, enquanto esteve vigente o Programa Novo Mercado de Gás. O capítulo 4, na seção de diagnóstico concorrencial, apresenta resultados da abertura até o presente momento.

2.4. A Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021)

A Nova Lei do Gás (nº 14.134/2021) legisla sobre matérias relativas aos segmentos de transporte, importação e exportação, escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. A lei representou avanço para abertura do mercado e liberalização da indústria, na medida em que estabelece contornos mais precisos entre todos os segmentos da cadeia, garantindo acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais. A maior clareza sobre atribuições de cada segmento da cadeia e a divisão de competências entre a União e os estados, frente à jurisdição compartilhada da rede, é essencial para o êxito da reestruturação em curso. A nova lei (i) aprofunda a separação entre serviços de rede e comercialização; (ii) reforça a competência federal para a regulação da comercialização; e (iii) torna ainda mais clara a fronteira entre os serviços locais de gás canalizado e a rede de transporte, atribuindo expressamente competência para a ANP classificar os gasodutos de transporte de acordo com parâmetros técnicos.

A Lei reinstalou o regime de autorização para a construção e expansão de gasodutos, simplificando o processo regulatório para a expansão da rede. O regime de autorização é expressamente estabelecido por conta e risco do empreendedor, sem constituir prestação de serviço público (art. 1º). Ou seja, a receita não é garantida em nenhuma hipótese pela União; portanto, depende da efetiva utilização das infraestruturas. Deste modo, não há reversão à União dos ativos, sem direito a indenização por bens não depreciados ou não amortizados. Este modelo contrasta com a exploração dos serviços locais de gás canalizado, que constitui concessão de serviço público com indenização de ativos da base regulatória não amortizados ou depreciados ao fim do contrato.

A lei determina a autorização pela ANP para as atividades relacionadas a importação e exportação (art. 19), comercialização (art. 31), estocagem (art. 20), acondicionamento em tanques na forma gasosa ou líquida (art. 24), processamento (art. 26), plantas de liquefação ou regaseificação e gasodutos de transferência ou escoamento (art. 27).

A autorização para novo gasoduto de transporte deve ser precedida de chamada pública (art. 4º), regulamentada pela ANP para estimar a demanda efetiva de capacidade de transporte, contando com período prévio de contestação para permitir a outros interessados proporem projeto alternativo (art. 11).¹¹

A ANP também pode conduzir processo seletivo para identificar transportador interessado na construção ou ampliação de gasodutos, face à necessidade reconhecida que não tenha sido objeto dos planos coordenados de desenvolvimento da malha, assegurando direito de preferência, nas mesmas condições, ao transportador que tiver instalação ampliada (art. 12). Os transportadores devem permitir a interconexão de outras instalações, respeitados direitos dos carregadores existentes (art. 6º). Para novos gasodutos, a ANP pode estabelecer período de exclusividade aos carregadores iniciais sem acesso obrigatório (art. 18).

¹¹ Se houver mais de um transportador interessado, a ANP deverá promover processo seletivo para escolha do projeto mais vantajoso, considerando aspectos técnicos e econômicos.

Cabe à ANP estipular a receita máxima permitida de transporte e os critérios de reajuste, revisão periódica e extraordinária, embora a receita não seja garantida pela União (art. 9º). As tarifas são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, após consulta pública.

A Nova Lei institui a independência entre o segmento de transporte e as demais atividades competitivas (art. 5º), vedando relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural (atividades competitivas).¹² Os transportadores existentes que não cumpram as condições de independência previstas na Lei devem obter certificação de independência pela ANP, dentro de três anos da lei ou dois anos da aprovação da regulamentação.¹³

A ANP deve assegurar o acesso de terceiros interessados aos gasodutos, monitorar o congestionamento contratual, disciplinar a cessão de capacidade e promover programas de liberação de capacidade (*capacity release*) sob critérios a serem definidos (art. 18).

A Lei estabelece acesso negociado às infraestruturas essenciais relacionadas a gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de regaseificação de GNL (art. 28). O proprietário tem preferência no uso de sua instalação e deve elaborar código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, assegurando publicidade e transparência. Cabe a ANP decidir sobre eventuais controvérsias caso não seja acordada outro meio de resolução de disputas. A Lei também assegura o acesso de terceiros à estocagem subterrânea, nos termos de regulação da ANP, que pode estabelecer período de exclusividade ao empreendedor (art. 22) e deve aprovar as tarifas de acesso regulado (Decreto nº 10.712/2021, art. 13).

A Lei ampliou competência da ANP para classificar os gasodutos de transporte sujeitos a características técnicas. A lei estabelece (art. 7º) a classificação para 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.¹⁴

Pela primeira vez, o marco legal permitiu a definição de parâmetros técnicos para classificação dos gasodutos, esclarecendo os limites entre as redes de transporte e distribuição. Os dutos existentes permanecem com a sua classificação vigente, inclusive os dutos em implantação ou em operação. A lei preserva ainda a classificação de dutos em implantação ou em processo de licenciamento ambiental em março de 2009 (art. 43). O decreto

¹² Pela nova lei do gás (art. 5º, § 2º), também "é vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador".

¹³ A ANP poderá credenciar entidades para certificar o enquadramento de independência dos transportadores (Decreto nº 10.712/2021, art. 25).

¹⁴ O Decreto nº 10.712/2021 (art. 8º) especifica que os limites técnicos para classificação dos dutos pela ANP poderão ser diferenciados pela finalidade dos gasodutos e abre espaço para ressalva quanto a classificação de transporte, ainda que atendido os critérios definidos pela ANP, desde que não implique em impacto ou conflito com estudos de planejamento de planos coordenados de desenvolvimento e a influência do projeto seja restrita ao interesse local.

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 malha de transporte poderá ser organizada em sistemas de transporte com respectivas áreas de mercado para oferta de serviços de transporte e comercialização da molécula (art. 13). O sistema poderá ter mais de uma área de mercado de capacidade e a ANP deverá regular de forma a favorecer o processo de fusão entre elas (Decreto nº 10.712/2021, art. 10).

A lei institui o regime de contratação de capacidade por entrada e saída para os serviços de transporte, com contratação independente para entrada e saída do sistema (art. 13). A receita máxima permitida considerada para o cálculo das tarifas de transporte devem considerar a sinalização dos custos associados ao sistema de transporte, com critérios de eficiência e competitividade.

Transportadores que operam em mesma área de mercado de capacidade devem constituir um gestor de área de mercado, nos termos da regulação da ANP (art. 14), responsável por: ofertar serviços de transporte padronizados de forma transparente, não discriminatória e pública; calcular e alocar capacidade nos pontos de entrada e saída, nos termos da regulação da ANP; assegurar o balanceamento; elaborar códigos comuns de rede, plano de contingência e plano de desenvolvimento da malha para garantir suprimento de horizonte decenal. Para o balanceamento, é permitido a contratação de serviços de armazenamento, acesso a terminais de GNL, entre outros recursos. Já os carregadores devem constituir um conselho de usuários para monitorar a performance operacional e os investimentos na malha de transporte (art. 17), com representatividade de agentes (produtores, comercializadores, distribuidoras, consumidores e membros independentes), com estrutura de governança aprovada pela ANP, elaborando relatórios periódicos com não conformidades verificadas.

A atividade de comercialização de gás pode ser exercida, mediante autorização pela ANP, por distribuidoras de gás canalizado, consumidores livres, produtores, autoprodutores, importadores, autoimportadores e comercializadores, preservando a venda de gás pelas distribuidoras a seus mercados cativos (art. 31). Os contratos devem ser registrados na ANP ou em entidade por ela habilitada. A ANP deve estabelecer o conteúdo mínimo dos contratos padronizados, proibindo cláusulas anticompetitivas.

Os contratos de transporte vigentes devem ser adequados para refletir o novo modelo de contratação em até cinco anos da publicação da lei ou até três anos da regulamentação da ANP, o que expirar por último, preservando a receita auferida pelos transportadores nos respectivos contratos (art. 44). A ANP poderá considerar, no processo tarifário, a compensação por eventuais prejuízos às partes, desde que devidamente comprovados (art. 44).

É competência expressa da ANP a responsabilidade de assegurar um ambiente competitivo do mercado de gás (art. 33), devendo acompanhar o funcionamento do mercado e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás (Gas e Capacity Release). Estas medidas incluem desconcentração de oferta e cessão de capacidade de transporte, escoamento ou processamento; venda de parte do gás de agentes com elevada participação no mercado, através de leilões, com preço mínimo inicial,

quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo (art. 33). O órgão de defesa da concorrência deve se pronunciar previamente à aplicação destes mecanismos.

A lei reforça a articulação entre a União, por intermédio do MME e ANP, e os estados para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas, inclusive em relação à regulação do consumidor livre, com mecanismos necessários à implementação definidos em regulamento (art. 45).¹⁵

A lei preserva a jurisdição federal para a comercialização de gás natural a granel (GNL e GNC) por modais alternativos ao dutoviário (rodoviário, ferroviário e aquaviário), com articulação da ANP com outras agências para adequar a regulação estadual, quando pertinente (art. 25).

A lei também replica o dispositivo que permite a consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores construir e implantar, diretamente, dutos de interesse específico, cujas necessidades de movimentação de gás não possam ser atendidas pela distribuidora estadual. Neste caso, deve ser celebrado com a distribuidora um contrato para operação e manutenção das instalações – com tarifa definida pelo órgão regulador com razoabilidade, transparência e publicidade – e os ativos devem ser incorporados ao patrimônio estadual mediante justa e prévia indenização após a sua total utilização. Caso os ativos de interesse específico sejam implantados pela distribuidora, as tarifas devem considerar os custos específicos de investimento e operação e manutenção. A distribuidora pode ainda solicitar que a infraestrutura seja dimensionada para viabilizar o atendimento a outros usuários, caso seja implantada pelos agentes, negociando contrapartidas necessárias sob a arbitragem do órgão regulador estadual (art. 29).

Face à atribuição estadual dos serviços locais de gás canalizado e a impossibilidade de determinar no âmbito federal a completa separação entre atividades de distribuição e comercialização, a exemplo da determinação para as redes de transporte, a lei federal buscou reduzir o âmbito de influência dentro de grupos verticalizados. Neste sentido, a lei veda aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou diretoria, ou representante legal de empresas ou consórcio que atuem nas atividades competitivas (exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização) ter acesso a informações concorrencialmente sensíveis e poder designar ou eleger membros da diretoria comercial, de suprimento ou representante legal das distribuidoras (art. 30). A lei determina prazo de três anos para adequação aos requisitos estabelecidos.¹⁶

A lei ainda revoga dispositivo legal que impede a participação de distribuidoras de energia elétrica na atividade de distribuição de gás natural canalizado (art. 48), revertendo vedação instituída em 2016. Ao retirar

¹⁵ Poderão ser adotados mecanismos como formação de redes de conhecimento coordenadas pelo MME e integradas por representantes de entes federativos; e proposição pela ANP de diretrizes para regulação estadual dos serviços locais de gás canalizado, com adesão voluntária (Decreto nº 10.712/2021, art. 27).

¹⁶ A ANP poderá credenciar entidades para certificar às exigências de independência dos agentes que exercem atividades concorrenciais em relação às distribuidoras (Decreto nº 10.712/2021, art. 25).

barreiras indevidas entre a gestão de infraestrutura de redes distintas, a lei permite o aproveitamento de sinergias com a integração horizontal por grupos controladores, a exemplo do que ocorre em outros países.

2.4.1. Extensa Agenda Regulatória atribuída à ANP

Dentre o extenso rol de atribuições regulatórias, a Nova Lei do Gás elenca as seguintes determinações para regulação específica da ANP:

1. Regular informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de GNL (art. 2º)
2. Regular a certificação de independência dos transportadores (art. 5º)
3. Regular a interconexão de outras instalações de transporte de gás natural (art. 6º)
4. Definir critérios para classificação dos gasodutos de transporte, estabelecendo limites mínimos para características técnicas de diâmetro, pressão e extensão (art. 7º)
5. Definir regras específicas a serem observadas para gasodutos interestaduais destinados à interconexão entre gasodutos de distribuição (art. 7º)
6. Definir critérios para proposta e aprovação de tarifas de transporte (art. 9º)
7. Regular o serviço de transporte interruptível, sem garantia firme de recebimento ou entrega, podendo ser interrompido nas situações previstas em contrato (art. 3)
8. Regular a organização dos sistemas de transporte de gás natural (art. 13)
9. Regulação sobre mecanismos de repasse de receita entre transportadores (art. 13)
10. Habilitar e celebrar acordo de cooperação técnica com eventual entidade administradora de mercado organizado de gás (art. 3 e 31)
11. Regular a receita máxima permitida de transporte, estabelecida com base nos custos e despesas vinculados à prestação dos serviços e às obrigações tributárias, na remuneração do investimento em bens e instalações de transporte e na depreciação e amortização das respectivas bases regulatórias de ativos, considerando critérios de eficiência e competitividade (art. 3 e 13)
12. Regulação sobre Gestor de área de mercado (art. 14)
13. Regulação para cálculo e alocação de capacidade de transporte nos pontos de entrada e saída (art. 15)
14. Regulação sobre o plano coordenado de desenvolvimento do sistema, proposto pelos transportadores, o qual contempla providências para otimização, reforço, ampliação e construção de novas instalações; com objetivo

de atendimento da demanda por transporte, diversificação das fontes de gás e segurança de suprimento em horizonte decenal (art. 3 e 15)

15. Regulação sobre contratação de serviços de armazenamento acesso a terminais de GNL ou outros serviços eventualmente necessários para balanceamento (art. 15)
16. Aprovação da estrutura de governança do Conselho de Usuários (art. 17)
17. Regulação da ANP para estabelecer mecanismos compulsórios de cessão de capacidade de transporte (art. 18)
18. Definição de formações geológicas e regras para autorização da atividade de estocagem subterrânea de gás (art. 20)
19. Articulação com agências reguladoras estaduais para adequar a regulação do transporte por outros modais alternativos ao dutoviário (art. 25)
20. Diretrizes da ANP sobre acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento, instalações de processamento e aos terminais de GNL (art. 28)
21. Estabelecer o conteúdo mínimo dos contratos (padronizados) de comercialização, bem como a vedação a cláusulas que prejudiquem a concorrência (art. 30)
22. Mecanismos de redução da concentração na oferta de gás, os quais incluem, ouvindo o órgão de defesa da concorrência: desconcentração de oferta e cessão compulsória de capacidade de transporte (Capacity Release), escoamento e processamento; programa de venda de gás por meio de leilões (Gas Release) com definição de volumes, preço mínimo inicial, quantidade e duração; e restrições de venda de gás entre produtores, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional (art. 33)
23. Aprovação do Plano de Contingência (art. 34), com diretrizes do CNPE, e definição dos procedimentos de contabilização e liquidação para liquidar diferenças decorrentes de operações em virtude da execução do plano de contingência (art. 37)
24. Articulação com MME e estados para harmonização e aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás, incluindo regulação do consumidor livre (art. 45)

Figura 7 – Agenda Regulatória da ANP para o Gás Natural (2022-2023, 4ª atualização)

Número da Ação	Título da Ação	Descrição da Ação	Em Execução ?	Previsão de Início	Estudos Preliminares	AIR ou NT Regulação	Minuta Ato Normativo	Início Consulta Pública	Audiência Pública	Aprovação/Publicação	Apr./ Pub. Inicial
2.1	Gás Natural Liquefeito	Revisão da Portaria ANP nº 118/2000 que trata de construção, ampliação e operação das centrais de GNL e sua distribuição	Sim	mar/20	dez/21	dez/21	set/22	jan/23	mai/23	jan/24	jun/22
2.2	Distribuição de Gás Natural Comprimido	Revisão da Resolução ANP nº 41/2007 que trata das atividades relacionadas ao GNC	Sim	jun/20	abr/22	jan/23	jan/23	jun/23	set/23	fev/24	jun/22
2.3*	Interconexão e interoperabilidade	Elaboração de Resolução que regulamenta a interconexão e interoperabilidade de gasodutos de transporte	Sim	abr/21	jan/25	jul/25	ago/25	set/25	jan/26	abr/26	jul/22
2.4	Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte	Revisão da Resolução ANP nº 37/2013 - critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte	Sim	jun/22	abr/24	jul/24	set/24	out/24	fev/25	jun/25	dez/23
2.5	Elaboração de AIR bases x terminais	AIR sobre pertinência de determinar quais instalações de movimentação e armazenamento deverão ser autorizadas pela ANP em Portos Públicos	Sim	dez/22	abr/23	dez/24	jan/25	fev/25	abr/25	jul/25	dez/22
2.6*	Autonomia e Independência no Transporte de Gás Natural	Regulamento sobre critérios de autonomia e independência dos transportadores no mercado de gás natural	Sim	ago/19	ago/24	jul/25	ago/25	set/25	jan/26	abr/26	set/22
2.7	Comercialização e Carregamento de Gás Natural	Revisar e unificação das RANP nº 52/2011 e 51/2013, para adequá-las às novas disposições contidas na nova Lei do Gás	Sim	jul/20	jan/26	out/26	dez/26	jan/27	abr/27	jul/27	set/22
2.8	Tarifas de Transporte de Gás Natural	Critérios para cálculo de tarifas e receitas de transporte, aprovação de propostas de tarifa e diretrizes para repasse de receita entre transportadores	Sim	fev/20	jan/24	jul/24	ago/24	set/24	nov/24	fev/25	out/22
2.9*	Códigos Comuns de Acesso	Diretrizes para elaboração conjunta de códigos comuns de acesso ao sistema de transporte por diferentes agentes econômicos	Sim	dez/23	out/24	fev/25	mar/25	abr/25	jul/25	set/25	set/23
2.10	Serviço de Transporte de Gás Natural	Revisão da RANP nº 11/2016 sobre serviços de transporte, cessão de capacidade firme, troca operacional, aprovação e registro de contratos e promoção de chamada pública	Não	mar/25	mai/25	ago/25	set/25	nov/25	mar/26	jun/26	nov/23
2.11	Revisão da Portaria ANP nº 251/2000.	Revisão da Portaria ANP 251/2000 - critérios para uso, por terceiros, de terminais aquaviários de petróleo, derivados, gás e biocombustíveis	Concluída	nov/16	jan/17	ago/21	ago/21	ago/21	mar/22	jul/22	jun/22
2.12*	Acesso de terceiros interessados às infraestruturas essenciais de gás natural	Regulamentar acesso não discriminatório e negociado de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural	Sim	abr/22	dez/22	dez/23	fev/24	mar/24	jul/24	set/24	jan/24
2.13	Autorização de Instalações de Movimentação	Revisão da RANP nº 52/2015 - construção, ampliação e operação de instalações de movimentação de petróleo, derivados, gás (inclusive GNL), biocombustíveis e demais produtos	Sim	abr/22	mai/24	set/24	mar/25	jun/25	set/25	dez/25	mar/23
2.14	Serviço de Transporte de Gás Natural	Revisão pontual da RANP nº 11/2016 para simplificar procedimentos de contratação de capacidade de transporte, adequando-a à nova Lei	Concluída	nov/22	jan/23	abr/23	jul/23	jul/23	out/23	out/23	
2.15*	Critérios para definição de gasodutos de transporte	Regulação da classificação técnica de gasodutos (inciso VI do art. 7º da Lei nº 14.134/2021)	Sim	abr/23	dez/23	fev/24	mar/24	mar/24	jul/24	out/24	
2.16*	AIR para Eventual Programa de Redução de Concentração de Gás Natural - Gas Release	Avaliar programa de liberação de gás (Gas Release) por de agente dominante (art. 12, Res. CNPE nº 3/2022; art. 33, Nova Lei do Gás)	Não	jan/25	fev/25	dez/25	jan/26	mar/26	jul/26	out/26	

Legenda: até 2023 2024 2025 após 2026

* Novas regulamentações, as demais são revisões de Portarias ou Resoluções já existentes. Aprovação/Publicação inicial identifica o prazo original na primeira versão da Agenda Regulatória 2022-23 de dezembro de 2021.

Fonte: FGV CERi com dados ANP

Frente a tantos dispositivos legais a serem regulamentados, a agenda regulatória da ANP é extensa e desafiadora. A Agência apresenta e atualiza com frequência o cronograma de sua agenda de trabalhos, estabelecendo prazos para cada etapa do processo regulatória. A Figura 7 apresenta a última versão disponível, evidenciando a extensa lista de 16 ações, das quais apenas duas já foram concluídas. A ação 2.11 foi concluída com a publicação da Resolução 881/2022, com revisão da Portaria nº 251/2000 relacionada ao uso por terceiros de terminais aquaviários, não aplicável a terminais de GNL. A ação 2.14 foi concluída com a publicação da Resolução nº 961/2023, a qual altera as Resoluções ANP nº 51/2013 e nº 11/2016 para simplificar procedimentos de contratação de capacidade de transporte e adequá-los a nova lei. Na prática, a ANP simplificou o processo de oferta e contratação de capacidade firme em gasodutos existentes, restringindo o processo regulado de chamada pública apenas para novos gasodutos ou ampliações.

Dentre as quinze ações remanescentes, quatro têm previsão para serem concluídas em 2024, cinco em 2025 e o restante apenas a partir de 2026. A última coluna identifica os prazos iniciais para as ações estabelecidos na primeira versão da Agenda Regulatória atual, em dezembro de 2021. Nota-se que as atualizações estenderam o prazo de todas as ações, evidenciando o desafio regulatório a ser enfrentado para pôr em práticas as

regulamentações dos dispositivos legais. Dentre as ações remanescentes, destacam-se a regulamentação de critérios para ampliação da capacidade de transporte (2.4), autonomia e independência dos transportadores (2.6), adequação da regulação de comercialização e carregamento (2.7) e serviços de transporte (2.10), critérios para cálculos de tarifas de transporte (2.8), diretrizes para códigos comuns de acesso (2.9), regulamentação do acesso negociado às infraestruturas essenciais (2.12) e avaliação de impacto regulatório da realização de *gas release* (2.16).

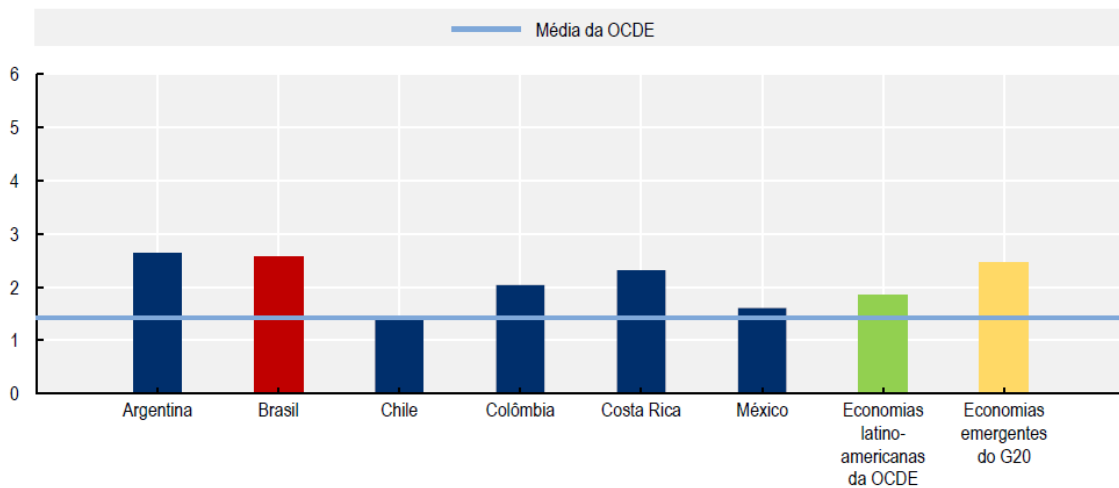
2.5. Impacto da Reestruturação Medido pela OCDE (Indicador PMR)

Por demanda do Governo Federal, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) calculou indicadores de Regulação do Mercado de Produto (*Product Market Regulation – PMR*) para a economia brasileira (OCDE, 2022). Estes indicadores medem barreiras regulatórias à entrada e à concorrência de empresas em diversos setores e para a economia como um todo, constituindo uma métrica comparativa interna e externa entre diferentes países, além de indicar a sua evolução ao longo do tempo. O PMR é calculado a partir de banco de dados compilado pela OCDE, com base em respostas das autoridades nacionais sobre dispositivos regulatórios para toda a economia e específicos para cada setor. Calculados primeiramente em 1998, os indicadores são atualizados a cada cinco anos.

O Brasil solicitou análise dedicada da OCDE para seus resultados em relação aos indicadores de PMR com intuito de identificar marcos regulatórios com restrições à concorrência e sugerir reformas para ampliar o desempenho econômico. Apesar de diversos avanços em marcos legais e regulatórios nos últimos anos – a exemplo dos novos marcos legais para o saneamento e o gás natural – o cálculo dos indicadores para o Brasil levou em consideração as leis e atos normativos em vigor em 2018, para permitir uma comparação consistente com o último conjunto de dados disponíveis do PMR para os demais países. Entretanto, o relatório que apresenta os resultados brasileiros empreendeu uma análise dedicada ao gás natural, identificando o impacto da Nova Lei do Gás de 2021 e de outras medidas regulatórias para o indicador de PMR do setor.

O PMR para indústrias de rede expressa as condições regulatórias de acesso e competição e o grau de extensão da propriedade pública nas indústrias, como fator inibidor de entrada e investimentos privados. O PMR para energia (eletricidade e gás natural) expressa condições regulatórias de entrada e conduta, analisando as barreiras legais à entrada, possibilidade de integração vertical e a formação dos preços de varejo; além da extensão da propriedade pública no setor. Considerando a realidade legal-regulatória de 2018, o PMR calculado para toda a economia brasileira apresentou média superior (menos favorável à concorrência) aos países da OCDE, às economias latino-americanas da OCDE (Chile, Colômbia, Costa Rica e México) e à média de oito países emergentes do G20.

Figura 8 – Indicador de Regulação do Mercado de Produto (PMR) para a Economia (2018)

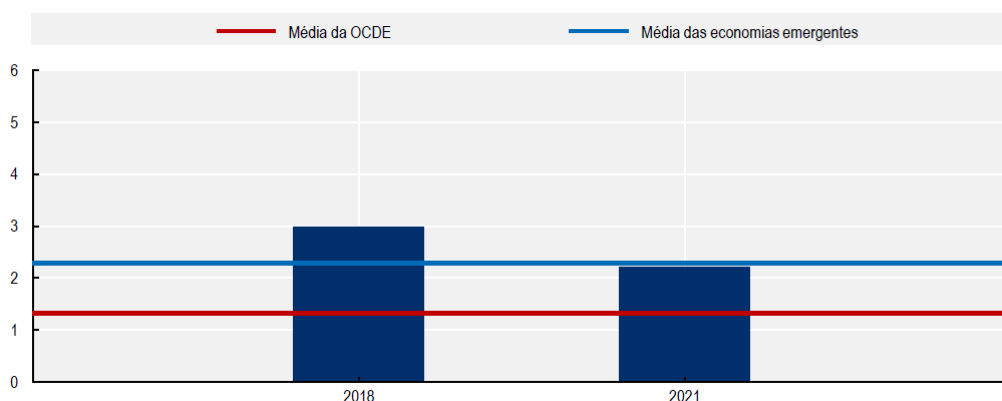


Notas: Índice com escala de 0 a 6 do marco regulatório mais favorável ao menos favorável à concorrência. Economias da OCDE da América Latina: Chile, Colômbia, Costa Rica e México. Economias emergentes do G20: Argentina, Brasil, China, Indonésia, México, Rússia, África do Sul e Turquia. Para a maioria dos países, os indicadores se baseiam em leis e regulamentos em vigor em janeiro de 2018. Para Costa Rica, Estônia e EUA, janeiro de 2019; e para Indonésia e China, janeiro de 2020.

Fonte: OCDE (2022)

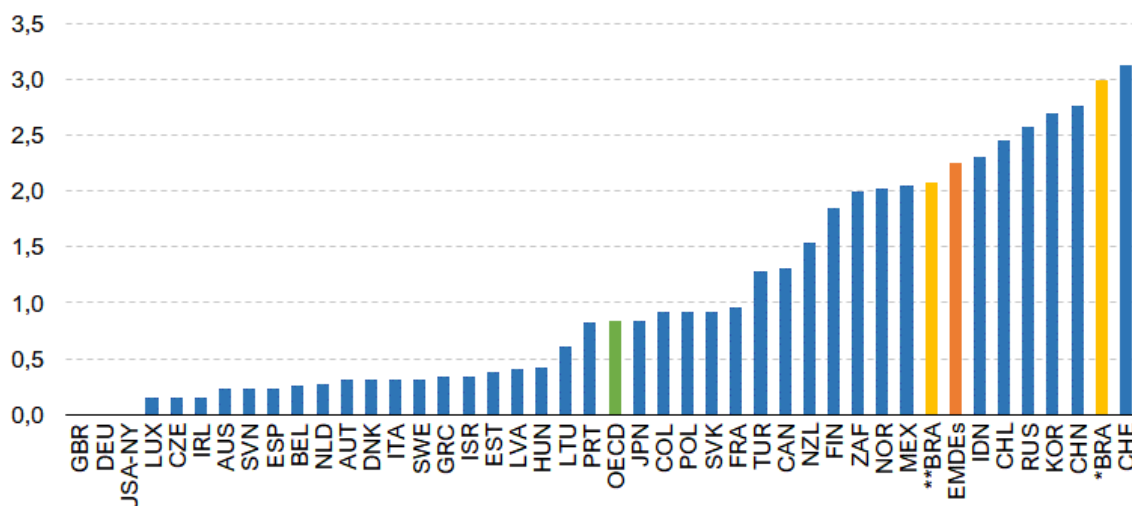
As mudanças legais e regulatórias recentes na indústria do gás natural no Brasil alteraram condições estruturais de entrada e potencialmente de conduta, além de reduzir a participação de envolvimento de capital público no setor produtivo através de desinvestimentos da Petrobras sobretudo nos segmentos de rede. A análise para o PMR para o setor de gás capturou a melhoria das condições estruturais, com redução de 30% do índice brasileiro, superando a média de economias emergentes na indústria do gás; porém ainda 50% acima da média dos países da OCDE (Figura 9). A comparação com países selecionados evidencia a posição relativa do Brasil para o PMR do setor de gás, antes e depois da reforma (Figura 10).

Figura 9 – Indicador de Regulação do Mercado de Produto (PMR) para o Gás Natural no Brasil, Antes e Depois das Reformas Recentes



Fonte: OCDE (2022)

Figura 10 – Indicador de PMR para o Gás Natural de Diferentes Países



Nota: * Brasil considerando contexto de 2018. ** Brasil após a Nova Lei do Gás de 2021. Dados de 2018 dos países, com exceção de EUA (2021), China e Indonésia (2020), Costa Rica e Estônia (2019). EMDs corresponde à média das economias emergentes.

Fonte: FGV CERI com dados da OCDE

A partir desta perspectiva de melhoria no ambiente legal-regulatório da indústria do gás em relação às condições estruturais de entrada e conduta – o que pode afetar positivamente o desempenho do setor –, a OCDE (2022) identificou medidas adicionais que poderiam aprofundar ainda mais a reforma do gás:

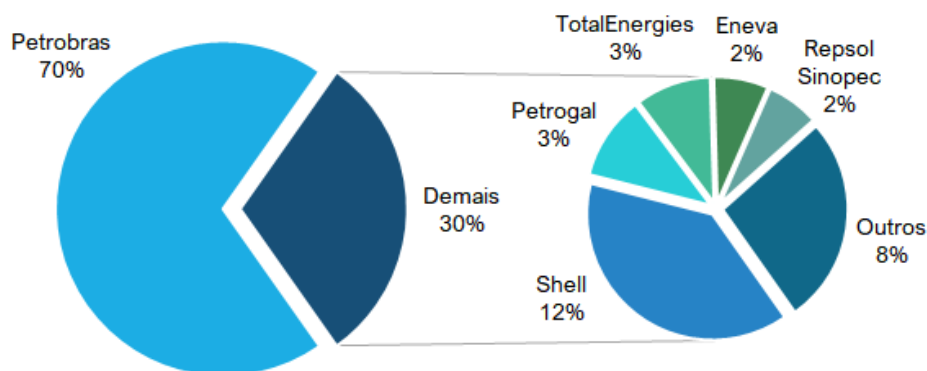
- (i) Ampliar desinvestimentos da Petrobras na indústria do gás;
- (ii) Buscar separação total de propriedade entre empresas de distribuição e produção e importação de gás;
- (iii) Persistir com separação total de propriedade entre empresas de transporte e todas as demais de outros segmentos;
- (iv) Implementar sugestões apresentadas pela IEA (2018, 2021) para promover a criação de um mercado atacadista de gás líquido e eficiente;
- (v) Permitir que todos os consumidores em todos os estados, independentemente do volume de consumo, escolham seus fornecedores no varejo e, quando a concorrência se tornar efetiva, liberalizar as tarifas do varejo;
- (vi) Assegurar que todos os consumidores recebam informações necessárias para que entendam termos e condições do suprimento, o que implica a necessidade de maior transparência entre os estados; e
- (vii) Aprofundar harmonização dos marcos regulatórios entre estados para facilitar desenvolvimento de concorrência efetiva entre fronteiras.

3. Panorama de Oferta e Demanda

O gás natural respondeu por 10% do total da oferta interna de energia no Brasil em 2022, a qual atingiu 303 milhões de toneladas equivalente de petróleo (tep), atrás de petróleo e derivados (35%), biomassa da cana (15%) e energia hidráulica (12%). A maior participação relativa do gás foi registrada em 2021 (13,3%), impulsionada pela demanda termelétrica em ano de crise hídrica severa, frente a menos de 5% antes dos anos 2000 (EPE/MME, 2023).

A produção nacional de gás natural é preponderantemente *offshore* e associada ao petróleo, ambos cerca de 85% da produção bruta de 2022, a qual registrou 138 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d), equivalente a 50 bilhões de metros cúbicos no ano (MME, 2023). A Petrobras respondeu por 70% da produção considerando a sua participação relativa nos blocos exploratórios (Figura 11), seguida pela Shell (12%). Considerando a participação por operador, a Petrobras lidera a produção (93%), seguida pela Eneva (2%) (ANP, 2023a).

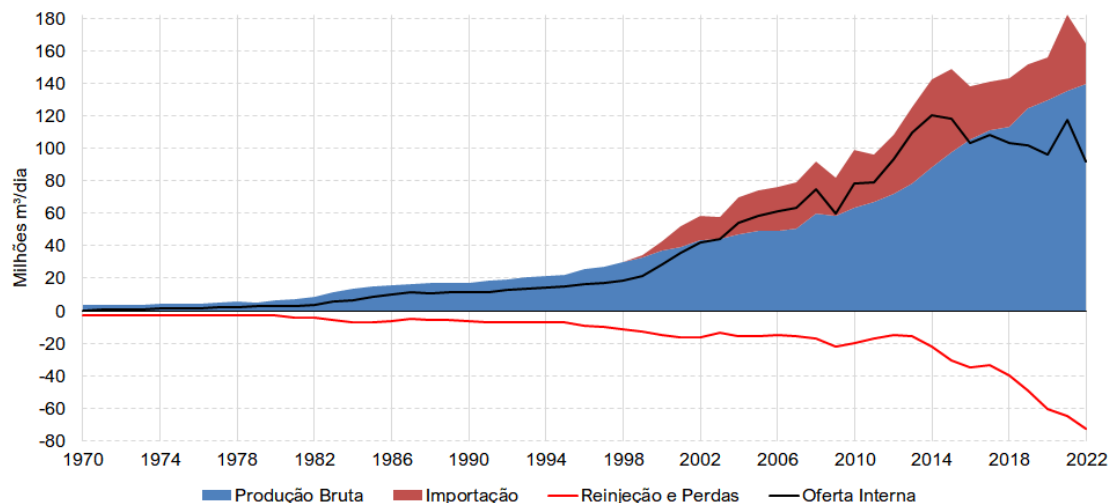
Figura 11 – Participação na Produção de Gás Natural em 2022, por Concessionário



Fonte: FGV CERI com dados da ANP (2023a)

Entre 2012 e 2022, a produção bruta de gás natural aumentou 95%. O crescimento da oferta bruta deve-se sobretudo à produção de gás associado ao petróleo do pré-sal – enquanto em 2012 esta parcela respondia por apenas 11%, em 2022 já atinge 84% da produção. Embora os recursos do pré-sal contenham grandes parcelas de gás associado, parte substancial da produção bruta é reinjetada. Em 2022, a reinjeção alcançou 45% (68 MMm³/d) da produção, enquanto em 2012 era de apenas 14% (10 MMm³/d). Consequentemente, embora a produção nacional bruta tenha dobrado nesse período, a oferta doméstica (líquida de reinjeção, perdas e consumo na exploração, produção e processamento) aumentou apenas 11%, alcançando 47 MMm³/d em 2022 (Figura 12) – abatendo apenas reinjeção e perdas, a oferta alcança 66 MMm³/d (ANP, 2023a). A exploração *onshore* no Brasil, por sua vez, ainda é incipiente, com pouco conhecimento geológico e reduzida exploração de recursos (17% da produção bruta).

Figura 12 – Evolução da Composição da Oferta Interna de Gás Natural no Brasil



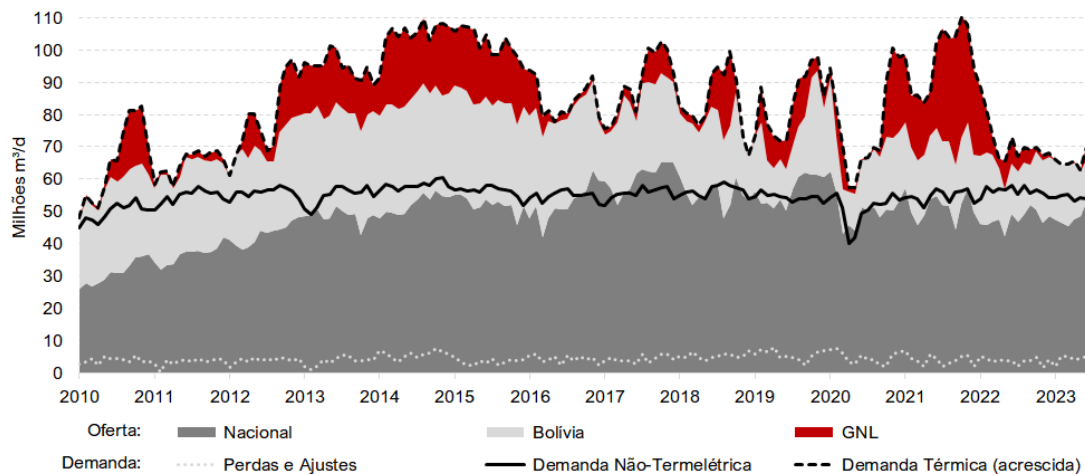
Fonte: FGV CERi com dados da EPE/MME (2023)

As reservas provadas em 2022 alcançaram 406 bilhões de metros cúbicos – 75% em recursos *offshore* –, o que resulta em razão de reserva/produção de 8,1 anos se considerada a produção bruta ou de 16,9 anos se considerada a produção líquida de reinjeção e queima (ANP, 2023a).

A oferta nacional é complementada pela importação da Bolívia – através do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) inaugurado em 1999, com capacidade máxima de 32 MMm³/d – e por cinco terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL): três conectados na malha de transporte – Porto de Pecém/CE (7 MMm³/d de capacidade de movimentação), Bahia/BA (20 MMm³/d) e Baía de Guanabara/RJ (20 MMm³/d) – e dois outros não conectados, em Sergipe/SE (21 MMm³/d) e no Porto de Açu/RJ (14 MMm³/d), dedicados ao suprimento de termelétricas (MME, 2023). O terminal de Sergipe se conectará na malha da TAG em 2024 através de duto de conexão com 25 km de extensão e 14 MMm³/d de capacidade.

A demanda termelétrica oscila em função da maior ou menor geração hidrelétrica predominante no Brasil, com tendência de maior despacho no período seco (entre abril e outubro) – em torno de 30 MMm³/d em média, podendo atingir cerca de 55 MMm³/d em períodos hidrológicos críticos. Nestes momentos, a demanda termelétrica por gás natural alcança o mesmo patamar dos demais segmentos, dobrando a demanda pelo energético. Frente à variabilidade e à imprevisibilidade da demanda termelétrica e à inflexibilidade da oferta nacional de gás predominantemente associada à produção de petróleo, a importação de gás natural liquefeito (GNL) constituiu historicamente o instrumento de flexibilidade da indústria de gás no Brasil (Figura 13). Ou seja, a demanda firme no país é atendida pela produção nacional e pela importação da Bolívia, enquanto a variabilidade da demanda termelétrica é atendida através da importação variável de GNL. O país ainda não dispõe de estocagem de gás natural, que poderia ofertar serviços de balanceamento e flexibilidade, elevando a segurança de suprimento.

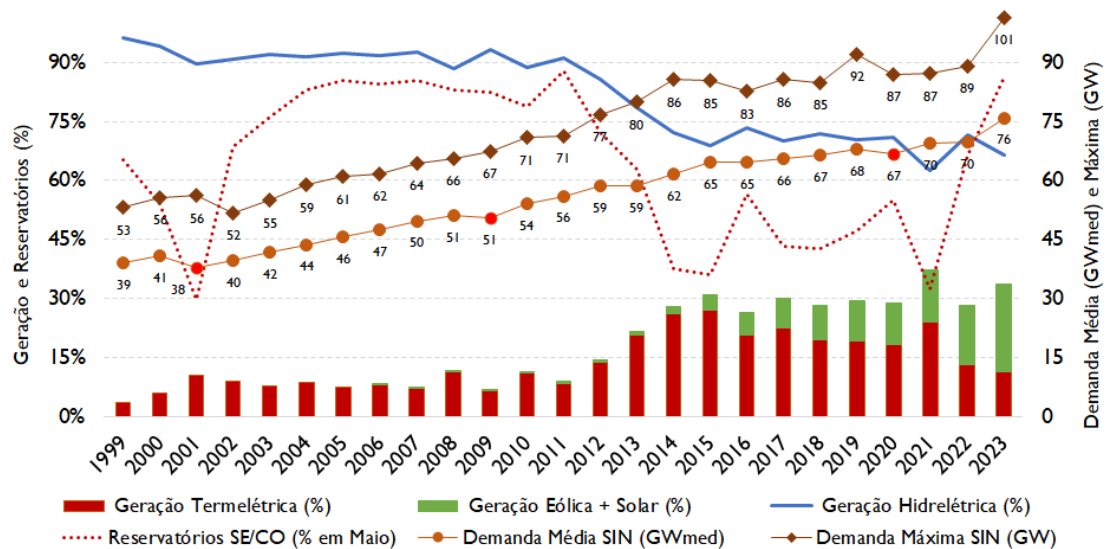
Figura 13 – Evolução Mensal do Balanço de Gás Natural no Brasil



Fonte: FGV CERi com dados do MME (2023)

A variabilidade da demanda termelétrica no país responde às condições hidrológicas e ao nível dos reservatórios, sobretudo do Sudeste/Centro-Oeste, que concentra 70% da reserva hídrica nacional. O aumento da demanda (carga) média ao longo das últimas décadas e a estagnação da reserva hídrica – frente às resistências para construção de novos reservatórios – demandaram maior complementação termelétrica. A Figura 14 apresenta a evolução anual da demanda, da geração e dos reservatórios (SE/CO), evidenciando a participação elevada da geração termelétrica em anos com reservatórios esvaziados. Por outro lado, a crescente geração renovável (eólica e solar) tende a deslocar a geração hídrica (poupando reserva) e a reduzir o montante de geração termelétrica, como observado recentemente – embora esta permaneça crucial para garantir o suprimento em momentos hidrológicos adversos e crescentemente para atender a ponta da demanda.

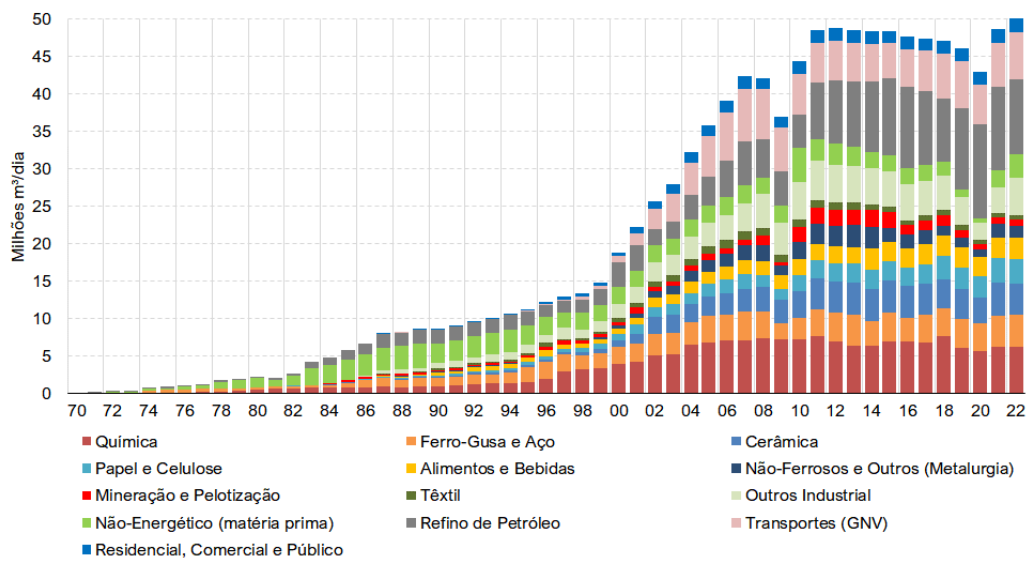
Figura 14 – Evolução Anual da Demanda e da Geração de Eletricidade no Brasil



Fonte: FGV CERi com dados do ONS

A demanda não-termelétrica está estagnada em torno de 50 MMm³/d nos últimos dez anos (Figura 15). A indústria responde por cerca de 30 MMm³/d (60%), seguida pelo consumo em refinarias (21%), nos transportes (11,5%), como matéria-prima (4,3%) e em residências e comércio (3,6%) entre 2012 e 2022. O Brasil não tem demanda para aquecimento e o consumo de gás natural residencial por dutos é diminuto, cerca de 1,5 MMm³/d em 2022 (EPE/MME, 2023). Menos de 10% dos 5.760 municípios brasileiros dispõem de rede de gasodutos (BNDES, 2020). A falta de uma demanda residencial essencial e a competição de outros energéticos substitutos para cocção e aquecimento de água – principalmente GLP, eletricidade e lenha – restringem o potencial de capilaridade da rede de gasodutos.

Figura 15 – Evolução do Consumo Não-Termelétrico (1970-1922)



Fonte: FGV CERi com dados da EPE/MME (2023)

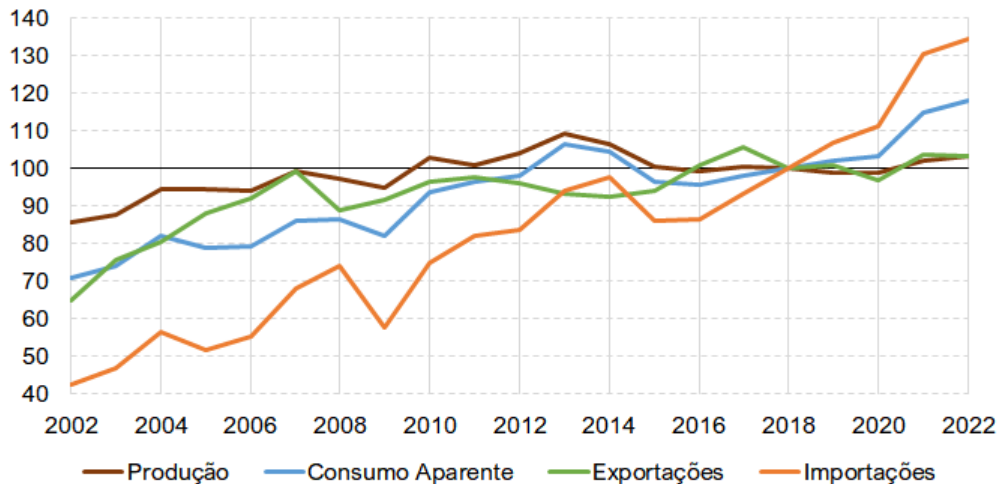
Como o gás natural não tem mercado cativo, podendo ser substituído em todas as suas utilizações, a penetração na matriz depende da sua competitividade frente aos demais energéticos substitutos.¹⁷ As limitações de competitividade do gás nacional frente a outros países com disponibilidade de insumo a custos e preços menores abre maior espaço para importação de produtos de setores intensivos em gás natural. O deslocamento da produção aumenta a participação da importação no consumo aparente e leva a ociosidade na utilização da capacidade – para a indústria química, segmento de maior peso no consumo de gás industrial, a Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim) estima ociosidade de 30% e participação de 40% das importações no mercado doméstico.¹⁸ A evolução do índice de quantum de produtos químicos revela a tendência de crescimento das

¹⁷ Na indústria, o gás natural compete com outros combustíveis para geração de calor; além de ser utilizado para cogeração ou como matéria prima na indústria química. No segmento residencial, o gás pode ser substituído por eletricidade ou GLP tanto para cocção, quanto para aquecimento de água. Nos transportes, o gás compete com outros combustíveis, como diesel, gasolina, etanol e eletricidade. Para geração de eletricidade, o gás compete com inúmeras fontes, como as renováveis.

¹⁸ Conferir Valor Econômico, “Produção e venda de químicos de uso industrial caem ao menor nível em 17 anos no Brasil, diz Abiquim”, <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/06/30/producao-e-venda-de-quimicos-de-uso-industrial-caem-ao-menor-nivel-em-17-anos-no-brasil-diz-abiquim.ghtml>; “Indústria encolhe à espera de gás mais barato”, <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/05/30/industria-encolhe-a-espera-de-gas-mais-barato.ghtml>.

importações nas últimas décadas, com crescimento acumulado superior a 30% desde 2018, elevando o consumo aparente no país, ao passo que a produção nacional enfrenta ciclo de declínio desde 2013 (Figura 16).

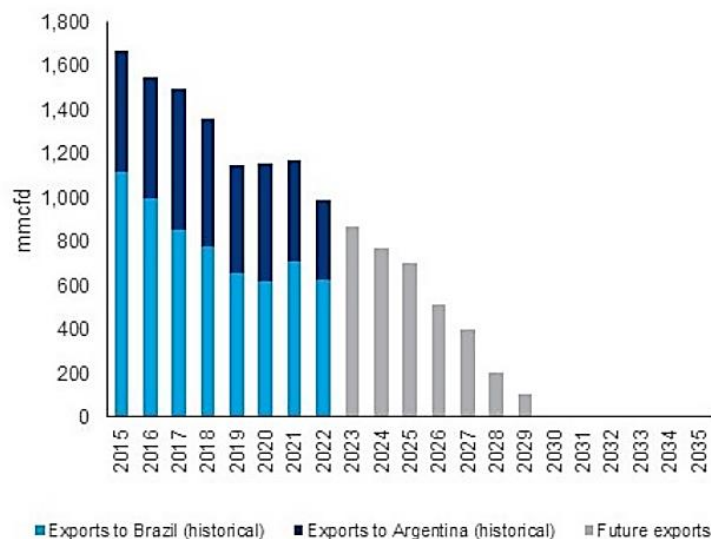
Figura 16 – Evolução de Índice de Quantum de Produção, Consumo Aparente, Exportações e Importações de Produtos Químicos (base 100 = média 2018)



Fonte: FGV CERI com dados do IBGE, IPEA, Funcex

Desde 2019, o volume médio de gás importado da Bolívia alcança 18 MMm³/d, frente a média de 28 MMm³/d entre 2008 e 2018. A perspectiva é de redução total do potencial de exportação de gás boliviano até o fim da década, inviabilizando a importação pelo Brasil e Argentina (Figura 17). A produção boliviana deve cair de cerca de 40 MMm³/d em 2022 para menos de 11 MMm³/d até 2030, anulando o excedente exportável.

Figura 17 – Potencial de Exportação de Gás Natural da Bolívia



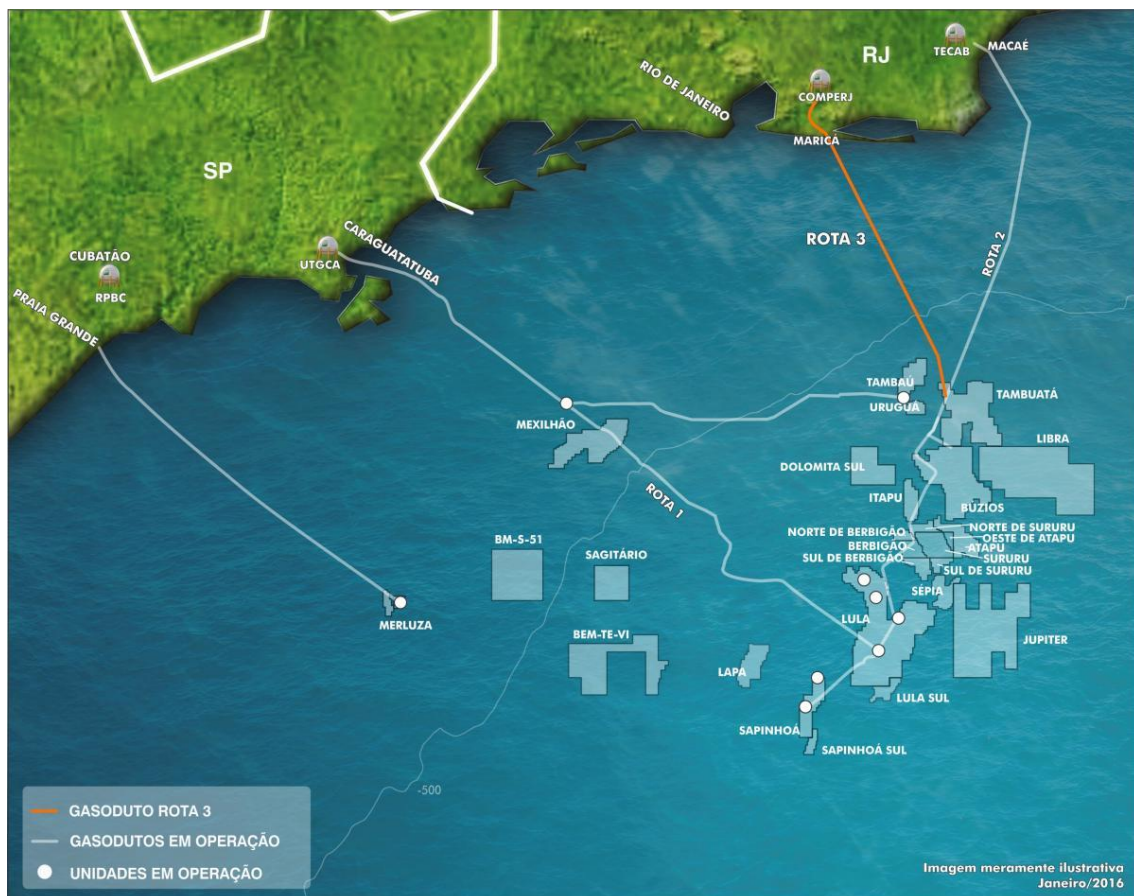
Nota: mmcf/d = milhões de pés cúbicos por dia.

Fonte: Wood Mackenzie (2023)

Apesar do provável esgotamento da importação da Bolívia e do declínio natural dos campos em produção, a oferta doméstica deve se expandir até o fim da presente década, sobretudo em função da entrada em operação da Rota 3 (18 MMm³/d) prevista atualmente para 2024 (Figura 18), da produção dos campos em Sergipe de Águas Profunda – SEAP (18 MMm³/d) previsto para entrada a partir de 2027, e do projeto BM-C-33 (14 MMm³/d) com entrada em 2028.

A entrada integral em operação da Rota 3 elevará a capacidade total de escoamento do pré-sal para cerca de 44 MMm³/d. O projeto SEAP teve declaração de comercialidade em dezembro de 2021 e conta com sete novos campos na Bacia Sergipe-Alagoas, a 100 km da costa em profundidade que alcança 3 mil km, expandindo a fronteira de produção para o Nordeste. Já o Projeto Raia (BM-C-33) teve decisão final de investimento tomada em 2023 – parceria entre a operadora Equinor (35%), Repsol Sinopec Brasil (35%) e Petrobras (30%) – e conta com elevada parcela de gás associado, com processamento pioneiro do gás *offshore* na plataforma para entregá-lo diretamente à malha já tratado, por meio de gasoduto de escoamento de 200 km a ser recebido em Cabiúnas.

Figura 18 – Rotas de Escoamento Offshore

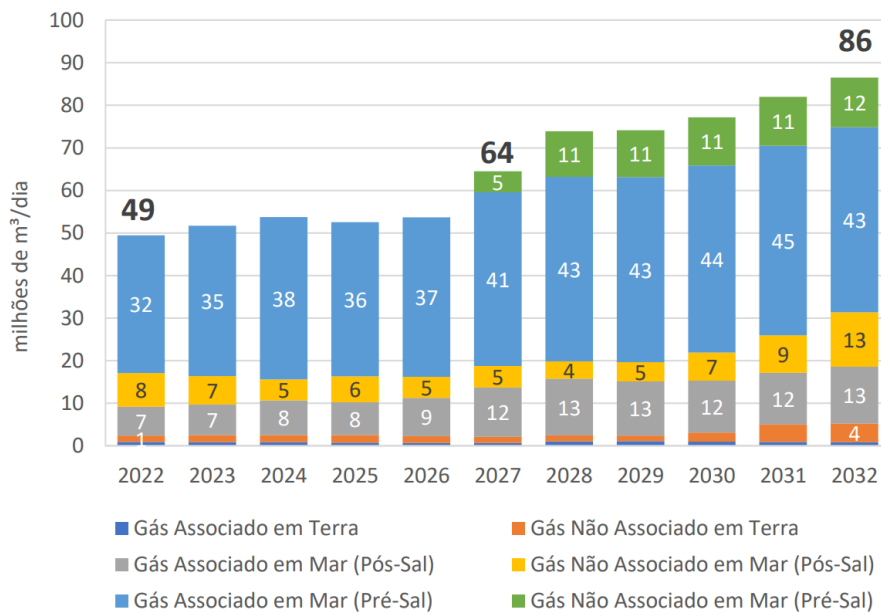


Fonte: Petrobras

A entrada em operação destes três projetos adicionará cerca de 50 MMm³/d a oferta doméstica até 2030; porém, o aumento líquido será menor em função da redução da Bolívia e do declínio de produção existente, além de poder sofrer atrasos para entrada efetiva nesse horizonte. Conseqüentemente, a oferta doméstica não

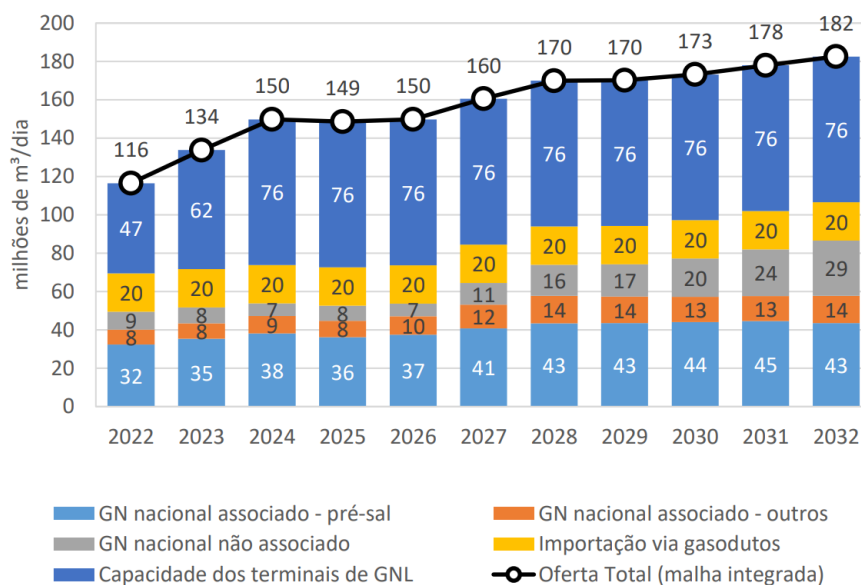
conta com expansão significativa de gás no curto prazo. A EPE (2023) projeta um aumento da oferta potencial nacional apenas a partir de 2027, com a entrada de novos campos produtores, o que pode elevar em 30% o volume atual. Entre 2027 e 2032, a EPE projeta aumento adicional de 35%, levando a aumento acumulado de 75% na oferta doméstica nesse horizonte decenal, alcançando 86 MMm³/d (Figura 19). Além da expansão da produção nacional, a adição de novos terminais de regaseificação no país, muitos dos quais já previstos, amplia a oferta potencial total para 182 MMm³/d até 2032, a qual ainda contaria com capacidade de importação pelo GASBOL (Figura 20).

Figura 19 – Oferta Potencial Nacional de Gás na Malha Integrada



Fonte: EPE (2023)

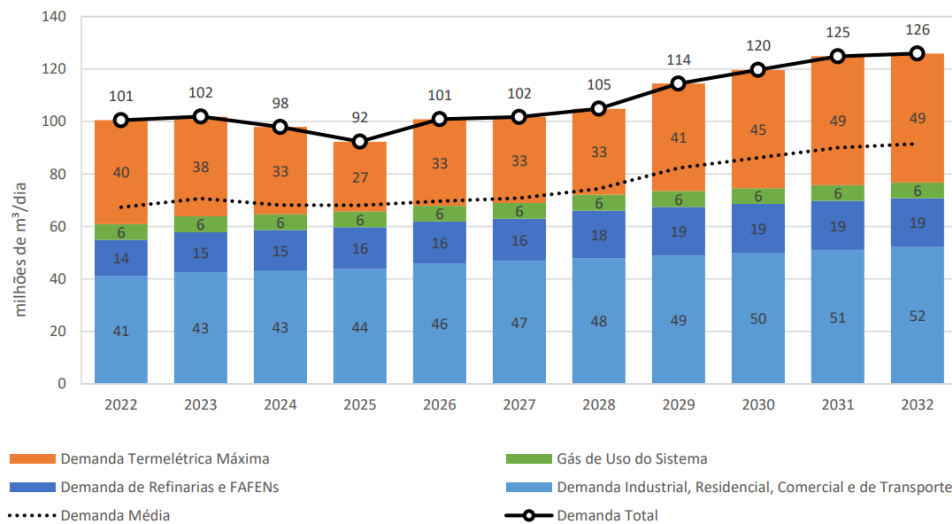
Figura 20 – Oferta Potencial na Malha Integrada



Fonte: EPE (2023)

Apesar do aumento expressivo da oferta no médio prazo, a EPE (2023) projeta crescimento moderado para demanda (malha integrada) industrial, residencial, comercial e de transportes (27%) e de 35% para demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes. A demanda termelétrica máxima conectada à rede de gasodutos deve se reduzir até 2025, passando de 40 MMm³/d para 27 MMm³/d, retornando a se expandir até 2032 para 49 MMm³/d, totalizando 126 MMm³/d (Figura 21).

Figura 21 – Demanda Projetada no Cenário de Referência da EPE



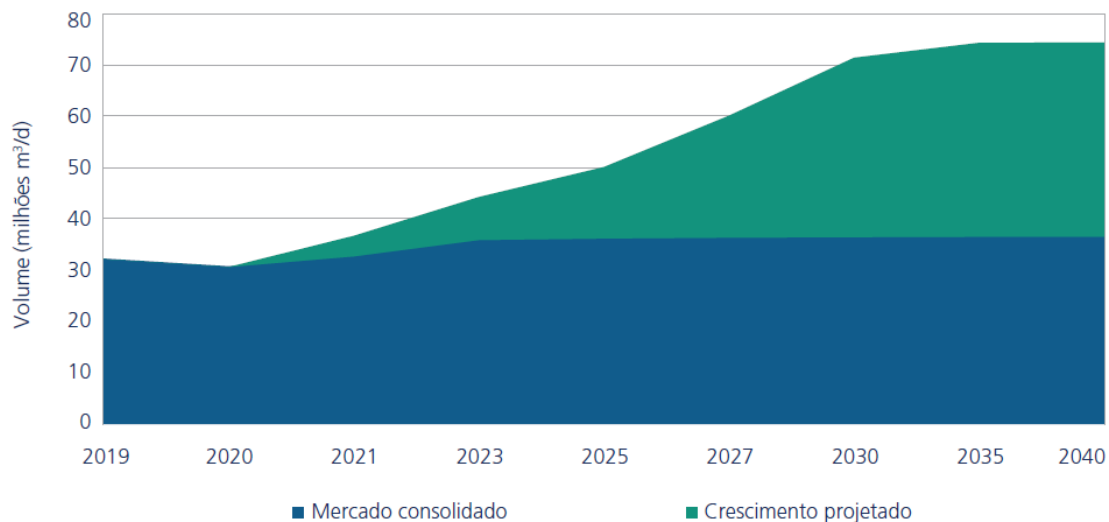
Fonte: EPE (2023)

O BNDES (2021) estimou demanda industrial adicional (potencial) de 42 MMm³/d até 2040, elevando o consumo para cerca de 70 MMm³/d já em 2030 (Figura 22), dos quais 29 MMm³/d relacionados a investimentos em novas plantas (18 MMm³/d em unidades industriais e 11 MM³/d em novas térmicas para autoprodução). Os setores de ferro e aço e de química respondem por 87% da demanda adicional (44% e 43%, respectivamente). Da expansão potencial de 42 MM³/d, cerca de 30 MMm³/d estão relacionados a projetos que revelaram faixas de preço de gás que viabilizariam a decisão de investimento. A demanda revelada se concentra majoritariamente na faixa entre US\$ 6 e 4/MMBtu, com cerca de 16 MMm³/d; cerca de 4,5 MMm³/d entre US\$ 8 e 6/MMBtu; e cerca de 2,5 MMm³/d abaixo de US\$ 4/MMBtu. Apenas cerca de 6,5 MMm³/d estava associado a preços na época maiores ou iguais a US\$ 8/MMBtu (com parcela quase integral deste volume para atender um mercado já consolidado).

Importante frisar que a projeção de demanda de gás está naturalmente sempre relacionada a um dado preço esperado para a molécula de gás, uma vez que a competitividade dos produtos frente à concorrência enfrentada depende da composição de custos dos insumos. Por outro lado, a expectativa de preço para o gás natural no Brasil não é determinada em termos absolutos (US\$/MMBtu), uma vez que a precificação do gás no país é geralmente indexada ao petróleo (Brent), tendo em vista que a maior parcela da produção nacional é associada à exploração de óleo *offshore*. Em 2021, ano da projeção da demanda revelada pelo BNDES, a média do Brent alcançou US\$ 70/barril(bbl). Considerando a equivalência energética do gás em relação petróleo (barril equivalente de petróleo para MMBtu) de cerca de 17%, este patamar de preço equivaleria a US\$ 12,5/MMBtu

para o gás natural. Por outro lado, considerando a indexação ao preço do Brent de 11,9% para o preço do gás natural (compatível com os novos contratos de longo prazo da Petrobras), teríamos um preço para o gás em 2021 de US\$ 8,4/MMbtu – este valor é 40% mais elevado do que a faixa de US\$ 6/MMbtu que concentrou a maior parte da demanda potencial estimada. Considerando a média do Brent para o primeiro semestre de 2023 (US\$ 80/bbl), a faixa de preço de US\$ 6/MMbtu representaria uma indexação de 7,5% ao Brent, o que equivale a um desconto de 37% em relação ao percentual atualmente praticado em contatos com a Petrobras e outros supridores.¹⁹ Para a indexação atual, um gás a US\$ 6/MMbtu corresponderia a um Brent equivalente a US\$ 50/bbl.

Figura 22 – Demanda Industrial Potencial de Gás Natural Projetada pelo BNDES para 2040



Fonte: BNDES (2021)

A oferta doméstica associada ao petróleo em campos *offshore* atrela geralmente a precificação do gás ao óleo (indexação), face à recuperação de investimentos necessários para escoamento e processamento, dentro de fluxo de caixa que considera todos os custos e as receitas decorrentes de volumes recuperáveis e preços para todos os produtos provenientes da exploração de cada campo.

Projetos *offshore* requerem maior investimento em infraestrutura, elevando custos fixos e a escala de produção necessária para a viabilidade do projeto, um dos parâmetros determinantes para a competitividade do energético. De todo modo, o gás *offshore* não é necessariamente menos competitivo do que oferta em terra. A maior concorrência tende a reduzir margens sobre custos marginais em estruturas de mercado com exercício de posição dominante, levando a redução de preços. Por outro lado, os projetos *onshore* podem favorecer a entrada de uma diversidade maior de agentes, contestando o poder de mercado dos incumbentes. Neste sentido, é importante incentivar os projetos *onshore*, incluindo os de produção não convencional, na medida em que podem viabilizar uma variedade mais ampla de projetos, com menor escala de produção e estrutura distintas de custo,

¹⁹ Por exemplo, contrato da GALP com a SERGÁS também definiu o fator de 11,9% do Brent para a precificação do gás natural para o período entre 2024 e 2031, para entrega mínima de 75 mil m³/d e máxima de 730 mil m³/d.

permitindo a entrada de novos produtores e dinamizando o mercado com mais investimentos, produção e concorrência, o que tende a pressionar o preço do gás para níveis mais competitivos.

Neste contexto, preços de gás mais competitivos no país podem depender não apenas de maior diversidade de ofertantes, mas também de ofertas de gás de natureza, procedência e composição de custos distintas, a exemplo de: gás não-associado, sobretudo *onshore*; gás de origem não-convencional – a exemplo da importação de gás da Argentina de *Vaca Muerta*; e biometano, o qual pode se beneficiar de simplificação nos processos de licenciamento. Novas fontes de gás podem alterar a composição da oferta e permitir portfólios mais diversificados e competitivos. Por um lado, o grau de competição dependerá do alcance da oferta a mercados consumidores, o que torna desejável e estratégica a integração das fontes na malha de transporte para a distribuição ao consumidor final. Por outro lado, a expansão da oferta também deve contemplar modais alternativos ao dutoviário – comercialização a granel via GNC e GNL –, investigando a alternativa mais eficiente para atender o mercado potencial com os volumes de recursos disponíveis, tendo em vista: (i) a extensão continental do país; (ii) a concentração da malha de gasodutos na costa e sua maior densidade no Sudeste; e (iii) a dependência de volume mínimo para expansão de gasodutos de transporte.

Paralelamente, a abertura de novos mercados também requer esforços articulados para prospecção de demanda potencial, incluindo novos usos, a exemplo de corredores sustentáveis (também denominados de corredores azuis) para o uso do gás natural no transporte – inclusive de carga, reduzindo emissões pelo deslocamento do diesel.

As reformas recentes para acesso às infraestruturas e abertura da indústria visam criar um ambiente acessível com crescente liquidez – com integração das fontes de oferta em áreas de mercado com contratação de entrada e saída de capacidade para comercialização de molécula em hubs únicos. A maior abertura e o acesso garantido ao mercado – às infraestruturas essenciais e ao transporte – são condições necessárias para a entrada de novos agentes e novas fontes, permitindo uma evolução da indústria mais eficiente e competitiva, mas não suficiente. Embora o novo ambiente altere as condições estruturais de acesso ao mercado, viabilizando maior competição, a reforma não altera simultaneamente as condições estruturais de oferta (e demanda). A evolução da indústria e a competitividade do gás dependerão da entrada efetiva de agentes e novas fontes de oferta, o que tende a ocorrer com maior intensidade na medida em que se aprofundem e perenizem com estabilidade as regras e as condições de acesso.

Neste contexto ainda inicial de abertura e transição, a pressão para expansão da oferta doméstica no curto prazo geralmente questiona o nível de reinjeção observado na produção bruta. Entretanto, a reinjeção atual reflete decisões que foram tomadas antecipadamente na concepção do aproveitamento das reservas, com aprovação dos Planos de Desenvolvimento dos campos de produção pela ANP, tendo em vista o extenso intervalo temporal entre a descoberta e a produção efetiva de recursos *offshore*. Ademais, a reinjeção é fruto de restrições técnicas e de motivadores econômicos, o que refuta a noção comumente veiculada de que todo o gás reinjetado é desperdiçado e estaria completamente disponível se houvesse infraestrutura para o seu escoamento.

O gás associado nos campos do pré-sal é rico em líquidos, mas contém alto teor de contaminantes – como o gás carbônico, que pode alcançar até 80% em alguns reservatórios e deve ser separado ainda na plataforma para evitar a corrosão dos dutos de escoamento (EPE, 2020). O aproveitamento do gás associado *offshore* implica custo elevado de escoamento e as decisões de desenvolvimento dos reservatórios, tomadas com muitos anos de antecedência, impactam o grau de aproveitamento futuro das reservas. Em geral, a reinjeção favorece a recuperação do óleo e dispensa infraestrutura para separação de CO₂ e escoamento do gás, reduzindo a oferta para o mercado. Por outro lado, a decisão por escoar parte da produção do gás depende de visibilidade de demanda firme ou de mercado com liquidez de curto prazo para absorver volumes disponíveis, visto que a produção associada tem caráter inflexível.

Deste modo, a reinjeção de gás é intrínseca à exploração *offshore* de petróleo do pré-sal, viabilizando o aproveitamento dos recursos, uma vez que responde à necessidade de reinjeção de níveis elevados de gás carbônico (contaminante) presente no gás e à própria estratégia de aumento da extração de óleo nos reservatórios, constituindo técnica avançada de recuperação (*enhanced oil recovery* – EOR), através da tecnologia de injeção alternada de água e gás (*water alternating gas* – WAG).

Estimativas recentes da Petrobras apontam que 40% do volume de reinjeção de gás atual deve-se a injeção de CO₂ nos campos, pelo arraste de gás impregnado nas membranas após a separação do contaminante; 40% decorrem do aumento de fator de recuperação de óleo; 10% pelo atraso no início da operação da Rota 3; e 10% por falta de mercado e infraestrutura.²⁰ Estimativa recente do IEPUC (2023) aponta que 29% do volume de reinjeção decorre da injeção de CO₂ e 24% do gás arrastado nesse processo, resultando em 47% de gás remanescente como potencial teórico que poderia chegar ao mercado. Entretanto, a maior parte deste volume reinjetado tem motivação econômica para aumento do fator de recuperação de óleo, e apenas uma parcela restrita é reinjetada por restrição de capacidade de escoamento e ausência de infraestrutura para separação de CO₂.

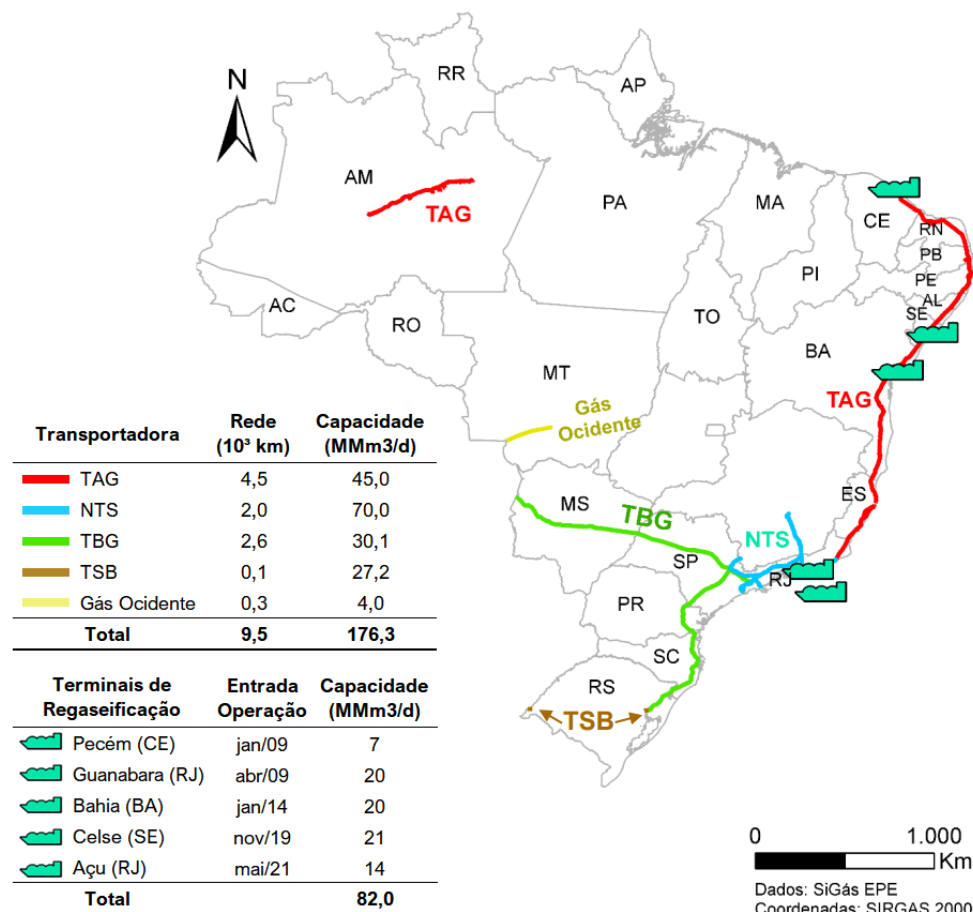
²⁰ Conferir Brasil Energia, “As tecnologias da Petrobras para aumentar fator de recuperação”, <https://editorabrasilenergia.com.br/as-tecnologias-da-petrobras-para-aumentar-fator-de-recuperacao/>.

4. Onde Estamos?

4.1. Acesso ao Transporte

A malha de transporte no Brasil está atualmente repartida entre três transportadores principais, que detêm a maior extensão de gasodutos e capacidade de movimentação (NTS, TAG e TBG), além de duas com pequenos trechos (TSB e Gás do Ocidente). A malha da NTS está localizada no Sudeste, com capacidade no sistema de entrada e saída de quase 70 MMm³/d de movimentação e extensão de cerca de dois mil quilômetros, responsável por receber os principais volumes de gás *offshore*. A malha da TAG se concentra no Nordeste e inclui o gasoduto Urucu-Manaus no Norte – com capacidade de cerca de 45 MMm³/d e extensão de cerca de 4,5 mil quilômetros. A rede da TBG é composta pelo GASBOL, com capacidade de cerca de 30 MMm³/d e extensão de 2,6 mil quilômetros, passando pelo Mato Grosso do Sul, São Paulo e estados da região Sul (Figura 23). Os acionistas da TAG são a ENGIE (65%) e a Caisse de Dépôt et Placement du Québec (35%) e da NTS são o Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (FIP), gerido pela Brookfield (91,5%), e a Itaúsa (8,5%). A Petrobras permanece com participação e controle acionário na TBG (51%) e na TSB (25%).

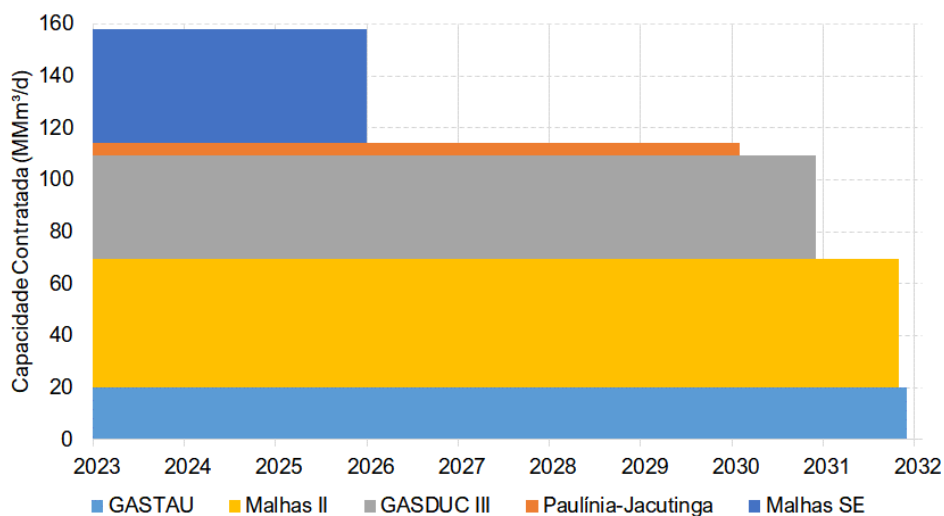
Figura 23 – Malha de Transporte de Gás no Brasil por Transportadora



Fonte: FGV CERi, adaptado da EPE, com dados das Transportadoras e do MME

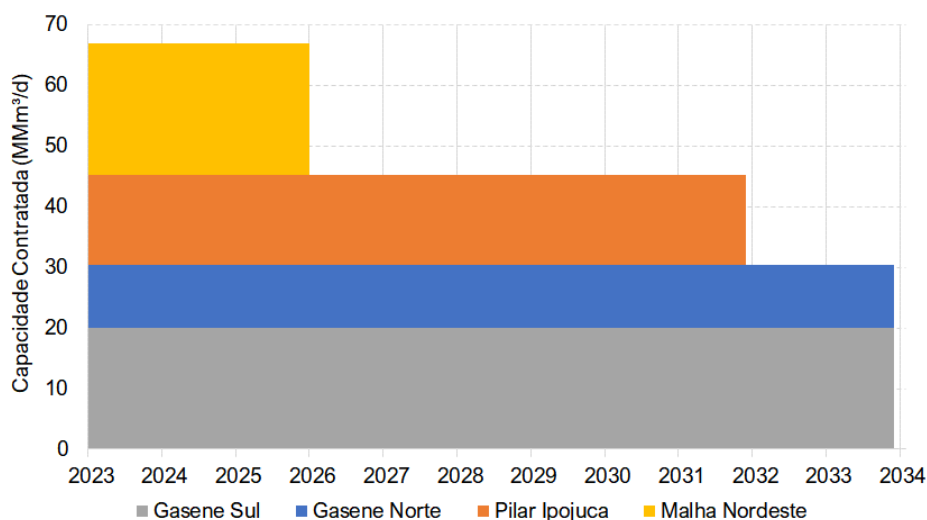
A nova lei do gás não afetou os contratos de transporte existentes entre a Petrobras e as Transportadoras, embora tenha determinado a adequação ao novo regime de entrada e saída (art. 44). A Petrobras permanece com contratos legados de capacidade vigentes com vencimentos distintos. Na malha da NTS, os contratos legados têm vencimento entre 2025 e 2031 (Figura 24), na TAG entre 2025 e 2033 (Figura 25). Em ambas as malhas, o primeiro contrato a vencer representa cerca de 30% da capacidade contratada e da receita atual da transportadora.²¹ A TBG já enfrentou vencimento de contratos legados correspondentes a cerca de 70% de sua capacidade (Figura 26). Desde 2019, a TBG passou a realizar chamadas públicas para comercializar capacidade disponível na modalidade firme sob o modelo de entrada e saída.

Figura 24 – Contratos Legados de Transporte da NTS



Fonte: FGV CERI com dados da NTS

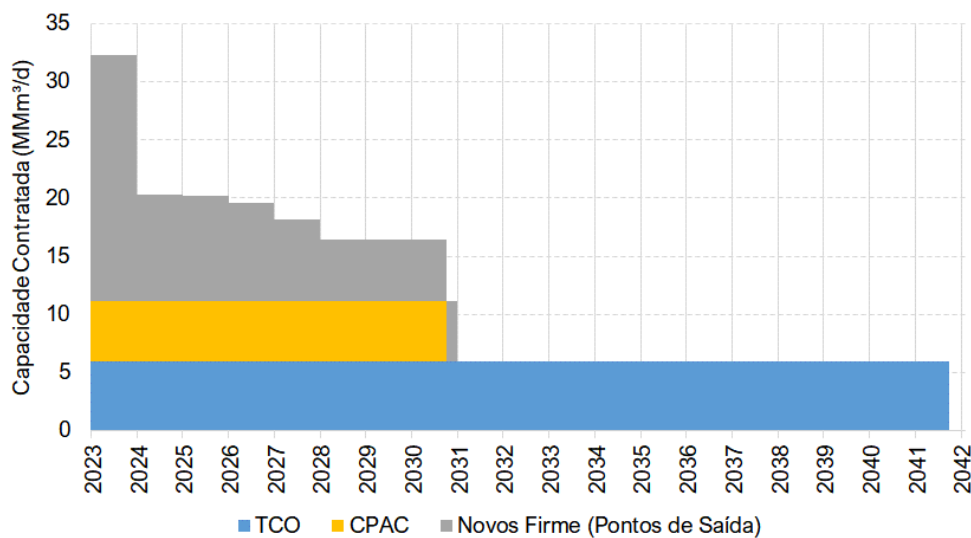
Figura 25 – Contratos Legados de Transporte da TAG



Fonte: FGV CERI com dados da TAG

²¹ O contrato representa cerca de 30% da receita atual; porém, o seu vencimento não implica redução de igual montante na receita futura, uma vez que a base de ativos deverá ser ainda reconhecida para NTS e TAG, com remuneração de investimentos realizados e ainda não amortizados ou depreciados.

Figura 26 – Contratos Legados e Novos de Transporte da TBG



Fonte: FGV CERi com dados da TBG

A capacidade de transporte da NTS e TAG está atualmente totalmente contratada pela Petrobras através dos contratos legados; porém, dispositivo do TCC com o CADE reduziu a flexibilidade detida pela Petrobras, disponibilizando capacidade a novos entrantes no sistema de transporte, através de Acordo de Redução de Flexibilidade. Não foram realizadas chamadas públicas para contratação de contratos firmes para NTS e TAG, permanecendo a contratação de serviço extraordinário em bases firmes, os quais têm duração máxima de um ano e cláusula resolutiva na eventualidade de realização de chamada pública para contratação de serviço de transporte em base firme. A oferta de serviços extraordinários não proporciona aumento de receita, uma vez a receita dos novos contratos reduz, na mesma proporção, a receita percebida dos contratos legados da Petrobras, mantendo constante a receita total recebida pela TAG e NTS. Atualmente, os transportadores promovem o processo de oferta e alocação de capacidade por meio de um portal comum de oferta de capacidade (POC).

Em 2023, a ANP simplificou o processo de oferta e contratação de capacidade firme em gasodutos existentes, restringindo o processo regulado de chamada pública apenas para novos gasodutos ou ampliações, o que permite a contratação de capacidade em bases firmes através da plataforma de oferta de capacidade das transportadoras. A regulação determina isonomia de acesso e as regras e condições contratuais são firmadas entre as transportadoras e os carregadores através da assinatura, por adesão, do Contrato Master previamente às negociações na plataforma. Permanece em aberto a necessidade de padronização dos contratos de transporte com uniformidade de penalidades para reduzir assimetrias e facilitar a comercialização entre as malhas, na direção de maior integração e liquidez no mercado.

As tarifas dos contratos extraordinários da NTS e TAG são calculadas levando em conta a receita dos contratos legados, já as tarifas da TBG são calculadas a partir da remuneração do capital (7,5% a.a.) sobre base de ativos reconhecida pela ANP. Com o término de parte dos contratos legados já em 2025 para NTS e TAG, a ANP deverá definir a base de ativos, a taxa de remuneração e outros parâmetros para o cálculo das tarifas de entrada e saída da NTS e TAG.

A Petrobras ainda figura como carregadora integral (entrada e saída) nos contratos de compra e venda de gás natural na modalidade firme inflexível firmados com seus clientes, incluindo os contratos com as distribuidoras. Assim, a Petrobras ainda repassa uma parcela de custo de transporte total (referente à utilização proporcional do conjunto de seus contratos de transporte no sistema integrado) uniforme para todos (tarifa postal). Ou seja, a parcela de transporte nos contratos recentes da Petrobras reflete um custo médio que não guarda relação com custo de fornecimento específico.

Os novos contratos de suprimento firmados pela Petrobras com as distribuidoras a partir de 2023, de prazo mais extenso, como será discutido adiante, contam com adaptação parcial ao modelo de entrada e saída para contratação da capacidade de transporte, na medida em se que passou a considerar um componente de entrada postal determinada no contrato (R\$ 0,3045/m³), atualizada pelo IGP-M, e um componente de custo de saída correspondente à tarifa de saída publicada pelas transportadoras para cada zona específica.

4.1.1. Composição do Preço do Gás

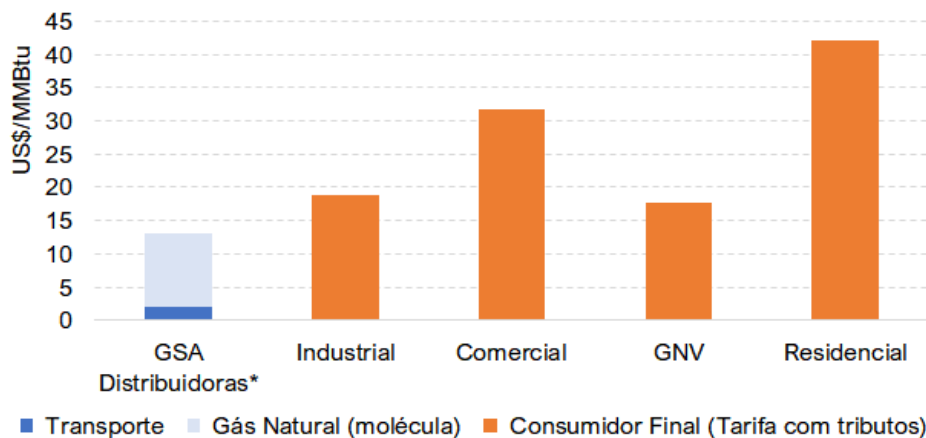
A composição do preço do gás natural ao consumidor final depende do preço da molécula, da tarifa de transporte, da margem de distribuição e dos impostos. O Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, publicado pelo Ministério de Minas e Energia, reporta a diferença entre o preço médio do gás natural para as distribuidoras em julho de 2023 – correspondente ao somatório do preço da molécula de gás e da tarifa de transporte, sem impostos – e a tarifa média percebida pelos consumidores finais, as quais incluem as margens de distribuição e os impostos.

Em outubro de 2023, a parcela de transporte nos contratos da Petrobras com as distribuidoras era de US\$ 2,09/MMBtu, enquanto o custo da molécula de gás alcançava US\$ 8,8/MMBtu para os contratos 2020-23, US\$ 10,6/MMBtu para os de 2022-25 e US\$ 10,9 para os de 2023-32 – sem tributos e encargos (MME, 2023).

A Figura 27 apresenta a diferença dos preços médios observados no Brasil, em US\$/MMBtu, para os segmentos industrial (para faixa de consumo de 20 mil m³/d), comercial (para faixa de consumo de 800 m³/mês), residencial (para consumo de 12 m³/mês) e gás natural veicular – GNV (faixa única). A tarifa média para o segmento industrial é 44% maior do que o custo da molécula e do transporte para as distribuidoras, cuja diferença deve cobrir a margem de distribuição e os impostos.²² Já para o segmento residencial, a discrepância aumenta em média para cerca de 225%, uma vez que o reduzido volume unitário de cada consumidor deve remunerar uma extensa malha capilarizada de distribuição.

²² Segundo informações do Relatório de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás, através de estimativas da EPE, o peso dos componentes da tarifa média para o segmento industrial (20 mil m³/d) respondia, em outubro de 2022, a 56% para molécula, 9% para transporte, 10% para distribuição e 24% para impostos.

Figura 27 – Preço Médio de Gás Natural para as Distribuidoras e os Consumidores Finais (outubro/2023)



*Gas Supply Agreement (GSA) – preço do gás natural do contrato Novo Mercado de Gás (2022-25) assinado entre Petrobras e Distribuidoras (sem tributos e encargos).

Fonte: FGV CERI com dados do MME (2023)

4.2. Diagnóstico Concorrencial

A ANP (2023b), sob indicação da Resolução do CNPE nº3/2022, apresentou um diagnóstico concorrencial do estágio atual de abertura da indústria do gás, analisando indicadores de concentração de mercado e formas de acesso às infraestruturas. O objetivo da análise da ANP foi subsidiar o processo para “*elaboração e adoção de programas que visem a desconcentração da oferta de gás natural e a promoção da concorrência*”, com medidas para liberação de capacidade de transporte e de comercialização de molécula (*Gas Release*).

A constatação de que a primeira Lei do Gás não foi exitosa em promover a concorrência no mercado deu início à série de iniciativas que culminaram com a Nova Lei do Gás, cujo histórico está apresentado no Capítulo 2 deste documento.

Conforme pontua a ANP (2023b), no segmento de Exploração e Produção (E&P) a prevalência da Petrobras se deve basicamente a cinco fatores: (i) aos altos custos da atividade exploratória nas regiões marítimas (que representam a maior parte da produção nacional de gás natural); (ii) à manutenção de todos os campos de produção operacionais e de uma extensa quantidade de blocos exploratórios (mesmo com a flexibilização no exercício do monopólio das atividades de E&P); (iii) às vantagens competitivas adquiridas frente aos potenciais concorrentes ao longo do período do monopólio; (iv) à cessão onerosa de volumes em determinadas áreas promovida pela Lei nº 12.276/2010; e (v) ao acesso privilegiado às instalações essenciais que garantem o escoamento e disponibilização ao mercado nacional do gás natural produzido no ambiente *offshore*.

Neste contexto, o panorama da concorrência no mercado de gás passa necessariamente pelo papel da Petrobras e por suas décadas de atuação monopolística em todos os segmentos da indústria. Neste sentido, a análise da concorrência está focada na concentração das atividades da incumbente.

Após dois anos e meio da publicação do novo marco legal para o gás natural, a indústria começa a observar maior acesso às infraestruturas e diversificação na comercialização de gás a partir de movimentação da molécula por novos agentes na malha integrada de transporte, com menor concentração na oferta. Esta maior abertura é facilitada pela menor concentração na propriedade do gás nos elos de exploração e produção, uma vez que a participação da Petrobras se reduziu de 90% em 2010 para 70% em 2022 – permanecendo responsável como operadora por cerca de 90% da produção –, o que propicia a comercialização direta desta produção por demais ofertantes, geralmente parceiros da Petrobras no *upstream*. A ANP (2023b) projeta que a participação da Petrobras na produção de gás em bacias que ofertam molécula ao mercado deve se reduzir ainda mais até 2026 para 62,7%, facilitando a atuação direta pelos demais produtores. Por outro lado, o acesso efetivo ao mercado depende das mudanças estruturais estabelecidas pela reforma.

O acesso às infraestruturas de escoamento e processamento se iniciou com acordos firmados em 2020 e vigência a partir de 2021, entre Petrobras e parceiros concessionários em blocos de produção – Shell, Petrogal e Repsol-Sinopec – para acesso aos Sistemas Integrados de Escoamento (SIE) e Processamento (SIP). O SIE abrange Rotas de escoamento 1, 2 e 3 e o SIP as UPGNs de Caraguatatuba (SP), Cabiúnas (RJ) e Itaboraí (RJ). O acordo para acesso também ocorreu em escoamento e processamento em Guamaré (RN) e Catu (BA).

Frente a desafios para tornar o contrato de serviço efetivo, a Petrobras firmou contratos de swap como solução transitória para garantir o acesso às infraestruturas de processamento e cessar a prática de compra de gás de terceiros na “boca do poço”. Até o acordo com prestação de serviço de processamento se tornar efetivo – dada restrições de ordem tributária, logística e outras –, a Petrobras compra o gás rico de terceiros e revende aos proprietários o gás tratado na saída do processamento, computando custos de escoamento e tratamento. Em 2022, a Petrogal inaugurou o acesso efetivo ao processamento de gás próprio em Cabiúnas, com suspensão do swap, ainda que este mecanismo permaneça sendo aplicado provisoriamente para acesso de outras empresas. Em 2023, a Petrobras fez o primeiro acordo de acesso com empresa produtora que não é parceira na produção e prevê agora a oferta de acesso nas infraestruturas em rodadas periódicas (*open season*).

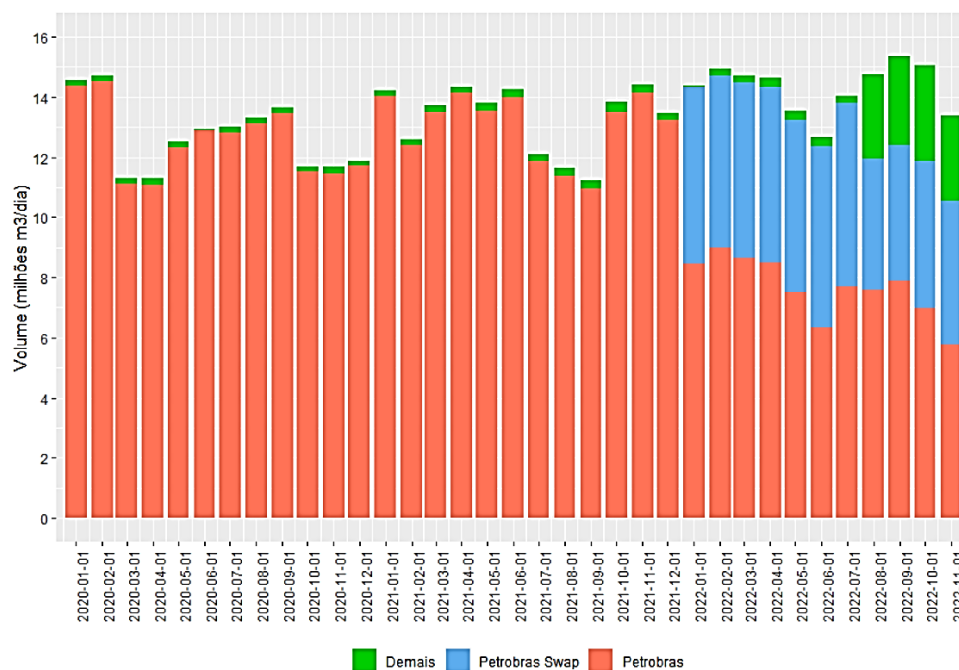
A Petrobras também realizou desinvestimentos em polos de produção no Nordeste com venda de ativos de processamento – como o Polo Alagoas (com UPGN com 2 MMm³/d de processamento) para a Origem Energia em 2022; o Polo Carmópolis em Sergipe para a Carmo Energy em 2022, incluindo UPGN de Atalaia com capacidade de 3 MMm³/d; e o Polo Potiguar para a 3R em 2023, incluindo a UPGN de Guamaré com capacidade de 5,7 MMm³/d. A venda dos ativos respeitou os contratos de acesso já firmados com terceiros. A aquisição de ativos existentes permitiu a entrada de novos *players* no processamento de gás, face às escassas iniciativas privadas nesse segmento – em 2020, a empresa AlvoPetro empreendeu ativo de processamento na Bahia com capacidade de 500 mil m³/d. Os desinvestimentos contribuem para a diversificação de agentes na comercialização de gás processado, ainda que sejam valores marginais frente a capacidade total de processamento (cerca de 100 MMm³/d) concentrada pela Petrobras.

Seguindo determinação do TCC, a Petrobras promoveu o arrendamento do Terminal de GNL na Bahia em 2021 para Excelerate Energy, a qual firmou contrato de suprimento com a própria Petrobras e com a TAG para

balanceamento da rede. O arredamento não contribuiu para diversificação da oferta, uma vez que a Petrobras permanece como único comprador do gás importado no terminal.

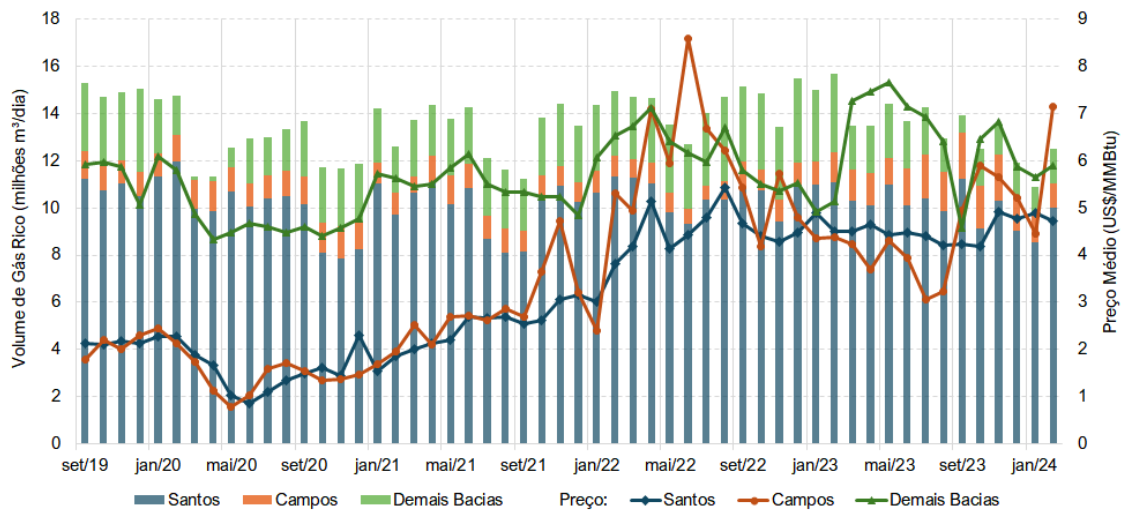
Apesar da determinação do TCC de cessão de compra de gás rico de terceiros na boca do poço pela Petrobras, ainda há comercialização de gás relevante entre produtores. Entre 2020 e 2022, foram comercializados cerca de 14 MMm³/d frente a 43 MMm³/d de gás disponível para comercialização no mercado (oferta doméstica), 75% deste volume referente à produção na Bacia de Santos. A participação da Petrobras neste montante já se reduziu por força do TCC e pelo acesso de terceiros ao escoamento e processamento, ainda que permaneça adquirindo cerca de 50% do gás rico de terceiros em fins de 2022 (Figura 28). A Figura 29 apresenta a evolução mensal do volume médio comercializado entre produtores de gás rico e do preço por bacia, evidenciando a maior participação da bacia de Santos.

Figura 28 – Comercialização de Gás entre Produtores



Fonte: ANP (2023b)

Figura 29 – Volume e Preço Médio de Gás Rico Comercializado entre Produtores por Bacia

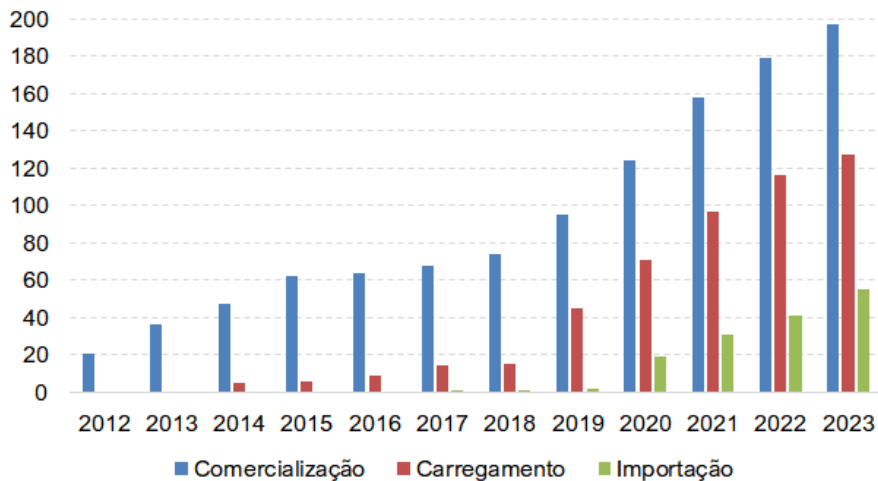


Nota: Preço em US\$/MMBtu convertido pela média mensal da taxa de câmbio nominal (R\$/US\$), cotação de venda, divulgada pelo Bacen.

Fonte: FGV CERI com dados da ANP e do Bacen

O acesso à malha de transporte, após o Acordo de Redução de Flexibilidade firmado pela Petrobras para liberação de capacidade firme nos gasodutos de transporte da TAG e NTS, permitiu a comercialização de gás por terceiros. A abertura avançou sobretudo na rede da TAG frente à maior diversificação de agentes atuantes e aos desinvestimentos realizados pela Petrobras na região. O número de agentes autorizados pela ANP para comercialização, carregamento e importação de gás cresceu significativamente nos últimos anos (Figura 30).

Figura 30 – Número de Agentes Autorizados pela ANP para Comercialização, Carregamento e Importação



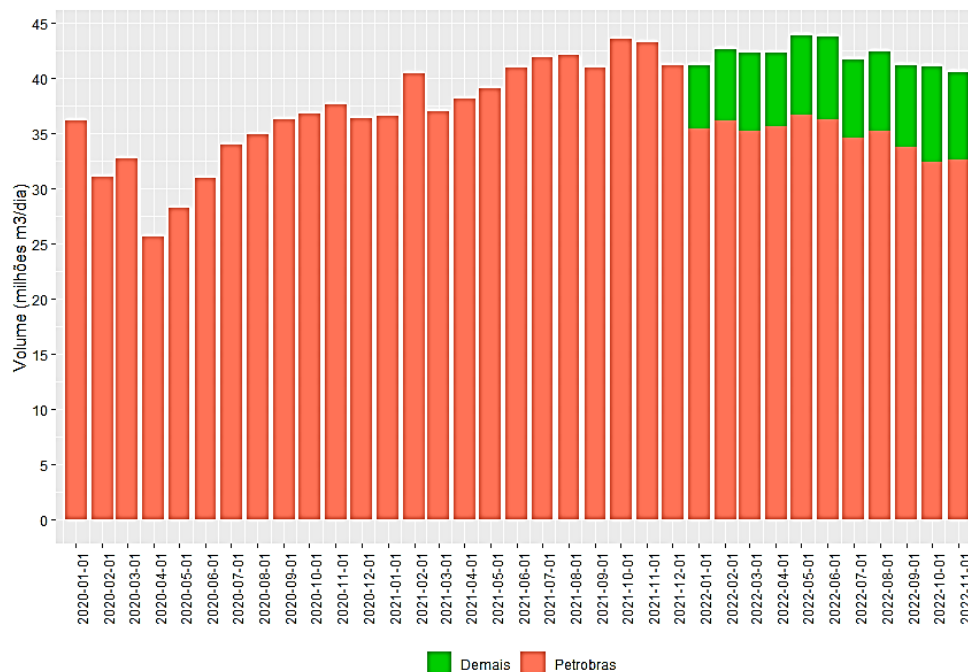
Fonte: FGV CERI com dados da ANP

A participação de mercado (*market share*) da Petrobras na comercialização de gás na malha integrada reduziu de 100% em fins de 2021 para cerca de 80% em fins de 2022, com a participação de 12 ofertantes (de 10 grupos econômicos distintos) de gás no sistema (ANP, 2023b) (Figura 31). A redução da participação da Petrobras na comercialização na malha integrada (mercado não-térmico) deve-se sobretudo a maior diversidade de

oferta no Nordeste, onde a participação das vendas por novos ofertantes alcançou 75% em fins de 2022 e 82% em novembro de 2023.

A ANP (2023b) estimou o índice Hirschman-Herfindahl (HHI) de concentração na comercialização de gás no mercado em 6.963, evidenciando a elevada concentração no mercado brasileiro.²³ Considerando apenas a área de mercado da malha da TAG, o HHI se reduz para 2.393 em 2022, evidenciando a menor concentração de oferta no Nordeste. Nas demais regiões (Sul, Sudeste e Centro-Oeste), a Petrobras ainda é praticamente monopolista na comercialização (Figura 32).²⁴

Figura 31 – Venda de Gás Natural aos Clientes na Malha Integrada (mercado não-termelétrico)



Fonte: ANP (2023b)

²³ O HHI expressa a soma dos quadrados da participação relativa de cada empresa no mercado, variando entre 1 e 10.000. Quanto mais elevado o HHI, maior é o nível de concentração e menor é o grau de concorrência no mercado.

²⁴ No Sudeste, em 2022, a comercialização de gás natural no mercado livre para o mercado não-termelétrico foi viabilizada pela contratação de gás pela GALP com a distribuidora Gasmig, na modalidade interruptível, de volume de até 300 mil m³/d.

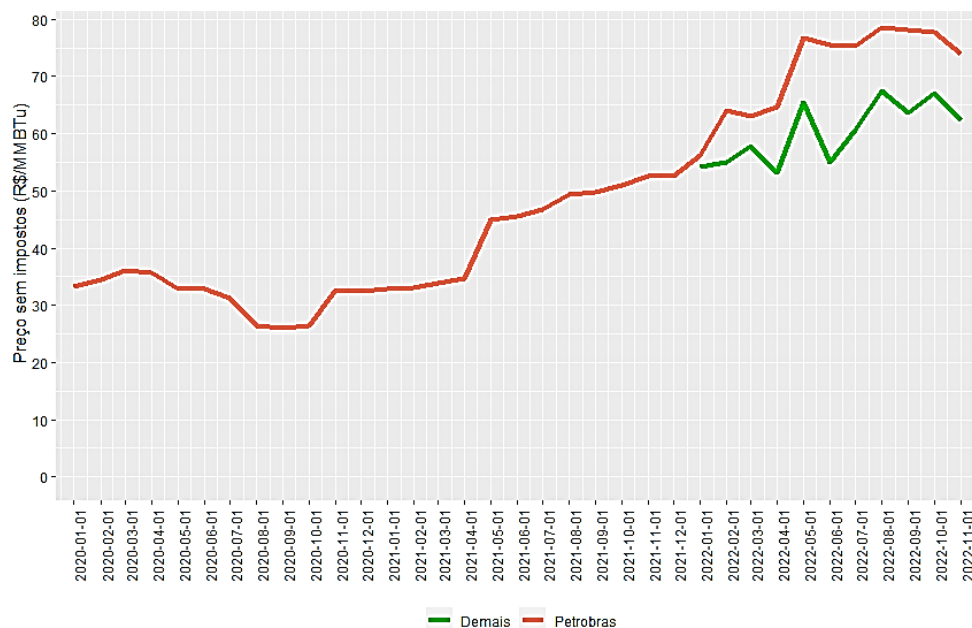
Figura 32 – Venda de Gás Natural aos Clientes na Malha Integrada por região (mercado não-termelétrico)



Fonte: ANP (2024)

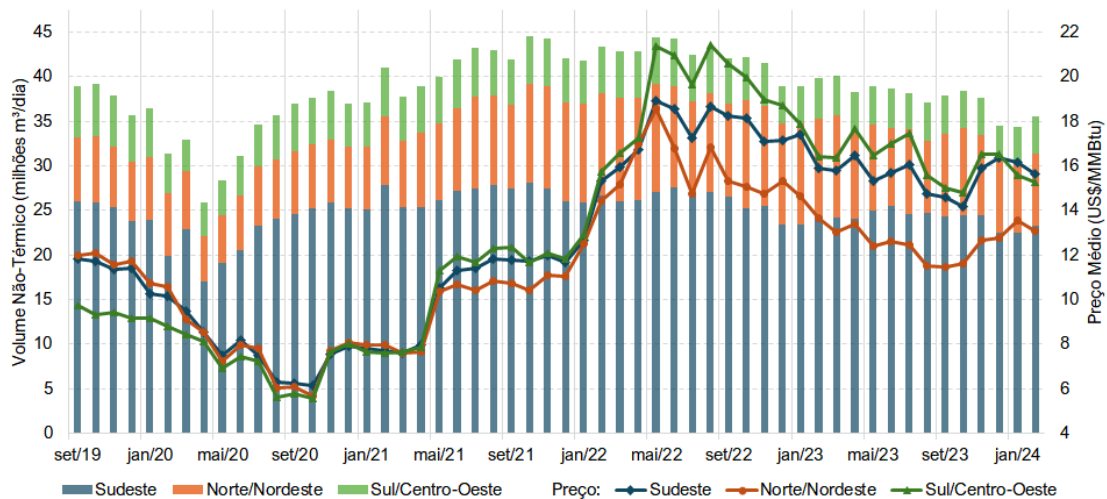
O maior número de ofertantes de gás na malha integrada para distribuidoras e consumidores livres evidenciou potencial benefício da concorrência, registrando preço médio (sem impostos, ponderado pelo volume comercializado) cerca de 15% inferior ao ofertado pela Petrobras ao longo de 2022 (Figura 33). O diferencial de preço se manteve ao longo de 2023, alcançando 14% em média no fim do ano passado. Para o Nordeste, o diferencial alcançou desconto de 30% (ANP, 2024), o que ajuda a explicar a diferença de cerca de 22% do preço médio da região vis-à-vis ao preço médio praticado no Sudeste no final de 2023 (Figura 34).

Figura 33 – Preço Médio do Gás para Distribuidoras e Consumidores Livres (mercado não-termelétrico)



Fonte: ANP (2023b)

Figura 34 – Evolução Mensal do Volume Não-Térmico e do Preço Médio de Venda de Gás por Região



Nota: Preço em US\$/MMBtu convertido pela média mensal da taxa de câmbio nominal (R\$/US\$), cotação de venda, divulgada pelo Bacen. Preço médio, ponderado pelo volume, de venda às distribuidoras e aos consumidores livres (com impostos).

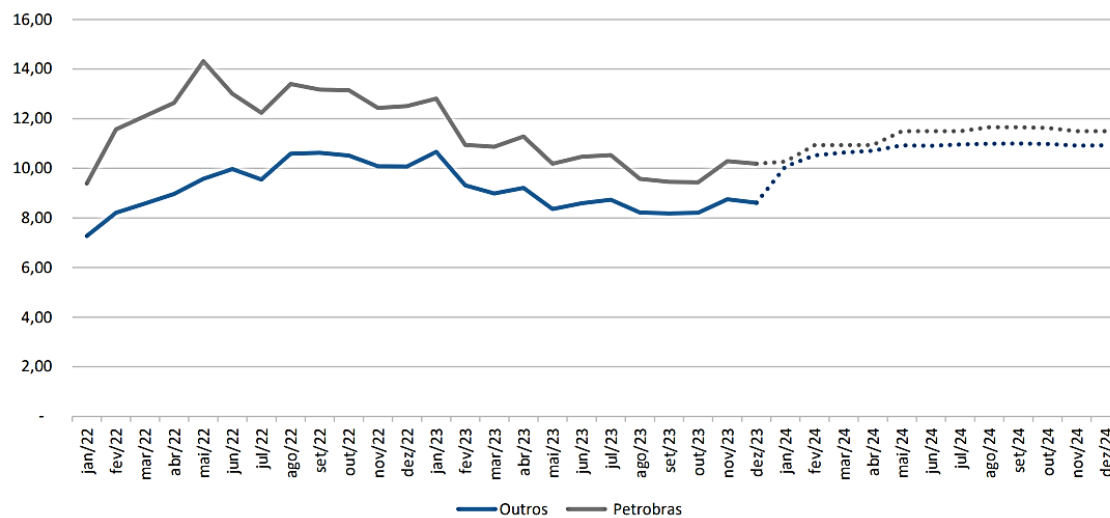
Fonte: FGV CERI com dados da ANP e Bacen

Apesar da diferença significativa de preço da molécula para o mercado cativo praticado por novos entrantes na comercialização vis-à-vis ao preço da incumbente, observado em 2022, as perspectivas de 2024 podem apontar para redução desse diferencial (Figura 35). Os novos contratos de longo prazo da Petrobras tendem a ancorar os preços praticados, reduzindo os descontos dos novos ofertantes. Este cenário reforça a necessidade de ampliar as pressões competitivas na transição para abertura do mercado.

Em 2023, a Petrobras passou a firmar contratos de suprimento (*gas supply agreements – GSA*) de prazo mais longo com as distribuidoras. O novo contrato de compra e venda de gás inclui cláusula de redução da quantidade diária contratual em decorrência da migração de consumidores livres que deixem de consumir gás do portfólio da distribuidora. Para além desta redução, há possibilidade de redução da quantidade diária contratada (QDC) até o limite de 2/3 do volume contratado atualmente com a Petrobras, abrindo espaço para contratação com outros ofertantes. Desta forma, apesar do longo prazo de vigência, o contrato da Petrobras prevê flexibilidade para acomodar a abertura esperada do mercado.

A maior diversidade de agentes na comercialização ampliou as modalidades de contratação de gás, com diversificação nas condições de entrega e precificação do gás natural. Além da modalidade firme (que estipula quantidade diária contratada – QDC – mínima de entrega e recebimento), há modalidade flexível (com quantidade de entrega sujeita a programação dos volumes), interruptível (quando o vendedor pode interromper o suprimento sem penalidade) e PUT/CALL (quando o vendedor/comprador tem o direito unilateral de programar um dado volume). As QDCs estabelecidas nos contratos podem ainda estar vinculadas a diferentes modalidades. Em seu diagnóstico, a ANP observou que a diversidade é salutar para o desenvolvimento do mercado, ao mesmo tempo em que reflete a busca por contratação mais aderente às necessidades dos consumidores que podem enfrentar desafios de conciliar suas demandas com a inflexibilidade da oferta do gás associado. A Petrobras, por sua vez, permanece contratando exclusivamente na modalidade firme.

Figura 35 – Evolução do Preço da Molécula para o Mercado Cativo (US\$/MMBtu)



Fonte: ABRACE (2023)

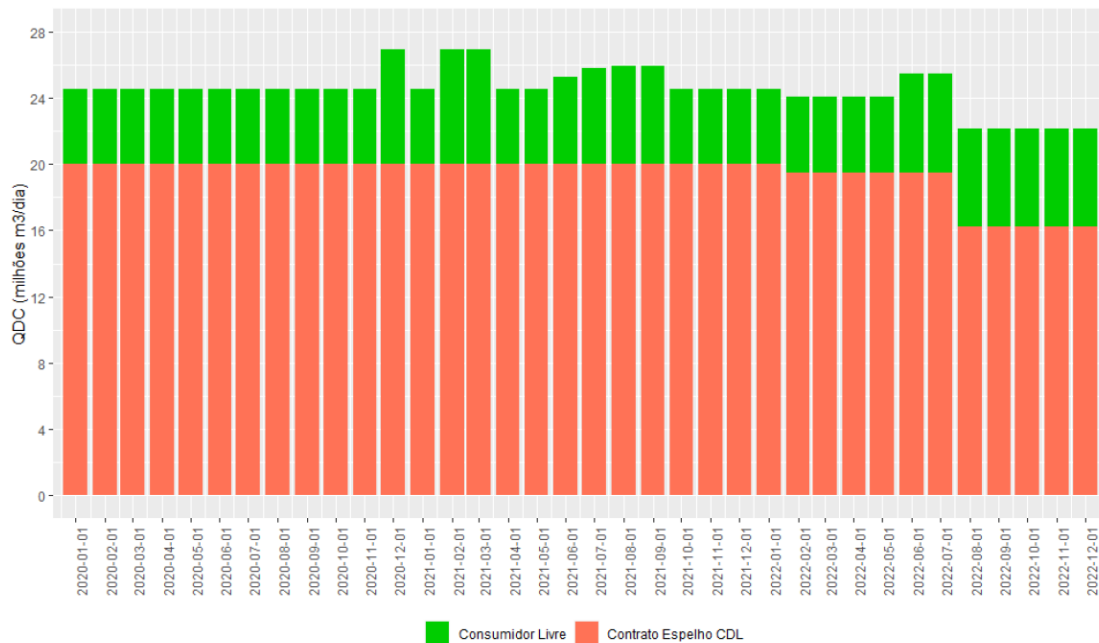
Frente a baixa migração para o mercado livre no consumo de gás natural, a demanda ainda está majoritariamente concentrada na contratação das distribuidoras de gás canalizado, tornando os contratos de suprimento (GSA) para a distribuidoras estratégicos para permitir maior abertura ao mercado, aliado à contratação através de chamadas públicas. A ANP (2023b) sinalizou que a redução da contratação pela Petrobras com as distribuidoras poderia abrir espaço para comercialização por terceiros; porém, como analisado, a Petrobras já está firmando contratos de longo prazo com a distribuidoras.

Ainda que o novo contrato da Petrobras preveja a redução de QDC em até 2/3 do consumo atual por solicitação da distribuidora ou redução automática pela migração de consumidores à contratação livre, a pactuação de contratos de longo prazo deveria ser evitada em momento de abertura. Contratos longos podem refrear a busca por contratações mais vantajosas pelas distribuidoras, reduzindo o espaço para novos entrantes. Por outro lado, a migração ao consumo livre pode se tornar atrativa se houver oferta de gás mais competitivo do que o nível pactuado no contrato com a Petrobras. A indexação está próxima de 11,9% do Brent; porém, o contrato também permite uma composição da indexação com o Henry Hub. Em todo caso, a contratação de longo prazo acende um alerta para a evolução da comercialização nos próximos anos, demandando maior atenção ao regulador federal (ANP) e ao órgão de defesa da concorrência, incluindo a avaliação de programas de Gas e Capacity Release já contemplados como alternativa concorrencial pelo arcabouço legal-regulatório atual.

Cabe destacar, ainda, que o volume de gás comercializado acima referido é inferior ao gás processado disponível para consumo no país, uma vez que parte da oferta é consumida por demanda de autoprodução (para refino, por exemplo) e autoimportação. Outro aspecto relevante se refere à análise da ANP focada no mercado não-termelétrico, uma vez que este segmento é relevante para a demanda de gás no Brasil e potencialmente para a comercialização livre, embora a Petrobras ainda permaneça como supridora quase exclusiva no atendimento às térmicas interligadas na malha de transporte. A demanda das térmicas pode ser atendida através de autoprodução ou autoimportação (sobretudo em sistemas isolados do transporte) ou através de fornecimento

de gás pelas distribuidoras por meio de contratos espelho (*back-to-back*) que refletem condições de suprimento pactuadas pelo supridor. A quantidade diária contratada pelas térmicas atendidas pela malha de transporte alcançava em fins de 2022 cerca de 22 MMm³/d, dos quais apenas 6 MMm³/d referentes à contratação como consumidor livre (Figura 36).

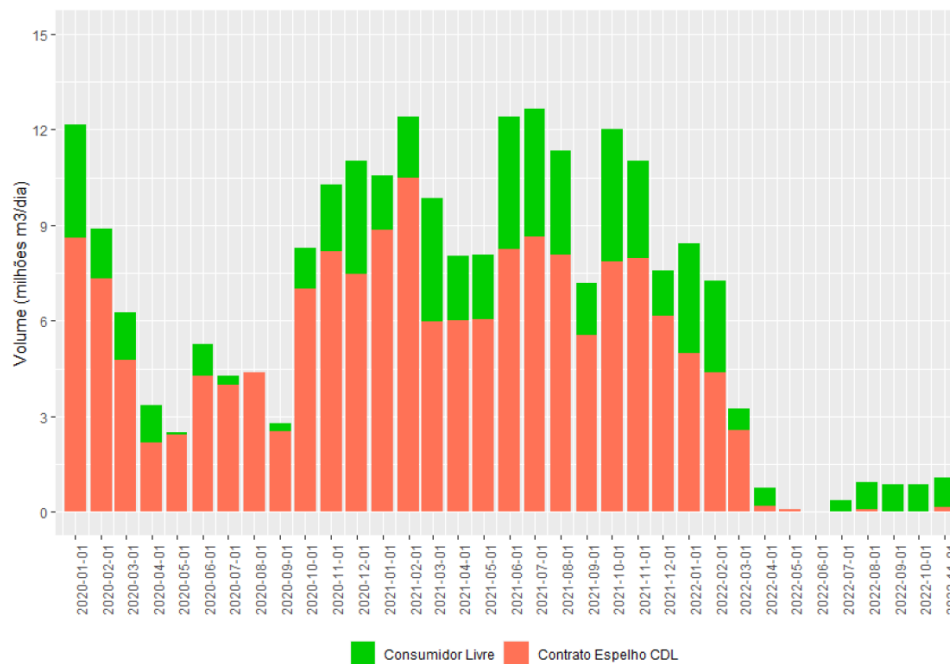
Figura 36 – Quantidade Diária Contratada pelas Termelétricas



Fonte: ANP (2023b)

Este cenário deve se alterar radicalmente nos próximos anos face ao vencimento dos contratos de venda de energia (*Power Purchase Agreements – PPAs*) da maior parte do parque termelétrico. A recontração da energia das térmicas deverá impactar a contratação de gás na malha de transporte, uma vez que se discute arranjos contratuais mais flexíveis para a tarifa de transporte, compatíveis com a variabilidade do despacho termelétrico no país. Atualmente, as termelétricas conectadas na rede de transporte arcam com tarifas de transporte compatíveis com a plena utilização da infraestrutura através de cláusulas de *ship-or-pay* que garantem a remuneração da capacidade de movimentação no sistema independentemente do grau de utilização. Embora a QDC das térmicas interligadas ao transporte em 2021 estivesse próxima a 24 MMm³/d, a venda de gás atingiu cerca de 12 MMm³/d nos meses de maior geração termelétrica no auge da crise hídrica, chegando a zero em meados de 2022 (Figura 37). Isto é, mesmo no auge da crise hídrica, o volume realizado foi 50% inferior ao volume máximo contratado pelas térmicas no sistema.

Figura 37 – Venda de Gás para Termelétricas Interligadas na Malha de Transporte



Fonte: ANP (2023b)

Após análise de diagnóstico concorrencial atual, a ANP (2023b) conclui que “os ganhos obtidos a partir do início desse processo de abertura ainda representam uma redução pequena, se não marginal, da participação de mercado do agente incumbente”. A pequena redução observada, restrita ao Nordeste (que não representa a maior parte do mercado) associada ao breve período de início do processo, não permitem ainda avaliar, segundo a ANP (2023b), “se a desconcentração de mercado será capaz de assegurar que os ganhos localizados (...) serão consolidados em pressão competitiva suficiente para garantir uma saudável dinâmica concorrencial”.

Por um lado, a oferta nacional não deverá assistir a mudanças significativas no curto prazo, com permanência do protagonismo da Petrobras, ao passo que a importação de GNL não deve se revelar veículo de contestação para atendimento a demanda firme de gás no país. Neste sentido, a ANP (2023b) avalia que a “atual posição dominante do incumbente não será alterada pelas forças de mercado nos próximos anos”.

Por outro lado, a Agência vislumbra espaço de maior desconcentração entre 2024 e 2026, vinculada ao acesso de terceiros ao processamento e à comercialização de gás no mercado das distribuidoras. Entretanto, a oferta de contratos com prazos mais longos da Petrobras consolida a sua participação nas distribuidoras, ainda que com cláusulas flexíveis de redução.

Sob esta perspectiva, a ANP (2023b) pontua que o “aumento significativo da participação dos demais agentes vendedores de gás natural requereria um programa de liberação de gás”, cujo ponto de partida deveria ser o diagnóstico concorrencial ora apresentado. Propõe, ainda, a realização de Análise de Impacto Regulatório para contemplar alternativas, considerando gradualismo e monitoramento constantes em sua eventual implementação, cuja ação já foi inserida em sua agenda regulatória.

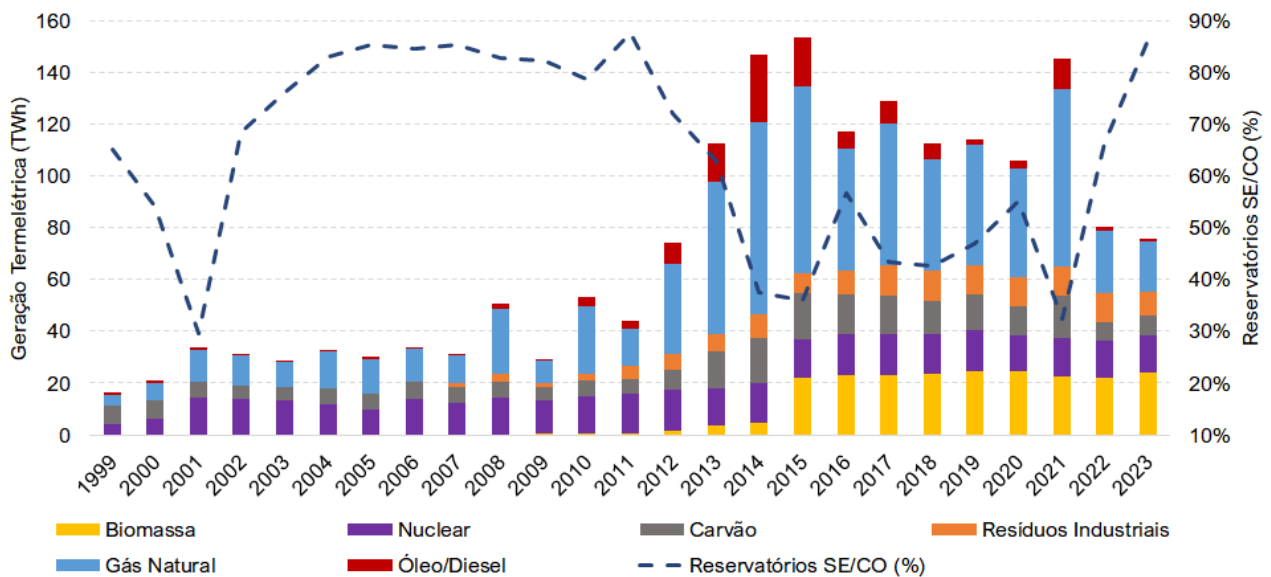
Finalmente, dado o período de potencial desconcentração da oferta entre 2024 e 2026, a ANP (2023b) sugere que ele seja utilizado como cronograma de implementação de um programa de liberação de gás, uma vez que nele não haveria necessidade de repactuação dos contratos já assinados e em contexto favorável de (potencialmente reduzida) demanda termelétrica.

4.3. Descontratação das Termelétricas a Gás Natural

O nível de geração termelétrica no Brasil depende, essencialmente, das condições hidrológicas e do nível dos reservatórios. Cerca de 70% da reserva hídrica está concentrada na região Sudeste/Centro-Oeste. Em momentos hidrológicos adversos, com esvaziamento dos reservatórios, a complementação termelétrica é fundamental para garantir o suprimento de eletricidade. A Figura 38 apresenta a evolução da geração termelétrica por fonte, evidenciando que os anos de maior geração ocorrem quando os reservatórios estão em níveis reduzidos, abaixo de 60% no fim do período úmido (abril). O racionamento enfrentado em 2001 não se repetiu nos anos recentes, quando os reservatórios atingiram níveis tão críticos ao observado naquela época, pela diversidade de fontes complementares à geração hidráulica. A geração a gás já chegou a responder sozinha por 53% de todas as fontes térmicas, no auge da crise hídrica de 2013. Desde então ela é responsável por pelo menos 40% da geração termelétrica, alcançando 47% na crise hídrica de 2021, quando as térmicas geraram 145 TW de energia, equivalente a 25% de toda a geração anual.

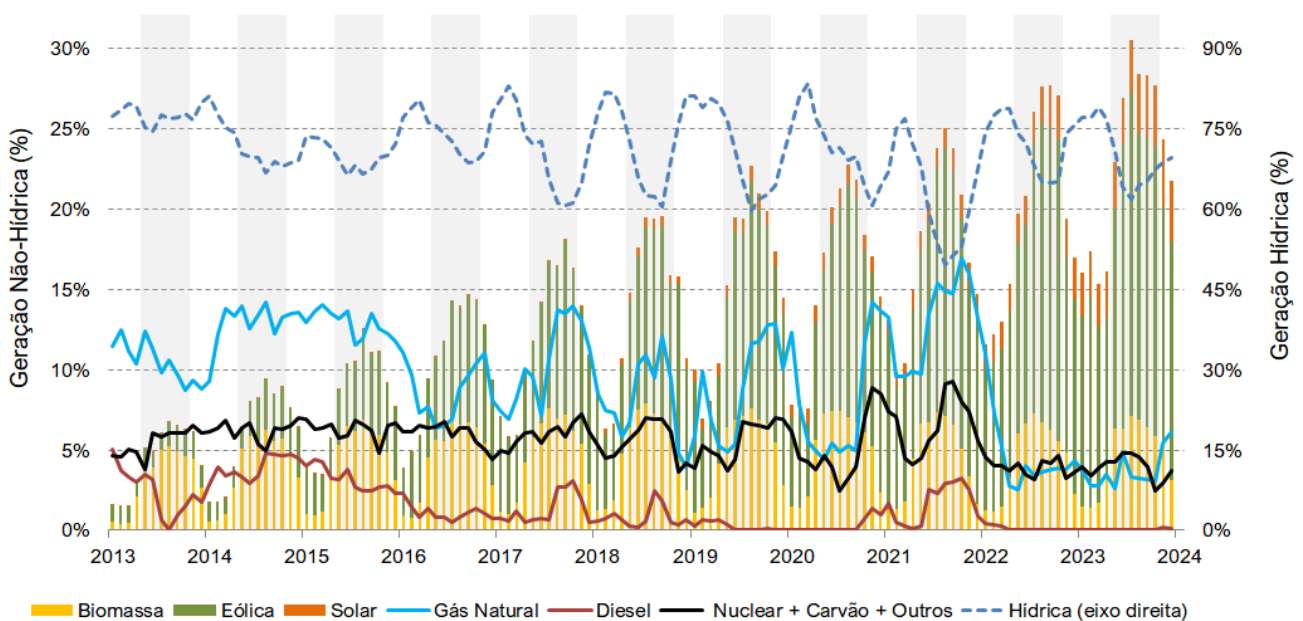
Um retrato mensal mais específico dos últimos anos evidencia a elevada complementariedade entre as fontes renováveis no país e a complementação flexível da geração termelétrica frente à geração hídrica menor por restrições hidrológicas. A Figura 39 apresenta a evolução mensal da geração total no Sistema Interligado Nacional, revelando que a menor geração hídrica – observada no período seco do ano, área sombreada do gráfico – é complementada por maior geração termelétrica. Neste período também se registra maior geração de eólica e biomassa (bagaço de cana), configurando elevada complementariedade entre as fontes renováveis. Eólica e solar hoje são as principais fontes da fronteira de expansão da capacidade instalada, que responde cada vez mais a decisões descentralizadas de grandes e pequenos consumidores, estes através da geração distribuída (solar fotovoltaica).

Figura 38 – Evolução da Geração Termelétrica no Brasil por Fonte



Fonte: FGV CERi com dados do ONS

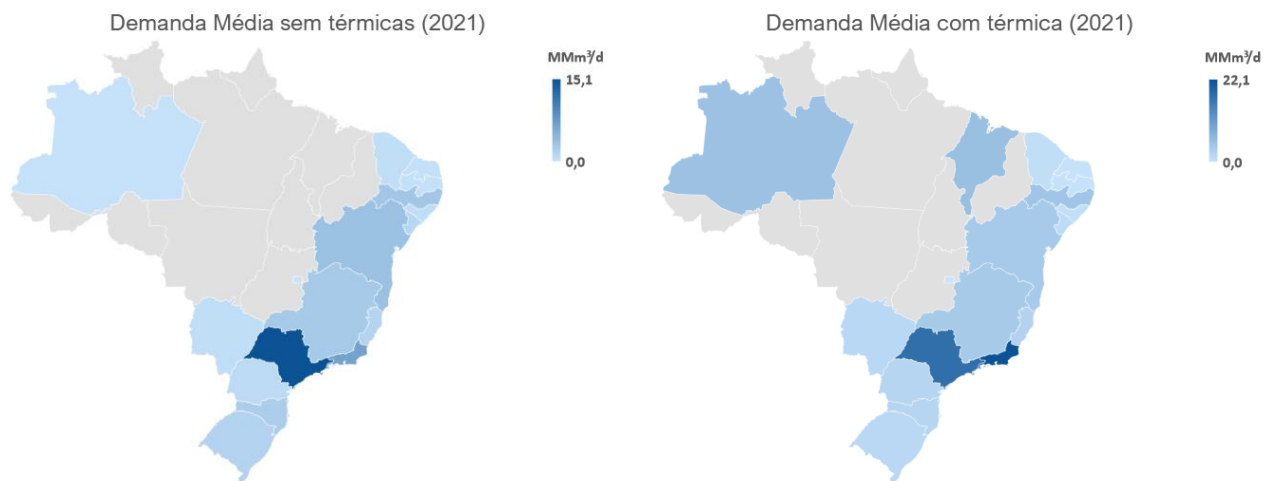
Figura 39 – Evolução Mensal da Geração Elétrica no Brasil por Fonte



Fonte: FGV CERi com dados da CCEE

A demanda de gás natural por estado da federação se altera sensivelmente ao nível de geração termelétrica. Em ano de maior geração, como o vivenciado em 2021, estados com reduzida (ou inexistente) demanda para segmentos não-termelétricos passam a contar com demanda de gás significativa para atender ao despacho das usinas. A Figura 40 apresenta a demanda média por estado no ano de 2021, que registrou elevado grau de geração térmica, sem e com o segmento termelétrico. Ao considerar este segmento, estados com reduzido (ou inexistente) mercado não-térmico passam a figurar no mapa com maior concentração de geração.

Figura 40 – Demanda de Gás Natural por Estado em 2021



Fonte: FGV CERI com dados do MME (2023)

Parte expressiva do parque termelétrico a gás natural existente, o qual alcança cerca de 14 GW de potência instalada, deverá enfrentar (i) o término dos contratos do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), assinados na época do racionamento de 2001; (ii) o término de contratos regulados de eletricidade (CCEAR); e (iii) o fim da vida útil, demandando investimentos adicionais para a sua extensão. A lista contempla 21 usinas, totalizando 9,3 GW de potência instalada que conjuntamente totalizam um consumo máximo de cerca de 50 MMm³/d.²⁵

Essas usinas estão conectadas à malha de transporte de gás natural, ao contrário da maior parte das termelétricas contratadas na última década que estão isoladas sem interligação com a malha de transporte – com suprimento direto dos campos de produção (caso emblemático do Complexo de Parnaíba no Maranhão) ou através de terminais de regaseificação.

Do total das térmicas que enfrentarão o término contratual, o término do PPT representa 30% da capacidade (27% do volume), o fim dos contratos regulados (CCEAR) representam 46% da potência (50% do volume) e o fim da vida útil 23% da potência e do volume. A malha da NTS concentra cerca de 55% da capacidade instalada e do volume máximo de consumo, da TAG cerca de 20% e da TBG cerca de 15%. O Rio de Janeiro reúne, sozinho, cerca de 45% da potência instalada e do volume. Em relação ao horizonte de vencimento, aproximadamente 20% da potência e do volume já venceram em 2021, cerca de 50% vence(u) entre 2022 e 2024 e cerca de 30% vencerá após 2025.

²⁵ Estudo da EPE (2021) reúne informações relevantes sobre a idade do parque termelétrico e parâmetros de indisponibilidade, para todos os combustíveis.

Tabela 1 – Horizonte de Término de Contratos e Vida Útil do Parque Termelétrico a Gás Natural

Malha	UF	UTE	Data Saída	Motivo	Potência Inst. (MW)	Consumo Máx. Gás (Mm ³ /d)
Gás Ocidente	MT	CUIABA G CC	dez/21	Vida Útil	529,2	2.418
TSB	RS	URUGUAIANA	dez/21	Vida Útil	639,9	2.796
TBG	RS	CANOAS	dez/21	PPT	248,6	1.057
TBG	PR	ARAUCARIA	dez/21	Vida Útil	484,5	2.214
TBG	MS	W. ARJONA	dez/21	Vida Útil	177,1	1.512
TBG	MS	TRES LAGOAS	dez/23	CCEAR	350,0	2.872
TOTAL TBG					1.260,2	7.654,7
NTS	MG	JUIZ DE FORA	jan/22	PPT	87,1	520
NTS	MG	IBIRITE	jul/22	PPT	226,0	990
NTS	RJ	SEROPEDICA	dez/23	CCEAR	385,9	2.221
NTS	RJ	NORTEFLU	mar/24	PPT	826,8	4119
NTS	RJ	TERMORIO	dez/24	CCEAR	1.036,0	5.174
NTS	SP	N.PIRATINING	dez/24	PPT	572,1	2.836
NTS	RJ	TERMOMACAE	dez/25	CCEAR	928,7	5409
NTS	RJ	ST.CRUZ NOVA	dez/26	CCEAR	500,0	2.160
NTS	RJ	BAIXADA FLU	dez/33	CCEAR	530,0	2.385
Total NTS					5.092,6	25.814,0
TAG	CE	FORTALEZA	dez/23	PPT	326,6	1.659
TAG	BA	TERMOBAHIA	fev/24	CCEAR	185,9	1.376
TAG	PE	TERMOPE	mai/24	PPT	532,8	2.143
TAG	CE	TERMOCEARA	dez/24	CCEAR	223,0	1.588
TAG	ES	LINHARES	dez/25	CCEAR	204,0	1.155
TAG	RN	VALE DO ACU	set/28	Vida Útil	367,9	2.336
Total TAG					1.840,2	10.257,0
TOTAL					9.362,1	48.940,5

Fonte: FGV CERI com dados da EPE (2022) e MME (2023)

Atualmente, todas as térmicas contratadas que estão interligadas na malha de transporte remuneram a rede considerando a plena e constante utilização da capacidade máxima que necessitam para atender a sua geração potencial – isto é, as usinas arcam com *ship-or-pay* de 100%. As usinas contribuem para a remuneração plena da infraestrutura da rede de transporte, embora a geração seja incerta e variável e não dependa dos geradores, pois está sujeita às decisões do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A descontração das térmicas supridas pela malha de transporte acende um alerta sobre a forma da sua recontração. O setor elétrico compreende a necessidade de arquitetar a remuneração das térmicas para garantir a sua disponibilidade na rede elétrica, superando as incertezas da remuneração da energia – o que

a literatura reconhece por “*missing money problem*” (Joskow, 2006). Do ponto de vista da disponibilidade da capacidade para a malha de transporte de gás, a remuneração é tão relevante quanto para o setor elétrico. No entanto, a descontração das térmicas e a incerteza do montante e da frequência de utilização apontam para contratação da capacidade de transporte de forma variável, quando for utilizada – ainda que as tarifas de curto prazo sejam mais onerosas – como forma de reequilibrar a competitividade com novas opções de projetos não interligados à malha. Discute-se alternativas híbridas, com tarifas com reduzido componente fixo e elevado componente variável que acompanharia o nível de geração, *pari passu* com a remuneração da receita variável das térmicas. A variabilidade da geração termelétrica a gás frente a maior inserção de renováveis na rede elétrica traz desdobramentos para ambas as indústrias de rede, demandando soluções integradas para oferta de produtos que remuneram a nova flexibilidade exigida (JOSKOW, 2019).

A descontração reduzirá, portanto, a previsibilidade da receita de importante parcela de demanda para a malha integrada de gás natural, com efeitos de aumento e/ou variabilidade das tarifas percebidas pelos demais segmentos, sobretudo o industrial. A questão requer atenção e rápida resolução para evitar investimentos ineficientes voltados para soluções de desconexão de ativos que já estão integrados e incerteza ainda maior na evolução das tarifas de transporte. A solução reside na esfera de política energética e compreensão da remuneração de ativos de forma integrada e estratégica. A reforma do gás está centrada na comercialização na malha integrada para construção de um mercado de gás natural, o que requer garantir carregamento de volume na rede e remuneração adequada da disponibilidade da capacidade de transporte.

Desde 2022, a geração termelétrica se reduziu a patamares baixos frente a melhora nas condições hidrológicas e nos níveis dos reservatórios; porém, a geração termelétrica (sobretudo a gás natural) permanece crucial para a garantia do suprimento. Tanto para os momentos hidrológicos adversos e de menor reserva hídrica, quanto para atender crescentemente a picos de demanda, o que requer flexibilidade da rede de gás para atender a variações acentuadas, frequentes e de menor duração.

Para atender a esse novo requisito de potência, o planejamento introduziu uma nova modalidade de contratação por remuneração de reserva de capacidade na forma de potência. O mecanismo foi introduzido pela Lei nº 14.120/2021 (conversão da Medida Provisória nº 998/2020), tornando-se um importante instrumento para a contratação de recursos para atender a necessidade de potência identificada pelo planejamento como necessário à adequação e garantia do suprimento. O novo instrumento de contratação torna-se ainda mais relevante frente ao contexto de sobre contratação estrutural de energia do mercado brasileiro, intensificada pelo avanço de renováveis variáveis (eólica e solar) contratadas de forma descentralizada.

Um primeiro leilão foi realizado em fins de 2021, dedicado a usinas térmicas; e um novo leilão deverá ser realizado em 2024, cujas diretrizes ainda estão sendo debatidas. As regras propostas apontam para a participação de empreendimentos novos e existentes, permitindo a contratação de parte das usinas do parque atual que ficarão descontraçadas, e a inclusão de ampliações de hidrelétricas na habilitação do leilão. O instrumento é voltado para a ponta da demanda, um problema novo para o horizonte de planejamento e operação do suprimento elétrico no Brasil, historicamente preocupado com restrição de energia, e não de potência. No leilão

de 2021, os recursos foram avaliados sob o ponto de vista de uma operação hipotética de 120 horas no ano, o que representa 1,3% das horas no ano. Entretanto, o contrato exige disponibilidade integral por todo o período contratual e comprovação de reservas de gás para o pleno e contantes despacho, sujeito a penalidades por indisponibilidades. O leilão de 2024 deve repetir a exigência, segundo a minuta em consulta pública. A exigência de disponibilidade plena para o gás natural reforça ainda mais a necessidade de remuneração adequada de recursos na malha de transporte para, reduzindo subsídios-cruzados entre setores e segmentos de consumo para não comprometer (ainda mais) a competitividade do gás para a indústria.

4.4. Programa de Liberação de Gás (*Gas Release*)

Diante das conclusões e consequente recomendação de que seja implementado um programa de *gas release* – apresentadas na seção anterior – esta seção se ocupa de apresentar as linhas gerais de programas dessa natureza e sumariar a contribuição da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE) para a discussão. Tal contribuição está consubstanciada em relatório do Brattle Goup.

Com o objetivo de estabelecer condições competitivas nos mercados não concorrenciais, é necessário garantir acesso, justo e eficiente, às fontes de oferta. Quando um único produtor detém parcela significativa do mercado, distorcendo a formação de preços, programas do tipo *release* podem ser uma ferramenta importante para superar o problema, garantindo o desenvolvimento sustentável da concorrência. Assim, especificamente em mercados de gás natural, para reduzir a probabilidade de incumbentes exercerem o seu poder de mercado e facilitar a concorrência, as autoridades reguladoras podem, pelo menos durante um período, impor aos agentes dominantes a liberação do gás de sua propriedade para os novos participantes (*gas release*).

Em programas de *gas release*, o incumbente é forçado a colocar à venda determinadas quantidades de gás do seu portfólio, celebrando contratos de fornecimento para essas quantidades. Programas dessa natureza são concebidos para elevar a liquidez e permitir que compradores concorrentes adquiram gás para uso próprio ou para revenda, facilitando novos entrantes.

Programas de *gas release* foram realizados em muitos países europeus, incluindo Áustria, França, Alemanha, Itália, Espanha e Reino Unido. Os leilões têm sido normalmente o meio através do qual o instrumento é implementado, embora a contratação bilateral também tenha sido utilizada em algumas circunstâncias. Nesse caso, o titular negocia diretamente com empresas interessadas e as vendas de gás são celebradas com base em acordo mútuo.

Este tipo de intervenção regulatória assimétrica foi implementado pela primeira vez no Reino Unido em 1988 e se tornou um instrumento de abertura à concorrência amplamente utilizado na Europa. Como já dito anteriormente, programas desse tipo fazem parte de um plano de ação concorrencial mais amplo desenhado pelos governos/reguladores.

Na operacionalização dos programas, as quantidades de gás a libertar dependem dos objetivos e do arcabouço normativo do país. Mais especificamente, em casos de concentração, os volumes devem ser suficientes para eliminar as preocupações concorrenciais e estão, portanto, ligados à dimensão dos mercados objeto do programa. Assim, os volumes liberados precisam ser suficientes para permitir que os compradores elegíveis em todos os mercados afetados se beneficiem do programa.

No que concerne à duração, o programa pode permanecer em vigor durante um período necessário para garantir que a estrutura do mercado e as condições de concorrência se alterem significativamente, e que o nível de concorrência alcançado possa ser considerado como sustentável, geralmente utilizando índices de concentração.

A duração do contrato de fornecimento de gás liberado e a dimensão dos lotes no programa devem ser concebidas de modo a satisfazer as necessidades das diversas categorias de licitantes nos mercados relevantes, permitindo o maior alcance possível.

As condições de flexibilidade (diária, mensal, trimestral e anual) são essenciais, e os compradores devem ter a capacidade de estruturar as quantidades de gás que adquirem de acordo com os seus perfis de consumo ou dos seus clientes. Os requisitos para a flexibilidade do gás liberado diferem, dependendo das condições de acesso às infraestruturas, mas sempre garantindo o alcance do programa e contemplando especificidades para sua implementação.

Estudo recente dedicado ao Brasil pela consultoria Brattle Group (LAPUERAT et al., 2023), solicitado pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE) e outras associações, propôs recomendações para uma eventual aplicação de um programa de liberação de gás, as quais estão sumariadas abaixo:

1. Para garantir um programa eficaz, o estudo recomendou a utilização do índice Herfindal-Hirschman (HHI) como métrica de concentração. A meta seria alcançar valor de HHI inferior a 1.500, compatível com estruturas mais competitivas. O período de transição deveria durar cerca de cinco anos para alcançar a meta HHI, evitando, assim, mudanças bruscas ou disruptivas.
2. O estudo reconhece os desafios de aplicação de um programa de gas release no Brasil, cuja malha integrada de dutos não abrange todas as áreas de mercado do país. Nesse sentido, o estudo recomendou dividir o país em mercados regionais separados, que enfrentam restrições significativas de capacidade limitada de gasodutos, com metas específicas de HHI.
3. Os volumes para o programa dependem, em parte, da evolução prevista para a produção doméstica de gás natural. A expansão mais significativa esperada para a oferta até 2030 decorre de investimentos da incumbente associada com outras empresas. Neste sentido, o estudo recomenda estimar o impacto da evolução da estrutura futura do mercado para depois determinar um volume alvo de gás liberado a cada ano, para atingir

metas estabelecidas de HHI. Assim, os volumes liberados poderiam ser maiores nos primeiros anos do programa, diminuindo ao longo do tempo, acompanhando a redução da participação do *market share* da incumbente.

4. O estudo recomenda o uso de leilões como o instrumento mais eficaz para o programa, adequando o instrumento às necessidades de recuperação de investimentos da incumbente. Os leilões de disponibilização de gás ocorreriam anualmente, com duração de contratos de um ano ou mais. Os compradores poderiam negociar gás sob contratos de curto prazo em um mercado secundário para ampliar a liquidez, com atuação da incumbente como *'market maker'*, sob supervisão de um monitor de mercado.
5. O estudo também elencou recomendações adicionais relacionadas à “liberação de capacidade” (*capacity release*) e “liberação do cliente” (*customer release*), tornando efetiva a disponibilização de gás com capacidade de movimentação da molécula e acesso a clientes potenciais. A experiência da Alemanha indica que a concorrência deu um grande passo à frente quando a autoridade da concorrência liberou os clientes das restrições dos contratos existentes, declarando que era inerentemente anticompetitivo para um contrato de fornecimento de gás natural bloquear um cliente, junto ao seu fornecedor existente, por um certo número de anos. Essa decisão deu aos clientes existentes liberdade imediata para adquirirem partes significativas das suas necessidades de gás natural a partir de fontes alternativas. O estudo recomenda regra semelhante para que os clientes existentes possam ter escolha efetiva entre todos os fornecedores concorrentes.

Finalmente, uma preocupação pertinente quando da adoção de um *gas release* é se o preço do gás cobrado pelo incumbente é fruto de poder de mercado ou do custo real de produção do gás. No caso do leilão de *gas release*, o incumbente pode alegar que o preço resultante não permite a recuperação dos custos de produção/aquisição do gás. A questão é, portanto, como o regulador deve calcular o custo efetivo do gás a ser liberado para aferir eventuais perdas. A experiência internacional mostra que existem maneiras de se aproveitar a capacidade de um leilão em revelar o valor competitivo de um recurso e, ao mesmo tempo, utilizar dispositivos, em separado, que permitam ao titular do gás recuperar eventuais perdas no leilão. Por exemplo, o regulador pode recuperar a diferença entre o custo do gás do agente dominante e o preço do leilão, impondo uma “sobretaxa de recuperação de custos” (*cost recovery surcharge*) sobre o uso da rede de transporte ou distribuição.

A estruturação de um programa de *gas release* deve ser objetivo prévio de avaliação pela ANP de suas consequências de implementação. A agenda regulatória da ANP já contempla a avaliação de impacto regulatório para o *gas release*; porém, a publicação de minuta e texto definitivo estão previstos apenas para 2025.

4.5. Processo de Desinvestimento da Gaspetro no CADE

Como parte do processo de abertura do mercado de gás natural, um Termo de Compromisso de Cessação de Conduta (TCC) foi firmado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras, em julho de 2019. Dentre os compromissos previstos, a Petrobras deveria alienar sua participação em 18 companhias

distribuidoras de gás natural em que a Gaspetro detinha participação societária. Tal desinvestimento poderia ocorrer tanto por meio da alienação das ações da própria Gaspetro, quanto por meio da alienação da participação da Gaspetro nas distribuidoras.

Dessa forma, a Petrobras concentraria suas atividades na exploração e produção do gás natural, elo *upstream* da cadeia produtiva do gás natural, deixando de atuar nas atividades de transporte e de distribuição. A pretendida desverticalização tinha por objetivo garantir a independência dos agentes em relação aos diversos segmentos da cadeia de gás natural.

O requisito de independência para com os demais elos da cadeia estava, inclusive, previsto na Cláusula 5.1, alínea “c”, do referido TCC, como um dos critérios que deveriam ser atendidos pelo futuro comprador dos ativos a serem desinvestidos. O processo de abertura do mercado de gás natural teve continuidade em abril de 2021, com a promulgação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), após um longo período de debates.

Dois anos após a assinatura do TCC, a Petrobras anunciou a venda da sua participação na Gaspetro (51%) para a empresa Compass Gás e Energia, pertencente ao Grupo Cosan, pelo valor de R\$ 2,03 bilhões. A Gaspetro detinha participação acionária em 18 distribuidoras de gás canalizado em diferentes estados, conforme a Tabela 2. Os demais 49% da Gaspetro pertenciam ao Grupo Mitsui, que também atua nas atividades de distribuição e comercialização de gás natural.

Tabela 2 – Participação acionária da Gaspetro nas distribuidoras de gás canalizado

Companhia de Distribuição	Participação (%)
Região Sul	
Sulgás	49,0
SCGás	23,0
Compagás	24,5
Região Sudeste	
Gás Brasileiro	100,0
Naturgy RJ (CEG Rio)	26,19
Região Centro-Oeste	
MSGás	49,0
Goiasgás	19,5
Cebgás	21,0
Região Nordeste	
Bahiagás	24,5
Copergás	24,5
Algás	24,5
Cegás	24,5
Potigás	49,0
PBGás	24,5

Companhia de Distribuição	Participação (%)
Sergás	24,5
Gaspisa	24,5
Região Norte	
RonGás	24,5
Gasap	24,5

Fonte: CADE (2022), Voto do Relator, Ato de Concentração nº 08700.004540/2021-10

Segundo o Formulário de Notificação, a Compass, empresa adquirente, atua como trading de energia elétrica e como distribuidora de gás natural canalizado no Estado de São Paulo por meio da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), sua subsidiária. Ela integra o Grupo Cosan, o qual possui atividades nos segmentos de energia, combustíveis, lubrificantes e logística.

A análise da operação no CADE recebeu uma série de manifestações de terceiros, que questionavam acerca de um possível não cumprimento dos termos dispostos no TCC, em particular, quanto à exigência de não atuação em outros segmentos da cadeia de gás natural pelo comprador dos ativos desinvestidos pela Petrobras. Nesse contexto, destaca-se a manifestação da ANP, por meio da Nota Técnica Conjunta nº 34/2021/ANP, em dezembro de 2021, que tratava dos potenciais efeitos concorrenciais da aquisição pela Compass das ações da Petrobras na Gaspetro, única proponente qualifica no processo de desinvestimento.

Em sua publicação, a ANP recomendou a reprovação da operação, seguida da reabertura de venda dos ativos da Gaspetro, de forma a permitir, inclusive, a venda em separado da participação da Gaspetro em cada distribuidora estadual de gás canalizado. A Agência ainda ressaltou que, na hipótese de uma eventual aprovação do ato de concentração pelo Cade, as seguintes restrições deveriam ser impostas: *“(i) desinvestimento das distribuidoras estaduais de gás canalizado estaduais cujo poder de compra fosse superior a determinado limiar no mercado relevante definido pela autoridade antitruste; e (ii) compromisso da Compass em atuar como investidor passivo da Gaspetro”*.

A análise do Relator do caso, Conselheiro Luiz Augusto Azevedo de Almeida Hoffmann, concluiu que os seguintes mercados relevantes seriam afetados pela operação:

- (i) Distribuição de gás natural, considerando as dimensões geográficas nacional, regional e estadual (correspondente às áreas de concessão, exceto nos Estados de São Paulo e do Rio de Janeiro); e
- (ii) Comercialização de gás natural, tanto no cenário para os consumidores cativos quanto no cenário para os consumidores livres, de âmbito nacional.

Identificados os mercados relevantes para a análise, a etapa de possibilidade de exercício de poder de mercado concluiu que:

- (i) No mercado nacional de distribuição de gás natural, a Gaspetro possuía 40% de participação e a Compass (por meio da Comgás) possuía 26% mensurados por meio da representatividade de cada distribuidora sobre o consumo total das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs), considerando o período de janeiro de 2020 a agosto de 2021. A possibilidade de exercício de poder de mercado também foi detectada nos mercados do Estado de São Paulo e no cenário envolvendo as Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.
- (ii) No segmento de comercialização de gás natural para consumidores cativos (associada à distribuição), as participações seriam as mesmas, o que indicaria a necessidade de se analisar a probabilidade de exercício de poder de mercado.
- (iii) No segmento de comercialização de gás natural para consumidores livres, tendo em vista que a Compass não havia comercializado gás natural no mercado livre, mostrou-se necessário realizar uma análise prospectiva, considerando a atuação futura da Compass Comercializadora S.A.

Detectada a possibilidade do exercício de poder de mercado, a análise avançou para a etapa seguinte, onde se verifica a probabilidade do exercício de poder de mercado. Segundo o voto do Relator do ato de concentração, a probabilidade de aumento de preços, diminuição da oferta ou da qualidade seria baixa, uma vez que a regulação do setor impediria as empresas de fazê-lo. Em particular, no que tange ao preço, a competição se daria entre os preços estabelecidos pelas respectivas agências reguladoras estaduais. Tal argumento sustentou também a conclusão de que a probabilidade de exercício de poder de mercado pela Compass seria baixa tanto quanto ao segmento distribuição de gás canalizado, quanto no mercado de comercialização aos consumidores cativos.

Com relação às preocupações quanto à possibilidade de integração vertical, o voto do Relator acompanhou o parecer da Superintendência Geral (SG), o qual afastou preocupações decorrentes das potenciais práticas de *self-dealing* e de fornecimento de gás sem que o produto passasse pela malha de transporte.

De forma a amenizar as preocupações concorrenciais advindas da operação, durante a análise da operação pelo Cade, a Compass apresentou, voluntariamente, um plano de negócios que previa o desinvestimento de 12 distribuidoras de gás natural do total de 18 envolvidas na operação. Diante dessa intenção manifestada pela empresa e considerando que a análise concluiu pela baixa probabilidade de exercício de poder de mercado, o voto do Relator acompanhou o parecer da SG, recomendando a aprovação da operação sem restrições, em junho de 2022. No tribunal do Cade, a operação acabou sendo aprovada sem restrições por 4 votos a 3, uma vez que três conselheiros votaram pela aprovação do ato de concentração com restrições.

4.6. Reorganização Societária na Distribuição

O completo desinvestimento da Petrobras no segmento de rede após o TCC com CADE levou a uma significativa mudança dos quadros societários no âmbito das distribuidoras estaduais de gás natural canalizado. Previamente à assinatura do TCC, distribuidoras de apenas quatro estados não tinham participação da Gaspetro.

Dois grupos de *players* viram no acordo entre CADE e Petrobras um espaço para ampliar suas respectivas participações no elo da distribuição de gás natural: a Compass, que já controlava a Comgás, distribuidora com a maior participação do mercado não termelétrico (cerca de 30%); e alguns estados que exerceram o direito de preferência existente no acordo de acionistas dessas distribuidoras, ampliando a sua participação societária. A Mitsui, por sua vez, que já estava presente diretamente na composição acionária de algumas distribuidoras e indiretamente através de sua participação na Gaspetro (49%), adquirida em 2015, inaugurou uma nova fase societária na Gaspetro (agora chamada de Commit) com a aquisição do controle acionário pela Compass, após aprovação do CADE. Paralelamente, face à intenção declarada pela Compass, no âmbito do CADE, de desinvestimento da participação da Commit em 12 distribuidoras, a Mitsui ainda avalia se exercerá o seu direito de preferência nas distribuidoras com participação remanescente da Commit no Nordeste (CEGÁS, POTIGÁS, ALGÁS, SERGÁS e COPERGÁS). Contando com suas participações individuais, bem como através de sua *holding*, Compass e Mitsui possuem atualmente participação em 13 distribuidoras. A Tabela 3 apresenta o quadro societário atual das distribuidoras de gás.

Cabe destacar também duas iniciativas de privatização de companhias de distribuição. Primeiro, em 2021, no Rio Grande do Sul, com a aquisição da Compass do controle acionária da Sulgás, mantendo a participação da Gaspetro (Commit) nos 49% restantes; e mais recente, em 2023, da ESGás pela Energisa, que arrematou a venda da participação do Estado.

Neste processo de reorganização societária, o poder público de alguns estados exerceu o seu direito de preferência e ampliou a sua participação societária, adquirindo as ações da Commit. A Tabela 4 reúne os estados que mudaram a sua participação acionária recentemente nas distribuidoras.

Dos dezessete governos estaduais que já tinham participações nas distribuidoras, cinco expandiram consideravelmente sua presença. Os estados de Alagoas, Bahia, Ceará, e Paraíba, bem como o Distrito Federal, exerceram seus direitos de preferência pelas ações detidas pela Commit, aumentando assim, o controle estadual sobre suas respectivas distribuidoras.

Em alguns estados, a participação pública se dá através de empresas de outros segmentos, como é o caso da Compagás (PR), SCgás (SC), Gasmig (MG) e CEBGás (DF), cujas participações se davam através das empresas estaduais de energia elétrica, Copel²⁶, Celesc, Cemig e CEB respectivamente. Para esses casos, contudo, vale ressaltar que os governos estaduais têm participação indireta nas distribuidoras de gás, sendo que o governo

²⁶ Em agosto de 2023 foi oficializada a Privatização da Copel, no mês seguinte, a Copel anuncia aos acionistas o potencial desinvestimento na Compagas.

paranaense possui 15% das ações da Copel, o catarinense 20% de todas as ações da Celesc, Minas Gerais possui fatia de 17% sobre a Cemig e por fim, 80% das ações da CEB são controladas pelo governo do Distrito Federal.

Antes dos desinvestimentos da Petrobras na distribuição e da assinatura do TCC, diversas concessionárias estaduais detinham uma estrutura tripartite formada por um agente privado (Mitsui), o governo (ou empresa) estadual e a Gaspetro (Petrobras). Mesmo sem controle acionário sobre a maioria das distribuidoras onde tinha participação, a presença da Petrobras implicava contratação de partes relacionadas para o suprimento de gás, comprometendo sobremaneira o grau de concorrência na comercialização.

Após a assinatura do TCC, o espaço para atuação de outros agentes aumentou consideravelmente. A aquisição do controle da Gaspetro pela Compass reconfigurou o quadro societário na distribuição. O processo ainda está em curso, pois a Compass se comprometeu a desinvestir em algumas concessões, embora o Ato de Concentração no CADE não tenha previsto remédios para a operação aprovada. Nota-se pela Tabela 3 a formação de grandes blocos regionais. Compass e Naturgy tem presença concentrada nas regiões Sul e Sudeste, enquanto a Termogás possui participações no Norte e Centro-Oeste. Já em relação à Mitsui, sua atuação se dá com maior força na região Nordeste.

Cabe destacar que as Resoluções do CNPE para a reestruturação da indústria do gás natural indicavam maior articulação da esfera federal com os estados para promover uma reorganização societária na distribuição com maior coordenação para atingir objetivos da transição e ambiente com menor participação pública nas concessões. Como visto, alguns estados aumentaram a sua participação nas concessões ao exercerem o seu direito de preferência revisto no acordo de acionistas (Tabela 4). No processo atual, a participação estatal foi concedida a terceiros privados apenas no Rio Grande do Sul, com o controle adquirido pela Compass, e no Espírito Santo, com a concessão adquirida pela Energisa. Este é um caso emblemático de entrada de um novo player vindo de outra indústria de rede, o que só foi possível com a Nova Lei do Gás que permitiu novamente a participação de distribuidoras de energia elétrica na atividade de distribuição de gás natural canalizado (art. 48), revertendo vedação instituída em 2016. A entrada da Energisa aponta para a possibilidade de sinergias através e novas práticas no setor através da atuação de mesmo grupo controlador em indústrias de rede distintas.

Tabela 3 - Composição Acionária das Distribuidoras de Gás Canalizado e Características da Concessão

Distribuidora Local de Gás Canalizado (CDLs)	Estado	Participação Acionária (%) – Ordinárias (ON) / Preferenciais (PN)								Contrato de Concessão (anos)	Número de Clientes	Extensão da Rede 2022 (km)	Demanda Anual (Não-Térmica)		
		Estado	Empresa do Estado	Commit	Mitsui	Compass	Naturgy	Termogas	Outros				2022	Média 2015-22	% Média 2015-22
Sul											97.932	3.663	4,4	4,9	13%
Sulgás	RS			49 / 0		51 / 0				1993 - 2043 (50)	43.631	1.377	1,5	1,9	5%
SCGás	SC		51 / 0	23 / 50	23 / 50				3 / 0 ^a	1994 - 2044 (50)	12.069	1.434	2,0	1,9	5%
Compagás	PR		51 / 51	24,5 / 24,5	24,5 / 24,5					1994 - 2054 (30) ^j	42.232	852	0,9	1,1	3%
Sudeste											3.134.794	32.795	25,5	24,8	63%
Comgás	SP					99,84 / 99,6			0,16 / 3,4 ^b	1999 - 2049 (30) ^j	1.905.455	21.201	12,6	12,2	31%
Naturgy SP	SP						99,99 / 0		0,1 / 0 ^c	2000 - 2030 (30)	82.839	1.892	1,0	1,0	3%
Gás Brasileiro	SP			100 / 0						1999 - 2029 (30)	22.282	1.270	0,8	0,7	2%
Naturgy RJ (CEG)	RJ						54,16 / 0		45,84 / 0 ^d	1997 - 2027 (30)	954.631	5.061	4,3	4,2	11%
Naturgy RJ (CEG Rio)	RJ			26,19 / 43			70,46 / 54,2		3,35 / 2,8 ^e	1997 - 2027 (30)	78.770	1.322	2,3	2,3	6%
ES Gás	ES								100 / 100 ^f	2020 - 2045 (25)	48.516	512	1,7	1,7	4%
Gasmig	MG		99,1 / 100 ^g						0,9 / 0 ^g	1993 - 2053 (30) ^j	42.301	1.537	2,8	2,5	6%
Centro-Oeste											8.305	436	0,6	0,5	1%
MSGás	MS	51 / 51		49 / 49						1998 - 2028 (30)	8.305	436	0,6	0,5	1%
Goiasgás	GO	51 / 0					49 / 86,35		0 / 13,65 ^h	2001 - 2030 (30)	-	-	0,0	0,0	0%
Cebgás	DF		56,25 / 9,375				43,75 / 90,625			2001 - 2030 (30)	-	-	0,0	0,0	0%
MTGás	MT														
Nordeste											215.295	5.340	6,2	3,9	10%
BahiaGás	BA	75,5 / 50			24,5 / 50					1991 - 2041 (50)	52.044	1.140	6,2	3,9	10%
Copergás	PE	51 / 0		24,5 / 50	24,5 / 50					1992 - 2042 (50)	31.705	1.852	3,1	2,9	7%
Algás	AL	58,12 / 14,53		17,38 / 35,47	24,5 / 50					1993 - 2043 (50)	47.519	587	0,6	0,6	1%
Cegás	CE	58,1 / 14,5		17,4 / 35,5	24,5 / 50					1993 - 2043 (50)	14.648	647	0,6	0,5	1%
Potigás	RN	51 / 0		49 / 100						1994 - 2044 (50)	24.386	489	0,3	0,3	1%
PBGás	PB	75,5 / 50			24,5 / 50					1994 - 2044 (50)	16.172	359	0,2	0,2	1%
Sergás	SE	51 / 0		24,5 / 50	24,5 / 50					1993 - 2043 (50)	28.821	266	1,4	0,5	1%
Gasmar	MA	51 / 0					49 / 100			2002 - 2031 (30)	-	-	0,0	0,0	0%
Gaspisa	PI									2002 - 2031 (30)	-	-	0,0	0,0	0%
-	TO														
Norte											298	239	0,6	0,2	0%
Cigás	AM	51 / 0							49 / 100 ⁱ	2002 - 2032 (30)	298	239	0,6	0,2	0%
RonGás	RO	51 / 0					49 / 100								
Gás do Pará	PA	51 / 0					49 / 100								
Gasap	AP	51 / 0					49 / 100								
-	RR														
-	AC														
Total											3.456.624	42.474	43,4	39,3	100%

Fonte: FGV CERI com base nas demonstrações financeiras das distribuidoras

Notas: (a) Infragás; (b) Ações em Free Float; (c) Katia Brito Repsold; (d) BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, Fundo em investimento em Ações Dinâmica Energia, Pluspetrol Energy Sociedad Anônima e Ações em Tesouraria; (e) Pluspetrol; (f) Energisa; (g) A CEMIG, controlada pelo Estado de Minas Gerais (50,97% das ações ordinárias), detém 99,1% das ações ordinárias da GASMIG e 100% das ações preferenciais, enquanto o Município de Belo Horizonte detém 0,9% das ações ordinárias; (h) Empresa Sul Americana de Montagens S.A., Goiás Construtora Ltda., GAE Construção e Comércio Ltda., Sobrado Construções Ltda., Goiarte Soluções Construtivas em Concreto Ltda.; (i) Manaus Gás; (j) contratos renovados. Obs: Naturgy (SP), GasBrasiliiano (SP) e Sulgás (RS) não possuem ações preferenciais; Informações não disponíveis para as Gaspisa (PI) e MTgás (MT).

Tabela 4 – Estados que aumentaram a sua Participação em Distribuidoras Locais de Gás²⁷

Estado	Participação Estadual (%)	
	Anterior ao TCC ²⁸	Posterior ao TCC
Alagoas	51	58
Bahia	51	75,5
Ceará	51	58,1
Distrito Federal	51	56,25
Paraíba	51	75,5

Fonte: FGV CERI com dados das demonstrações financeiras das distribuidoras

4.7. Arcabouço Legal e Regulatório dos Estados

A Nova Lei do Gás (14.134/2021) tem como principal objetivo a promoção da concorrência do mercado de gás natural, favorecendo a maior competitividade do preço do energético. Neste processo, a harmonização das legislações e regulações estaduais é tema central para promover um mercado acessível e competitivo. Neste contexto, a relação atual entre as legislações e regulações estaduais, de competência estadual, e a nova legislação federal, ainda revela potencial elevado para harmonização de regras.

A harmonização entre as regulações estaduais e a federal é uma das diretrizes da Resolução CNPE nº 3/2022. O estágio atual das regulações apresenta um caráter bastante heterogêneo entre os estados. A Tabela 5 apresenta quais unidades da federação atualizaram nos últimos três anos suas políticas para o Gás Natural e através de quais dispositivos legais ou regulatórios foram empreendidas modificações.

Tabela 5 - Agências Reguladoras e Atualizações Legislativas

Estado	Agência Reguladora	Legislação Atual
AP	ARSAP	Lei 2.656/2022
AM	ARSEPAM	Lei 5.420/2021
BA	AGERBA	Resolução Agerba 14/2021
CE	ARCE	Lei 17.897/2022
ES	ARSP	Resolução ARSP 46/2021
GO	AGR	Decreto 6.334/2005

²⁷ Valores referentes apenas a ações ordinárias.

²⁸ Valores de dezembro de 2018.

Estado	Agência Reguladora	Legislação Atual
MA	MOB	Lei 11.662/2022
MT	AGER	Lei 7.939/2003
MG	SEDE	Resolução SEDE 32/2021
PA	ARCON	Lei 7.719/2013
PB	ARPB	Lei 12.142/2021
PR	AGEPAR	Lei Complementar 247/2022
PE	ARPE	Lei 17.641/2022
PI	AGRESPI	Lei nº 7.686/2021
RJ	AGENERSA	Deliberação Agenersa 4.142/2020
RN	ARSEP	Lei Estadual 11.190/2022
RS	AGERGS	Lei 15.648/2021
RO	AGERO	Lei 5.228/2021
SP	ARSESP	Deliberação Arsesp 1.061/2020 e Decreto 65.889/2021
SE	AGRESE	Resolução Agrese 19/2022

Fonte: FGV CERI com base nas leis estaduais

Deve-se notar, entretanto, que tais atualizações legislativas não tiveram um caráter abrangente em todo o Brasil. Os estados do Amapá, Amazonas, Espírito Santo, Maranhão, Minas Gerais e Piauí concentraram primariamente esforços em reformar seus respectivos mercados livres.

Ainda no tema de mercado livre, outro aspecto pouco homogêneo entre os estados é o limite mínimo para enquadramento como consumidor livre. Enquanto São Paulo, por exemplo, não impõe limite algum para tal, no estado do Pará um potencial agente livre deve consumir no mínimo 500.000 m³/dia de gás natural. Para os entes federativos que legislam sobre esse mercado, seus respectivos limites mínimos de enquadramento estão resumidos na Tabela 6.

Tabela 6 - Limites Estaduais para Enquadramento como Consumidor Livre

Estado	Limite Mínimo - Enquadramento de Consumidor Livre (m ³ /dia) ²⁹
AP	300.000
AM	10.000
BA	10.000
CE	10.000
ES	10.000
MA	100.000
MT	1.000.000
MS	Industrial: 150.000 Termoelétricas: 500.000 GN como matéria-prima 1.000.000
MG	5.000
PA	500.000
PB	2023: 25.000; 2024: 5.000
PR	10.000 Termoelétricas: 100.000
PE	2024: 30.000 2025: 10.000
PI	10.000
RJ	10.000
RN	5.000
SC	10.000
SP	0
SE	10.000

Fonte: FGV CERI com base nas legislações estaduais vigentes

Casos de discussão entre distribuição e transporte podem surgir. A Nova Lei do Gás considera que um gasoduto de transporte é todo aquele que tem origem ou destino nas áreas de fronteira, tenha percurso interestadual, tenha origem ou destino a terminais de GNL e ligado a outro gasoduto de transporte, aqueles com origem em instalações de tratamento ou processamento e também dutos que interligam um gasoduto de transporte ou instalação de estocagem subterrânea etc.

Termos conflituosos surgem ao se comparar essas definições da Nova Lei do Gás com algumas legislações estaduais. A começar pela própria atribuição da definição dos gasodutos de transporte, de competência da União, embora a legislação ou regulação de alguns estados avancem em suas atribuições de serviço local de gás canalizado, sobrepondo definições potencialmente conflituosas com determinações da esfera federal. A Tabela 7 ilustra dispositivos estaduais que conflitam com definições e atribuições federais. Tem-se um quadro em que

²⁹ Alguns estados redigem o limite mínimo em termos de metros cúbicos por mês, aqui foi expressa as quantidades em metros cúbicos por dia por fins de uniformidade. Demais estados não presentes na tabela não legislam sobre o tópico.

duto que apresentam características de transporte – definidas na lei federal, ainda que parâmetros técnicos ainda devam ser estabelecidos pela ANP – poderiam ser definidos como dutos de distribuição, com base em alargamento do conceito de “serviços locais de gás canalizado”, adentrando em esfera da União.

Tabela 7 - Artigos em Potencial Conflito com Legislação Federal

Estado	Lei	Artigo	Disposição
AP	2.656/2022	20º	Dutos com conexão direta a terminais de GNC e GNL, bem como aqueles interligados a gasodutos de transporte, também são considerados de distribuição.
CE	17.897/2022	5º	Dutos com conexão direta a terminais de GNC e GNL, bem como aqueles interligados a gasodutos de transporte, também são considerados de distribuição.
MA	11.662/2022	8º	Compete ao estado explorar os serviços de gás canalizado incluindo o fornecimento direto a partir de gasodutos de transporte e terminais de GNL.
MT	7.939/2003	1º	A empresa MTGás pode explorar o gás natural nas formas de gás comprimido ou liquefeito de origem tanto nacional quanto importada. É também atribuição da empresa local a implantação de estações ou unidades de armazenamento, regulagem, liquefação e regaseificação.
RN	11.190/2022	58º	Dutos com conexão direta a terminais de GNC e GNL, bem como aqueles interligados a gasodutos de transporte, também são considerados de distribuição.
SP	Decreto 65.889/2021	1º	Dutos com conexão direta a terminais de GNC e GNL, bem como aqueles interligados a gasodutos de transporte, também são considerados de distribuição.

Fonte: FGV CERI com base nas legislações estaduais

4.7.1. Características dos Contratos de Concessão e Taxas de Remuneração

Os contratos de concessão de distribuição de gás natural também apresentam aspectos diversos entre si. Características como a periodicidade das revisões tarifárias, forma de remuneração dos ativos e as metodologias usadas variam conforme a área de concessão.

A maior e mais recente alteração do cenário contratual se deu no estado do Espírito Santo. O atual contrato de concessão da distribuidora capixaba foi assinado em 2020 com período de vigência de 25 anos contando com algumas diferenças em relações aos contratos estabelecidos até então.

A assinatura do sétimo termo aditivo da Comgás, em 2021, firmou a prorrogação antecipada da concessão, estendendo o contrato até 2049. A Tabela 8 resume o cenário contratual atual das distribuidoras em termo de suas principais características.

Tabela 8 - Características dos Contratos de Distribuição

Estados	AL, BA, CE, PE, MS, PB, RS, SE	RJ	MG, SC ² , SP ³	ES, PR
Periodicidade das revisões tarifárias e metodologia adotada	Anual	Quinquenal	Quinquenal	Quinquenal
	<i>Cost plus</i>	<i>Price cap</i>	<i>Price cap</i>	<i>Price cap</i>
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

4.7.2. Mercado Livre de Gás Natural

O objetivo central da reestruturação da indústria do gás natural é aumentar a concorrência nos elos competitivos da cadeia, garantindo assim uma alocação de recursos mais eficiente. Deste modo, o processo de reforma deverá proporcionar incentivos suficientes para promover a concorrência e o correto funcionamento do mercado – o que pressupõe atingir um número suficiente de participantes capaz de garantir liquidez e evitar distorções na formação dos preços. É nesse contexto que se insere o mercado livre, onde consumidores podem escolher livremente os seus fornecedores, arcando com tarifa não discriminatória pelo uso das redes de distribuição e/ou transporte.

A redução de custos de transação para a migração ao ambiente livre é condição necessária para o seu efetivo dinamismo; porém, não é suficiente. As vantagens da migração devem ser percebidas para superar os custos da inércia da contratação no mercado cativo. Além da redução de custos de transação, da transparência de regras, preços e tarifas e da facilitação para a contratação nos novos mercados, a expectativa de redução do preço da molécula é essencial para a decisão final. Nesta direção, a maior concorrência no mercado de gás para o suprimento da demanda é o caminho a ser percorrido para viabilizar a contratação mais eficiente pelos agentes econômicos.

A regulamentação dos consumidores livres se dá no nível estadual e enfrenta desafios e resistências nestas esferas, além de custos de transação. A livre comercialização requer a gestão associada de contratação de capacidade de movimentação na rede de transporte para retirada (saída) na malha integrada – naturalmente complexos, com penalidades associadas – e de distribuição. No entanto, a atuação de comercializadores pode

facilitar o dinamismo do mercado, ao prover produtos que incluam os custos (de transação e de tarifas) das redes. Por sua vez, a atuação direta na comercialização – sem intermediação de uma companhia local de distribuição – exige a compreensão da nova arquitetura comercial e a disposição e aptidão para gerir o próprio portfólio com custos, benefícios e riscos associados.

Neste contexto, o Ranking do Mercado Livre de Gás Natural (RELIVRE) tem papel sinalizador das condições estruturais de acesso ao mercado livre face à diversidade de realidades estaduais. A iniciativa foi coordenada inicialmente pela Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP); porém, hoje já conta com a participação de outras associações. O principal objetivo do projeto é a elaboração e publicação de um *ranking* que leva em conta aspectos regulatórios dos mercados livres de gás de cada ente federativo.

A avaliação se baseia em quatro grandes pilares, sendo eles a facilidade de migração para o mercado livre, a isonomia entre consumidores cativos e livres, a redução de barreiras à entrada na atividade de comercialização e, por fim, a desverticalização. Cada uma dessas dimensões abrange diversos tópicos analisados. A Tabela 9 ilustra um resumo dos itens avaliados bem como seus grupos.

Tabela 9 – Dimensões Avaliadas pelo RELIVRE

Vertentes	Itens
	Capacidade mínima para enquadramento como consumidor livre
	Soma de capacidades por CNPJ
Facilidade de Migração	Prazo de aviso prévio.
	Alocação de capacidade para consumidor parcialmente livre
	Previsão de acordos operacionais
	Isonomia e regulamentação de CUSD
Isonomia entre consumidores cativos e livres	Níveis de penalização
	Previsão de TUSD-E
Comercialização	Exigências e níveis de trâmites para comercialização
	Separação entre distribuição e comercialização
Desverticalização	Permissão do <i>self-dealing</i>
	Harmonização com a Lei do Gás em relação à classificação de gasodutos

Fonte: FGV CERI com dados do RELIVRE

Na metodologia proposta, cada um dos itens está relacionado a um peso específico cujos valores são usados para que a posição de cada estado seja computada. Dessa forma as regulações estaduais que exigem menos trâmites legais para o funcionamento e evolução do seu mercado livre de gás possuem melhor posição no *ranking*.

Dentre os estados em melhor posição no ranking, a exemplo do estado do Espírito Santo, a avaliação positiva decorre das condições postas pela legislação e pelo novo contrato de concessão. Tal resultado se dá principalmente pela facilidade da comercialização (a exemplo da ausência de taxas de fiscalização e da não exigência de estabelecimento de filiais de comercializadoras no estado), poucas barreiras para clientes que transitam do mercado cativo ao livre (curto período exigido de aviso prévio) e baixo consumo mínimo para elegibilidade à livre comercialização.

4.7.3. Atualizações Recentes em Marcos Estaduais

Durante o ano de 2023, foram observadas diversas iniciativas de reguladores estaduais voltadas para temas relacionados ao mercado livre, com realização de consultas e audiências públicas.

Em São Paulo, a ARSESP abriu a Consulta Pública nº 08/2023 com tomada de subsídios para aperfeiçoamento da Deliberação nº 1.061/2020, que dispõe sobre normas do mercado livre de gás canalizado no estado. A tomada de subsídio tratou sobre regulamentações da referida Deliberação vigente, abordando exigências à

livre comercialização de gás em São Paulo e possíveis revisões, incluindo: registro específico de comercializadores, exigindo sede ou filial no estado; requisitos de qualidade do gás comercializado; incumbências de programação e nomeação do gás; comprovação de capacidade financeira com capital mínimo integralizado; participação máxima de 20% por comercializador no estado; prazo mínimo (atualmente de cinco anos) para a vigência da modalidade de usuário parcialmente livre, o qual detém contratos no mercado livre e regulado, e volume a ser considerado; prazo mínimo para retorno do consumidor do mercado livre para o regulado (atualmente de dois anos); e regulamentação do contrato de uso do sistema de distribuição. As regulamentações contidas na Deliberação nº 1.061/2020 da ARSESP dificultam a livre e direta comercialização, ao estipular exigências a comercializadores e consumidores que restringem as suas atuações, além de adentrar em esfera de competência federal regulada pela ANP.

A revisão em curso da Deliberação caminha na direção correta de remover barreiras estaduais indevidas, facilitando a adesão à livre comercialização. A proposta de revisão retira obrigações ao comercializador referentes à qualidade do gás, permanecendo obrigações para a programação. A qualidade pode ser atestada pelo transportador ou pelo produtor de biometano, caso a produção seja injetada diretamente na rede de distribuição. Há a possibilidade de acordo operacional entre transportador, distribuidoras e demais agentes para facilitar a troca de informações. A revisão é adequada; porém, não deveria haver distinção do gás destinado à livre comercialização ou ao mercado cativo, uma vez que toda molécula que transita na rede de transporte está sujeita a mesma regulação de qualidade no âmbito federal. Já a preocupação quanto à comprovação de qualidade do biometano na rede de distribuição é relevante, respeitando a regulamentação da ANP.³⁰

A revisão proposta também retira a exigência de apresentar ao regulador estadual contratos de compra e venda de gás, coerente com a competência federal para o tema. Embora a revisão não retire o cadastro de comercializadores no estado e a exigência de capital integralizado mínimo, simplifica exigências de documentação – reduzindo de 12 para 4 requisitos – e extingue o requerimento de sede ou filial no estado e o dispositivo sobre limite de *market share* para presunção de infração de ordem econômica. As simplificações apontam para a direção correta de redução de barreiras e de reconhecimento da competência da esfera federal para os temas em questão.

Ainda no cenário paulista, o sétimo termo aditivo ao contrato de concessão da Comgás assinado em outubro de 2021 – o qual renovou antecipadamente a concessão, que venceria em 2029, por vinte anos até 2049 –, alterou diversas cláusulas do contrato. Dentre as modificações, destaca-se a extinção do mercado cativo a partir de 2029 para todos os clientes da distribuidora, franqueando acesso ao mercado livre para os segmentos residencial e comercial, sujeito a regulação prévia da ARSESP. Dentre as demais alterações, o termo aditivo substituiu o IGP-M pelo IPCA como índice de atualização inflacionária e expandiu o rol permissivo de atividades da

³⁰ Resoluções ANP nº 886/2022 e nº 906/2022, para biometano oriundo de aterros sanitários ou estações de tratamento de esgoto e produtos e resíduos rurais, respectivamente.

concessionária para além dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado, incluindo “*exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, armazenamento e comercialização ao mercado livre de gás canalizado*”. A atuação nessas atividades está sujeita à regulamentação e à autorização pela ARSESP e demais órgãos competentes, com separação contábil, jurídica e operacional entre a concessionária e as empresas que exerçam essas atividades.

O termo aditivo também estabelece que a concessionária deve realizar chamadas públicas transparentes para aquisição de gás natural para fornecimento aos consumidores cativos. A exigência é fundamental para conferir concorrência e transparência ao atendimento do mercado regulado.

A permissão para atuar em todas as atividades e elos na cadeia do gás natural pela distribuidora de gás canalizado contrasta com as restrições impostas no âmbito federal às transportadoras de gás, visando separação entre atividades reguladas e competitivas e neutralidade da rede. A permissão de atuação pelo mesmo grupo econômico, ainda que com separação jurídica, evidencia a ausência de separação de atividades e a possibilidade de verticalização entre segmento de rede e elos competitivos nas esferas estaduais, o que gera potenciais problemas concorrenciais e conflitos com a competência federal frente à regulação e à autorização de algumas atividades da cadeia.

No estado do Rio de Janeiro, a AGENERSA, reguladora fluminense, abriu Consulta Pública aberta (nº 1/2023) dedicada a temas relacionados ao mercado livre de gás, especificamente sobre metodologia de cálculo de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para agentes livres e para dutos dedicados com TUSD específica (TUSD-E), englobando cálculo de operação e manutenção para dutos dedicados e condições para comercialização. As propostas para a comercialização no estado abrangem inúmeras exigências para além do registro e da autorização na ANP – incluindo sede ou filial no estado e capital mínimo integralizado. A Consulta Pública ainda está em andamento, sem divulgação dos resultados.

Sergipe também discute regulamentações para o mercado livre. A AGRESE realizou Audiência Pública nº 002/2023 em julho de 2023 sobre alteração do regulamento dos serviços locais de gás canalizado no estado (AGRESE, 2023). Na audiência pública, nove pontos principais foram discutidos: taxa de fiscalização para atividade de comercialização; penalidades para comercializadores; comprovação de lastro; ciência de contratos de transporte; regras sobre a qualidade do gás natural fornecido; necessidade de autorização estadual para comercialização no mercado livre; diferenciação de taxas cobradas entre os mercados livre e cativo; modelo de neutralidade de penalidades; e, por fim, a redução do limite mínimo necessário para migração entre consumidor cativo e livre. Nota-se amplo rol de aspectos relacionados ao tema de comercialização, o que pode conflitar com a competência federal para o tema e com processo de harmonização. A nova regulamentação ainda não foi publicada, permanecendo a regulação vigente de 2022.

Na região norte, a ARSEPAM, reguladora amazonense, concluiu duas audiências públicas em julho de 2023, voltadas para atualizações de legislações e tarifas do mercado de gás natural estadual. O objetivo principal

foi aperfeiçoar os dispositivos regulatórios para se adequar a Nova Lei do Gás e regulamentar seu mercado livre, revisando a regulação vigente que

Demais estados também contam com audiências públicas em andamento ou recentemente encerradas, tais como o caso do Paraná (Tomada de Subsídios nº 001/2023), com a tomada de subsídio para discutir metodologias a serem utilizadas na 1ª Revisão Tarifária Periódica (RTP) do serviço de distribuição de Gás Canalizado; Pernambuco (Audiência Pública ARPE Nº 03/2023), para revisão da margem de distribuição da Copergás; Bahia (Consultas públicas 004/2023) para discussão da “solução futura diante da revisão tarifária anual que estabelece a margem bruta de distribuição do gás natural canalizado para o ano de 2024”; Rio Grande do Sul (Audiência Pública nº 02/2023) para a discussão da revisão tarifária de 2023 da Sulgás; e Ceará (Audiência Pública 01/2023), para discutir a TUSD em busca de uma compatibilização com a nova lei do gás.

Com o exposto, nota-se que os estados estão empreendendo revisões importantes de suas regulamentações voltadas para a livre comercialização e outros temas relacionados. O processo é sensível, pois adentra em âmbito de interseção com a esfera federal e pode comprometer uma evolução desejável de abertura, harmonização de regras e simplificação de acesso.

O mercado de gás avança na direção pretendida pela Nova Lei do Gás, entretanto, de certa forma errática. É fato que os desinvestimentos por parte da incumbente abriram espaço para atuação de novos agentes privados, ao mesmo tempo em que os estados atuam de forma proativa para maior abertura de seus mercados através de revisão e edição de novas leis, decretos e audiências públicas. Não obstante, esta trajetória revela-se pouco coordenada entre os estados, incorporando algumas inconsistências em relação à Nova Lei do Gás e às diretrizes do CNPE.

4.7.4. Aprimoramento da Regulação no *Downstream*

Nos âmbitos estaduais da distribuição, há espaço para avanços significativos na regulação tarifária, tanto nos processos revisionais, quanto na definição da estrutura das tarifas. As diretrizes do CNPE para a reestruturação da indústria – atualizadas pela Resolução nº 3/2022 – contemplam importantes aprimoramentos para o segmento de *downstream*, para além da indicação de harmonização das regulações estaduais, com a introdução de consumidores livres, autoprodutores e autoimportadores.

O processo de reestruturação em curso já alcançou maior transparência na comercialização do gás para o mercado cativo das distribuidoras, através da publicação dos contratos de compra e venda de gás e da implementação de chamadas públicas para aquisição de gás de forma transparente e competitiva. De todo modo, a Resolução do CNPE recomenda a separação efetiva entre comercialização e distribuição e indica o próprio desinvestimento das participações acionárias dos estados como forma de abrir o setor para novos agentes e de atualizar os contratos vigentes.

As diretrizes enfatizam a importância de reformas estruturantes na prestação do serviço de distribuição, incluindo a possibilidade de aditivos aos contratos de concessão para introdução de boas práticas regulatórias. Frente ao predomínio de contratos de concessão vigentes com poucos incentivos para maior eficiência na prestação do serviço – sobretudo nos contratos com regulação pelo custo do serviço com taxa de remuneração definida para capital e custos operacionais – as diretrizes enfatizam a necessidade de maior transparência na metodologia tarifária e na definição dos componentes das tarifas, com estrutura tarifária condizente (proporcional) com a utilização dos serviços de distribuição, por segmento de usuários; e aplicação de metodologia com corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes.

A atualização dos contratos deve se direcionar para implementação de metodologia de *price cap* com compartilhamento de eficiência (fator X) e remuneração de capital por WACC com revisões periódicas (quinquenais). Entretanto, a prática regulatória nos estados que já estão sujeitos à regulação por incentivos – com destaque para São Paulo e Rio de Janeiro, que enfrentaram atrasos e percalços significativos em seus processos revisionais – evidenciam que os desafios ultrapassam a mera atualização contratual, exigindo maior capacitação das agências reguladoras. Neste aspecto, as diretrizes indicam a necessidade de instituição ou manutenção de agências autônomas – com governança, transparência e rito decisório – e articulação do MME, ME, ANP e EPE para apoio e capacitação das agências reguladoras estaduais.

Neste contexto, o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias, elaborado pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural, reúne diretrizes e orientações para aprimorar a prática e o rito regulatório nos estados. Dentre as orientações para aprimoramento das tarifas, destacam-se: definição e monitoramento da Base Regulatória de Ativos; incentivos para a redução de custos operacionais (operação, manutenção, despesas administrativas), incluindo critérios de avaliação comparativa; e revisão das estruturas tarifárias, com redução de subsídios cruzados.

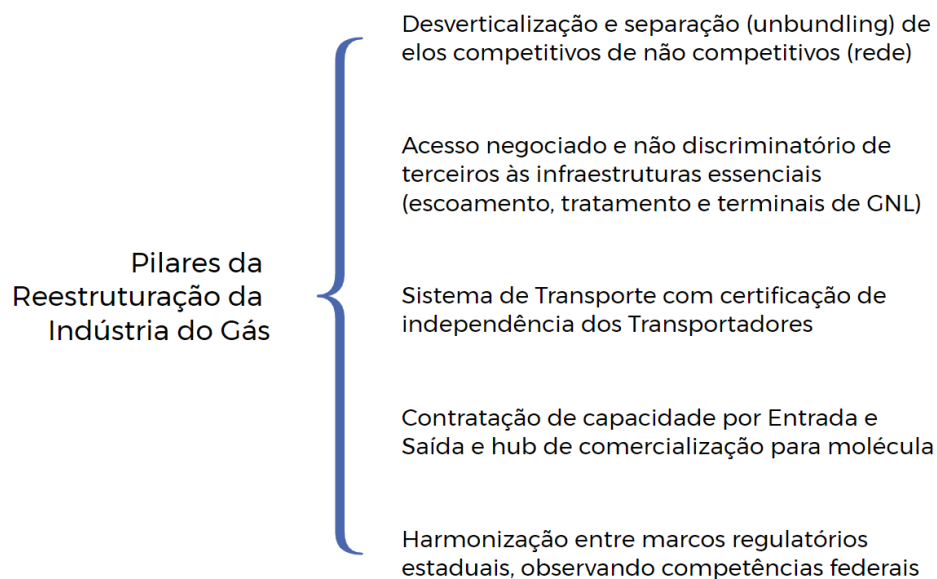
Em relação ao atendimento ao mercado cativo, o Manual reforça a necessidade de transparência e publicidade do processo de contratação, com ampla publicidade de volumes médios comercializados, preços de aquisição e condições comerciais. A transparência pode abarcar ainda novos indicadores, como os relacionados à confiabilidade do suprimento (frequência e duração de interrupções). Neste contexto, o Manual também enfatiza a necessidade de implementar a independência entre os segmentos, com separação entre distribuição e comercialização (*unbundling*) e vedação ao *self-dealing*, reduzindo o poder de mercado e barreiras à entrada para promover maior participação e diversidade de ofertantes.

5. Para Onde Vamos?

A reestruturação da indústria do gás, como analisada em detalhe no Capítulo 2, percorreu longo caminho de evolução rumo a um modelo bem definido (*target model*) na direção de abertura e concorrência, buscando a construção de um mercado competitivo para a comercialização da molécula de gás. Este modelo foi desenhado sob a lógica de comercialização de gás em áreas de mercado (hubs de comercialização) com acesso facilitado pela contratação de capacidade de movimentação da molécula em pontos de entrada e saída, em um sistema integrado, de forma independente por agentes ofertantes e demandantes.

Os pilares da abertura do mercado (Figura 41) foram estabelecidos a partir: (i) da definição de diretrizes claras para a nova organização da indústria e sua transição, traçadas por Resoluções do CNPE (com a última atualização dada pela Resolução nº 3/2022, cujas diretrizes estão reunidas no ANEXO I); (ii) dos dispositivos da Nova Lei do Gás; e (iii) da implementação de medidas acordadas no TCC, com a continuidade de desinvestimentos da Petrobras e a garantia de acesso de terceiros às suas infraestruturas essenciais. **Neste sentido, a principal via para um mercado aberto e competitivo é aprofundar a reestruturação em curso, dando continuidade com a maior celeridade possível à regulamentação dos dispositivos da Nova Lei do Gás.**

Figura 41 – Pilares da Reestruturação para Abertura do Mercado de Gás



Fonte: FGV CERI

A regulamentação dos dispositivos da Nova Lei do Gás pela ANP é fundamental porque possibilita aproveitar o potencial de vários mecanismos e dispositivos dessa norma para desenvolver um mercado pujante e competitivo de gás natural. Os indicativos desse potencial residem especialmente no fato de que, apesar de ainda não terem sido regulamentados pela agência, dispositivos para abertura já produzem resultados práticos no avanço do processo de transição para um mercado mais competitivo. Isso porque os agentes não têm aguardado a regulamentação da Nova Lei para assumir riscos e firmar negócios. Como se comentou anteriormente, contratos

têm sido celebrados em todos os elos da indústria do gás natural, indicando a confiança dos agentes no novo marco legal.

Além de explorar a potencialidade dos mecanismos da Nova Lei do Gás em formar um mercado nacional competitivo, a regulamentação da ANP confere consistência e previsibilidade de regras. São elementos importantes de segurança jurídica e, por isso, constituem incentivos fundamentais para o crescimento sistemático e sustentável do mercado de gás natural no Brasil.

A Resolução do CNPE nº 3/2022, a qual reúne diretrizes para o processo de reestruturação (ANEXO I), indica a necessidade de articulação da esfera federal – MME, ME, ANP, EPE e CADE – para monitoramento e implementação da abertura, propondo medidas adicionais se necessárias, através da publicação de relatórios trimestrais. O monitoramento constante e a publicação do *status* do processo de abertura são cruciais para o acompanhamento da reforma e para a indicação de ajustes necessários ao longo do percurso. Até 2022, por força do programa Novo Mercado de Gás, foram publicados relatórios trimestrais de acompanhamento da abertura do mercado de gás. O monitoramento formal, com alguma periodicidade, poderia ser retomado para coordenar e acelerar o processo de abertura.

UPSTREAM

As reformas recentes para acesso às infraestruturas essenciais e abertura da indústria visam criar um mercado acessível com crescente liquidez – com integração das fontes de oferta em áreas de mercado com contratação de entrada e saída de capacidade para comercialização de molécula em hubs únicos. A maior abertura e acesso ao mercado – infraestruturas essenciais e transporte – são condições necessárias para a entrada de novos agentes e novas fontes, permitindo uma evolução da indústria mais eficiente e competitiva; mas não são suficientes. Embora o novo ambiente altere as condições estruturais de acesso ao mercado, viabilizando maior competição, a reforma não altera simultaneamente as condições estruturais de oferta (e demanda). A evolução da indústria e a competitividade do gás dependerão da entrada efetiva de agentes e novas fontes de oferta, o que tende a ocorrer com maior intensidade na medida em que se aprofundem e perenizem com estabilidade as regras e as condições de acesso.

O fato de a oferta doméstica ser proveniente quase integralmente de gás associado ao petróleo produzido em campos *offshore* atrela a precificação do gás ao óleo (indexação) e sujeita o seu preço à recuperação de vultosos investimentos necessários para escoamento e processamento, dentro de um fluxo de caixa que considera todos os custos e receitas associadas.

Neste contexto, preços de gás mais competitivos no país dependem não apenas de maior diversidade de ofertantes, mas também de ofertas de gás de natureza, procedência e composição de custos distintas, a exemplo de: gás não-associado, sobretudo *onshore*; gás de origem não-convencional – a exemplo da importação de gás da Argentina de Vaca Muerta; e biometano, o qual pode se beneficiar de simplificação nos processos de licenciamento. Novas fontes de gás podem alterar a composição da oferta e permitir portfólios mais diversificados

e competitivos. Por outro lado, a abertura de novos mercados também requer esforços articulados para prospecção de demanda potencial, incluindo novos usos, a exemplo de corredores sustentáveis (também denominados de corredores azuis) para o uso do gás natural no transporte – inclusive de carga, reduzindo emissões pelo deslocamento do diesel.

MIDSTREAM

O acesso às infraestruturas essenciais (escoamento, processamento e terminais de GNL) e a capacidade de movimentação (entrega e recebimento) de gás natural na malha de transporte são condições estruturais para a comercialização em áreas de mercado comuns, com maior abrangência e competição entre diferentes fontes de oferta e ofertantes. **A regulamentação de acesso negociado de terceiros às infraestruturas essenciais deve ser priorizada paralelamente ao monitoramento da concorrência efetiva no mercado.** Embora o acesso negociado já esteja em curso em algumas infraestruturas, é fundamental que seja estabelecida a regulação de acesso a ser observada e monitorada, dando ampla transparência às capacidades contratadas, disponíveis e ociosas. A agenda regulatória da ANP (4ª atualização, dezembro de 2023), prevê a publicação da minuta da norma até novembro de 2023 e o texto final até setembro de 2024. A definição da regulamentação de acesso é fundamental para instituir e aproveitar mecanismos de redução de barreiras à entrada introduzidos pela Nova Lei do Gás.

O período atual de transição deve se preocupar com a padronização dos contratos de transporte, com as regras para definição e aplicação de penalidades por desbalanceamento e com a transparência da formação das tarifas. Face ao vencimento próximo de parte dos contratos legados de transporte, deve-se acelerar o processo de definição da base de ativos das transportadoras para dar maior previsibilidade à evolução das tarifas nos próximos anos. De outro lado, é necessário que este processo caminhe paralelamente à definição de critérios para ampliação da capacidade de transporte, tendo em vista a necessidade de investimentos para acomodar a expansão da oferta prevista até 2030.

Outro fator crucial para a evolução das tarifas de transporte está relacionado à descontração das termelétricas no âmbito do setor elétrico pelo término dos contratos de comercialização de eletricidade. Atualmente, essas térmicas estão com suas demandas potenciais de gás totalmente contratadas no sistema de transporte remunerando a capacidade máxima de movimentação, ao passo que há perspectiva de descontração ou nova contratação em bases flexíveis, com tarifas de transporte mais flexíveis. Circula atualmente proposta de remunerar parcela fixa de transporte com tarifas mais reduzidas e aplicar tarifas variáveis maiores em momentos de pleno despacho (geração). Esta mudança pode favorecer a contratação de térmicas no setor elétrico; porém, levará a tarifas de transporte mais elevadas para os demais segmentos de consumo de gás ou a tarifas mais variáveis e menos previsíveis. De toda forma, a ANP deverá avaliar o impacto tarifário dessas mudanças e caso se concretizem, deverá regulamentar a forma como a receita variável e imprevisível será computada e repassada em conta regulatória.

Ainda no segmento de transporte, a Agência deve avaliar aspectos relacionados à transição do modelo para entrada e saída, ponderando efeitos de maior sinalização locacional para as tarifas de transporte em detrimento de aumento de tarifas e redução da atratividade do gás em regiões mais remotas. Os dilemas regulatórios e seus impactos devem ser mensurados em termos das consequências para perda de liquidez e maior ociosidade de infraestrutura existente.

O período de transição para um mercado efetivamente concorrencial deve evitar, ainda, a criação de monopólios regionais por limitação de acesso às infraestruturas ou vantagens assimétricas na comercialização integrada das distribuidoras de gás – as quais não estão sujeitas à separação de atividade reguladas e competitivas no âmbito estadual, ao contrário das transportadoras que estão restritas à atividade regulada de rede no âmbito federal.

Por um lado, o grau de competição dependerá do alcance da oferta a mercados consumidores, o que torna desejável e estratégica a integração das fontes na malha de transporte para a distribuição ao consumidor final. Por outro lado, a expansão da oferta também deve contemplar modais alternativos ao dutoviário – comercialização a granel via GNC e GNL –, permitindo a alternativa mais eficiente para atender o mercado potencial com os volumes de recursos disponíveis, tendo em vista: (i) a extensão continental do país; (ii) a concentração da malha de gasodutos na costa e sua maior densidade no Sudeste; e (iii) a dependência de volume mínimo para expansão de gasodutos de transporte.

COMERCIALIZAÇÃO

As experiências de reestruturação de indústrias de rede revelam que a abertura do mercado traz vantagens para os consumidores, que se tornam ativos e protagonistas no processo de liberalização da comercialização. A gestão direta da demanda, sobretudo para grandes consumidores, pode levar a maior eficiência na contratação do insumo e, conseqüentemente, a ganhos de competitividade para os respectivos produtos finais. A busca por preços mais competitivos dos insumos torna o mercado mais dinâmico e diversificado, atraindo ofertantes para atender demandas específicas e diversas que apenas um ambiente livre pode proporcionar.

Este cenário de abertura não se realiza de forma instantânea e depende de condições estruturais de acesso ao mercado e do próprio desenho desses mercados para comercialização de molécula e contratação de capacidade de movimentação. O mercado de *commodity* em indústrias de rede não surge espontaneamente e depende, naturalmente, do desenho de regras e monitoramento constante. A redução de custos de transação para a migração ao ambiente livre é condição necessária para o seu efetivo dinamismo; porém, não é suficiente. As vantagens da migração devem ser percebidas para superar os custos da inércia da contratação no mercado cativo. Além da redução de custos de transação, da transparência de regras, preços e tarifas e da facilitação para a contratação nos novos mercados, a expectativa de redução do preço da molécula é essencial para a decisão final. Nesta direção, a maior concorrência no mercado de gás para o suprimento da demanda é o caminho a ser percorrido para viabilizar a contratação mais eficiente pelos agentes econômicos.

A concorrência entre novos agentes produtores e comercializadores para atender a demanda pressupõe não apenas maior dinamismo no lado da oferta, como também maior diversidade e liberdade contratual no lado da demanda. Esta liberdade contratual depende de atuação independente das distribuidoras para contratação de seu mercado cativo e da possibilidade de acesso ao mercado (atacadista) por consumidores livres elegíveis para comercialização direta da molécula. Nesta direção, processos licitatórios de contratação para atender o mercado cativo das distribuidoras em chamadas públicas confere oportunidade de acesso mais isonômica e transparente, se afastando de negociações bilaterais entre partes relacionadas. Por outro lado, a constituição de consumidores livres e a sua atuação efetiva na comercialização ainda ocorre de forma pontual, com poucos consumidores estabelecidos em alguns estados, o que pode refrear na prática o potencial de crescimento do mercado liberalizado.

O aproveitamento dos benefícios da concorrência na indústria do gás natural requer outros aprimoramentos regulatórios nas atividades de comercialização e distribuição, além dos previamente citados. É o que aponta o relatório da OCDE (2022) e o Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (2021) elaborado pela ANP, EPE, CADE e outros órgãos públicos com atribuições sobre o tema. De modo geral, ambos os documentos apontam possibilidades de melhorias regulatórias relativas à transparência dos componentes tarifários do gás natural comercializado junto ao consumidor final, bem como separação da atividade de distribuição dos demais elos da cadeia produtiva do gás natural, inclusive, da comercialização.

No caso da transparência dos componentes tarifários, por exemplo, indica-se a pertinência da segregação não apenas dos custos de transporte e da molécula, mas também os relativos às atividades de distribuição e comercialização. Outro exemplo é a separação contábil das atividades de comercialização e distribuição como condição mínima para a desvinculação de ambas, que é importante para incentivar a concorrência na comercialização e favorecer a gestão mais eficiente dos ativos da distribuição. Nesse aspecto, o relatório da OCDE (2022) indica que em estágio mais avançado da concorrência na atividade de comercialização, quando todos os consumidores tiverem condições factíveis de escolher seus fornecedores, faz sentido econômico a liberalização do preço da molécula do gás no varejo.

A contratação direta por consumidores livres enfrenta desafios e resistências nos âmbitos estaduais, além de custos de transação decorrentes da assinatura de contratos de capacidade de transporte para retirada (saída) na malha integrada – naturalmente complexos, com penalidades associadas. A atuação direta exige a compreensão da nova arquitetura comercial e a disposição e aptidão para gerir o próprio portfólio com custos, benefícios e riscos associados. A adesão à livre contratação é facilitada por medidas como padronização de contratos de transporte e alocação de riscos – sobretudo relacionados à definição e à aplicação de penalidades relativas à contratação e gestão da demanda e seu (des)balanceamento –, além da percepção clara de vantagens pela comercialização direta, absorvendo ganhos associados a custo de molécula mais competitivo.

Neste cenário, a oferta da Petrobras de contratos de longo prazo para suprimento do mercado cativo das distribuidoras – ainda que com cláusulas flexíveis para redução da quantidade contratada (QDC) – pode inibir

a desconcentração da oferta no curto e médio prazo. Por outro lado, apesar do longo prazo de duração dos novos contratos no mercado cativo, a oferta de molécula a preços mais competitivos do que o definido pela nova safra de contratos da Petrobras pode viabilizar a migração para o mercado livre.

A ANP (2023b), por sua vez, havia vislumbrado em seu diagnóstico concorrencial espaço favorável para a desconcentração da oferta entre 2024 e 2026 considerando, entre outros aspectos, a expectativa de menores quantidades contratadas das distribuidoras com a Petrobras a partir de 2024 – cenário em transformação com a oferta recente dos contratos de longo prazo. De todo modo, deve-se avaliar profundamente os impactos efetivos de programas de liberalização de gás (*gas release*) no caso concreto para reduzir a concentração na oferta e gerar maior competição. Neste sentido, é bem-vinda a avaliação de impacto regulatório na agenda regulatória da ANP previamente à implementação de medidas desta natureza.

Referências Bibliográficas

AGRESE. Edital De Convocação - Audiência Pública nº 002/2023. Aracaju/SE, 25 de julho de 2023.

ABRACE (2023). Gás para Empregar. Apresentação da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia na reunião pública do Grupo de Trabalho do Gás para Empregar – Comitê 2: Acesso ao mercado de GN (escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminal de GNL). 31 de outubro de 2023.

ANP (2017a). Considerações sobre Alguns Aspectos do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural – Contribuições para o aprimoramento do Marco Regulatório da Indústria do Gás Natural. Nota Técnica nº 4, SCM/ANP.

ANP (2017b). A Transição da IGN – Incentivo ao Acesso de Novos Agentes ao Sistema de Transporte. Apresentação SCM/ANP na Câmara dos Deputados, Comissão de Minas e Energia, 16 de agosto de 2017.

ANP (2018a). Desverticalização na Indústria do Gás Natural. Nota Técnica nº 4, SIM/ANP.

ANP (2018b). A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural. Nota Técnica nº 14, SIM/ANP.

ANP (2020). Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento.

ANP (2023). Diagnóstico Concorrencial da Indústria do Gás Natural Brasileira Visando Proposta de Programa de Redução de Concentração. Nota Técnica Conjunta nº 2/2023/ANP.

ANP (2024). Gás natural: com medidas da ANP, abertura do mercado continua avançando. Notícia.

BNDES (2020). Gás Natural para o Desenvolvimento. Relatório.

BNDES (2021). Gás Natural para o Desenvolvimento – Perspectivas de Oferta e Demanda. Relatório.

CMGN (2021). Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN). CADE, ANP, EPE. Relatório.

CORDEIRO, G. D. B., PINTO, H. Q.; CECCHI, J. C. (2012). Evaluating the natural gas legal framework in Brazil: Regulatory reform developments and incompleteness. *Journal of World Energy Law and Business*, 5(2), 113–124.

DIAZ, L. (2021). Liberalization: the key to unlocking natural gas potential in Brazil? The Oxford Institute for Energy Studies. OIES Paper: NG 173.

EPE (2023). Caderno de Gás Natural – PDE 2032. Relatório.

EPE (2022) Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Relatório.

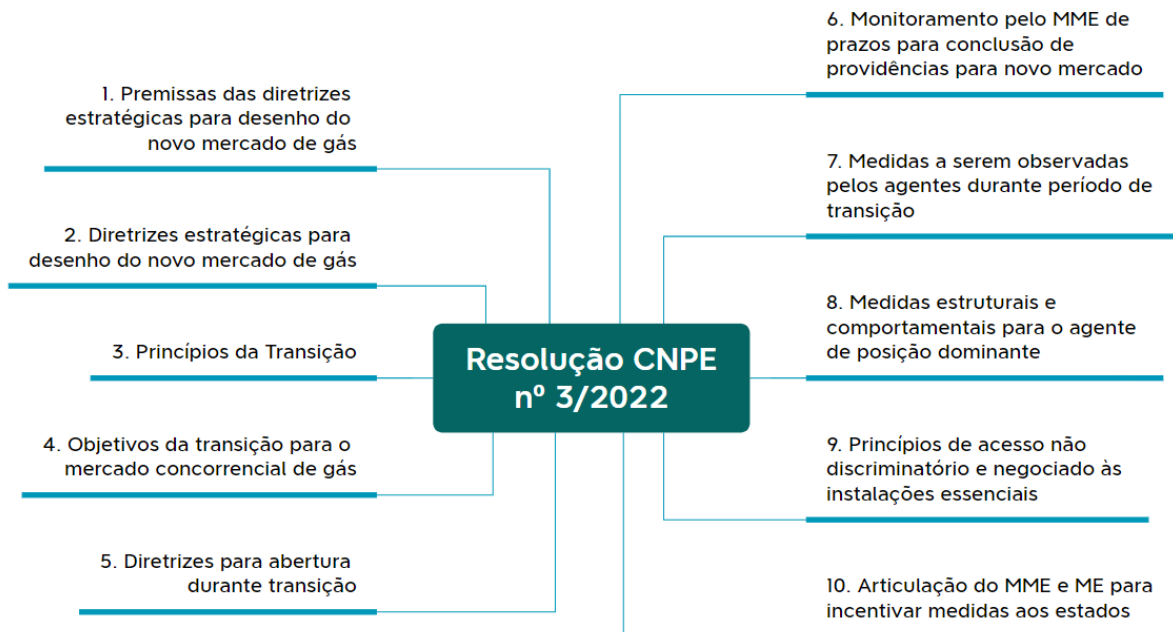
EPE (2021). Indisponibilidade Termelétrica. Estudos de Pós Planejamento. Maio de 2021.

GPC (2016). Gás Para Crescer – Relatório Técnico & Anexos. Versão beta out/2016.

- HERWEG, N. (2017). *European Union Policy – The regulatory shift in natural gas market policy*. Palgrave.
- IEA (2018). *Towards a competitive natural gas market in Brazil – A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil*. Report.
- IEA (2021). *Implementing Gas Market Reform in Brazil. Insights from European experience*. Report.
- JOSKOW, P. (2019). *Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at Scale: The U.S. Experience*. *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 35, N. 2.
- JOSKOW, P. (2006). *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*. MIT Working paper.
- LAPUERTA, C.; HARRIS, D.; FANTINI, M. (2023). *Gas Release Study for the Brazilian Natural Gas Industry*. Brattle Group.
- MATTOS, C. (2022). *Novo Mercado de Gás no Brasil: Desverticalizando para a Concorrência*. IN: SILVA, M. S. *Concessões e Parcerias Público-Privadas – Políticas Públicas para Provisão de Infraestrutura*. IPEA.
- MME – Ministério de Minas e Energia (2023). *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural*. Nº 200, Outubro de 2023 e anteriores.
- NMG (2019). *Nota Técnica – Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural*. Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil.
- OECD (2000). *Promoting Competition in the Natural Gas Industry*. Report.
- OECD (2001). *Restructuring Public Utilities for Competition*. Report
- OECD (2022). *Reforma Regulatória no Brasil*. Report. OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/f7455d72-pt>
- ROMEIRO, D. L.; AMORIM, L. (2022). *Waves of Regulatory Reforms and Winds of Uncertainties in the Brazilian Natural Gas Industry*. *Competition and Regulation in Network Industries*, Vol. 23(2) 153–179.
- VAZQUEZ, M.; AMORIM, L.; DUTRA, J. (2017). *Development of a competitive natural gas market*. FGV CERI/World Bank.
- WOOD MACKENZIE (2023). *Bolivian gas production to decline faster than expected, exports to Brazil and Argentina to cease by 2030*. Press Release.

ANEXO I – Resolução CNPE nº 3/2022

Figura 42 – Resolução do CNPE para Diretrizes Estratégicas para o Desenho do Novo Mercado de Gás



Fonte: FGV CERI

1. Premissas das diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás

- Boas práticas internacionais
- Atração de investimentos
- Diversidade de agentes
- Dinamismo e acesso à informação
- Participação dos agentes
- Competição na oferta de gás
- Respeito aos contratos

2. Diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás

- Remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de E&P
- Realização de leilões regulares de blocos exploratórios, incluindo gás em terra
- Concorrência para limitar concentração de mercado e promover competição na oferta

- Mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade
- Independência comercial e operacional dos transportadores
- Separação entre atividades concorrenciais (produção e comercialização) de monopolísticas (transporte e distribuição)
- Modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema de Transporte
- Implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade
- Transparência de formação de preços, características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros
- Redução dos custos de transação da cadeia de gás e aumento da liquidez no mercado através de hub(s) de negociação de gás
- Modelo de outorga de transporte e estocagem subterrânea aderente à dinâmica da indústria
- Aperfeiçoamento de planos indicativos de infraestrutura, considerando armazenamento, estocagem e integração com setor elétrico
- Desenvolvimento de estocagem de gás natural
- Acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento, UPGNs e Terminais de Regaseificação
- Aperfeiçoamento da estrutura tributária
- Harmonização entre regulações estaduais e federal para adoção das melhores práticas regulatórias
- Integração entre os setores de gás natural e energia elétrica para alocação equilibrada de riscos
- Aproveitamento do gás da União, em bases econômicas, com prioridade de abastecimento nacional e respeitando a livre iniciativa
- Transição segura para modelo do novo mercado de gás natural

3. Princípios da Transição:

- Segurança do abastecimento nacional e qualidade do produto
- Ampliação da concorrência, evitando-se monopólios regionais
- Prazos céleres e prudentes para adequação dos agentes ao novo desenho de mercado

- Mitigação de discrepâncias acentuadas de preços entre regiões durante período de transição, com gradativa implantação do sinal locacional
- Coordenação da operação transporte por meio dos códigos comuns de rede
- Formação e fusão de áreas de mercado com aumento de liquidez do ponto virtual de negociação
- Respeito aos contratos e às governanças empresariais
- Autonomia e fortalecimento de agências reguladoras e autoridade de defesa da concorrência
- Integração do gás com setores elétrico e industrial

4. Objetivos da transição para o mercado concorrencial de gás:

- Ampliar acesso e eficiência na operação e utilização do transporte
- Promover independência dos transportadores para oferta ampla e não discriminatória de serviços
- Organizar sistema de transporte através de códigos comuns de rede
- Códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL
- Implementar áreas de mercado com pontos virtuais de comercialização e publicar contratos de transporte padronizados
- Mercado transparente, concorrencial e líquido de gás (atacado e varejo) com diversidade de agentes na oferta e demanda
- Restringir transações entre comercializadores e concessionárias de distribuição de gás canalizado que sejam partes relacionadas
- Transparência e clareza de regras para acesso negociado e não discriminatório de escoamento, processamento e terminais de regaseficação
- Programas de gas release e incentivo a comercialização de gás no mercado
- Adoção voluntária de boas práticas regulatórias pelos estados para liberalização do mercado com transparência, eficiência e precificação adequada

5. Diretrizes para abertura durante transição:

- Atuação coordenada dos agentes para o atingimento dos objetivos da transição
- Concentração da comercialização de gás natural em ponto virtual de negociação para aumentar concorrência e liquidez do mercado

- Uso do ponto virtual de negociação para produtos relacionados à flexibilidade e ao balanceamento de rede
- Padronização dos contratos de compra e venda segundo Guias Orientativos do MME
- Gradual redução tarifária das interconexões entre áreas de mercado de capacidade visando fusão de áreas
- Efetiva interconexão das instalações de transporte por transportadores autônomos e independentes
- Adequação em prazos céleres e prudentes dos procedimentos e padrões utilizados pelos agentes da indústria ao novo desenho de mercado
- Implantação de Gas Release pelo agente com participação relevante e incentivo para comercialização dos outros produtores (ANP e CADE)
- Simplificação dos processos de oferta de capacidade de transporte de gás natural, com periodicidade pré-definida e ampla divulgação

6. Monitoramento pelo MME de prazos indicativos para conclusão de providências necessárias para adequação ao novo mercado, durante período de transição, incluindo:

- Interconexão de gasodutos de transporte para formação do sistema
- Disponibilização de plataformas eletrônicas para oferecimento de capacidade de transporte, balanceamento e comercialização de gás natural (incluindo mercado de curto prazo)
- Disponibilização de sistemas para troca de informações entre usuários e operadores das redes
- Elaboração do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura
- Elaboração dos códigos de rede
- Constituição do conselho de usuários do sistema de transporte
- Disponibilização de informações para acesso às instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL
- Fusão de áreas de mercado deverá ser célere (ANP) e tarifas de transporte deverão ser compatíveis com fusão
- Período de transição para novo mercado limitado pelo término da fusão das áreas de mercado de capacidade de transporte
- MME publicará guias orientativos aos agentes regularmente atualizados durante o período de transição

7. Medidas a serem observadas pelos agentes durante período de transição:

- Comercialização no sistema de transporte deve adotar ponto virtual de negociação da área de mercado para transferência de propriedade
- Participação ativa na comercialização de curto prazo para maior liquidez e conseqüente transparência na formação dos preços
- Participantes do mercado atacadista atendidos pelo sistema passem à condição de carregadores
- Oferta de serviços de transporte padronizados, levando em conta preferências dos novos usuários, inclusive para adequação dos contratos vigentes
- Negociações de acesso às infraestruturas essenciais devem ser concluídas em até 180 dias (ressalvada regulação da ANP)
- Planejamento e operação da movimentação, processamento e regaseificação de gás natural não criem barreiras ao acesso ou prejudiquem a concorrência

8. Medidas estruturais e comportamentais para o agente de posição dominante:

- Alienação total nas empresas de transporte e distribuição (assegurando independência na gestão até desinvestimento)
- Definição de demanda em pontos de entrada e saída para liberar capacidade
- Oferta de flexibilidade e balanceamento, remunerados, para garantir suprimento durante transição
- Cooperação na transição para modelo de entrada e saída
- Disponibilizar informações sobre acesso ao escoamento, processamento e terminais de GNL
- Oferta de gás natural no caso de descontinuidade de suprimento de usuários finais em virtude do processo de adequação do mercado durante o período de transição, para garantir abastecimento
- Oferta de gás natural com cláusula específica que possibilite redução de quantidade contratada pelo adquirente, sem aplicação de qualquer penalidade, no limite mínimo de um terço do volume contratado
- Gas release através de leilões e remoção de barreiras para comercialização de produtores

9. Princípios de acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais (até regulação definitiva pela ANP):

- Cooperação ativa para que acesso ocorra de forma efetiva

- Negociações devem ser organizadas e conduzidas em espírito de integridade e boa-fé, de acordo com a boa governança corporativa, para não conferir vantagem excessiva às custas do outro
- Condições de acesso negociado devem ser estabelecidas previamente pelo operador ou proprietário e amplamente divulgadas
- Não se deve exigir participação societária como condição para o acesso
- Remuneração para acesso deve ser baseada em critérios objetivos e considerar retorno justo e adequado do investimento, com prestação eficiente de serviço
- Toda recusa ao acesso deve ser devidamente justificada
- Transparência e informações sobre instalações devem conter (no mínimo):
 - Remunerações dos serviços prestados
 - Capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas
 - Atuais usuários das instalações
 - Negociações em curso, especificando data de início

10. Articulação do MME e ME para incentivar medidas aos estados:

- Reformas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, incluindo aditivos aos contratos de concessão para boas práticas regulatórias
- Princípios regulatórios para Consumidores Livres, Autoprodutores e Autoimportadores
- Transparência dos contratos de compra e venda de gás para o mercado cativo
- Aquisição de gás de forma transparente e competitiva
- Transparência na metodologia tarifária e definição dos componentes da tarifa
- Metodologia tarifária com corretos incentivos econômicos aos investimentos e à operação eficiente das redes
- Separação efetiva entre comercialização e distribuição
- Estrutura tarifária condizente com utilização dos serviços de distribuição
- Criação ou manutenção de agências reguladoras autônomas, com governança, transparência e rito decisório
- Privatização das concessionárias estaduais, avaliando novo contrato

- Adesão e ajustes tributários do CONFAZ
- Articulação do MME, ME, ANP e EPE para apoio e capacitação das agências reguladoras estaduais
- Articulação da ANP, MME, ME e CADE para elaboração, em até 180 dias, de diagnóstico concorrencial do mercado e proposta de Gas Release
- ANP deve estabelecer áreas de mercado de capacidade de forma a favorecer célere processo de fusão
- Articulação do MME, ME, ANP e EPE, condições para facilitar participação de empresas privadas na oferta de gás (inclusive boliviano)
- Articulação do MME, ME, ANP, EPE e CADE para monitoramento e implementação da abertura, propondo medidas adicionais se necessárias (relatório trimestral)



CENTRO DE ESTUDOS
EM REGULAÇÃO E
INFRAESTRUTURA