

SUPERINTENDÊNCIA DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA

NOTA TÉCNICA Nº 85/2026/SDC/ANP-RJ

Rio de Janeiro, na data da assinatura.

Assunto: Nota Técnica de Estudos Preliminares - Ação Regulatória nº 2.7 - Programa de Liberação Compulsória de Gás Natural (*Gas Release*).

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

1. A presente Nota Técnica consolida os Estudos Preliminares da Ação Regulatória nº 2.7 da Agenda Regulatória ANP 2025–2026, destinada à avaliação de eventual implementação de Programa de Liberação Compulsória de Gás Natural (Programa de *Gas Release* – PGR) no Brasil. O documento foi elaborado pela Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC), por meio da Coordenação de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural (CPC-GN), com o objetivo de subsidiar a Análise de Impacto Regulatório (AIR) relacionada ao tema.

2. O estudo decorre das conclusões da Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023 (SEI nº 3119568), elaborada pelas Superintendências de Defesa da Concorrência (SDC) e de Infraestrutura e Movimentação (SIM), que identificou elevada concentração da oferta de gás natural no mercado brasileiro, especialmente no segmento atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada de transporte. Em razão desse diagnóstico, a Diretoria Colegiada da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) incluiu o tema na Agenda Regulatória ANP 2025–2026, por meio da Decisão de Diretoria nº 326/2025.

3. O documento apresenta a fundamentação legal e institucional que ampara a atuação da ANP na promoção da concorrência no mercado de gás natural, com destaque para a Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), especialmente o art. 33, que atribui à Agência competência para acompanhar o funcionamento do mercado e adotar mecanismos destinados à promoção da competitividade e à redução da concentração da oferta de gás natural. Também são abordados os fundamentos previstos na Lei nº 13.848/2019, no Decreto nº 10.411/2020, no Decreto nº 10.712/2021 e na Resolução CNPE nº 3/2022 e .

4. No âmbito da Ação Regulatória nº 2.7, foi realizada atualização do diagnóstico concorrencial originalmente elaborado em 2023, incorporando dados e evidências mais recentes sobre a evolução do mercado brasileiro de gás natural (Nota Técnica nº 84/2026, SEI nº 6125907). A atualização identificou avanços importantes decorrentes da implementação da Nova Lei do Gás, incluindo ampliação do acesso às infraestruturas essenciais, crescimento do número de agentes autorizados, aumento da flexibilidade contratual e expansão da contratação de curto prazo. Entretanto, as análises demonstraram que tais avanços ainda não foram suficientes para alterar de forma estrutural a elevada concentração da oferta de gás natural observada no mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada.

5. O estudo conclui que a Petrobras permanece com participação predominante na disponibilização e comercialização de gás natural ao sistema integrado, em razão da concentração da produção *offshore*, da centralidade das infraestruturas de escoamento e processamento e da manutenção de vantagens estruturais ao longo da cadeia de valor. Adicionalmente, foram identificados elevados índices de concentração regional, baixa liquidez de mercado e limitações à contestabilidade, fatores que dificultam o desenvolvimento de ambiente concorrencial mais dinâmico e eficiente.

6. Nesse contexto, o problema regulatório identificado refere-se ao insuficiente desenvolvimento de um mercado atacadista não termelétrico de gás natural eficiente, líquido e competitivo, com impactos negativos sobre a concorrência, a formação eficiente de preços e a contestabilidade do mercado. O presente documento examina as causas estruturais associadas a esse cenário, incluindo elevada concentração da oferta, integração vertical, dependência de infraestruturas essenciais, falhas de mercado e limitações regulatórias ainda presentes no processo de abertura do setor.

7. O estudo também identifica potenciais riscos concorrenciais associados à atual configuração estrutural do mercado brasileiro de gás natural, incluindo incentivos para práticas de estrangulamento de margem (*margin squeeze*), fechamento de mercado (*foreclosure*), discriminação contratual, precificação oportunista, assimetria de informação e gestão estratégica da oferta. Embora tais comportamentos não impliquem necessariamente a ocorrência de infrações concorrenciais específicas, sua possibilidade decorre das características estruturais do setor e da elevada concentração observada no mercado.

8. Esta Nota Técnica analisa, ainda, experiências internacionais de implementação de programas de *Gas Release*, com foco na experiência europeia. Foram examinados casos de países como Polônia, Alemanha, França e Espanha, bem como estudos elaborados por instituições especializadas e organismos internacionais. De forma geral, as experiências analisadas indicam que programas de *Gas Release* foram utilizados como instrumentos voltados à promoção da concorrência, ao aumento da liquidez e ao desenvolvimento de mercados atacadistas mais transparentes e eficientes, especialmente em contextos de elevada concentração da oferta.

9. Adicionalmente, o estudo apresenta análise de estudos técnicos relevantes sobre o tema, incluindo contribuições do The Brattle Group, recomendações da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e experiências internacionais relacionadas à promoção da concorrência e ao desenvolvimento de mercados líquidos de gás natural.

10. No âmbito da fase de Estudos Preliminares, foram avaliadas alternativas regulatórias para enfrentamento do problema identificado, incluindo:

- 11. manutenção das medidas atualmente em curso, sem adoção de novas intervenções regulatórias;
- 12. adoção de medidas voluntárias ou acordos com agente dominante; e
- 13. eventual implementação de Programa de *Gas Release* no mercado brasileiro de gás natural.

14. A elaboração do presente estudo também foi subsidiada por amplo processo de participação social, que incluiu reuniões com agentes do mercado brasileiro de gás natural, interações com autoridades reguladoras estrangeiras, realização do 1º Workshop do Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural e aplicação de questionário setorial direcionado a agentes da indústria. As contribuições recebidas permitiram ampliar a base informacional utilizada pela ANP, identificar convergências e divergências entre os agentes e aprofundar a compreensão sobre potenciais impactos, riscos e desafios associados à eventual implementação de um PGR no Brasil.

15. Os resultados do questionário evidenciaram elevado apoio setorial à adoção de medidas voltadas à promoção da concorrência no mercado de gás natural, bem como convergência relevante quanto à necessidade de ampliação da liquidez, redução da concentração e fortalecimento da transparência de mercado. Também foram identificadas preocupações relacionadas à preservação da segurança jurídica, à previsibilidade regulatória e à manutenção de incentivos adequados à realização de investimentos ao longo da cadeia de valor do gás natural.

16. Por fim, o estudo conclui que existem elementos técnicos e regulatórios suficientes para prosseguimento da Análise de Impacto Regulatório (AIR), com aprofundamento das alternativas regulatórias aplicáveis ao enfrentamento do problema identificado, incluindo a avaliação de eventual implementação de Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural. As próximas etapas da ação regulatória contemplarão aprofundamento das análises concorrenciais e econômicas, avaliação dos impactos regulatórios das alternativas consideradas, desenvolvimento de mecanismos de monitoramento e governança e continuidade das atividades de participação social previstas no processo regulatório.

2. INTRODUÇÃO

17. A presente Nota Técnica constitui o Estudo Preliminar da Ação Regulatória nº 2.7 da Agenda Regulatória ANP 2025–2026, referente à avaliação de eventual implementação de Programa de Liberação Compulsória de Gás Natural (Programa de *Gas Release* - PGR) no mercado brasileiro.

18. O documento tem como objetivo subsidiar a Análise de Impacto Regulatório (AIR) relacionada ao tema, por meio da consolidação de elementos técnicos, regulatórios, concorrenciais e institucionais relevantes para a identificação e delimitação do problema regulatório, avaliação de alternativas regulatórias e análise de seus potenciais impactos sobre o funcionamento do mercado de gás natural.

19. A elaboração da presente Nota Técnica decorre das conclusões constantes da Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023 (SEI nº 3119568), elaborada pelas Superintendências de Defesa da Concorrência (SDC) e de Infraestrutura e Movimentação (SIM), a qual identificou elevada concentração da oferta de gás natural no Brasil, especialmente no mercado não termelétrico atendido pela malha integrada de transporte, bem como limitações estruturais à ampliação da concorrência. Nesse contexto, recomendou-se a inclusão do tema na Agenda Regulatória da ANP, de forma a ampliar a discussão acerca da eventual aplicação de um PGR no Brasil. A Diretoria Colegiada da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) deliberou pela inclusão do tema na Agenda Regulatória ANP 2025-2026 em 29/05/2025, por meio da Decisão de Diretoria nº 326/2025.

20. Nesse contexto, o presente estudo baseia-se nas conclusões da Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023, bem como de sua atualização realizada no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 e materializadas na Nota Técnica nº 84/2026 (SEI nº 6125907), a qual incorporou dados, indicadores e evidências empíricas mais recentes sobre a estrutura e a dinâmica do mercado brasileiro de gás natural, incluindo a evolução das condições concorrenciais observadas desde 2022.

21. Adicionalmente, o documento examina experiências internacionais, estudos técnicos relevantes e possíveis alternativas regulatórias relacionadas à promoção da concorrência e à redução da concentração da oferta de gás natural.

3. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL E INSTITUCIONAL

22. A fundamentação legal e institucional para a adoção de eventual PGR pela ANP está assentada em dispositivos constitucionais, legais e infralegais que conferem à Agência competência para promover medidas voltadas à ampliação da concorrência no setor de gás natural, bem como na legislação que disciplina a elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR).

23. A Constituição Federal, em seu art. 174, estabelece o papel do Estado como agente normativo e regulador da atividade econômica, incumbindo-lhe exercer funções de fiscalização, incentivo e planejamento. Nesse contexto, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo), definiu os objetivos da Política Energética Nacional, entre os quais se destacam a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos, bem como a promoção da livre concorrência.

24. Com a promulgação da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás), foram ampliadas as competências da ANP relacionadas à promoção da concorrência na Indústria do Gás Natural (IGN). Para tanto, o art. 46 da referida Lei alterou a Lei nº 9.478/1997, incluindo o inciso XXIX ao art. 8º, que passou a prever expressamente a atribuição da Agência de promover medidas para ampliar a concorrência no mercado de gás natural:

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

(...)

XXIX - promover medidas para ampliar a concorrência no mercado de gás natural;

25. Além disso, o art. 28 da Nova Lei do Gás assegurou o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais — incluindo dutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL — com o objetivo de ampliar a concorrência na comercialização de gás natural.

26. No mesmo sentido, o art. 33 da Lei nº 14.134/2021 estabeleceu competência específica da ANP para acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar medidas destinadas à promoção da concorrência e à redução da concentração na oferta de gás natural. Nos termos da Lei:

Art. 33 Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

§ 1º Os mecanismos de que trata o caput deste artigo poderão incluir:

I - medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;

II - programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e

III – 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.

§ 2º A ANP deverá ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) previamente à aplicação das medidas de que trata o § 1º deste artigo

27. As medidas expressamente previstas nos incisos I, II e III do § 1º do art. 33 possuem natureza exemplificativa e não exaurem os instrumentos regulatórios eventualmente necessários para atingir os objetivos estabelecidos pela Lei. Dessa forma, a ANP poderá avaliar medidas complementares no âmbito de eventual programa voltado à promoção da concorrência no mercado de gás natural, desde que observados os princípios da proporcionalidade, razoabilidade, eficiência regulatória e motivação técnica.

28. A adoção dessas medidas está condicionada ao atendimento de seu objetivo regulatório, qual seja, estimular a eficiência e a competitividade, bem como prevenir a formação ou a manutenção de condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

29. O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Nova Lei do Gás, reforça esses objetivos ao estabelecer princípios relacionados à promoção da concorrência, à liquidez do mercado, à livre iniciativa nos segmentos concorrenciais e ao acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais.

30. Em especial, o art. 22 do referido Decreto estabelece diretrizes para a implementação de mecanismos voltados à promoção da concorrência, assegurando ampla publicidade e transparência dos termos e condições das medidas adotadas. Adicionalmente, o § 1º do referido artigo estabelece diretrizes específicas para eventual programa de venda compulsória de gás natural, incluindo: (i) a cessão simultânea da capacidade de transporte associada ao volume liberado (*capacity release*); (ii) a inexistência de restrições à livre negociação do gás natural e da respectiva capacidade de transporte em mercado secundário; e (iii) a oferta regular de contratos com diferentes prazos de duração. Tais diretrizes visam promover liquidez, flexibilidade e eficiência operacional ao mercado, bem como evitar restrições logísticas ao escoamento do gás natural.

31. Ainda nos termos do art. 22 do Decreto nº 10.712/2021, a ANP deverá elaborar diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e monitorar continuamente os resultados das medidas eventualmente adotadas, avaliando periodicamente a necessidade de implementação de novos mecanismos destinados à ampliação da concorrência.

32. Embora a legislação tenha atribuído à ANP competência para adoção de medidas concorrenciais no setor de gás natural, não houve definição legal de prazo específico para elaboração do diagnóstico concorrencial ou para eventual implementação de programa de liberação compulsória de gás natural.

33. Nesse contexto, a Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022, ao estabelecer diretrizes para a abertura do mercado de gás natural durante o período de transição para um ambiente concorrencial, recomendou à ANP, em articulação com o Ministério de Minas e Energia (MME), o Ministério da Economia e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), a elaboração de diagnóstico concorrencial e proposta de programa de liberação progressiva de gás natural, nos termos de seu art. 12:

Art. 12. Recomendar que a ANP, em articulação com o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Economia e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, elabore, no prazo de até cento e oitenta dias, diagnóstico

34. Por sua vez, o inciso VIII do art. 5º da referida Resolução estabelece como diretriz para a abertura do mercado de gás natural:

Art. 5º São diretrizes para a abertura do mercado de gás natural, durante o período de transição para um mercado concorrencial de gás natural:(...)

VIII - a implantação de programas para a liberação progressiva de gás natural por parte de agente da indústria que detiver participação relevante que possa resultar na dominação de mercado, bem como o incentivo aos demais produtores a comercializarem o gás natural no mercado; e (...)

35. Em atendimento à Resolução CNPE nº 3/2022, a ANP, por meio da Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC) e da Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), elaborou a Nota Técnica Conjunta nº 2/2023, contendo diagnóstico concorrencial da indústria de gás natural no Brasil.

36. O estudo concluiu que o setor ainda apresenta elevada concentração de mercado, manutenção de posição dominante por agente incumbente, concorrência ainda incipiente e limitações de acesso a infraestruturas essenciais, fatores que restringem a entrada e a atuação de novos agentes econômicos. Em razão dessas conclusões, recomendou-se a inclusão do tema na Agenda Regulatória da ANP, a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) e a avaliação de alternativas regulatórias para eventual implementação de Programa de *Gas Release* (PGR) no Brasil.

37. Como desdobramento dessas recomendações, a Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2025-2026 incluiu expressamente a Ação Regulatória nº 2.7, referente à elaboração de AIR sobre eventual programa de redução de concentração no mercado de gás natural (*gas release*), conferindo previsibilidade, transparência e planejamento institucional ao processo regulatório.

38. É importante destacar, ainda, as alterações decorrentes do Decreto 12.153/2024, que modificou o Decreto nº 10.712/2021, relacionadas ao tema em análise. Embora a maior parte das alterações realizadas pelo novo Decreto tenha se concentrado no acesso não discriminatório e negociado às chamadas instalações essenciais, também foram abordadas medidas de desconcentração no bojo de seu art. 22-E. Dentre os dispositivos criados, destacam-se a possibilidade da ANP firmar Termo de Ajustamento de Conduta com agentes do setor em prol da concorrência (Caput), o poder-dever da ANP de requerer a adequação de instrumentos contratuais, incluindo contratos de suprimento e de acesso às infraestruturas (§1º), e a possibilidade da ANP estabelecer restrições ou condições para utilização das infraestruturas pelos seus proprietários e pelas empresas interessadas no acesso (§3º).

39. Além do fundamento material relacionado à promoção da concorrência, a elaboração do presente Estudo Preliminar e da correspondente AIR encontra respaldo na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019 (Lei das Agências Reguladoras), que estabelece, em seu art. 6º, a obrigatoriedade de realização de AIR previamente à edição ou alteração de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, consumidores ou usuários dos serviços prestados.

40. A elaboração da AIR também observa as disposições da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 (Lei de Liberdade Econômica), e do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, que regulamenta a AIR no âmbito da administração pública federal e estabelece a necessidade de avaliação prévia dos possíveis efeitos econômicos, concorrenciais e regulatórios das alternativas consideradas.

41. Adicionalmente, aplicam-se as disposições da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), especialmente os arts. 20 a 22, que determinam que as decisões administrativas considerem as consequências práticas da decisão regulatória, observem critérios de proporcionalidade e motivação adequada e levem em consideração as dificuldades reais da implementação regulatória.

42. Nesse sentido, a presente seção consolida o arcabouço jurídico e institucional que fundamenta a atuação da ANP na elaboração da Análise de Impacto Regulatório relativa a eventual PGR, em consonância com os princípios da legalidade, transparência, eficiência regulatória, motivação técnica e promoção da concorrência no mercado brasileiro de gás natural.

4. ATUALIZAÇÃO DO DIAGNÓSTICO CONCORRENCIAL DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

43. Conforme exposto na seção anterior, a Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023 (SEI nº 3119568) constituiu o diagnóstico concorrencial inicial do mercado brasileiro de gás natural após a edição da Nova Lei do Gás, de seu Decreto Regulamentador e da Resolução CNPE nº 3/2022, servindo de base para as discussões relacionadas à eventual adoção de medidas voltadas à promoção da concorrência, inclusive no âmbito de um possível PGR.

44. Entretanto, considerando a dinâmica de transformação observada na indústria de gás natural desde a elaboração daquele diagnóstico, verificou-se a necessidade de atualização das bases empíricas e das evidências concorrenciais utilizadas para subsidiar a presente AIR. Nesse período, foram observadas mudanças relevantes na organização e no funcionamento do mercado, incluindo a entrada de novos agentes na oferta, avanços relacionados ao acesso às infraestruturas essenciais, consolidação do regime de contratação por entrada e saída no transporte, ampliação da flexibilidade contratual e crescimento da comercialização de curto prazo.

45. Diante desse contexto, a SDC elaborou a “Nota Técnica de Atualização do Diagnóstico Concorrencial do Mercado Brasileiro de Gás Natural no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 – Programa de Liberação Compulsória de Gás Natural (*Gas Release*)”

(Nota Técnica nº 84/2026, SEI nº 6125907), com o objetivo de atualizar os dados, indicadores e evidências empíricas constantes da Nota Técnica Conjunta nº 2/2023, preservando, contudo, o mesmo referencial analítico e metodológico utilizado no estudo original.

46. A atualização teve como foco principal a incorporação de informações mais recentes sobre: (i) a evolução da estrutura da indústria de gás natural no Brasil; (ii) a infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e regaseificação; (iii) a evolução da participação de mercado nos diferentes elos da cadeia; e (iv) as perspectivas de oferta e demanda de gás natural no horizonte de médio prazo.

47. O estudo atualizado concluiu que, embora tenham sido observados avanços incrementais no processo de abertura do mercado de gás natural, especialmente no que se refere ao aumento da diversidade de agentes e à ampliação do acesso às infraestruturas essenciais, permanecem características estruturais relevantes de elevada concentração na oferta de gás natural, sobretudo no mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada de transporte. A atualização também evidenciou que a Petrobras permanece com participação predominante na disponibilização de gás natural ao sistema integrado, especialmente em razão da concentração da produção *offshore* na Bacia de Santos, da centralidade das infraestruturas de escoamento e processamento e da permanência de vantagens estruturais associadas à operação dos principais ativos da cadeia.

48. Na visão prospectiva apresentada na Nota Técnica nº 84/2026 (SEI nº 6125907), há uma estabilização da participação de mercado da Petrobras em torno de 65%, preservando a posição dominante da empresa e, por consequência, os incentivos a comportamentos oportunistas e exercício de poder de mercado em benefício próprio.

49. Ao mesmo tempo, o estudo identificou avanços institucionais e regulatórios relevantes decorrentes da implementação da Nova Lei do Gás, incluindo maior dissociação entre fluxos físicos e contratuais, ampliação da contratação de capacidade no regime de entrada e saída, aumento da flexibilidade operacional e crescimento do número de contratos e agentes atuantes no mercado.

50. Dessa forma, a atualização do diagnóstico concorrencial permitiu consolidar base empírica mais recente e aderente às condições atuais de funcionamento da indústria de gás natural no Brasil, assegurando que as análises desenvolvidas no âmbito da presente AIR estejam fundamentadas em evidências atualizadas, consistentes e comparáveis ao diagnóstico originalmente elaborado.

5. **CRONOGRAMA**

51. A Ação Regulatória nº 2.7, destinada à avaliação da implementação de um PGR no mercado brasileiro está estruturada em etapas e prazos definidos em conformidade com as diretrizes do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, que regulamenta a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR). Os principais marcos do cronograma estabelecido pela Diretoria Colegiada da ANP encontram-se detalhados na Tabela 1.

Tabela 1 - Cronograma da avaliação e elaboração de Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (Ação Regulatória nº 2.7)

Cronograma	Início da Etapa	Fim da Etapa
Estudos Preliminares	junho de 2025	maio de 2026
AIR ou NT de Regulação	novembro de 2025	agosto de 2026
Minuta do Ato Normativo	setembro de 2026	setembro de 2026
Consulta Pública	outubro de 2026	novembro de 2026
Audiência Pública	novembro de 2026	dezembro de 2026
Aprovação e Publicação	dezembro de 2026	dezembro de 2026

6. **IDENTIFICAÇÃO E DELIMITAÇÃO DO PROBLEMA REGULATÓRIO**

52. O problema regulatório analisado no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 (Programa de *Gas Release* - PGR) refere-se ao **insuficiente desenvolvimento de um mercado atacadista não termelétrico de gás natural eficiente, líquido e competitivo, nas regiões atendidas pela malha integrada de transporte, com impactos negativos sobre a concorrência, a contestabilidade do mercado e a formação eficiente de preços.**

53. Apesar dos avanços institucionais e regulatórios promovidos pelo Novo Mercado de Gás e pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), observa-se que o mercado brasileiro ainda apresenta características estruturais que limitam a contestabilidade e a dinâmica concorrencial, especialmente no elo de comercialização atacadista, atividade sob competência da União.

54. Esse cenário está associado à persistência de elevada concentração na oferta de gás natural, historicamente vinculada à atuação de agente incumbente, a Petrobras, com relevante participação na produção e comercialização, bem como à sua integração vertical ao longo da cadeia de valor. Tal configuração é reforçada pelas características próprias da indústria de gás natural, notadamente sua natureza de indústria de rede, com elevados custos fixos, economias de escala e forte dependência de infraestruturas essenciais.

55. Conforme identificado pela ANP em análises regulatórias anteriores, em especial no Relatório de Análise de Impacto Regulatório elaborado pelo Grupo de Trabalho de Acesso às Infraestruturas Essenciais (SEI nº 3612740), a combinação entre falhas de mercado, limitações regulatórias e características estruturais da indústria cria incentivos à manutenção de elevada concentração e de poder de mercado, dificultando o desenvolvimento de um ambiente concorrencial mais dinâmico.

56. No mesmo sentido, a atualização do diagnóstico concorrencial realizada no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 (Nota Técnica nº 84/2026, SEI nº 6125907) indica que, embora tenham sido observados avanços incrementais no processo de abertura do mercado — incluindo aumento do número de agentes autorizados, maior diversidade contratual, ampliação do acesso às

infraestruturas essenciais e crescimento da contratação de curto prazo — tais transformações ainda não foram suficientes para alterar de forma estrutural as condições concorrenciais do mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada de transporte.

57. Em particular, a atualização do diagnóstico demonstra que a Petrobras permanece com participação predominante na disponibilização de gás natural ao sistema integrado, em patamares próximos de dois terços da oferta, mesmo após a entrada de novos agentes e a ampliação do acesso às infraestruturas essenciais. As projeções analisadas indicam, ainda, manutenção dessa estrutura concentrada no período de 2026 a 2030.

58. Adicionalmente, os indicadores de concentração regional apontam que o mercado de comercialização atacadista permanece altamente concentrado em regiões relevantes para a demanda firme não termelétrica, com índices Herfindahl-Hirschman (HHI) situados em patamares usualmente associados a mercados altamente concentrados em análises concorrenciais.

59. Nesse contexto, observa-se que, apesar dos avanços regulatórios recentes, ainda persistem barreiras à entrada e à expansão de novos agentes, bem como limitações ao desenvolvimento de um mercado competitivo e capaz de promover a formação eficiente de preços.

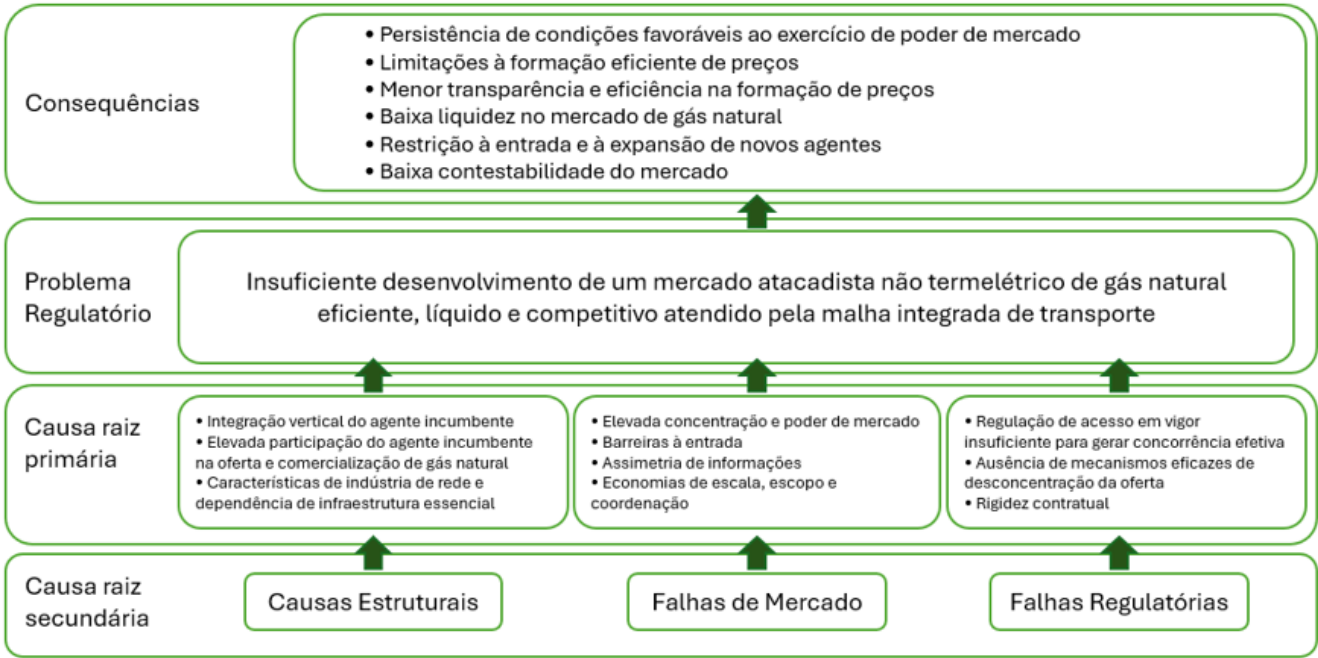
60. Esse diagnóstico encontra respaldo direto no marco legal vigente. Nos termos do art. 33 da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), cabe à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade, bem como de redução da concentração na oferta de gás natural, com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

61. Nesse sentido, a própria legislação reconhece que a elevada concentração da oferta e a existência de poder de mercado podem comprometer o funcionamento eficiente do setor, prevendo a adoção de instrumentos específicos para seu enfrentamento. Entre esses mecanismos, destacam-se medidas de desconcentração da oferta, a cessão compulsória de capacidade e programas de venda compulsória de gás natural (*gas release*), direcionados à ampliação da concorrência e à redução da concentração de mercado.

62. Dessa forma, o problema regulatório identificado — **caracterizado pela baixa concorrência, limitada liquidez e dificuldades na formação eficiente de preços no mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada** — corresponde às condições de mercado que a legislação busca prevenir e corrigir por meio da atuação regulatória.

63. O problema regulatório pode ser representado pela árvore do problema regulatório (Figura 1), que evidencia suas causas estruturais e seus efeitos sobre o funcionamento do mercado de gás natural, incluindo impactos sobre a concorrência, a liquidez e a formação eficiente de preços.

Figura 1 - Árvore do problema regulatório



Fonte: Elaboração própria.

6.1. Estrutura e concentração do mercado de gás natural

64. O mercado brasileiro de gás natural ainda apresenta elevado grau de concentração na oferta, particularmente nos segmentos de produção, disponibilização, processamento e comercialização de gás natural destinado ao mercado atendido pela malha integrada de transporte. Essa concentração decorre, em grande medida, do histórico de organização do setor sob regime monopolista, que resultou na consolidação de um agente incumbente com participação dominante ao longo da cadeia.

65. A presença de elevada concentração na oferta tende a reduzir a rivalidade entre agentes e a limitar a contestabilidade do mercado, criando condições para o exercício de poder de mercado. Em particular, a atuação desse agente dominante pode influenciar a disponibilidade de gás no mercado e impactar diretamente a dinâmica concorrencial no elo de comercialização.

66. A atualização do diagnóstico concorrencial no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 (Nota Técnica nº 84/2026, SEI nº 6125907) demonstra que, embora tenha ocorrido aumento gradual do número de agentes atuantes no mercado de gás natural entre 2021 e 2025, inclusive com expansão do número de comercializadores, carregadores e importadores, a estrutura de oferta permanece significativamente concentrada, especialmente no mercado não termelétrico atendido pela malha integrada.

67. Os dados atualizados indicam que a Petrobras permanece responsável pela maior parte do gás natural disponibilizado ao sistema integrado, em razão da concentração da produção *offshore*, especialmente na Bacia de Santos, da centralidade das infraestruturas de escoamento e processamento e da manutenção de vantagens estruturais ao longo da cadeia de valor.

68. Além disso, a baixa diversificação de agentes comercializadores contribui para a redução da liquidez do mercado, dificultando a formação de preços baseada em fundamentos competitivos e limitando o desenvolvimento de mecanismos de negociação mais sofisticados, como mercados organizados ou *hubs* de gás.

69. A atualização do diagnóstico também aponta evidências de assimetria concorrencial na formação de preços, observando-se que agentes não incumbentes praticaram, em média, preços inferiores aos do agente dominante em determinados segmentos e regiões da malha integrada, sugerindo que o aumento da rivalidade concorrencial pode contribuir para maior eficiência na formação de preços do mercado de gás natural e traduzir-se em benefícios para o consumidor.

6.2. Características da indústria de gás natural como indústria de rede

70. A indústria de gás natural apresenta características típicas de indústria de rede, com elevados custos fixos, economias de escala e escopo, além de forte interdependência entre seus diferentes elos (produção, escoamento, processamento, transporte, distribuição e comercialização).

71. Essas características favorecem estruturas de mercado mais concentradas e criam barreiras naturais à entrada, uma vez que novos agentes enfrentam custos elevados para acessar ou replicar infraestruturas essenciais.

72. Do ponto de vista econômico, a cadeia de valor do gás natural pode ser caracterizada como uma estrutura híbrida, na qual coexistem segmentos potencialmente concorrenciais e segmentos com características de monopólio natural.

73. Os elos de produção e comercialização de gás natural apresentam maior potencial para a concorrência, pois admitem a atuação de múltiplos agentes, com possibilidade de entrada e rivalidade, desde que haja acesso a volumes de gás e condições adequadas de negociação. Nesses segmentos, a competição é desejável, pois contribui para a formação eficiente de preços, aumento da eficiência e melhor alocação de recursos.

74. Por outro lado, os elos de escoamento, processamento, transporte e regaseificação de GNL apresentam características típicas de monopólio natural, em razão de elevados custos afundados, indivisibilidades técnicas, economias de escala significativas e inviabilidade econômica de duplicação de infraestrutura. Nesses casos, a replicação de ativos é ineficiente do ponto de vista social, o que implica a necessidade de regulação econômica e de acesso não discriminatório, em substituição à concorrência direta.

75. Essa configuração implica que a concorrência efetiva na indústria de gás natural depende de dois pilares complementares: (i) a garantia de acesso às infraestruturas essenciais, que viabiliza a atuação de múltiplos agentes nos elos potencialmente concorrenciais; e (ii) a existência de condições que assegurem a disponibilidade de oferta de gás por diferentes agentes, reduzindo a concentração e aumentando a liquidez do mercado.

76. Adicionalmente, a dependência de infraestruturas críticas faz com que o acesso a esses ativos seja uma condição necessária, mas não suficiente, para o desenvolvimento da concorrência. Assim, as características estruturais da indústria, combinadas com a concentração da oferta, tendem a limitar a entrada de novos agentes e a restringir a dinâmica competitiva.

77. Nesse sentido, a atualização do diagnóstico concorrencial reforça que, embora tenham ocorrido relevantes avanços no acesso às infraestruturas essenciais e na flexibilização contratual, as características estruturais da indústria de gás natural permanecem condicionando a dinâmica concorrencial do setor, especialmente no mercado atendido pela malha integrada de transporte.

6.3. Falhas de mercado e limitações regulatórias

78. O problema identificado decorre da presença simultânea de falhas de mercado e limitações regulatórias, que se reforçam mutuamente.

79. Do ponto de vista das falhas de mercado, destaca-se a existência de poder de mercado decorrente da elevada concentração da oferta, que reduz a rivalidade e permite a influência sobre preços e condições de negociação. Soma-se a isso a presença de barreiras à entrada, tanto estruturais — associadas a custos elevados e dependência de infraestrutura — quanto institucionais, como rigidez contratual e dependência de negociação com o agente incumbente.

80. Adicionalmente, observa-se a ocorrência de assimetria de informações e vantagens associadas à posição histórica do agente incumbente, fatores que podem reduzir a contestabilidade do mercado e dificultar a atuação de novos agentes.

81. No que se refere às limitações regulatórias, observa-se que o processo de transição para um ambiente concorrencial ainda se encontra em consolidação. Embora tenham sido implementadas medidas relevantes voltadas à abertura do acesso às infraestruturas essenciais e à flexibilização do sistema de transporte, persistem limitações no enfrentamento direto da elevada concentração da oferta no mercado de comercialização de gás natural atendido pela malha integrada.

82. A atualização do diagnóstico concorrencial indica que as medidas implementadas até o momento vêm produzindo avanços incrementais relevantes, porém ainda insuficientes para alterar de forma estrutural a elevada concentração da oferta e a

limitada liquidez do mercado atacadista não termelétrico.

6.4. Potenciais condutas anticoncorrenciais

83. A configuração estrutural do mercado brasileiro de gás natural — marcada pela elevada concentração da oferta, pela integração vertical e pelo controle de infraestruturas essenciais por parte do agente incumbente — cria incentivos econômicos para a adoção de estratégias com potencial de restringir a concorrência. Tais riscos não decorrem necessariamente da ocorrência de infrações concorrenciais específicas, mas das próprias características estruturais do mercado, que ampliam a capacidade de influência do agente dominante sobre as condições de oferta, formação de preços e dinâmica competitiva do setor.

84. No caso brasileiro, esses incentivos estão associados ao histórico de concentração nas atividades de produção, processamento, escoamento, transporte, distribuição e comercialização de gás natural, o que confere ao agente incumbente elevada capacidade de coordenação ao longo da cadeia de valor. Mesmo após a saída da Petrobras dos segmentos de transporte^[1] e distribuição, persiste a posição dominante da empresa nos demais segmentos, o que pode favorecer práticas capazes de dificultar a entrada e a expansão de novos agentes, reduzir a contestabilidade do mercado e reforçar o poder de mercado do incumbente.

85. Nesse contexto, os itens a seguir apresentam os principais comportamentos potencialmente anticoncorrenciais associados à atual estrutura do mercado de gás natural no Brasil.

6.4.1. Estrangulamento de margem (*margin squeeze*)

86. No contexto brasileiro, o risco de estrangulamento de margem está associado à posição da Petrobras de detentora de infraestruturas essenciais, como de escoamento e processamento de gás natural.

87. Nessa configuração, a estrutura de mercado pode gerar incentivos econômicos para a definição de condições de acesso que elevem os custos dos concorrentes, ao mesmo tempo em que a própria empresa atua na comercialização do gás, reduzindo ou eliminando a margem dos rivais. Esse comportamento é consistente com a teoria de elevação dos custos dos rivais (*raising rivals' costs*) (SALOP; SCHEFFMAN, 1983).

88. Nos últimos anos, a Petrobras vem sendo questionada pelas autoridades públicas com relação ao custo dos serviços de escoamento e processamento, em especial no que se refere aos sistemas que atendem à Bacia de Santos.

89. Como efeito, no Relatório de Análise de Impacto Regulatório da ANP (SEI nº 3612740) sobre o acesso às infraestruturas essenciais, a Agência reconhece que a combinação entre elevada concentração/verticalização e assimetria de informações na cadeia (especialmente nos segmentos de escoamento e processamento) cria incentivos para que o detentor da infraestrutura essencial influencie os resultados concorrenciais a jusante, inclusive por meio de estratégias de precificação e de negociação capazes de manter preços acima do nível competitivo.

90. Em linha convergente, o relatório do Comitê 2 – Acesso ao Mercado de Gás Natural, do Grupo de Trabalho do Gás para Empregar (MME, 2024), apresentou extensa análise que apontou para uma participação excessiva dos custos referentes ao escoamento e ao processamento na formação dos preços do gás natural no Brasil, estimada em 46% do preço ao consumidor industrial.

91. O documento produzido pelo Comitê também questiona a valoração do acesso por custo de oportunidade, apontando risco de receitas extraordinárias nos serviços de escoamento/processamento e defendendo parâmetros econômico-financeiros transparentes para se chegar a uma remuneração justa e razoável — precisamente o tipo de assimetria de informação e poder de mercado em infraestrutura essencial que pode sustentar condutas como *margin squeeze* e discriminação nas negociações no atacado.

6.4.2. Precificação oportunista

92. A elevada participação da Petrobras na oferta também cria condições para a adoção de estratégias de precificação oportunista.

93. Esse comportamento pode se manifestar tanto por preços elevados — típicos de estruturas monopolistas — quanto por preços estratégicos voltados à exclusão de concorrentes. Essas dinâmicas encontram respaldo na teoria do monopólio (VARIAN, 2010) e na teoria da discriminação de preços (PIGOU, 1920).

94. Nesse contexto, importa mencionar que houve amplo questionamento a respeito do aumento de preços imposto pela Petrobras nas renegociações contratuais para fornecimento de gás natural de 2021. Naquele período os preços do gás sofriam pressão de alta tanto internamente, em razão da crise hidroenergética, quanto pela conjuntura internacional, que já antecipava os efeitos da guerra Rússia-Ucrânia no mercado de GNL.

95. O comportamento da Petrobras motivou ações judiciais contra os aumentos, com a obtenção de decisões favoráveis às distribuidoras estaduais em diversos casos, além de uma representação da ANEEL (Ofício nº 252/2021-DIR/ANEEL, SEI nº 1627120) para a ANP na qual o regulador do setor elétrico solicitava avaliação da conduta da Petrobras na negociação contratual para o suprimento de termelétricas operando no ambiente de contratação livre no período mais crítico da crise elétrica de 2021. A ANP, em análise preliminar registrada na Nota Técnica Conjunta nº 5/2023 (SEI nº 3184256), não afastou a hipótese de que a Petrobras tenha atuado de forma oportunista para aumentar seu lucro e remeteu o caso para avaliação do CADE. As diligências conduzidas pelo órgão antitruste não foram capazes, contudo, de identificar a materialização da prática com potenciais efeitos anticompetitivos e, com base na análise constante da Nota Técnica nº 2/2026/CGAA4/SGA1/SG/CADE, arquivou o inquérito.

6.4.3. Riscos de fechamento de mercado (*foreclosure*)

96. A integração vertical também possibilita condutas de fechamento de mercado, caracterizadas pela restrição direta ou indireta ao acesso às infraestruturas essenciais, o que potencialmente pode ser praticado pela Petrobras, mesmo no contexto do acesso regulado.

97. Essas práticas são amplamente discutidas na literatura como formas de abuso de posição dominante, especialmente em indústrias de rede (MOTTA, 2004), e podem se manifestar por meio de barreiras contratuais, operacionais ou negociais.

98. O relatório do Comitê 2 – Acesso ao Mercado de Gás Natural, do Grupo de Trabalho do Gás para Empregar (MME, 2024) aborda o tema, dando ênfase à ociosidade dos terminais de regaseificação da Petrobras mesmo em períodos nos quais o GNL estava com preço competitivo e disponível nos mercados internacionais, o que poderia constituir indício da prática de fechamento de mercado.

99. Por fim, é razoável argumentar que o acesso ao sistema de transporte é um caso ilustrativo de como o fechamento de mercado pode constituir uma estratégia eficiente, uma vez que, embora o livre acesso de terceiros esteja previsto na legislação desde 1997, com a publicação da Lei do Petróleo (Lei. Nº 9.478/1997), o acesso isonômico e não discriminatório aos gasodutos de transporte somente tenha se concretizado a partir de 2022.

6.4.4. Risco de redução da oferta e gestão estratégica da programação de produção e escoamento

100. A elevada concentração da oferta e o controle de ativos e decisões operacionais relevantes criam incentivos para estratégias de redução da oferta (*withholding*), capazes de elevar preços e ampliar rendas acima do nível competitivo. Na literatura de organização industrial, esse comportamento é associado ao exercício de poder de mercado por restrição de quantidade, especialmente em mercados com demanda relativamente inelástica e baixa capacidade de ajuste no curto prazo (TIROLE, 1988; VARIAN, 2010).

101. No curto prazo, a redução de oferta pode ocorrer por meios predominantemente operacionais, como a gestão estratégica de paradas e manutenções, decisões de alocação de volumes — incluindo priorização de usos internos e ajustes na programação de produção, escoamento e processamento —, bem como pelo uso estratégico de flexibilidades contratuais. Tais práticas podem produzir escassez relativa e pressão sobre preços em períodos específicos, além de afetar a previsibilidade da oferta e elevar custos de entrada para agentes concorrentes. Em indústrias de rede, esses efeitos tendem a ser mais intensos quando há poucos ofertantes contestáveis e quando a entrega depende de infraestrutura essencial (MOTTA, 2004; TIROLE, 1988).

102. A adoção de mecanismos regulatórios que reduzam a possibilidade desse tipo de conduta é especialmente relevante no contexto brasileiro, em que a Petrobras atua como operadora responsável por cerca de 90% do gás natural produzido no país. Essa posição lhe confere forte incidência não apenas sobre o nível de oferta total, mas também sobre os volumes produzidos por parceiros nos consórcios do *upstream* e potenciais concorrentes no mercado de comercialização atacadista. Na seção II.4.5 da Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022 (ANP, 2022), a Agência já apontava que a posição da Petrobras pode gerar “incentivos para fazer uma programação estratégica da produção como forma de criar uma barreira à competição no mercado de gás natural”.

103. Além da elevada participação na produção, a Petrobras mantém posição dominante na infraestrutura de escoamento da produção, especialmente no Sistema Integrado de Escoamento (SIE) da Bacia de Santos, ampliando sua capacidade de coordenação e influência sobre o fluxo de gás natural destinado ao processamento e à comercialização. Ainda que existam outros agentes com participação societária em determinados ativos, a Petrobras permanece como principal detentora e operadora da infraestrutura, concentrando o controle operacional e decisório sobre etapas essenciais da movimentação do gás. Tal configuração pode reforçar assimetrias concorrenciais ao conferir ao agente incumbente maior capacidade de influenciar o acesso, o despacho e a previsibilidade da oferta para agentes concorrentes.

104. Nesse contexto, produtores entrantes enfrentam menor previsibilidade quanto aos volumes efetivamente disponíveis para comercialização, o que dificulta o acesso ao mercado e pode desestimular investimentos na produção da molécula. A posição privilegiada da Petrobras é ainda reforçada por sua atuação simultânea como relevante consumidora de gás natural em refinarias, termelétricas e outras unidades industriais, permitindo ao agente influenciar tanto a oferta quanto parcela relevante da demanda. Essa integração amplia o potencial de manipulação do equilíbrio de mercado no curto prazo, com possíveis impactos deletérios sobre preços e condições concorrenciais.

105. No longo prazo, o risco se manifesta por estratégias que afetam a trajetória de expansão e a estrutura de contestabilidade do mercado, como retardar investimentos, modular expansões de capacidade em ativos críticos ou adotar escolhas de planejamento que preservem gargalos e dependências de terceiros. Essas condutas podem reduzir a pressão competitiva ao limitar a entrada e a expansão de rivais, sendo consistentes com a lógica de manutenção de poder de mercado via barreiras estruturais e controle de capacidades essenciais (MOTTA, 2004; TIROLE, 1988).

106. No Brasil, parte do debate setorial tem se concentrado em situações nas quais revisões de cronograma e postergações de projetos relevantes de oferta — como nas discussões relacionadas ao início de produção do projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) — poderiam, em tese, reduzir ou postergar a expansão de volumes previamente esperada e, consequentemente, atenuar a pressão competitiva sobre preços em determinados períodos, favorecendo o agente com posição dominante no mercado brasileiro de gás natural.

6.4.5. Assimetria de informação e opacidade de preços

107. A concentração de mercado também está associada à assimetria de informações, na medida em que agentes incumbentes detêm maior conhecimento sobre condições operacionais e comerciais.

108. A literatura de economia da informação demonstra que esse tipo de assimetria pode gerar ineficiências e favorecer a

extração de rendas acima do nível competitivo (AKERLOF, 1970), reduzindo a contestabilidade do mercado.

109. O histórico de monopólio vertical da Petrobras no mercado de gás natural brasileiro aponta para a existência de vantagens informacionais da incumbente em relação aos seus concorrentes, o que reforça o papel da regulação na transparência de dados e estatísticas setoriais que possibilitem um maior equilíbrio nessa relação e aumentem a contestabilidade do mercado.

6.4.6. Discriminação entre clientes

110. Observa-se, ainda, a possibilidade de discriminação entre clientes por meio da oferta de condições diferenciadas de preço, prazo, flexibilidade contratual e demais cláusulas comerciais. Tal prática é consistente com a teoria da discriminação de preços de terceiro grau (PINDYCK; RUBINFELD, 2013), segundo a qual o agente dominante segmenta consumidores com o objetivo de maximizar lucros a partir de diferentes elasticidades de demanda. Em mercados concentrados, esse tipo de conduta pode produzir efeitos adversos sobre a concorrência ao dificultar a mobilidade dos agentes, elevar custos de migração e reforçar relações de dependência comercial.

111. O rápido crescimento do mercado livre de gás natural — no qual consumidores livres deixam de adquirir gás das distribuidoras estaduais e passam a contratar diretamente com comercializadores, produtores ou importadores — tende a ampliar o potencial desse tipo de conduta, ao permitir negociações bilaterais sem obrigação de transparência quanto às condições comerciais pactuadas entre as partes. Nesse ambiente, agentes com maior poder de mercado podem oferecer condições diferenciadas e pouco observáveis aos diferentes perfis de consumidores, dificultando a comparação de preços e reduzindo a contestabilidade do mercado. Conforme relatório da Wood Mackenzie (2026) [2], a Petrobras é atualmente a principal vendedora de gás natural para consumidores livres no país, sendo responsável pela comercialização de mais de 6 milhões de m³/dia nesse segmento, o que amplia sua capacidade de influenciar a dinâmica concorrencial desse mercado.

6.5. Efeitos sobre o equilíbrio de mercado

112. Os potenciais comportamentos anticoncorrenciais descritos nas subseções anteriores — incluindo estratégias de estrangulamento de margem, precificação oportunista, fechamento de mercado, gestão estratégica da oferta, assimetria de informação e discriminação entre clientes — tendem, em conjunto, a produzir efeitos relevantes sobre o equilíbrio concorrencial do mercado brasileiro de gás natural. Ainda que tais condutas não impliquem necessariamente a materialização de infrações concorrenciais específicas, sua possibilidade decorre das características estruturais do setor e da elevada concentração da oferta observada no mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada.

113. A interação entre elevada concentração, integração vertical, controle de infraestruturas essenciais e baixa liquidez contribui para a formação de um ambiente com limitada rivalidade entre agentes, reduzida contestabilidade e barreiras persistentes à entrada e à expansão de novos ofertantes. Nesse contexto, o agente incumbente tende a dispor de maior capacidade de influenciar as condições de oferta, as estratégias comerciais e a dinâmica de formação de preços, afetando o funcionamento eficiente do mercado.

114. Além disso, fatores como opacidade das negociações, assimetria de informações e discriminação contratual reduzem a transparência e dificultam a comparação entre ofertas comerciais, limitando a mobilidade dos consumidores e enfraquecendo os mecanismos competitivos. Paralelamente, a possibilidade de adoção de estratégias de fechamento de mercado, elevação de custos dos rivais e gestão estratégica da oferta pode aumentar a percepção de risco por agentes entrantes, desestimular investimentos e restringir o desenvolvimento da liquidez no mercado atacadista.

115. Como consequência, observam-se impactos sobre a eficiência econômica do setor, incluindo distorções na alocação de recursos, menor pressão competitiva sobre preços e redução dos incentivos à inovação comercial e à diversificação da oferta. Esse cenário dificulta o desenvolvimento de um mercado de gás natural mais competitivo, líquido e dinâmico, capaz de promover formação eficiente de preços e ampliar os benefícios da abertura do setor para o restante da economia.

116. A atualização do diagnóstico concorrencial realizada no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 reforça que, apesar dos avanços regulatórios observados nos últimos anos, persistem elementos estruturais que favorecem a manutenção de elevada concentração e limitam a consolidação de um ambiente concorrencial mais eficiente no mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada. Nesse sentido, evidencia-se a relevância de medidas regulatórias voltadas à ampliação da contestabilidade, ao aumento da diversidade de ofertantes e à redução do poder de mercado associado à concentração da oferta de gás natural.

6.6. Objetivos regulatórios identificados

117. Diante do problema regulatório identificado, o PGR tem como objetivo central promover o desenvolvimento de um mercado de gás natural competitivo e eficiente, com adequada liquidez e formação de preços, por meio da atuação sobre a estrutura de mercado no elo de comercialização atendido pela malha integrada, segmento não termelétrico.

118. Esse objetivo está diretamente relacionado à necessidade de enfrentamento das falhas de mercado e regulatórias identificadas, de modo a prevenir a prática de infrações à ordem econômica, especialmente no que se refere ao poder de mercado associado à elevada concentração e às limitações na formação eficiente de preços.

6.6.1. Objetivo primário

119. O objetivo primário da eventual regulação em análise é:

- Promover a redução da concentração da oferta e da comercialização de gás natural no mercado atacadista não termelétrico

atendido pela malha integrada de transporte, como meio de ampliar a concorrência, aumentar a liquidez e favorecer a formação eficiente de preços.

120. A desconcentração da comercialização de gás natural atendida pela malha integrada constitui condição central para o desenvolvimento da concorrência, ao ampliar a disponibilidade de volumes, reduzir a dependência de agentes dominantes e aumentar a contestabilidade do mercado.

121. Nesse sentido, o PGR atua diretamente sobre a estrutura do mercado, buscando criar condições para a entrada e a atuação de múltiplos agentes comercializadores, o que é fundamental para o aumento da rivalidade e para a formação eficiente de preços.

6.6.2. **Objetivo secundário**

122. De forma complementar, a regulação em análise busca atingir os seguintes objetivos específicos:

123. **i. Promover a concorrência no mercado de comercialização de gás natural:** A regulação visa ampliar a rivalidade entre agentes, criando condições para a entrada e expansão de novos comercializadores de gás natural na malha integrada. A maior diversidade de agentes contribui para a redução do poder de mercado e para a melhoria das condições de negociação no processo de comercialização do gás natural.

124. **ii. Assegurar o acesso a volumes de gás em condições competitivas:** A regulação busca assegurar o acesso a volumes de gás em condições competitivas como condição para a atuação efetiva de múltiplos agentes comercializadores na malha integrada, reduzindo a dependência de contratos bilaterais com a Petrobras e ampliando as alternativas de suprimento.

125. **iii. Estimular o desenvolvimento de um mercado de gás natural eficiente:** A regulação busca criar condições para o desenvolvimento de um mercado atendido pela malha integrada mais dinâmico, com maior número de agentes, maior liquidez e formação de preços mais eficiente, contribuindo para a melhor alocação de recursos e para o desenvolvimento sustentável do setor de gás natural.

126. Em conjunto, esses objetivos refletem a necessidade de atuação regulatória sobre a estrutura da comercialização de gás natural na malha integrada como meio de viabilizar a concorrência nesse elo potencialmente competitivo da indústria. Ao promover a entrada de novos agentes, ampliar o acesso a volumes de gás em condições competitivas e estimular o desenvolvimento de um mercado mais dinâmico, a regulação busca reduzir a concentração no segmento analisado e contribuir para a formação de um mercado mais líquido, eficiente e capaz de promover a adequada formação de preços.

7. **ATORES E GRUPOS AFETADOS**

127. A eventual implementação de um PGR possui potencial de afetar, de forma direta ou indireta, diferentes agentes econômicos, instituições públicas e consumidores ao longo da cadeia de valor da indústria do gás natural.

128. Os possíveis impactos decorrem não apenas de eventuais obrigações de liberação compulsória de volumes de gás natural, mas também de alterações na dinâmica concorrencial, nos fluxos comerciais, na utilização das infraestruturas essenciais e nos incentivos econômicos associados à oferta e à contratação de gás natural no mercado brasileiro.

129. Nesse contexto, identificam-se os seguintes grupos potencialmente afetados:

130. **1. Agente com elevada participação de mercado:** A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, como principal ofertante de gás natural no país, poderá ser diretamente impactada por eventuais obrigações de disponibilização de volumes ao mercado, com possíveis efeitos sobre sua estratégia comercial e sua participação relativa na oferta.

131. **2. Produtores de gás natural:** Os demais produtores de gás natural, especialmente aqueles com atuação nas bacias conectadas à malha integrada de transporte, poderão ser afetados por mudanças na dinâmica concorrencial do mercado atacadista de gás natural. Eventual aumento da liquidez e da diversidade de ofertantes poderá ampliar oportunidades comerciais e facilitar o acesso a consumidores finais e distribuidoras estaduais. Por outro lado, alterações na formação de preços e nas condições concorrenciais poderão impactar estratégias de comercialização, contratação e monetização da produção.

132. **3. Comercializadores de gás natural:** Os agentes atuantes ou potencialmente interessados na atividade de comercialização de gás natural tendem a ser diretamente impactados por eventuais medidas de desconcentração da oferta. A ampliação da disponibilidade de molécula de gás natural no mercado pode favorecer o aumento da liquidez, a diversificação de contratos, o desenvolvimento de mercados de curto prazo e a redução de barreiras à entrada, contribuindo para maior dinamismo concorrencial e para o surgimento de novos modelos de negócio.

133. **4. Consumidores livres e potencialmente livres:** Poderão ser afetados por alterações nas condições de oferta e contratação de gás natural. Entre os potenciais efeitos positivos, destacam-se a ampliação do número de ofertantes, maior diversidade contratual, aumento da flexibilidade de suprimento e eventual redução de preços em decorrência do aumento da concorrência. Também poderá haver maior participação desses agentes em mecanismos de comercialização de curto prazo e em arranjos mais flexíveis de contratação.

134. **5. Distribuidoras estaduais de gás canalizado e entes estaduais:** Poderão ser impactadas por alterações na dinâmica de suprimento e comercialização de gás natural, especialmente em razão da ampliação do mercado livre e do aumento da concorrência entre fornecedores. Os entes reguladores estaduais também poderão ser afetados pela necessidade de adaptação regulatória e coordenação institucional relacionada às transformações do mercado de gás natural, incluindo aspectos associados à migração de consumidores livres, harmonização regulatória e integração entre as regulações federal e estadual.

135. **6. Operadores de infraestrutura (escoamento, processamento, transporte e terminais de GNL):** Poderão ser impactados por alterações nos fluxos físicos e comerciais de gás natural decorrentes de eventual implementação do PGR. O aumento da diversidade de agentes e da movimentação de gás natural pode gerar maior utilização das infraestruturas existentes, incremento da demanda por serviços regulados e necessidade de maior flexibilidade operacional e contratual, especialmente em relação ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais.

136. **7. Importadores de gás natural:** Os agentes atuantes na importação de gás natural, seja por meio de gasodutos internacionais ou por terminais de GNL, poderão ser afetados por alterações na competitividade relativa entre fontes domésticas e importadas de suprimento. Eventual ampliação da concorrência no mercado doméstico poderá influenciar estratégias de importação, contratação de capacidade e posicionamento comercial desses agentes.

137. **8. Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA):** Como responsável pela gestão e comercialização da parcela da União nos contratos de partilha de produção, a PPSA poderá ser impactada na medida em que alterações na dinâmica concorrencial e na comercialização de gás natural afetem as estratégias de monetização do gás pertencente à União.

138. **9. Órgãos públicos e instituições regulatórias:** Os órgãos e instituições envolvidos na formulação, regulação, monitoramento e defesa da concorrência no mercado de gás natural também poderão ser afetados pela implementação de eventual PGR. Destacam-se, nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Ministério de Minas e Energia (MME), o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e demais órgãos públicos relacionados ao setor energético. Os impactos potenciais incluem aumento da complexidade regulatória, necessidade de monitoramento contínuo das condições concorrenciais, desenvolvimento de mecanismos de supervisão e eventual necessidade de coordenação institucional adicional. Por outro lado, a melhora das condições concorrenciais no mercado pode facilitar que os objetivos da política setorial, em especial que a concorrência seja o indutor da convergência para preços competitivos, sejam alcançados em menor prazo.

139. **Sociedade e economia em geral:** Poderão ser afetadas pelos efeitos indiretos decorrentes de eventual aumento da concorrência no mercado de gás natural. Entre os potenciais benefícios esperados, destacam-se o aumento da eficiência econômica, a redução de custos energéticos, a ampliação da competitividade industrial e o estímulo ao desenvolvimento do mercado de gás natural no país.

140. Por outro lado, eventual implementação de medidas de desconcentração também exige avaliação cuidadosa de possíveis efeitos sobre incentivos a investimentos, segurança de suprimento, estabilidade contratual e funcionamento eficiente das infraestruturas essenciais, aspectos que serão considerados no âmbito da subsequente Análise de Impacto Regulatório.

8. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM PROGRAMAS DE GAS RELEASE

141. A análise de experiências internacionais constitui etapa relevante do presente processo regulatório, na medida em que permite identificar diferentes modelos institucionais e regulatórios utilizados para promoção da concorrência em mercados de gás natural historicamente concentrados.

142. Nesse contexto, a avaliação comparada de PGRs implementados em outros países contribui para a compreensão dos objetivos regulatórios associados a esses instrumentos, dos mecanismos adotados para sua operacionalização, das condições necessárias para sua efetividade e das limitações observadas em sua aplicação prática.

143. A análise internacional também permite identificar fatores institucionais, estruturais e regulatórios que influenciaram os resultados obtidos em diferentes jurisdições, fornecendo subsídios relevantes para a avaliação de alternativas regulatórias no contexto brasileiro.

144. Não se busca, contudo, a replicação automática de modelos estrangeiros, uma vez que o mercado brasileiro de gás natural apresenta características próprias, incluindo a predominância da produção associada ao petróleo, a centralidade das infraestruturas de escoamento e processamento *offshore*, a organização federativa da distribuição de gás canalizado e o estágio ainda em consolidação do mercado atacadista de gás natural.

145. Assim, a análise das experiências internacionais tem como propósito identificar elementos potencialmente relevantes para o desenho regulatório de eventual programa de redução de concentração no mercado brasileiro, bem como compreender os fatores que condicionaram o sucesso ou as limitações dos programas implementados em outros países.

146. Nesse sentido, esta seção examina a experiência europeia com PGR, considerando tanto iniciativas voltadas à abertura e liberalização dos mercados de gás natural quanto medidas concorrenciais adotadas em contextos antitruste e de controle de concentração econômica. Para tanto, são analisados estudos técnicos, literatura especializada e informações obtidas por meio de interações institucionais realizadas pela ANP com autoridades reguladoras internacionais no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7.

147. Desde o início do processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil, as experiências internacionais com PGR vêm sendo amplamente analisadas em estudos conduzidos por instituições de referência. Destacam-se, nesse contexto: o *“Estudo de Gas Release para o Mercado Brasileiro de Gás Natural”*, elaborado pelo The Brattle Group e encomendado pela ABRACE; o estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) intitulado *“Abertura do Mercado de Gás Natural no Brasil: Experiências Internacionais e Lições para o Caso Brasileiro”*; bem como o relatório *“Roteiro e proposta de leilão de gás natural medidas transitórias para incentivo à concorrência”*, elaborado pela Secretaria de Acompanhamento Econômico, à época alocada no Ministério da Economia. No plano internacional, a experiência europeia tem sido amplamente documentada por organismos como a European Commission, no âmbito do *Energy Sector Inquiry*, pela International Energy Agency (IEA), em estudos sobre desenvolvimento de mercados competitivos de gás, e por análises acadêmicas e consultorias especializadas, como Wagner, Elbling & Company e Clastres (2005), que sistematizam os diferentes formatos, objetivos e resultados dos PGR na Europa.

148. Nesse contexto, a experiência europeia apresenta especial relevância por concentrar alguns dos principais casos históricos de utilização de PGR em mercados de gás natural em processo de liberalização.

149. Adicionalmente, no âmbito da fase de estudos preliminares da Ação Regulatória nº 2.7, a ANP realizou reuniões técnicas com autoridades reguladoras europeias, com o objetivo de coletar informações e aprofundar o entendimento sobre experiências práticas de implementação de PGR. Essas interações incluíram reuniões com a *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE – França), a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC – Espanha), a *Urząd Regulacji Energetyki* (URE – Polônia), a *Forsyningstilsynet* (Dinamarca) e a *Bundesnetzagentur* (BNetzA – Alemanha).

150. Destaca-se, ainda, a realização de interações institucionais no âmbito do *Council of European Energy Regulators* (CEER), incluindo discussões com o conselho diretivo do organismo e com o *CEER Gas Working Group* (CGWG), com participação de reguladores de diferentes países europeus. Essas interações permitiram complementar a análise documental com evidências empíricas, desafios de implementação e visões institucionais relacionadas ao funcionamento de programas de promoção da concorrência nos mercados europeus de gás natural.

151. Informações adicionais sobre as reuniões e interações institucionais realizadas no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7, em subsídio aos presentes Estudos Preliminares, serão apresentadas em seção específica deste relatório.

8.1. Liberalização do mercado de gás natural na Europa

152. A implementação de PGR na Europa está diretamente associada ao processo de liberalização dos mercados de gás natural iniciado a partir da década de 1990, com o objetivo de promover a concorrência, aumentar a eficiência econômica e melhorar a formação de preços no setor energético.

153. Historicamente, os mercados europeus de gás natural eram caracterizados por estruturas verticalmente integradas e altamente concentradas, nas quais empresas incumbentes — frequentemente estatais ou com forte regulação pública — detinham controle sobre a produção, importação, transporte e comercialização do gás. Esse modelo resultava em baixa contestabilidade do mercado, reduzida liquidez e limitada transparência na formação de preços.

154. A partir da adoção das diretivas europeias de energia e da construção do chamado *European Gas Target Model*, consolidou-se a diretriz de desenvolvimento de mercados atacadistas líquidos, transparentes e competitivos, baseados em *hubs* e mecanismos de negociação padronizados. Nesse contexto, mercados eficientes deveriam apresentar, entre outras características, liquidez em mercados *spot* e futuros, acesso não discriminatório à infraestrutura e mecanismos de formação de preços transparentes. É relevante mencionar que a Nova Lei do Gás e suas regulamentações foram fortemente inspiradas no modelo em implementação nos mercados europeus.

155. Entretanto, verificou-se que a simples introdução de regras de acesso à infraestrutura e de desverticalização não era suficiente para promover a concorrência em mercados onde a oferta de gás permanecia concentrada nas mãos de poucos agentes. Em diversos países, incumbentes continuavam a controlar a maior parte dos volumes de gás natural, seja por meio de contratos de importação de longo prazo, seja pela dominância na produção doméstica.

156. Nesse cenário, tornou-se evidente a necessidade de instrumentos adicionais voltados especificamente à desconcentração da oferta e à viabilização da entrada efetiva de novos agentes no mercado.

8.1.1. Racional econômico e regulatório do PGR

157. Os PGR emergem, nesse contexto, como instrumentos regulatórios destinados a atuar diretamente sobre a concentração da oferta, mediante a obrigatoriedade de comercialização de volumes de gás natural pelos agentes dominantes.

158. O racional econômico desses programas está associado à necessidade de superar falhas estruturais de mercado, especialmente em fases iniciais de abertura, nas quais a concentração da oferta impede a formação de um ambiente concorrencial efetivo. Conforme destacado, na experiência europeia, esses programas têm como objetivo viabilizar e fomentar o surgimento de mercados atacadistas líquidos e funcionais, especialmente quando as fontes de oferta são altamente concentradas.

159. De forma geral, os PGR buscam:

- garantir acesso não discriminatório a volumes de gás por novos agentes;
- criar referências de preços por meio de mecanismos transparentes (como leilões);
- aumentar a liquidez do mercado, tanto no ambiente bilateral (OTC) quanto em mercados organizados;
- reduzir o poder de mercado de incumbentes;
- acelerar a transição para mercados competitivos.

160. Nesse sentido, tais programas foram concebidos como instrumentos transitórios, catalisadores do processo de aumento da concorrência em mercados ainda em estágio inicial de desenvolvimento, nos quais a simples regulação de acesso à infraestrutura não seria suficiente para gerar dinâmica competitiva.

8.1.2. Experiências históricas na Europa em PGR

161. Desde o início do processo de liberalização, diversos países europeus implementaram PGR, tanto no contexto de políticas regulatórias setoriais — voltadas à abertura de mercado e ao desenvolvimento de mercados atacadistas líquidos (como nos casos do Reino Unido, França, Itália e Espanha) — quanto como medidas antitruste em operações de concentração econômica

(como na Alemanha, Dinamarca, Hungria e Áustria, em processos de fusão ou investigação concorrencial). A diversidade dessas experiências pode ser observada na Tabela 2, que sistematiza os principais programas implementados na Europa, seus objetivos e características.

Tabela 2 - Exemplos de programas de gas release na Europa

País	Período de referência	Agente obrigado	Motivação	Volume anual liberado
Reino Unido	1992, 4 anos	British Gas plc	abertura de mercado	2,3% do mercado
Espanha	2001, 3 anos	Gas Natural (Naturgy)	abertura de mercado	9% do mercado
França	2005, 3 anos	GDF, Total	abertura de mercado	16 bcm/ano
Dinamarca	2005, 6 anos	DONG Energy	condição de fusão	10% do mercado
Alemanha	2004, 6 anos	E.ON Ruhrgas	condição de fusão	até 4% do mercado
Áustria	2003, 6 anos	EconGas	condição de fusão	3% do mercado
Itália	2004 (3 fases)	ENI	abertura de mercado	f1: 2,3 / f2: 4,0 / f3: 3,9 bcm/ano
Hungria	2006, 8 anos	E.ON Földgáz Trade Zrt.	condição de fusão	1 bcm/ano
Polônia	2013, em curso	PGNiG	abertura de mercado	55% do gás importado/produzido

Fonte: Adaptado de Wagner, Elbling & Company (2018)

162. A análise dos exemplos apresentados na Tabela 2 evidencia que os PGR na Europa foram aplicados em diferentes contextos institucionais, ainda que com objetivos convergentes.

163. De forma geral, esses programas apresentam características comuns, como a obrigatoriedade de liberação de volumes por agentes com elevada participação de mercado, a utilização de mecanismos competitivos de alocação — frequentemente por meio de leilões — e a definição de horizontes temporais delimitados. Ao mesmo tempo, observam-se diferenças relevantes quanto à escala, duração e grau de integração com outras medidas regulatórias, fatores que influenciaram diretamente seus resultados.

164. As experiências europeias indicam que programas implementados com volumes reduzidos ou sem coordenação com o acesso à infraestrutura tendem a apresentar impacto limitado sobre a dinâmica concorrencial. Por outro lado, iniciativas mais robustas, articuladas com medidas complementares — como mecanismos de liberação de capacidade (*capacity release*) e flexibilização de contratos de longo prazo (*customer release*) — mostraram-se mais eficazes na promoção de mercados mais líquidos e competitivos.

165. Adicionalmente, verifica-se que os PGR foram amplamente utilizados ao longo do processo de abertura dos mercados europeus, tanto como instrumento de política regulatória quanto como medida corretiva em processos de concentração econômica. Em diversos casos, sua adoção esteve associada à necessidade de reduzir o poder de mercado por agentes incumbentes, contribuindo para viabilizar a entrada de novos participantes e para o desenvolvimento do mercado atacadista de gás natural.

8.1.3. Estudo de casos selecionados

166. As subseções a seguir apresentam estudos de caso selecionados de PGR implementados em países europeus, considerando diferentes contextos regulatórios, desenhos institucionais e objetivos concorrenciais.

167. Foram priorizadas experiências já documentadas na literatura especializada e que também foram objeto de reuniões técnicas realizadas pela ANP com autoridades reguladoras estrangeiras no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7, permitindo incorporar elementos práticos e percepções institucionais adicionais ainda pouco explorados na bibliografia sobre o tema.

8.1.3.1. Polônia

168. As informações apresentadas nesta subseção baseiam-se em reunião técnica realizada com a autoridade reguladora polonesa, Urząd Regulacji Energetyki (URE), em 5 de novembro de 2025, bem como em materiais e documentos técnicos por ela disponibilizados à ANP, no âmbito das atividades de cooperação institucional relacionadas à Ação Regulatória nº 2.7.

i. Contexto e histórico:

169. A experiência polonesa com PGR está diretamente associada ao processo de liberalização do mercado de gás natural e à necessidade de alinhamento às diretrizes da União Europeia. Antes da abertura do mercado, o setor era caracterizado por elevada concentração estrutural, com a presença de um único fornecedor e importador dominante, contratos complexos e integrados (incluindo fornecimento e transporte), preços regulados e ausência de acesso a fontes alternativas de suprimento e à infraestrutura de transporte.

170. Esse contexto era percebido como uma barreira ao desenvolvimento econômico, além de incompatível com as regras europeias de concorrência e funcionamento do mercado interno de energia. Em resposta, a Polônia estruturou um conjunto de medidas voltadas à liberalização do mercado, incluindo a introdução de mecanismos de promoção da concorrência e de formação de preços baseada em mercado.

171. O PGR foi concebido como um dos instrumentos centrais desse processo. No âmbito do *Roadmap for deregulation of natural gas prices*, foram previstas ações específicas para viabilizar a liberação de preços e o desenvolvimento de um mercado competitivo, com destaque para a preparação e implementação do programa entre 2012 e 2013.

172. O desenho inicial do programa previa a liberação voluntária de volumes significativos de gás natural pelo agente dominante (PGNiG), correspondentes a aproximadamente 70% do mercado (cerca de 9,7 bilhões de m³ por ano), no período de 2013 a 2015. Esses volumes seriam ofertados por meio de leilões no ponto virtual de negociação, com contratos de duração anual e preços baseados no custo médio de importação e produção doméstica.

173. Contudo, ao longo do processo de implementação, verificou-se a necessidade de fortalecer o instrumento. O modelo voluntário evoluiu para um regime regulatório mais robusto, baseado na obrigatoriedade de comercialização de gás em ambiente de bolsa (*commodity exchange obligation*). A partir de 2013, foram estabelecidos percentuais mínimos de comercialização em bolsa, iniciando em 30%, aumentando para 40% em 2014 e atingindo 55% a partir de 2015, com ajustes pontuais em função da crise energética recente.

174. Dessa forma, a experiência polonesa caracteriza-se por uma trajetória de evolução do PGR, partindo de um mecanismo voluntário para um instrumento regulatório estruturante, incorporado de forma permanente ao funcionamento do mercado.

ii. Resultados observados:

175. A implementação do PGR, seguida pela introdução da obrigação de comercialização em bolsa, produziu impactos relevantes no funcionamento do mercado de gás natural na Polônia, especialmente no segmento atacadista.

176. Em primeiro lugar, destaca-se a criação e consolidação de um mercado organizado de negociação de gás natural, com desenvolvimento de transações em ponto virtual e em bolsa. Esse processo contribuiu para o aumento da transparência de preços e para a padronização das condições de comercialização, reduzindo assimetrias de informação e facilitando a entrada de novos agentes.

177. Observa-se também crescimento no número de participantes do mercado. Em 2024, havia 82 fornecedores ativos no mercado polonês, além de mais de uma centena de agentes com acesso ao sistema de transporte e participação em transações no ponto virtual. Esse aumento na participação de agentes reflete a redução de barreiras institucionais e operacionais à entrada.

178. Outro resultado relevante foi a melhoria das condições de acesso ao mercado, com a separação entre atividades de comercialização e transporte, a implementação de regras mais transparentes e a ampliação do acesso à infraestrutura. Esses elementos foram fundamentais para viabilizar a transição de um modelo monopolista para um ambiente mais dinâmico e contestável.

179. Adicionalmente, a obrigatoriedade de comercialização em bolsa contribuiu para o aumento da liquidez do mercado atacadista, ao incentivar a negociação em ambiente organizado e garantir a oferta de volumes relevantes a todos os participantes em condições não discriminatórias.

180. Em síntese, os principais resultados positivos observados foram:

- desenvolvimento de mercado atacadista estruturado e transparente;
- aumento da liquidez e da atividade de negociação;
- entrada de novos agentes e diversificação de participantes;
- melhoria das condições institucionais e operacionais de acesso ao mercado.

iii. Limitações:

181. Apesar dos avanços observados, a experiência polonesa também evidencia limitações importantes quanto à capacidade do PGR de promover mudanças estruturais na concentração de mercado, a depender do desenho implementado.

182. A principal limitação refere-se à persistência de elevada concentração, especialmente no segmento varejista. Em 2024, empresas pertencentes ao grupo incumbente ainda respondiam por aproximadamente 85% do volume de gás comercializado aos consumidores finais. Esse dado indica que, embora o mercado atacadista tenha se tornado mais dinâmico, a estrutura de mercado permaneceu concentrada. O fato de não terem sido implementadas restrições à aquisição do gás natural objeto do PGR por empresas afiliadas da incumbente foi apontado como determinante para a manutenção da elevada concentração no mercado.

183. Adicionalmente, conforme apontado nas discussões com a autoridade reguladora polonesa, a limitada efetividade do programa na desconcentração estrutural do mercado também esteve associada à relevância econômica e política do agente incumbente, o que influenciou o ritmo e a profundidade das medidas adotadas ao longo do processo de liberalização.

184. Outra limitação relevante diz respeito à necessidade de evolução do desenho do instrumento. O modelo inicial de PGR voluntário mostrou-se insuficiente para gerar os efeitos desejados, exigindo sua substituição por mecanismos compulsórios mais robustos. Esse processo evidencia que, em contextos de elevada concentração, instrumentos voluntários tendem a apresentar efetividade limitada.

185. Por fim, embora tenham sido realizados avanços na infraestrutura e no acesso à rede, ainda foram identificados desafios relacionados à integração regional e à necessidade de ampliação da competição efetiva, especialmente no contexto de forte dependência de importações.

iv. Principais aprendizados:

186. A experiência polonesa oferece lições relevantes para o desenho de PGR, especialmente em mercados em processo de liberalização. Em primeiro lugar, evidencia-se a importância da escala e da obrigatoriedade do instrumento, uma vez que programas voluntários tendem a apresentar efetividade limitada. Em segundo lugar, destaca-se o papel central da transparência e dos mecanismos de mercado organizados, como bolsas de negociação e pontos virtuais, que contribuem para a formação de preços, o aumento da liquidez e a redução de assimetrias informacionais. A instituição de restrições à participação de empresas afiliadas à incumbente nos PGR pode prevenir a reconcentração da participação de mercado por meio da aquisição, por essas afiliadas, de volumes nos leilões.

187. A experiência também reforça a importância da articulação com outros instrumentos regulatórios, como acesso à infraestrutura e regras de comercialização, sendo seus resultados dependentes de um conjunto mais amplo de reformas institucionais.

188. Destaca-se, ainda, que a efetividade dessas medidas depende de adequado alinhamento institucional e de sinalização política clara em favor da concorrência, de modo a reduzir riscos de captura, de postergação e assegurar a continuidade das ações regulatórias.

189. Por fim, observa-se que o PGR pode evoluir de um instrumento transitório para um mecanismo estrutural de funcionamento do mercado, como evidenciado pela adoção permanente da obrigação de comercialização em bolsa na Polônia.

8.1.3.2. Alemanha

190. As informações apresentadas nesta subseção baseiam-se em reunião técnica realizada com a autoridade reguladora alemã, Bundesnetzagentur (BNetzA), em 7 de janeiro de 2026, bem como em materiais técnicos por ela apresentados à ANP, no âmbito das atividades de cooperação institucional relacionadas à Ação Regulatória nº 2.7.

i. Contexto e histórico:

191. A experiência alemã com PGR, da mesma forma que a polonesa, está inserida em um contexto mais amplo de reformas estruturais voltadas à liberalização do mercado de gás natural, em consonância com as diretrizes da União Europeia.

192. Historicamente, o mercado alemão era caracterizado por elevada concentração e por estruturas contratuais complexas, com baixa transparência e forte controle dos volumes de gás por agentes incumbentes. Nesse contexto, a operação de aquisição da Ruhrgas pela E.ON, no início dos anos 2000, levantou preocupações relevantes por parte das autoridades de defesa da concorrência, em razão do potencial reforço de poder de mercado.

193. A transação foi inicialmente vetada pela autoridade antitruste alemã (Bundeskartellamt), mas posteriormente autorizada mediante aprovação ministerial, condicionada à adoção de um conjunto de remédios concorrenciais. Entre essas medidas, destacou-se a implementação de um PGR, voltado à liberação de volumes de gás provenientes de contratos de importação de longo prazo.

194. O programa foi estruturado com a liberação de aproximadamente 200 TWh de gás natural, distribuídos em seis leilões, com volumes anuais de cerca de 33,3 TWh ao longo de três anos, com ponto de entrega localizado em Emden-Bunde, relevante ponto de entrada de gás no sistema alemão.

195. Paralelamente à implementação do PGR, a Alemanha promoveu uma série de reformas regulatórias estruturais a partir de 2005, incluindo a internalização das diretrizes do Segundo Pacote do Gás da União Europeia, por meio da Lei de Energia (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) e da Gas Network Access Ordinance (GasNZV). Essas reformas estabeleceram bases institucionais para o acesso não discriminatório às infraestruturas e para o desenvolvimento de um mercado mais competitivo.

196. Em paralelo ao processo de abertura competitiva, houve um progressivo processo de fusão das diversas áreas de mercado de capacidade existentes no país, que buscava maior integração da infraestrutura de transporte e, por consequência, maior diversidade de agentes ofertantes e demandantes, liquidez e pressão competitiva.

197. Dessa forma, o PGR alemão não foi concebido como instrumento isolado, mas sim como parte de uma estratégia mais ampla de abertura de mercado e de reestruturação institucional.

ii. Resultados observados:

198. A experiência alemã indica que o PGR contribuiu para o processo de abertura do mercado, especialmente ao viabilizar o acesso de novos agentes a volumes de gás natural em um contexto inicialmente caracterizado por elevada concentração.

199. Contudo, seus efeitos mais relevantes decorreram da combinação do PGR com outras medidas estruturais implementadas no período.

200. Destaca-se, nesse sentido, a introdução do modelo de entrada-saída (*entry-exit*), que desvincula a contratação de capacidade do trajeto físico do gás, reduzindo barreiras à entrada e aumentando a flexibilidade comercial. Adicionalmente, a criação de pontos virtuais de negociação e a implementação de mecanismos de balanceamento, que contribuíram para facilitar a comercialização e ampliar a liquidez do mercado.

201. Outro elemento central foi o processo de consolidação das áreas de mercado, que evoluiu de um sistema fragmentado — com múltiplas zonas — para uma única área de mercado nacional. Essa consolidação reduziu barreiras regionais,

facilitou a arbitragem de preços e contribuiu para mitigar o poder de mercado local.

202. Adicionalmente, foram implementadas medidas voltadas à mitigação de congestionamentos contratuais, como mecanismos de liberação de capacidade não utilizada (*use-it-or-lose-it*) e aumento da transparência, que contribuíram para melhorar a eficiência no uso da infraestrutura existente.

203. De forma geral, os principais resultados observados incluem:

- aumento da liquidez e do dinamismo no mercado atacadista;
- melhoria das condições de acesso à infraestrutura;
- desenvolvimento de mercados organizados e pontos virtuais de negociação;
- redução de barreiras regionais e maior integração do mercado;
- criação de condições estruturais para o aumento da concorrência no longo prazo.

iii. Limitações:

204. Apesar dos avanços observados, a experiência alemã evidencia limitações importantes quanto ao papel isolado do PGR na promoção da desconcentração estrutural do mercado.

205. Em primeiro lugar, o programa apresentou impacto limitado quando considerado isoladamente, especialmente em razão de desafios relacionados ao desenho e à implementação inicial, incluindo baixa demanda em determinadas rodadas e dificuldades associadas ao acesso à infraestrutura, aspectos também apontados na literatura internacional.

206. Adicionalmente, observa-se que o PGR foi concebido como medida transitória e vinculada a um caso específico de concentração, o que restringiu sua duração e seu potencial de produzir efeitos estruturais mais duradouros.

207. Outro ponto relevante refere-se à persistência de características estruturais do mercado que não foram plenamente alteradas apenas pelo programa, incluindo a concentração da oferta e a complexidade dos arranjos contratuais.

208. A própria experiência alemã indica que fatores como acesso a fontes *upstream*, flexibilidade contratual e transparência são determinantes para a efetividade das medidas concorrenciais, não sendo plenamente resolvidos apenas por meio do PGR.

209. Por fim, destaca-se que a efetividade do programa dependeu fortemente da implementação simultânea de reformas regulatórias mais amplas, sem as quais seus impactos tenderiam a ser significativamente reduzidos.

210. iv. Principais aprendizados

211. A experiência alemã oferece lições relevantes para o desenho de PGR, especialmente no que se refere à sua inserção em estratégias mais amplas de reforma do mercado.

212. Em primeiro lugar, evidencia-se que o PGR pode ser um instrumento útil para mitigar preocupações concorrenciais em contextos de elevada concentração, especialmente quando aplicado como remédio antitruste em processos de fusão.

213. Entretanto, a experiência demonstra que seus efeitos estruturais são limitados quando não acompanhados de reformas regulatórias complementares. No caso alemão, os principais avanços concorrenciais estiveram associados à implementação de medidas como o modelo de entrada-saída, a criação de pontos virtuais de negociação, a consolidação das áreas de mercado e o aprimoramento dos mecanismos de acesso à infraestrutura.

214. Adicionalmente, destaca-se a importância da transparência, da padronização de regras e da existência de mecanismos eficientes de balanceamento para a criação de um ambiente competitivo e acessível a novos entrantes.

215. Outro aprendizado relevante refere-se à necessidade de abordar simultaneamente restrições estruturais do mercado, como congestionamento contratual e acesso a fontes de suprimento, de modo a assegurar a efetividade das medidas de liberação de volumes.

216. Por fim, a experiência alemã reforça que o PGR deve ser compreendido como instrumento complementar, com maior efetividade quando integrado a um conjunto mais amplo de políticas voltadas à abertura do mercado, ao desenvolvimento de *hubs* e à promoção de condições concorrenciais sustentáveis no longo prazo.

8.1.3.3. França

217. As informações apresentadas nesta subseção baseiam-se em reunião técnica realizada com a autoridade reguladora francesa, *Commission de Régulation de l'Énergie* - CRE, em 10 de outubro de 2025, bem como em materiais técnicos por ela apresentados à ANP, no âmbito das atividades de cooperação institucional relacionadas à Ação Regulatória nº 2.7.

i. Contexto e histórico:

218. A experiência francesa com PGR está inserida no contexto do processo de liberalização do mercado europeu de gás natural iniciado a partir das diretivas europeias de energia da década de 1990. Antes da abertura do mercado, o setor francês era caracterizado por forte concentração estrutural e elevada integração vertical, com predominância da Gaz de France (GDF) e da Total nas atividades de importação, transporte e comercialização de gás natural.

219. À época, o mercado francês apresentava limitações concorrenciais relevantes, especialmente nas regiões sul e sudoeste do país, onde a disponibilidade de suprimento alternativo era reduzida e o acesso ao gás natural dependia majoritariamente dos agentes incumbentes. Além disso, a estrutura do sistema francês era segmentada em múltiplas zonas de balanceamento, com restrições físicas e congestionamentos que limitavam a contestabilidade do mercado e dificultavam a entrada de novos comercializadores.

220. Nesse contexto, a CRE identificou a necessidade de adoção de instrumentos adicionais para promover a concorrência e reduzir o poder de mercado dos incumbentes. O PGR foi concebido como medida de regulação assimétrica destinada a permitir o acesso de novos agentes a volumes competitivos de gás natural, especialmente no sul da França, considerado o segmento mais concentrado e menos líquido do mercado francês.

221. Conforme decisão da CRE de abril de 2004, o programa entrou em vigor a partir de janeiro de 2005 e estabeleceu obrigações de liberação de gás natural para os principais agentes incumbentes. A Gaz de France deveria disponibilizar 15 TWh/ano durante três anos no *hub* do sul da França, enquanto a Total deveria liberar 1,1 TWh/ano no *hub* do sudoeste francês, também pelo período de três anos.

222. Os volumes foram ofertados por meio de procedimentos concorrenciais e organizados em blocos de comercialização. O desenho do programa previa ainda que contratos bilaterais previamente celebrados entre os incumbentes e agentes de mercado poderiam ser contabilizados para fins de cumprimento parcial das obrigações de liberação. Segundo a CRE, os volumes liberados correspondiam a aproximadamente 3,5% das vendas dos agentes incumbentes, proporção considerada compatível com outros programas europeus implementados naquele período.

223. A literatura especializada caracteriza o programa francês como instrumento transitório de promoção da concorrência em um mercado ainda em fase inicial de liberalização. Conforme destacado por Clastres (2005), o objetivo central do mecanismo era reduzir temporariamente as vantagens competitivas dos incumbentes e permitir o desenvolvimento de novos agentes comercializadores em regiões de baixa contestabilidade.

ii. Resultados observados:

224. A implementação do PGR francês produziu efeitos relevantes sobre o desenvolvimento inicial da concorrência no mercado atacadista de gás natural, especialmente nas regiões sul e sudoeste do país.

225. Um dos principais resultados observados foi a ampliação do acesso de novos agentes a volumes competitivos de gás natural, reduzindo parcialmente a dependência dos incumbentes e permitindo maior diversificação de comercializadores. Segundo avaliação realizada posteriormente pela CRE, os agentes participantes consideraram o PGR como praticamente a única forma de obtenção de suprimento competitivo no sul da França naquele contexto.

226. O programa também contribuiu para o desenvolvimento das negociações em *hubs* e pontos virtuais de comercialização, favorecendo maior transparência na formação de preços e aumento gradual da liquidez do mercado atacadista francês. Parte relevante dos volumes liberados foi destinada diretamente ao atendimento de consumidores finais, enquanto outra parcela passou a ser negociada em *hubs* europeus.

227. Adicionalmente, a experiência francesa foi acompanhada por reformas estruturais mais amplas no desenho do mercado, incluindo a evolução para um modelo *entry-exit*, o fortalecimento dos pontos virtuais de negociação, mecanismos de gestão de congestionamento e expansão da infraestrutura de transporte e interconexão. Essas medidas contribuíram para o aumento da integração do mercado francês ao mercado europeu de gás natural.

228. Em síntese, os principais resultados positivos observados foram:

- ampliação do acesso de novos agentes a volumes de gás natural;
- aumento da transparência e desenvolvimento das negociações em *hubs*;
- estímulo inicial à concorrência no sul da França;
- fortalecimento gradual da liquidez e da integração do mercado francês;
- desenvolvimento de reformas estruturais complementares voltadas à concorrência.

iii. Limitações:

229. Apesar dos avanços observados, a experiência francesa também evidenciou limitações relevantes quanto à capacidade do PGR de promover, isoladamente, mudanças estruturais permanentes na concentração do mercado.

230. Mesmo após a implementação do programa, os agentes incumbentes continuaram concentrando parcela significativa da capacidade de importação e suprimento de gás natural no país. Em avaliação posterior conduzida pela CRE, observou-se que Gaz de France e Total ainda detinham aproximadamente 94% da capacidade de importação de gás natural em 2008.

231. Outra limitação identificada refere-se ao caráter regional do programa. O PGR concentrou-se principalmente no sul da França, onde os problemas concorrenciais eram mais intensos, sem atuar diretamente sobre toda a estrutura nacional de oferta. Dessa forma, sua efetividade esteve condicionada à implementação simultânea de medidas estruturais mais amplas relacionadas à infraestrutura e ao desenho do mercado.

232. Além disso, a experiência francesa demonstrou que o PGR possuía caráter essencialmente transitório. Após 2008, os agentes incumbentes não demonstraram interesse na continuidade do programa, e a própria CRE passou a considerar que a

evolução do mercado dependia prioritariamente de reformas estruturais permanentes, como integração das zonas de mercado, ampliação da capacidade de entrada e harmonização europeia de mecanismos de comercialização e alocação de capacidade.

iv. Principais aprendizados:

233. A experiência francesa oferece lições relevantes para o desenho de PGR em mercados em processo de abertura. Em primeiro lugar, evidencia-se que PGR podem desempenhar papel importante na fase inicial de liberalização, especialmente ao viabilizar o acesso de novos agentes a volumes competitivos de gás natural em mercados altamente concentrados.

234. A experiência também demonstra a importância da coordenação entre PGR e reformas estruturais mais amplas, incluindo mecanismos de acesso à infraestrutura, integração de zonas de mercado, expansão da capacidade de transporte e fortalecimento de *hubs* de negociação. Nesse sentido, o PGR francês mostrou-se mais efetivo como instrumento catalisador da transição concorrencial do que como solução estrutural permanente.

235. Outro aprendizado relevante refere-se à importância do desenvolvimento de mercados organizados e mecanismos transparentes de comercialização, capazes de ampliar a liquidez, reduzir assimetrias de informação e favorecer a formação eficiente de preços.

236. Por fim, a experiência francesa reforça o entendimento de que o PGR tende a possuir natureza transitória, sendo sua efetividade de longo prazo dependente da consolidação de condições estruturais que permitam o funcionamento sustentável de um mercado competitivo sem necessidade de manutenção permanente de mecanismos assimétricos de liberação compulsória de gás natural.

8.1.3.4. Espanha

237. As informações apresentadas nesta subseção baseiam-se em reunião técnica realizada com a autoridade reguladora espanhola, *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC), em 29 de outubro de 2025, bem como em materiais técnicos por ela disponibilizados à ANP, no âmbito das atividades de cooperação institucional relacionadas à Ação Regulatória nº 2.7. Também foram considerados estudos técnicos e literatura especializada sobre programas europeus de *gas release*, incluindo a Nota Técnica da EPE sobre experiências internacionais de liberalização de mercados de gás natural.

i. Contexto e histórico:

238. A experiência espanhola com PGR esteve diretamente associada ao processo de liberalização do mercado de gás natural e à necessidade de promover a entrada de novos comercializadores em um mercado historicamente concentrado. Antes da abertura, o setor era caracterizado por forte presença do agente incumbente, elevada dependência de contratos de importação de longo prazo e reduzida contestabilidade no segmento de comercialização.

239. Nesse contexto, o programa espanhol foi instituído com base no *Real Decreto-Ley* nº 6/2000 e na *Ordem Ministerial* de 29 de junho de 2001, que estabeleceram o procedimento de alocação de 25% do contrato de gás argelino transportado pelo Gasoduto do Magrebe. O contrato havia sido originalmente firmado entre a Sonatrach e a Enagás para atendimento do mercado regulado espanhol, tendo posteriormente sua titularidade sido transferida à Sagane.

240. O objetivo principal do programa foi promover a entrada de novos carregadores e comercializadores no mercado espanhol de gás natural, mediante a criação de mecanismo transparente e não discriminatório de alocação de volumes. Tratava-se, portanto, de medida voltada a acelerar a transição para um mercado liberalizado, reduzindo a dependência dos novos entrantes em relação aos agentes incumbentes.

241. O programa envolveu a disponibilização de 49,35 TWh de gás natural, equivalente a aproximadamente 4,24 bilhões de m³, com vigência da data de adjudicação até 1º de janeiro de 2004. O ponto de transferência de propriedade foi definido na entrada do sistema gasista espanhol, com medição em Zahara de los Atunes, em Cádiz, e responsabilidade de medição atribuída à Enagás.

242. A alocação dos volumes ocorreu por meio de procedimento competitivo entre comercializadores de gás natural. O desenho do programa estabeleceu restrições à participação de agentes com participação de mercado superior a 50%, admitiu apenas uma candidatura por grupo econômico e exigiu garantias financeiras, informações sobre planos de suprimento, número de clientes, vendas previstas por região e participação de mercado. Também foram definidos limites mínimo e máximo de volume solicitado por agente, com o objetivo de evitar concentração excessiva dos volumes liberados.

243. O procedimento de alocação foi estruturado em duas etapas. Na primeira, as candidaturas eram avaliadas segundo sua contribuição esperada para o desenvolvimento do mercado liberalizado, segurança de suprimento, diversificação de fontes e ampliação da concorrência. Na segunda etapa, os agentes selecionados participavam de leilão, com classificação das ofertas conforme o bônus apresentado em relação ao preço de referência.

ii. Resultados observados:

244. A implementação do PGR espanhol contribuiu para acelerar a abertura do mercado e ampliar a presença de novos comercializadores no segmento liberalizado.

245. Segundo as informações apresentadas pela CNMC, foram recebidas 14 candidaturas, das quais 9 foram selecionadas

para a etapa competitiva. Ao final do procedimento, 6 empresas foram contempladas com volumes de gás natural: BP Gas España, Iberdrola Gas, Unión Fenosa Gas Comercializadora, Endesa Energía, Hidrocarbónico Energía e Shell España.

246. O programa permitiu que novos agentes tivessem acesso temporário a volumes relevantes de gás natural em condições similares às dos contratos de longo prazo, reduzindo uma barreira central à entrada no mercado espanhol. Esse acesso foi particularmente relevante em um contexto no qual a disponibilidade de fontes alternativas de suprimento ainda era limitada.

247. Observa-se também impacto relevante sobre a evolução do mercado liberalizado. De acordo com a CNMC, a parcela do mercado liberalizado passou de 10% do mercado total em 2000 para 38% em 2001, 55% em 2002 e 71% em 2003. Esse crescimento indica que o programa contribuiu para a expansão acelerada do mercado livre e para a diversificação dos agentes atuantes na comercialização.

248. Além disso, a obrigação de venda direta dos volumes alocados a consumidores finais, vedada a destinação a consumidores pertencentes ao mesmo grupo econômico do comercializador, buscou assegurar que os efeitos do programa fossem direcionados à ampliação efetiva da concorrência e não apenas à redistribuição formal de volumes entre agentes.

249. Em síntese, os principais resultados positivos observados foram:

- ampliação da participação de novos comercializadores no mercado espanhol;
- aceleração do crescimento do mercado liberalizado;
- criação de procedimento competitivo e transparente de alocação de volumes;
- diversificação dos agentes atuantes na comercialização;
- acesso temporário de novos entrantes a volumes relevantes de gás importado.

iii. Limitações:

250. Apesar dos resultados positivos, a experiência espanhola também evidencia limitações relevantes quanto à capacidade do PGR de promover, isoladamente, mudanças estruturais permanentes na organização do mercado.

251. A primeira limitação refere-se ao caráter temporário do programa, cuja vigência se encerrou em 2004. Embora tenha contribuído para a entrada inicial de novos agentes, sua capacidade de alterar de forma duradoura a estrutura concorrencial dependia da consolidação de outros elementos do processo de liberalização, como acesso à infraestrutura, diversificação das fontes de suprimento e desenvolvimento de liquidez no mercado atacadista.

252. Outra limitação diz respeito ao fato de o programa estar vinculado a um contrato específico de importação de gás argelino pelo Gasoduto do Magrebe. Assim, embora o volume liberado tenha sido relevante, a medida não atuou de forma ampla sobre todas as fontes de suprimento do mercado espanhol, mas sobre parcela determinada do gás importado destinado originalmente ao mercado regulado.

253. Adicionalmente, o desenho do programa exigia que os comercializadores contemplados demonstrassem capacidade de contribuir para o desenvolvimento do mercado liberalizado, incluindo previsão de suprimentos futuros e atendimento a consumidores finais. Embora esse critério tenha reforçado a orientação pró-competitiva do programa, também indica que sua efetividade dependia da capacidade dos novos agentes de consolidar estratégias próprias de suprimento após o período de liberação, bem como da capacidade governamental para a definição de critérios, avaliação e seleção das propostas apresentadas.

254. Por fim, a experiência espanhola demonstra que a liberação compulsória de volumes pode acelerar a abertura do mercado, mas não substitui medidas estruturais de longo prazo voltadas à diversificação da oferta, à integração de infraestrutura e ao desenvolvimento de mecanismos permanentes de negociação e formação de preços.

iv. Principais aprendizados:

255. A experiência espanhola oferece lições relevantes para o desenho de PGR em mercados em processo de liberalização. Em primeiro lugar, evidencia-se a importância de um procedimento de alocação transparente, competitivo e não discriminatório, com critérios objetivos de participação e seleção dos agentes.

256. Em segundo lugar, destaca-se a relevância de associar o programa à entrada efetiva de novos comercializadores e ao atendimento de consumidores finais, de modo a evitar que a medida produza apenas redistribuição formal de volumes sem impacto concorrencial relevante.

257. A experiência também demonstra que a liberação de volumes vinculados a contratos de longo prazo pode ser instrumento útil para reduzir barreiras à entrada em mercados nos quais os incumbentes controlam as principais fontes de suprimento. Nesse sentido, o PGR espanhol funcionou como mecanismo transitório para acelerar a passagem de um mercado regulado e concentrado para um ambiente com maior participação de agentes no segmento liberalizado.

258. Por fim, observa-se que o PGR deve ser compreendido como instrumento complementar ao processo mais amplo de abertura do mercado. Seus efeitos tendem a ser mais relevantes quando articulados com regras de acesso à infraestrutura, diversificação das fontes de suprimento, mecanismos de transparência e desenvolvimento de mercados atacadistas capazes de sustentar a concorrência após o encerramento do programa.

8.1.4. Principais aprendizados da experiência europeia

259. A análise dos casos europeus evidencia que os PGR podem contribuir para a promoção da concorrência, mas sua capacidade de enfrentar a concentração estrutural da oferta — núcleo do problema regulatório identificado — depende de sua escala, desenho e articulação com outras medidas pró-competitivas.

260. Nesse contexto, a experiência internacional oferece um conjunto de lições relevantes para orientar o desenho e a implementação de um eventual programa no Brasil, as quais são sintetizadas a seguir:

- **Necessidade de escala adequada:** Programas devem ser suficientemente robustos para impactar a estrutura de mercado, sendo insuficientes quando limitados a volumes marginais.
- **Importância da integração com infraestrutura:** A liberação de gás deve ser acompanhada por acesso efetivo à capacidade de transporte e processamento, sob risco de inviabilizar a entrada de novos agentes. Nesse contexto, a adoção de mecanismos complementares de liberação de capacidade (*capacity release*) — isto é, a disponibilização de capacidade de transporte associada aos volumes liberados — mostra-se fundamental para assegurar que o gás comercializado possa ser efetivamente entregue aos consumidores, ampliando a contestabilidade do mercado e a efetividade do programa.
- **Uso de mecanismos competitivos de alocação:** Leilões são amplamente utilizados e considerados instrumentos eficazes para revelar preços e garantir transparência.
- **Caráter transitório, mas com duração adequada:** Programas bem-sucedidos geralmente possuem horizonte de médio prazo (3 a 8 anos), permitindo a consolidação de novos entrantes.
- **Complementaridade com outras reformas:** O PGR não substitui medidas estruturais, mas atua como instrumento complementar para acelerar a abertura do mercado.
- **Foco na desconcentração da oferta:** A efetividade dos programas depende de sua capacidade de atuar diretamente sobre o controle de volumes de gás por agentes dominantes.
- **Papel do PGR no desenvolvimento de hubs e mercados organizados:** A experiência europeia indica que, quando associado a pontos virtuais de negociação e a mercados organizados, o PGR pode contribuir significativamente para a transparência na formação de preços, o aumento da liquidez e a redução de assimetrias informacionais. Em diversos casos, como Áustria, Reino Unido e Polônia, o instrumento foi utilizado não apenas para introduzir concorrência, mas também como catalisador do desenvolvimento de *hubs* e de mercados atacadistas mais estruturados, reforçando a dinâmica concorrencial de forma duradoura.

261. Dessa forma, a experiência europeia demonstra que PGR constitui instrumento relevante de política regulatória e concorrencial em mercados de gás natural em processo de liberalização, especialmente quando a concentração da oferta representa barreira à entrada.

262. Ao mesmo tempo, evidencia-se que sua efetividade não é automática, dependendo de desenho adequado, escala suficiente e integração com outras medidas regulatórias. Programas mal dimensionados ou isolados tendem a produzir efeitos limitados, enquanto iniciativas bem estruturadas podem contribuir significativamente para a formação de mercados competitivos, líquidos e transparentes.

263. Nesse sentido, a experiência internacional oferece base empírica consistente para a avaliação da adoção de PGR no contexto brasileiro, desde que consideradas as especificidades institucionais e estruturais desse mercado.

9. ANÁLISE DE ESTUDOS E RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS SOBRE PROGRAMAS DE GAS RELEASE

264. Além da experiência internacional analisada na seção anterior, diversos estudos técnicos e econômicos elaborados por instituições nacionais e internacionais forneceram subsídios relevantes para a avaliação de eventual implementação de PGR no Brasil.

265. Esses relatórios abordam diferentes dimensões relacionadas à abertura do mercado de gás natural, incluindo promoção da concorrência, redução da concentração da oferta, acesso à infraestrutura essencial, desenvolvimento de liquidez de mercado, desenho regulatório e governança institucional.

266. As subseções a seguir apresentam síntese dos principais elementos e recomendações constantes de estudos considerados particularmente relevantes para a presente AIR, em razão de sua abrangência analítica, aderência ao contexto brasileiro e contribuição para a avaliação de alternativas regulatórias relacionadas ao tema.

9.1. Estudo técnico do The Brattle Group sobre Gas Release no Brasil.

267. O relatório “*Estudo de Gas Release para o Mercado Brasileiro de Gás Natural*”, elaborado pelo The Brattle Group a pedido da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE), teve como objetivo avaliar a pertinência e propor diretrizes para a implementação de um PGR no contexto do Novo Mercado de Gás, à luz da experiência internacional e das especificidades do mercado brasileiro.

268. Para tanto, o estudo analisa a estrutura concorrencial da indústria de gás natural no Brasil, à luz da experiência internacional e das especificidades do mercado brasileiro, além de avaliar instrumentos regulatórios potencialmente aptos a promover a ampliação da concorrência, a redução da concentração da oferta e o desenvolvimento de um mercado mais dinâmico e líquido.

9.1.1. **Justificativa e objetivos do eventual programa**

269. O relatório argumenta que, embora o Brasil tenha avançado com reformas estruturais promovidas pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), como o acesso não discriminatório à infraestrutura e o processo de desverticalização, tais medidas, isoladamente, não são suficientes para promover a concorrência efetiva. Isso se deve à elevada concentração de oferta de gás natural, especialmente associada à posição dominante da Petrobras.

270. Com base na experiência internacional, o estudo aponta que PGR são instrumentos fundamentais para viabilizar a entrada de novos agentes, ao garantir acesso a volumes relevantes de gás em condições competitivas.

9.1.2. **Dimensionamento e metas do programa**

271. Um dos principais elementos do estudo refere-se ao dimensionamento do programa. O relatório recomenda que o volume de gás a ser liberado seja definido com base em metas de estrutura de mercado, utilizando o Índice Herfindahl-Hirschman (HHI). Como referência, sugere-se que o programa busque atingir um HHI inferior a 1.500, caracterizando um mercado competitivo. Além disso, afirma que a determinação dos volumes a serem liberados deve ser dinâmica, com maior intensidade nos primeiros anos e redução progressiva à medida que novos projetos de produção entrem em operação, contribuindo naturalmente para a desconcentração do mercado.

272. O estudo também ressalta que, dada a fragmentação da malha de transporte no Brasil, o programa deve considerar mercados regionais distintos, com metas de desconcentração aplicadas individualmente a cada região.

9.1.3. **Duração do programa**

273. O relatório aponta que a duração do programa é um fator crítico para seu sucesso. Recomenda-se um horizonte de 5 (cinco) a 10 (dez) anos, com um período de transição de aproximadamente 5 (cinco) anos para alcançar as metas de concentração de mercado.

274. Programas de menor duração, são considerados insuficientes para atrair novos entrantes e permitir a consolidação de uma estrutura concorrencial sustentável, especialmente considerando a necessidade de celebração de contratos de longo prazo e investimentos em infraestrutura.

9.1.4. **Formação de preço e mecanismo de comercialização**

275. No que se refere à precificação, o estudo recomenda a utilização de leilões como mecanismo principal de alocação do gás, por serem mais eficientes na revelação de preços competitivos.

276. O relatório não recomenda a adoção de preço de reserva (preço mínimo) nos leilões, argumentando que tal mecanismo pode limitar a competição e impedir que os preços reflitam efetivamente as condições de mercado. Alternativamente, recomenda que a recuperação de custos por parte do agente dominante poderia ser realizada por mecanismos regulatórios complementares, como encargos tarifários.

9.1.5. **Flexibilidade, pontos de entrega e capacidade**

277. O estudo também aborda aspectos operacionais relevantes para a efetividade do programa. Entre eles:

- Pontos de entrega: devem refletir a realidade da infraestrutura existente, considerando limitações da malha de transporte;
- Flexibilidade contratual: é essencial para permitir que os compradores atendam variações de demanda;
- Capacidade de transporte (capacity release): deve ser disponibilizada em conjunto com o gás, garantindo que os agentes possam efetivamente comercializar os volumes adquiridos.
- Sem a liberação de capacidade, o PGR pode ter eficácia limitada, uma vez que o acesso ao gás não se traduz necessariamente em acesso ao mercado.

9.1.6. **Liberação de clientes e contratos existentes (*customer release*)**

278. Outro elemento relevante abordado pelo estudo refere-se à chamada liberação de clientes (*customer release*). Segundo o relatório, contratos de longo prazo celebrados por agentes incumbentes podem constituir barreiras à entrada, na medida em que limitam a contestabilidade do mercado e restringem a possibilidade de migração de consumidores para novos fornecedores.

279. Nesse contexto, com base na experiência internacional, o estudo destaca a importância de mecanismos que promovam maior flexibilidade contratual e ampliem a mobilidade dos consumidores, permitindo a diversificação de suprimentos de gás natural e favorecendo o desenvolvimento de um ambiente concorrencial mais dinâmico.

9.1.7. **Aspectos administrativos**

280. O relatório também apresenta recomendações sobre a governança e operacionalização do programa, incluindo:

- Designação de uma autoridade responsável pela implementação e supervisão do PGR, evitando fragmentação institucional;

- Realização de leilões periódicos (preferencialmente anuais);
- Definição de duração dos contratos, podendo incluir diferentes prazos (ex.: 1 ano, 2 anos ou mais);
- Estabelecimento de requisitos de garantia financeira e condições de pagamento;
- Adoção de medidas de transparência e disponibilização de informações ao mercado.

9.1.8. Contribuições para o Estudo Preliminar

281. De forma geral, o estudo do The Brattle Group fornece um arcabouço abrangente para o desenho de um PGR no Brasil, destacando que sua efetividade depende de um conjunto coordenado de elementos, incluindo volume adequado, duração suficiente, mecanismos competitivos de precificação, acesso à infraestrutura e medidas complementares voltadas à remoção de barreiras à entrada.

282. Nesse sentido, o relatório constitui importante referência técnica para a avaliação das alternativas regulatórias consideradas no âmbito da presente AIR, especialmente no que se refere à promoção da concorrência e ao desenvolvimento de um mercado de gás natural mais líquido, dinâmico e competitivo no Brasil. Não obstante sua relevância analítica, a consideração do estudo no âmbito da presente Nota Técnica não implica compromisso da ANP com a adoção, integral ou parcial, das recomendações e propostas nele contidas, nem com sua eventual incorporação ao desenho de possível programa regulatório, cuja aplicabilidade deverá ser avaliada à luz das especificidades institucionais, regulatórias e estruturais do mercado brasileiro de gás natural.

9.2. Recomendações para o Brasil com base em experiências e diretrizes da OCDE

283. Além do estudo do The Brattle Group, destacam-se como referências relevantes os relatórios *“Implementing Gas Market Reform in Brazil: Insights from European Experience”*, elaborado pela Agência Internacional de Energia (IEA) no âmbito da cooperação com o governo brasileiro, e *“Improving the regulatory framework in the natural gas sector in Brazil”*, publicado pela Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) .

284. Esses estudos analisam o processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil à luz de boas práticas internacionais, com foco em desenho institucional, regulação de infraestrutura, promoção da concorrência e eficiência de mercado.

9.2.1. Promoção da concorrência e redução da concentração

285. Ambos os estudos convergem na necessidade de avançar na redução do poder de mercado de agentes dominantes, condição essencial para o desenvolvimento de um mercado competitivo.

286. Nesse sentido, são destacadas medidas como:

- Desverticalização das atividades ao longo da cadeia;
- Acesso de terceiros não discriminatório à infraestrutura essencial;
- Alienação de ativos por parte de agentes dominantes;
- Fortalecimento da atuação das autoridades regulatórias.

287. Esses elementos são diretamente complementares a instrumentos como PGR, que atuam sobre a oferta de gás para viabilizar a entrada de novos agentes.

9.2.2. Estrutura institucional e coordenação regulatória

288. Os relatórios destacam a importância de uma governança institucional clara e coordenada para o funcionamento eficiente do mercado de gás natural, envolvendo órgãos como o Ministério de Minas e Energia (MME), a ANP, o CADE e a EPE. Nesse contexto, a OCDE ressalta que a fragmentação regulatória — especialmente entre os níveis federal e estadual na atividade de distribuição — constitui desafio relevante para a abertura do mercado, recomendando maior harmonização regulatória e coordenação institucional como forma de reduzir barreiras à entrada e aumentar a previsibilidade regulatória.

9.2.3. Formação de preços, liquidez de mercado e flexibilidade do sistema

289. Os relatórios da IEA e da OCDE destacam a importância do desenvolvimento de mercados atacadistas líquidos (*hubs* de gás) como elemento central para a formação eficiente de preços e para o funcionamento competitivo do mercado de gás natural.

290. Nesse contexto, são apontados como fatores essenciais a diversidade de agentes na oferta e demanda, o acesso transparente e não discriminatório à infraestrutura, a flexibilidade operacional do sistema, a existência de mecanismos de negociação de curto prazo e a integração entre mercados físico e comercial.

291. Os estudos também ressaltam a relevância da flexibilidade do sistema *midstream*, incluindo mecanismos de armazenamento, balanceamento, flexibilidade contratual e integração com mercados de curto prazo, considerados fundamentais tanto para a segurança de abastecimento quanto para o funcionamento eficiente de mercados competitivos.

292. Segundo os relatórios, instrumentos como leilões, mecanismos de comercialização de curto prazo e programas de liberação de gás podem contribuir para ampliar a liquidez de mercado, facilitar a descoberta de preços e reduzir barreiras à entrada de novos agentes.

9.2.4. Contribuições para o Estudo Preliminar

293. Os estudos “*Implementing Gas Market Reform in Brazil: Insights from European Experience*” (IEA) e “*Improving the regulatory framework in the natural gas sector in Brazil*” (OCDE) convergem para a necessidade de um conjunto integrado de reformas estruturais voltadas ao fortalecimento da governança institucional, à ampliação da concorrência, à garantia de acesso não discriminatório à infraestrutura, ao desenvolvimento de mercados líquidos e à melhoria da qualidade regulatória.

294. Desde a publicação desses relatórios, o Brasil avançou de forma relevante na implementação dessas recomendações, especialmente com a aprovação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e a consolidação do programa Novo Mercado de Gás. Destacam-se, nesse contexto, a adoção do modelo de entrada e saída (*entry-exit*) no transporte, o fortalecimento do acesso de terceiros à infraestrutura, os avanços no processo de desverticalização e desinvestimentos, bem como a evolução dos instrumentos regulatórios voltados à maior transparência e eficiência no uso da rede. Tais medidas contribuíram para reduzir barreiras à entrada e criar condições mais favoráveis ao desenvolvimento de um mercado competitivo.

295. Não obstante esses avanços, os relatórios permanecem relevantes ao evidenciar que a consolidação de um mercado de gás plenamente competitivo requer a continuidade e o aprofundamento das reformas, especialmente no que se refere à redução efetiva da concentração, ao desenvolvimento de liquidez de mercado e à harmonização regulatória entre os diferentes níveis institucionais. Nesse sentido, instrumentos como PGR — conforme analisado pelo The Brattle Group — devem ser compreendidos como mecanismos complementares dentro de uma agenda mais ampla de reforma estrutural, capazes de acelerar a transição para um mercado mais dinâmico, eficiente e competitivo no longo prazo.

10. ALTERNATIVAS REGULATÓRIAS CONSIDERADAS

296. A análise das alternativas regulatórias identificadas para o enfrentamento do problema regulatório em questão demonstra que seus potenciais efeitos sobre o funcionamento do mercado atacadista não termelétrico de gás natural atendido pela malha integrada de transporte podem variar conforme o grau de intervenção regulatória, a capacidade de atuação sobre a concentração da oferta e seu potencial de ampliação da concorrência, da liquidez e da contestabilidade do mercado. Ressalta-se que, nesta etapa de estudos preliminares, as alternativas são apresentadas em caráter descritivo, sem prejulgamento quanto à sua adoção. A avaliação comparativa de conveniência e oportunidade, incluindo impactos esperados, riscos, custos e aderência aos objetivos regulatórios, será aprofundada na fase subsequente, por meio de AIR.

10.1. Não intervenção regulatória (manutenção das medidas em curso)

297. A alternativa de não intervenção regulatória adicional consiste na manutenção do atual arcabouço regulatório e concorrencial, sem adoção de novos mecanismos específicos voltados à redução da concentração da oferta de gás natural. Essa alternativa pressupõe a continuidade das medidas estruturais implementadas no âmbito da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), incluindo medidas relacionadas ao acesso não discriminatório à infraestrutura, ao modelo de entrada e saída no transporte, à ampliação da flexibilidade contratual e ao processo de abertura e desverticalização do setor.

298. A implementação dessas medidas vem produzindo avanços graduais no funcionamento do mercado, como o aumento do número de agentes autorizados à comercialização e ao carregamento, maior diversidade de arranjos contratuais e ampliação da flexibilidade operacional na malha integrada de transporte.

299. Entretanto, conforme apontado na Nota Técnica de Atualização do Diagnóstico Concorrencial (NT nº 84/2026, SEI nº 6125907), tais avanços ainda não foram suficientes para alterar de forma estrutural a elevada concentração da oferta de gás natural no segmento não termelétrico atendido pela malha integrada de transporte, no qual permanece elevada a participação do agente incumbente.

300. Nesse contexto, a manutenção exclusiva das medidas atualmente em curso pode ter alcance limitado para promover redução significativa da concentração da oferta e maior dinamização concorrencial no mercado não termelétrico atendido pela malha integrada no horizonte considerado, hipótese que será aprofundada e quantificada na AIR.

301. Impactos esperados:

- Expectativa de interrupção da trajetória de abertura do mercado observada nos últimos 4 anos;
- Aumento incremental do número de agentes e da diversidade contratual;
- Melhoria progressiva das condições de acesso à infraestrutura a partir da regulamentação do tema pela ANP;
- Evolução lenta da liquidez e da dinâmica concorrencial;
- Probabilidade de persistência da posição dominante da Petrobras no mercado de comercialização atacadista.

302. Riscos e limitações:

- Baixa efetividade no curto e médio prazo, com evolução lenta da concorrência;
- Persistência de elevada concentração de mercado, especialmente em regiões críticas;
- Dependência da entrada orgânica de novos agentes, condicionada à expansão da oferta e da infraestrutura;
- Assimetria regional na abertura do mercado, com avanços desiguais.

303. Assim, esta alternativa pode ser caracterizada como de menor intervenção, com resultados potencialmente mais

graduais. A adequação e a suficiência para enfrentar o problema regulatório no horizonte relevante serão avaliadas na AIR, à luz das evidências e metas regulatórias a serem instituídas ao longo do processo regulatório.

10.2. **Adoção de medidas voluntárias ou acordos com agente dominante**

304. A adoção de medidas voluntárias ou acordos com a Petrobras constitui alternativa de baixa intervenção regulatória, baseada na indução de comportamentos pró-competitivos por meio de compromissos negociados. Essa alternativa foi prevista expressamente na legislação aplicável por meio da inserção do Art. 22-E no Decreto nº 10.712/2021, no bojo das alterações decorrentes do Decreto 12.153, de 2024, resultado do programa Gás para Empregar.

305. Nesse contexto, destaca-se a experiência do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) firmado entre a Petrobras e o CADE, em 2019, que previu a alienação de ativos e medidas de desverticalização. Essa iniciativa contribuiu para avanços institucionais e para a entrada de novos agentes em determinados segmentos.

306. Porém, apesar dos avanços, essa experiência recente indica limitações relevantes quanto à efetividade dessas medidas. Entre elas, destacam-se:

- Revisão e flexibilização de obrigações originalmente previstas, incluindo substituição de medidas estruturais por compromissos comportamentais;
- Persistência de elevada participação de mercado do agente dominante;
- Risco de efetividade aquém do esperado em função da elevada assimetria de informações em favor da empresa incumbente;
- Evolução desigual da concorrência entre regiões.

307. Dessa forma, embora o acordo tenha contribuído para avanços institucionais e para a efetiva abertura do mercado, a experiência recente sugere que instrumentos dessa natureza podem não ser suficientes, isoladamente, para promover a desconcentração estrutural da oferta para os níveis considerados adequados no horizonte considerado para um mercado com preços desregulados, dependendo do escopo, governança, monitoramento e incentivos associados aos compromissos.

308. Nesse sentido, embora as medidas voluntárias apresentem como principais vantagens o menor grau de intervenção regulatória e a maior flexibilidade, sua efetividade depende da estratégia comercial dos agentes envolvidos, motivo pelo qual a AIR deve buscar mensurar os riscos dessa alternativa no que se refere à escala, à eficácia, e à continuidade dos resultados.

309. **Impactos esperados:**

- Ampliação pontual da oferta de gás natural;
- Estímulo à participação de novos agentes;
- Maior flexibilidade na implementação de medidas pró-competição;
- Potencial melhoria na disponibilidade de informações para o regulador, conforme desenho do compromisso;
- Menor custo regulatório direto.

310. **Riscos e Limitações:**

- Baixa previsibilidade e ausência de *enforcement* regulatório direto, com dependência da estratégia comercial do agente dominante;
- Escala e abrangência limitadas dos efeitos, em função da natureza voluntária das medidas;
- Possibilidade de ineficácia, revisão ou flexibilização de compromissos, conforme observado na experiência recente;
- Impacto insuficiente sobre a desconcentração estrutural da oferta, com provável manutenção de do poder de mercado do agente dominante.

311. Adicionalmente, a experiência internacional também evidencia limitações associadas à adoção de mecanismos exclusivamente voluntários em mercados com elevada concentração estrutural. Destaca-se, nesse contexto, o caso da Polônia, em que o desenho inicial do PGR previa compromissos voluntários de liberação de volumes pelo agente incumbente. Conforme relatado pela autoridade reguladora polonesa, o modelo mostrou-se insuficiente para produzir os efeitos concorrenciais esperados, sendo posteriormente substituído por mecanismo compulsório de comercialização em bolsa (*commodity exchange obligation*), com percentuais mínimos obrigatórios de negociação.

312. A experiência polonesa também sugere que, em mercados altamente concentrados, instrumentos baseados exclusivamente em compromissos voluntários podem estar sujeitos a limitações relacionadas à assimetria de informações e incentivos entre regulador e agente incumbente, bem como a riscos de ineficácia, postergação, flexibilização ou potencial captura regulatória, especialmente quando o agente dominante possui elevada relevância econômica e influência estrutural no funcionamento do setor. Nesse contexto, a efetividade de medidas voluntárias tende a depender fortemente do alinhamento contínuo entre os objetivos regulatórios e a estratégia comercial do agente incumbente.

313. Dessa forma, embora possam gerar efeitos positivos pontuais, a experiência indica que, em determinados contextos de elevada concentração, instrumentos exclusivamente voluntários podem não gerar, de forma consistente, os efeitos concorrenciais pretendidos, o que reforça a necessidade de avaliação comparativa das alternativas no caso brasileiro, a ser conduzida na AIR.

10.3. **Implementação de PGR**

314. A implementação de um PGR consiste na adoção de mecanismo regulatório voltado à disponibilização compulsória por meio de leilões de volumes de gás natural pela Petrobras, com o objetivo de promover a concorrência e reduzir a concentração da oferta.

315. No contexto brasileiro, a análise consolidada na NT nº 84/2026 (SEI nº 6125907) sugere que a medida seja direcionada prioritariamente ao mercado não termelétrico atendido pela malha integrada de transporte, segmento no qual os efeitos concorrenciais tendem a ser mais relevantes.

316. **Impactos esperados:**

- Potencial redução da participação de mercado da Petrobras.
- Redução de barreiras à entrada;
- Ampliação da participação de novos agentes comercializadores;
- Aumento da liquidez e da contestabilidade;
- Potencial contribuição para condições mais competitivas de formação de preços.

317. **Riscos e limitações:**

- Maior complexidade regulatória, exigindo definição detalhada do desenho do programa (volumes, prazos, mecanismos de comercialização);
- Necessidade de coordenação com o acesso à infraestrutura, especialmente no que se refere à capacidade de transporte;
- Possíveis impactos sobre incentivos de investimento, caso não haja previsibilidade regulatória adequada;
- Dependência da escala e continuidade dos volumes disponibilizados para garantir efetividade estrutural;
- Necessidade de monitoramento contínuo e ajustes regulatórios ao longo do tempo.

318. Apesar desses desafios, essa alternativa pode atuar diretamente sobre a concentração, mas envolve maior complexidade e potenciais *trade-offs*, que serão examinados na AIR.

319. Em síntese, a implementação de um PGR pode constituir instrumento de atuação direta sobre a disponibilidade de volumes e sobre a dinâmica concorrencial, desde que definido desenho regulatório compatível com as condições de acesso à infraestrutura e com incentivos ao investimento. A conveniência, oportunidade e proporcionalidade dessa alternativa — em comparação às demais — serão objeto de avaliação na AIR, incluindo análise de custos, riscos, efetividade e necessidade de medidas complementares.

11. **PARTICIPAÇÃO SOCIAL**

320. No âmbito da fase de Estudos Preliminares da Ação Regulatória nº 2.7, a ANP promoveu diferentes iniciativas de participação social e coleta de subsídios técnicos, com o objetivo de ampliar o diálogo institucional, reduzir assimetrias de informação e qualificar as análises relacionadas à eventual implementação de um Programa de Redução da Concentração da Oferta no mercado brasileiro de gás natural (Programa de *Gas Release* – PGR).

321. As atividades desenvolvidas incluíram reuniões com agentes do mercado brasileiro de gás natural, interações com autoridades reguladoras estrangeiras, realização de workshop técnico e aplicação de questionário estruturado aos agentes do setor. Essas iniciativas permitiram à Agência coletar percepções, contribuições e evidências empíricas relevantes sobre aspectos concorrenciais, regulatórios e operacionais relacionados ao desenho e à implementação de um eventual PGR.

322. As contribuições obtidas ao longo desse processo complementaram as análises técnicas conduzidas pela ANP e contribuíram para o aprimoramento do diagnóstico concorrencial e da avaliação das alternativas regulatórias consideradas no âmbito da presente AIR.

11.1. **Reuniões com agentes na fase de Estudos Preliminares**

11.1.1. **Reuniões com agentes do mercado de gás natural brasileiro**

323. Entre as primeiras ações da etapa de Estudos Preliminares da Ação Regulatória nº 2.7 (AR-ANP 2025-2026), destaca-se o envio de ofícios-convite e comunicações por e-mail aos principais agentes do mercado de gás natural, associações de produtores, consumidores e distribuidoras, entidades representativas de transportadoras, instituições de pesquisa, além do agente incumbente e do Ministério de Minas e Energia (MME). O objetivo dessas interações foi agendar reuniões para coleta de subsídios, ouvir as perspectivas dos diferentes atores sobre o tema e dar ampla publicidade às etapas do estudo, em conformidade com as diretrizes de transparência e publicidade.

324. Todos os ofícios-convite e registros de reunião estão disponíveis no Processo Administrativo nº 48610.210027/2025-13, juntamente com as trocas de e-mails realizadas com os agentes de mercado.

325. Dentre os agentes contatados, aqueles listados na Tabela 3 apresentaram interesse em colaborar com a iniciativa e

participaram de reuniões agendadas com a CPC-GN, realizadas nessa fase. Os registros dessas reuniões foram formalizados no Sistema Eletrônico de Informações (SEI) e estão indicados a seguir.

Tabela 3 - Reuniões realizadas na fase de Estudos Preliminares com agentes de mercado

Data	Entidade	nº SEI Registro de Reunião
22/08/2025	Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE	5438530
27/08/2025	Universidade Federal Fluminense - UFF	5438531
29/08/2025	Empresa de Pesquisa Energética - EPE	5438532
10/09/2025	Petrobras	5438533
01/10/2025	Confederação Nacional da Indústria - CNI	5657122
08/10/2025	GALP	5657155
09/10/2025	Fundação Getúlio Vargas – FGV-Rio	5657188

11.1.2. **Reuniões com autoridades estrangeiras**

326. Além das reuniões com os agentes do mercado brasileiro, e considerando a experiência acumulada por diversos países europeus na implementação de programas de *Gas Release*, foram promovidas reuniões remotas com autoridades responsáveis pela execução, regulação e/ou monitoramento desses programas e dos respectivos mercados de gás natural em seus países.

327. Essas reuniões tiveram como objetivo aprofundar a compreensão sobre práticas internacionais, identificar lições aprendidas na implementação de PGR e avaliar possíveis adaptações dessas experiências ao contexto regulatório e concorrencial brasileiro. Os registros das interações foram formalizados no Sistema Eletrônico de Informações (SEI) e encontram-se sintetizados na Tabela 4, a seguir.

Tabela 4 - Reuniões com autoridades estrangeiras sobre Programas de Gas Release

Data	País	Autoridade responsável	nº SEI Registro de Reunião
10/10/2025	França	CRE – <i>Commission de Régulation de l'Énergie</i>	5438533
29/10/2025	Espanha	CNMC – <i>Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia</i>	5477566
05/11/2025	Polônia	URE – <i>Urząd Regulacji Energetyki</i>	5657072
12/11/2025	Dinamarca	Forsyningstilsynet - <i>Danish Utility Regulator</i>	5657062
07/01/2026	Alemanha	BNetzA.DE - <i>Bundesnetzagentur</i>	5818715
19/01/2026	Europa	CEER - <i>Council of European Energy Regulators</i>	5819053
11/02/2026	Europa	CEER - <i>Council of European Energy Regulators</i>	5821612

328. Entre as reuniões realizadas durante as atividades de troca de experiências internacional, destaca-se, a participação da Coordenação de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural (CPC-GN) na 210ª reunião do CEER *Gas Working Group* (CGWG), realizada em 11 de fevereiro de 2026, no âmbito do *Council of European Energy Regulators* (CEER). O grupo reúne representantes de autoridades reguladoras de energia de mais de 30 países europeus, constituindo um dos principais fóruns internacionais de discussão sobre regulação de mercados de gás natural.

329. Na ocasião, a ANP apresentou o contexto do mercado brasileiro de gás natural, bem como os objetivos e o estágio atual da Ação Regulatória nº 2.7, incluindo as discussões relacionadas ao eventual Programa de Redução da Concentração da Oferta (Programa de *Gas Release*). A interação com reguladores europeus possibilitou a troca de experiências e a obtenção de subsídios técnicos relevantes, especialmente no que se refere ao desenho de instrumentos de promoção da concorrência, ao caráter transitório e complementar de PGR e à importância do monitoramento contínuo do mercado, contribuindo para as análises desenvolvidas pela Agência.

11.2. **1º Workshop do Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (Gas Release)**

330. No âmbito da fase de Estudos Preliminares, foi realizado, em 10 de março de 2026, na cidade do Rio de Janeiro, o 1º Workshop do Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural, organizado pela ANP em parceria com a Fundação Getúlio Vargas (FGV Energia).

331. O workshop teve como objetivo ampliar o diálogo técnico com especialistas, agentes de mercado, academia e formuladores de políticas públicas, proporcionando um espaço estruturado para discussão das possíveis alternativas regulatórias em avaliação no âmbito da AIR, com destaque para mecanismos de *Gas Release*.

332. O evento integrou as atividades de participação social e coleta de subsídios técnicos conduzidas pela ANP na fase de Estudos Preliminares da ação regulatória, em linha com as diretrizes estabelecidas pelo Decreto nº 10.411/2020. A programação

completa do workshop encontra-se apresentada no Anexo 1 (SEI nº 6160584) deste documento e a gravação do evento encontra-se disponível no canal da ANP no Youtube[3].

11.2.1. Principais temas discutidos

333. As discussões realizadas no workshop abrangeram aspectos estruturais, concorrenciais e regulatórios relacionados ao funcionamento do mercado brasileiro de gás natural e às possíveis alternativas para promoção da concorrência no setor.

334. Entre os principais temas abordados, destacam-se:

- diagnóstico concorrencial do mercado brasileiro de gás natural;
- experiências internacionais na implementação de PGR;
- impactos esperados sobre concorrência, liquidez e formação de preços;
- acesso e utilização de infraestruturas essenciais;
- desafios regulatórios relacionados à expansão da oferta e aos incentivos ao investimento;
- coordenação regulatória e integração do mercado nacional de gás natural.

335. As discussões evidenciaram diferentes perspectivas entre os agentes quanto às causas das limitações concorrenciais observadas no mercado brasileiro e aos instrumentos regulatórios mais adequados para seu enfrentamento. De forma geral, os debates abordaram temas relacionados à elevada concentração da oferta, ao papel da infraestrutura na formação de preços, à necessidade de ampliação da liquidez do mercado e aos potenciais impactos concorrenciais e econômicos associados à eventual implementação de mecanismos de *Gas Release*.

11.2.2. Síntese das contribuições

336. As contribuições apresentadas ao longo do workshop evidenciaram a existência de convergências relevantes entre os diferentes segmentos participantes, especialmente quanto à importância do desenvolvimento de um mercado de gás natural mais competitivo, líquido e integrado.

337. Também foi ressaltada, por diferentes agentes, a necessidade de preservação da segurança jurídica, da previsibilidade regulatória e de condições adequadas para a realização de investimentos ao longo da cadeia de valor do gás natural.

338. Por outro lado, observaram-se divergências quanto ao diagnóstico das limitações concorrenciais do mercado e ao papel de mecanismos de desconcentração da oferta, como o PGR. Enquanto parte dos participantes destacou a elevada concentração da oferta como elemento central para as limitações concorrenciais observadas no mercado, outros agentes enfatizaram fatores relacionados à expansão da oferta, aos custos de infraestrutura e à dinâmica da demanda.

339. As discussões também evidenciaram a importância de eventual desenho regulatório observar critérios de gradualidade, proporcionalidade e monitoramento contínuo, considerando os potenciais impactos sobre concorrência, liquidez, formação de preços e incentivos ao investimento.

11.2.3. Contribuições do Workshop

340. O workshop permitiu a obtenção de subsídios técnicos e institucionais relevantes para o desenvolvimento dos Estudos Preliminares da Ação Regulatória nº 2.7, complementando as informações coletadas por meio das reuniões bilaterais e demais atividades de participação social conduzidas pela ANP.

341. O elevado nível de engajamento dos agentes participantes contribuiu para qualificar o debate regulatório e ampliar a compreensão sobre os desafios associados ao desenvolvimento de um mercado de gás natural mais competitivo no Brasil. Ademais, as discussões realizadas reforçaram a relevância de abordagens regulatórias capazes de compatibilizar objetivos de promoção da concorrência com a preservação de incentivos econômicos necessários à expansão da oferta e ao desenvolvimento da infraestrutura do setor.

11.3. Questionário sobre o Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural

342. No âmbito da fase de Estudos Preliminares da Ação Regulatória nº 2.7, constante da Agenda Regulatória 2025–2026 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e com o objetivo de subsidiar a Análise de Impacto Regulatório (AIR), foi aplicado um questionário estruturado a agentes do setor de gás natural para apoiar o desenho de um PGR voltado à redução da concentração no mercado brasileiro. Ao todo, foram obtidas 37 respostas válidas, representando um conjunto diversificado de participantes, incluindo comercializadores (24%), associações de classe (19%), produtores (19%), consumidores livres (16%), distribuidoras de gás canalizado (16%) e consultorias (11%). Observou-se concentração geográfica das respostas nos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, responsáveis conjuntamente por cerca de 60% das participações, refletindo a relevância econômica desses estados no mercado nacional de gás natural.

343. Esta seção apresenta a análise dos principais resultados do questionário, destacando convergências e divergências entre os respondentes em relação aos aspectos centrais para o desenho e a implementação de um PGR efetivo. A consolidação das respostas recebidas e a análise detalhada das contribuições apresentadas pelos participantes encontram-se disponíveis no Anexo 2 (SEI nº 6160605) deste documento.

11.3.1. Percepção geral e apoio ao programa

344. O apoio ao PGR é expressivo: 81% dos respondentes consideram o programa fundamental para o aumento da concorrência no mercado de gás natural, e outros 14% o avaliam como importante. Apenas duas respostas manifestaram ressalvas, uma questionando a eficácia do programa sem expansão da malha de transporte, e outra argumentando que o programa não seria capaz de atingir seus objetivos. Esse resultado indica que há amplo consenso setorial quanto à necessidade de intervenção regulatória para promover a desconcentração do mercado.

345. Entre as metas prioritárias, a redução da participação do agente dominante em nível nacional foi a mais citada (76%), seguida pelo aumento da liquidez do mercado (62%) e pelo aumento do número de ofertantes por UF (54%). A desconcentração regional (46%) e a redução de spreads regionais de preço (38%) também foram mencionadas com frequência relevante. Esse padrão sugere que o programa deve combinar metas nacionais com mecanismos regionais de acompanhamento, garantindo que a desconcentração não se limite a agregados nacionais que não considerem assimetrias locais.

11.3.2. Desenho dos produtos e contratos

346. O gás firme foi selecionado de forma quase unânime (97%) como o produto prioritário do programa, seguido pelo gás interruptível e pelo gás diário para balanceamento (ambos com 38%). Produtos sazonais receberam 24% de citações. Quanto ao horizonte contratual, contratos de um ano foram a preferência predominante (70%), com contratos de dois anos ocupando o segundo lugar (54%). Contratos de curto prazo — um mês (22%) e um dia (8%) — também foram indicados, sugerindo a necessidade de uma oferta escalonada que combine a previsibilidade de contratos anuais com a flexibilidade de produtos de curto prazo.

347. A flexibilidade contratual foi apontada como um aspecto crítico. A redução do nível de *take-or-pay* foi demandada por 86% dos respondentes, a flexibilidade mensal por 76% e a flexibilidade diária por 73%. Essas respostas refletem a percepção generalizada de que a rigidez dos contratos vigentes constitui uma barreira significativa à entrada de novos agentes e à competição efetiva.

11.3.3. Barreiras, riscos e medidas complementares

348. Os respondentes identificaram como principal barreira à contestação da posição de mercado do agente dominante o acesso às instalações essenciais (70%), seguido pela manutenção dos contratos de venda de gás no *upstream* (49%) e pela rigidez dos contratos de aquisição junto à Petrobras (49%). O acesso à capacidade de transporte foi citado por 32%, e a insuficiência de mecanismos de balanceamento por 19%. Esse diagnóstico reforça que o PGR, isoladamente, pode ser insuficiente sem políticas complementares de acesso à infraestrutura.

349. Os principais riscos identificados para o programa foram a inadequação do tamanho ou do prazo dos lotes (73%), a indisponibilidade de capacidade de transporte (49%), a reconcentração via comercialização (46%) e a sinalização de preço inadequada para investimentos (32%). Para mitigar o risco de reconcentração, os respondentes defendem fortemente a adoção de salvaguardas: limites máximos de volume por participante (76%), obrigação de reoferta de volumes não utilizados (76%), vedação à participação de empresas coligadas à Petrobras (73%) e regras contra retenção de capacidade (65%).

350. A necessidade de medidas complementares ao PGR é reconhecida de forma ampla. O *Capacity Release* — liberação de capacidade de transporte — foi o mecanismo mais citado (78%), seguido pelo *Market Maker* para produtos de curto prazo (59%) e pelo *Customer/Contract Release* (57%). Em relação à demanda, a liberação proporcional de contratos ou clientes do agente dominante (73%), o *Contract Release* (49%) e o *Customer Release* (46%) foram amplamente demandados. Esses resultados evidenciam que o PGR deve ser concebido como parte de um pacote regulatório integrado, e não como medida isolada.

11.3.4. Estrutura e governança do Programa

351. A maioria dos respondentes (46%) defende que o programa tenha duração contínua, isto é, sem prazo fixo de encerramento, com vigência condicionada ao atingimento de metas de desconcentração. Programas de cinco anos (14%) e quatro anos (8%) foram as alternativas com maior adesão entre os que preferem prazo definido. A revisão do programa deve ser condicionada ao comportamento dos indicadores de mercado, segundo 49% dos respondentes, com menor preferência por revisões em periodicidade fixa (anual: 16%; bienal: 14%).

352. Os indicadores objetivos mais recomendados para monitoramento são o Índice *Herfindahl-Hirschman* (HHI) por região (76%), a participação de mercado do agente dominante (68%), o *Churn Ratio* (46%) e o número de comercializadores ativos (35%). A combinação desses indicadores forneceria uma visão abrangente tanto da estrutura de mercado quanto da sua dinâmica competitiva.

353. Em relação à transparência, há forte convergência: 86% dos respondentes defendem a divulgação do número de participantes e propostas, do preço médio e faixa de preços, e dos volumes adjudicados por zona. A demanda por indicadores públicos de preço (84%) e relatórios periódicos da ANP (62%) reforça a expectativa de que o programa opere sob elevado grau de transparência.

11.3.5. Formato dos leilões e precificação

354. O formato de contratação preferido é o leilão *pay-as-bid* (46%), no qual cada vencedor paga o preço que efetivamente ofertou. O leilão com preço uniforme e o modelo híbrido receberam 14% cada. Quanto ao critério de definição de vencedores, o maior preço ofertado obteve 38%, seguido pelo modelo híbrido (27%) e pelo menor preço ao consumidor final (22%).

A divisão entre essas abordagens reflete a tensão entre maximizar a receita do vendedor e proteger o consumidor final.

355. A metodologia de precificação mostrou dispersão significativa: custo do gás acrescido de *fee* (27%), cesta de indexadores (16%) e indexação ao Brent (16%) foram as opções mais citadas. Diversas respostas sugeriram o uso do custo histórico na boca do poço acrescido de custos de infraestrutura (SIE/SIP), indicando preocupação com a transparência e a previsibilidade dos preços de referência.

356. A periodicidade trimestral de leilões foi a mais indicada (35%), seguida pela anual (24%) e pela semestral (14%). O período preferido para a realização dos leilões é o 3º trimestre do ano anterior ao início do suprimento (54%), alinhando o cronograma de aquisição de molécula com a contratação de transporte. A antecedência mínima de divulgação de três meses foi apontada por 49% dos respondentes.

357. Os pontos de entrega preferidos são o Ponto Virtual de Negociação — PVN (49%) e o ponto de entrada no sistema (35%). A preferência pelo PVN sinaliza o alinhamento dos agentes com a evolução do mercado em direção a um modelo de hub virtual, consistente com a agenda de modernização do setor. A maioria (49%) defende que os volumes priorizem regiões com maior concentração, sem excluir a oferta nacional.

11.3.6. Escopo e origem do gás

358. Quanto ao escopo de volumes, 57% dos respondentes indicam que o programa deve incidir sobre a totalidade do gás comercializado pelo agente dominante, enquanto 27% restringiriam o escopo ao mercado não térmico. A diferenciação por origem divide opiniões: 43% defendem tratamento uniforme e 41% regras distintas para produção própria e gás de terceiros. A maioria relativa (51%) recomenda que o programa incida prioritariamente sobre gás adquirido de terceiros, com possibilidade complementar de produção própria.

359. O gás importado por gasodutos (contratos vigentes) deve ser incluído integralmente segundo 51% dos respondentes, posição idêntica para novos contratos. Já o GNL divide fortemente as opiniões: 43% defendem a exclusão do GNL do escopo, enquanto 14% defendem inclusão integral e 16% apenas para volumes destinados ao mercado interno. A exclusão do GNL é motivada pela preocupação com a exposição à volatilidade internacional de preços e pela natureza distinta desse mercado.

11.3.7. Contribuições do questionário para o Estudo

360. A análise dos resultados do questionário permite identificar um conjunto de diretrizes com alto grau de convergência entre os agentes do setor, que podem nortear o desenho do PGR:

- **Amplio apoio institucional:** 95% dos respondentes consideram o programa fundamental ou importante, conferindo legitimidade à iniciativa regulatória.
- **Produto de referência:** o gás firme com contratos anuais (1–2 anos) deve ser o produto principal, complementado, se possível, por produtos de curto prazo para balanceamento e liquidez.
- **Flexibilidade contratual:** a redução do *take-or-pay* e a flexibilidade mensal e diária são consideradas condições relevantes para viabilizar a entrada de novos agentes.
- **Programa contínuo com metas:** o programa deve ter duração contínua, condicionada ao atingimento de metas de HHI e participação de mercado, com revisões baseadas em indicadores.
- **Pacote regulatório integrado:** o PGR deve ser acompanhado de medidas de *Capacity Release*, a fim de garantir acesso às infraestruturas, de *Customer/Contract Release*, que buscam flexibilizar compromissos de compra firmados junto à Petrobras por clientes e, na fase inicial, da implementação de um mecanismo de *Market Maker* que contribua para o aumento da liquidez de curto prazo e para a mitigação de riscos no mercado de balanceamento.
- **Salvaguardas robustas:** limites de volume por participante, vedação a empresas do grupo Petrobras, obrigação de reoferta e regras contra retenção de capacidade são medidas imprescindíveis para evitar a reconcentração.
- **Transparência e governança:** o programa deve operar com ampla divulgação de informações — preços, volumes, número de participantes — e relatórios periódicos da ANP que permitam o acompanhamento das condições concorrenciais do mercado de forma transparente.
- **Cautela com GNL:** a inclusão do GNL no escopo não alcança consenso e deve ser tratada com prudência, possivelmente restrita a volumes de contratos de longo prazo destinados ao mercado interno.

361. Os resultados também evidenciam pontos de divergência que merecem atenção no processo regulatório: a metodologia de precificação não apresenta consenso claro, a questão da diferenciação por origem do gás divide os agentes quase igualmente, e o formato de contratação dos leilões — embora com preferência pelo *pay-as-bid* — também enfrenta visões concorrentes. Essas áreas de menor convergência devem ser objeto de análise aprofundada nas próximas etapas do processo regulatório.

362. Em síntese, o questionário revela um setor maduro em sua compreensão das limitações do *status quo* e amplamente favorável a uma intervenção regulatória estruturada para acelerar a abertura competitiva do mercado de gás natural brasileiro. Nesse sentido, o desafio para a ANP reside em traduzir esse consenso em um desenho de programa que concilie a ambição das metas de desconcentração com a viabilidade operacional e a segurança jurídica necessárias para atrair novos entrantes, estimular a concorrência efetiva no mercado brasileiro de gás natural e preservar incentivos adequados à realização de investimentos ao longo da cadeia de valor.

363. A presente Nota Técnica de Estudo Preliminar consolidou os principais elementos técnicos, concorrenciais, regulatórios e institucionais relacionados à avaliação de eventual implementação de Programa de *Gas Release* (PGR) no Brasil, no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 da Agenda Regulatória ANP 2025–2026.

364. As análises desenvolvidas ao longo deste documento evidenciam que, apesar dos avanços observados no processo de abertura do mercado de gás natural brasileiro, especialmente após a promulgação da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), persistem limitações estruturais relevantes à consolidação de um mercado atacadista não termelétrico de gás natural mais competitivo, líquido e eficiente nas regiões atendidas pela malha integrada de transporte.

365. O problema regulatório identificado decorre, sobretudo, da elevada concentração da oferta de gás natural, da baixa diversificação de agentes comercializadores e da permanência de barreiras estruturais e concorrenciais que limitam a contestabilidade do mercado e dificultam a formação eficiente de preços. Nesse contexto, a estrutura atualmente observada no mercado brasileiro ainda confere elevada capacidade de influência ao agente incumbente sobre a dinâmica de oferta e comercialização de gás natural, com potenciais impactos sobre a concorrência, a liquidez e o desenvolvimento do mercado.

366. A atualização do diagnóstico concorrencial realizada no âmbito da Ação Regulatória nº 2.7 (NT nº 84/2026, SEI nº 6125907) reforçou a permanência de elevada concentração da oferta de gás natural, associada à posição dominante da Petrobras em segmentos estratégicos da cadeia de valor, bem como a existência de barreiras estruturais, operacionais e informacionais que restringem a contestabilidade do mercado e dificultam a formação eficiente de preços.

367. O estudo também permitiu identificar potenciais riscos concorrenciais decorrentes da atual estrutura do mercado, incluindo incentivos para práticas de fechamento de mercado, elevação de custos dos rivais, discriminação contratual, gestão estratégica da oferta e assimetria de informações. Ainda que tais comportamentos não impliquem necessariamente a ocorrência de infrações concorrenciais específicas, sua possibilidade decorre das condições estruturais atualmente observadas no setor.

368. A análise das experiências internacionais demonstrou que programas de *Gas Release* foram amplamente utilizados em mercados de gás natural em processo de liberalização, especialmente na Europa, como instrumentos voltados à desconcentração da oferta, ao aumento da liquidez e ao estímulo à concorrência. As experiências examinadas também evidenciaram que a efetividade desses programas depende de seu adequado dimensionamento, da coordenação com medidas complementares de acesso à infraestrutura e da existência de mecanismos robustos de monitoramento e governança regulatória.

369. Adicionalmente, as atividades de participação social realizadas no âmbito da fase de Estudos Preliminares — incluindo reuniões com agentes de mercado, interações com autoridades reguladoras estrangeiras, realização de workshop técnico e aplicação de questionário setorial — permitiram ampliar a base informacional utilizada pela ANP, além de proporcionar maior transparência e pluralidade ao processo regulatório. De forma geral, as contribuições recebidas indicaram percepção disseminada acerca da relevância da promoção da concorrência no mercado brasileiro de gás natural, ainda que tenham sido observadas divergências quanto ao desenho, à abrangência e aos potenciais impactos de eventual PGR.

370. Os elementos analisados ao longo deste Estudo Preliminar indicam que as medidas regulatórias implementadas até o momento, embora relevantes para a abertura do mercado, ainda não foram suficientes para alterar de forma estrutural a elevada concentração da oferta e a limitada liquidez observadas no mercado atacadista não termelétrico atendido pela malha integrada.

371. Diante desse contexto, conclui-se que existem elementos técnicos e regulatórios suficientes para prosseguimento da AIR, com aprofundamento das alternativas regulatórias aplicáveis ao enfrentamento do problema identificado, incluindo a avaliação de eventual implementação de PGR no mercado de gás natural brasileiro.

372. Como próximos passos da Ação Regulatória nº 2.7, a ANP dará continuidade à elaboração da AIR, contemplando, entre outros aspectos:

- aprofundamento da análise das alternativas regulatórias consideradas;
- avaliação dos potenciais impactos concorrenciais, econômicos e regulatórios das medidas em estudo;
- análise de proporcionalidade, adequação e viabilidade operacional das alternativas;
- desenvolvimento de possíveis mecanismos de monitoramento e governança regulatória;
- avaliação de medidas complementares relacionadas ao acesso à infraestrutura, liquidez e transparência de mercado; e
- realização das etapas subsequentes de participação social previstas no processo regulatório.

373. As análises a serem desenvolvidas nas próximas etapas buscarão observar os princípios da proporcionalidade, transparência, eficiência regulatória, segurança jurídica e motivação técnica, em conformidade com a legislação aplicável e com as diretrizes estabelecidas pelo Decreto nº 10.411/2020 e pela Lei nº 13.848/2019. O objetivo final é assegurar que eventual atuação regulatória da ANP esteja fundamentada em evidências robustas, adequada às especificidades do mercado brasileiro de gás natural e alinhada à promoção de um ambiente concorrencial mais eficiente, líquido e dinâmico.

GUILHERME DE BIASI CORDEIRO

Assessor Técnico

De acordo:

LAURA RODRIGUES ALVES SOARES

Superintendente Adjunta de Defesa da Concorrência

13. ANEXOS

1. Programação do 1º Workshop do Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (SEI nº 6160584).
2. Análise do questionário sobre o Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (SEI nº 6160605).

14. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKERLOF, George A. The market for “lemons”: quality uncertainty and the market mechanism. *The Quarterly Journal of Economics*, v. 84, n. 3, p. 488–500, 1970.
- CLASTRES, Cédric. *Le gas release comme facteur d’incitation à la concurrence dans l’industrie gazière européenne*. 2005. 415 f. Tese (Doutorado em Politiques Économiques et Économie Industrielle) – Université Montpellier I, Montpellier, 2005. Disponível em: <https://theses.hal.science/tel-00470409>.
- MOTTA, Massimo. *Competition policy: theory and practice*. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.
- PIGOU, Arthur Cecil. *The economics of welfare*. London: Macmillan, 1920.
- PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. *Microeconomia*. 8. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013.
- SALOP, Steven C.; SCHEFFMAN, David T. Raising rivals’ costs. *American Economic Review*, v. 73, n. 2, p. 267–271, 1983.
- THE BRATTLE GROUP. *Gas release program for Brazil: conceptual assessment and policy recommendations*. Boston: The Brattle Group, [s.d.].
- TIROLE, Jean. *The theory of industrial organization*. Cambridge: MIT Press, 1988.
- VARIAN, Hal R. *Microeconomia: uma abordagem moderna*. 8. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.
- WOOD MACKENZIE. *Brazil gas market report*. [S.l.]: Wood Mackenzie, 2026.

15. REFERÊNCIAS INTITUCIONAIS E NORMATIVAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Agenda Regulatória ANP 2025–2026*. Rio de Janeiro: ANP, 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023*. Rio de Janeiro: ANP, 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Nota Técnica Conjunta ANP nº 5/2023*. Rio de Janeiro: ANP, 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022*. Rio de Janeiro: ANP, 2022.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). *Relatório de Análise de Impacto Regulatório – Acesso às Infraestruturas Essenciais*. Rio de Janeiro: ANP, [s.d.].
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Ofício nº 252/2021-DIR/ANEEL*. Brasília: ANEEL, 2021.

BRASIL. *Constituição da República Federativa do Brasil de 1988*. Brasília, DF: Presidência da República, 1988.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022. Estabelece diretrizes para promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 8 abr. 2022.

BRASIL. Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Regulamenta a análise de impacto regulatório. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 1 jul. 2020.

BRASIL. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Edição Extra do Diário Oficial da União de 4 de junho de 2021.

BRASIL. Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.. Diário Oficial da União de 27 ago. 2024.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

BRASIL. Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019. Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 26 jun. 2019.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 9 abr. 2021.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ). Ajuste SINIEF nº 3, de 3 de abril de 2018. Dispõe sobre procedimentos relativos às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto. *Diário Oficial da União*: Brasília, DF, 5 abr. 2018.

CADE – CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA. *Nota Técnica nº 2/2026/CGAA4/SGA1/SG/CADE*. Brasília: CADE, 2026.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER). *Gas Release Programmes and Competition in European Gas Markets*. Bruxelas: CEER, [s.d.].

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Abertura do mercado de gás natural no Brasil: experiências internacionais e lições para o caso brasileiro*. Rio de Janeiro: EPE

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Relatório do Comitê 2 – Acesso ao Mercado de Gás Natural*. Grupo de Trabalho Gás para Empregar. Brasília: MME, 2024.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). *Gas Release Programmes: lessons from international experience*. Paris: OECD, [s.d.].

[1] Conforme reportagem disponível em <https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/mercado-livre-de-gas-entra-em-novo-ciclo-com-migracoes-de-industrias-de-menor-porte-diz-wood-mackenzie/>

[2] A desverticalização no segmento de transporte ocorreu de forma parcial, uma vez que a Petrobras manteve seu controle societário sobre a TBG, embora com salvaguardas de independência impostas pelo CADE.

[3] <https://www.youtube.com/watch?v=Kry65wW7DTM>



Documento assinado eletronicamente por **BARBARA FERREIRA DA ROSA SAGIORO**, Coordenadora-Geral da Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural, em 24/07/2026, às 15:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME DE BIASI CORDEIRO**, Especialista em Regulação de Petróleo e Derivados, Álcool Combustível e Gás Natural, em 24/07/2026, às 16:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **LAURA RODRIGUES ALVES SOARES**, Superintendente Adjunta de Defesa da Concorrência, em 24/07/2026, às 18:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6126027** e o código CRC **16E79F1F**.