

GÁS NATURAL

UMA AVALIAÇÃO DA ABERTURA
DO MERCADO BRASILEIRO SOB
COMPETÊNCIA DA UNIÃO



GÁS NATURAL

UMA AVALIAÇÃO DA ABERTURA
DO MERCADO BRASILEIRO SOB
COMPETÊNCIA DA UNIÃO

Acesse a publicação
pelo QR Code abaixo.



CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Antonio Ricardo Alvarez Alban

Presidente

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Roberto de Oliveira Muniz

Diretor

Diretoria de Tecnologia e Inovação

Jefferson de Oliveira Gomes

Diretor

Diretoria de Comunicação

André Nascimento Curvello

Diretora

Diretoria Jurídica

Alexandre Vitorino Silva

Diretor

Diretoria Corporativa

Cid Carvalho Vianna

Diretor

GÁS NATURAL

UMA AVALIAÇÃO DA ABERTURA
DO MERCADO BRASILEIRO SOB
COMPETÊNCIA DA UNIÃO



© 2025. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Superintendência de Infraestrutura

FICHA CATALOGRÁFICA

C748a

Confederação Nacional da Indústria.

Gás Natural: uma avaliação da abertura do mercado brasileiro sob competência da União /
Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2025.

61 p. : il.

1.Gás Natural 2. Lei do Gás I. Título.

CDU: 622.324.5

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Sede

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília – DF

<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.com.br

SÚMARIO

APRESENTAÇÃO	9
RESUMO EXECUTIVO	11
1 INTRODUÇÃO	15
2 O TERMO DE COMPROMISSO DE CESSAÇÃO (TCC) ENTRE A PETROBRAS E O CADE	19
2.1 Motivação para o TCC	19
2.2 Termos de Compromisso	20
2.3 Cumprimento dos Termos de Compromisso	21
2.3.1 Alienação das participações societárias nas Transportadoras	21
2.3.2 Alienação das participações societárias no setor de Distribuição	23
2.3.3 Disponibilização de capacidade de transporte na TAG e NTS	24
2.3.4 Acesso de terceiros aos sistemas de escoamento e processamento de gás natural	26
2.3.5 Não contratação de novos volumes de gás natural de terceiros	27
2.3.6 Arrendamento do terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos	32
3 A NOVA LEI DO GÁS	33
3.1 Antecedentes à Nova Lei do Gás	33
3.2 Principais medidas para a abertura do mercado de gás natural	34
3.2.1 Transportador independente	35
3.2.2 Acesso de terceiro às infraestruturas essenciais	36
3.2.3 Mecanismos de <i>Gas Release</i> e <i>Capacity Release</i>	39
3.2.4 Mercado Organizado de Gás	43
4 O ATRASO DA AGENDA REGULATÓRIA DA ANP	49
5 O NOVO DECRETO DA LEI Nº 14.134/2021	55
6 RECOMENDAÇÕES PARA EFETIVA ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NATURAL	61
CONCLUSÃO	65
REFERÊNCIAS	68



APRESENTAÇÃO

A Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) é resultado de uma reforma setorial consolidada com a participação dos Poderes Executivo e Legislativo, de autoridades reguladoras, associações representativas do setor, especialistas nacionais e internacionais e demais segmentos da sociedade. O marco legal foi recebido com grande expectativa pelo setor, pois cria as condições necessárias para a tão esperada diversidade da oferta e para a liquidez no mercado de gás natural. A norma também pode estimular os investimentos, o emprego e o crescimento econômico do país.

Apesar do marco legal, a tarifa cobrada pelo gás natural no Brasil continua sendo uma das mais altas do mundo, o que representa um obstáculo à competitividade nacional. Assim, passados quatro anos da promulgação da Lei, convém avaliar os resultados iniciais e as ações indispensáveis para que os ganhos potenciais da abertura do mercado desse importante insumo industrial se concretizem.

Este documento apresenta uma avaliação sobre o mercado de gás natural no Brasil. O objetivo é destacar as adequações e os avanços essenciais para o desenvolvimento do mercado aberto de gás natural, com a proposição de medidas que devem ser priorizadas para a implementação mais célere da Lei nº 14.134/2021.

A consolidação de um mercado aberto, dinâmico e competitivo passa pela regulamentação das resoluções previstas na Agenda Regulatória da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Na avaliação da Confederação Nacional da Indústria (CNI), um ambiente de negócios com maior previsibilidade é fundamental para a competitividade do gás natural.

Boa leitura.

Antonio Ricardo Alvarez Alban

Presidente da CNI



RESUMO EXECUTIVO

O mercado de gás natural brasileiro tem passado por um processo gradual de abertura desde as Emendas Constitucionais nºs 5 e 9 de 1995. Essas mudanças permitiram a atuação de empresas privadas para a realização das atividades de exploração, produção, importação, exportação, transporte e distribuição. No entanto, a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que estabeleceu as normas para setor de óleo e gás e regulamentou a quebra do monopólio da Petrobras, não contemplou as especificidades da indústria de gás natural, tratando-o como um derivado do petróleo ao invés de fonte primária de energia.

Em 2009, foi decretada a Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás), que tratou especialmente da atividade de transporte, embora também tenha abordado as atividades de processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Entre as principais medidas implementadas pela Lei do Gás estavam o acesso de terceiro aos gasodutos de transporte e a separação das atividades de comercialização, potencialmente concorrencial, das atividades de transporte e distribuição, caracterizadas por monopólios naturais. Como essa Lei não foi suficiente para aumentar a concorrência no mercado de gás natural, ocorreu uma revisão do quadro regulatório desse mercado ao longo da década de 2010.

Em 2018, uma nova tentativa de melhorar o ambiente de concorrência foi feita com o Decreto nº 9.616/2018. Também foram instituídos os Programas Gás para Crescer e Novo Mercado de Gás, os quais apontaram a necessidade de melhorias no quadro regulatório para o avanço na abertura do mercado de gás. Nesse contexto, em 2019, foi assinado o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras para encerrar duas investigações por abuso de poder dominante. Esse acordo visava a abertura dos setores de transporte, distribuição e importação de gás natural para novas empresas, incluindo a proibição de aquisição de gás de terceiros pela Petrobras e garantindo o acesso a infraestruturas essenciais.

Em 2021, foi promulgada a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), que formalizou as recomendações para aumentar a transparência e competitividade no setor. Embora a nova legislação represente um progresso significativo em relação à anterior, seus impactos no mercado de gás brasileiro permanecem limitados.

O TCC e a Nova Lei do Gás iniciaram uma nova fase no mercado de gás natural do Brasil. A expectativa era de que, caso ambos fossem totalmente implementados, se alcançaria a tão almejada abertura desse mercado. Dessa forma, visando identificar os avanços e as adequações necessárias para a implementação da abertura de fato do mercado de gás natural no Brasil, a CNI contratou consultoria especializada para avaliar o andamento da implementação tanto da Nova Lei do Gás como do TCC entre o Cade e a Petrobras.

As principais recomendações do estudo são:

1. Implementar integralmente a Nova Lei do Gás;
2. Regular o Mercado Organizado de Gás;
3. Garantir transparência no acesso às infraestruturas essenciais;
4. Regular os aspectos do transportador independente;
5. Prevenir práticas anticompetitivas e estimular a competitividade no mercado de gás natural;
6. Ter um compromisso Federal com a abertura de mercado.

Em suma, essas medidas são cruciais para dinamizar o desenvolvimento da indústria de gás no Brasil que começa por fazer cumprir aquilo que já está definido na Nova Lei do Gás.

Boa leitura.

Roberto Muniz

Diretor de Relações Institucionais da CNI



1 INTRODUÇÃO

Ao longo de quase três décadas, o mercado de gás natural brasileiro tem passado por um processo de abertura. Esse processo teve início¹ com as Emendas Constitucionais nºs 5 e 9 de 1995², que permitiram a contratação de empresas privadas para a realização das atividades de exploração, produção, importação, exportação, transporte e distribuição. Em seguida, a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), que estabeleceu as normas para setor de óleo e gás, regulamentou, também, a quebra do monopólio da Petróleo Brasileiro (Petrobras).³ No entanto, a Lei do Petróleo tratou o gás natural como um derivado do petróleo e não como uma fonte primária de energia, desta forma, não considerou as especificidades da indústria do gás natural (ANP, 2009). Ou seja, essa Lei deixou de lado as particularidades das etapas de escoamento, processamento, transporte, importação, exportação, estocagem, armazenamento e comercialização do gás natural. Assim, surgiu a necessidade de elaborar uma nova legislação capaz de atender as especificidades da indústria do gás natural.

Em 2009, foi decretada a Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás), que tratou especialmente da atividade de transporte, embora também tenha abordado as atividades de processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Essa Lei foi regulamentada pela Decreto nº 7.382/2010. Entre as principais medidas implementadas pela Lei do Gás estavam o acesso de terceiro aos gasodutos de transporte e a separação das atividades de comercialização, potencialmente concorrencial, das atividades de transporte e distribuição, caracterizadas por monopólios naturais (Brasil, 2009, 2010).

Como a Lei nº 11.909/2009 não foi suficiente para aumentar a concorrência no mercado de gás natural, ocorreu uma revisão do quadro regulatório desse mercado ao longo da década de 2010. Em 2018, buscou-se mudar a interpretação de aspectos da Lei do Gás por meio da implementação de um novo decreto (Decreto nº 9.616/2018). Nesse cenário, surgiram o Programa Gás para Crescer e o Programa Novo Mercado de Gás, com suporte de diversas Notas Técnicas publicadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e estudos da Agência Internacional de Energia (IEA – da sigla em inglês de *International Energy Agency*).

A conclusão da revisão foi de que a Petrobras continuava com o poder de monopólio, sendo necessárias melhorias no quadro regulatório para o avanço da abertura do mercado de gás natural. Nesse contexto, para encerrar as duas investigações em curso por abuso de poder dominante, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras assinaram o Termo de Compromisso de Cessação (TCC),

1 O monopólio da Petrobras no setor de petróleo e gás natural do Brasil surge em 1953 com a criação da empresa instituída pela Lei nº 2.004/1953 (Brasil, 1953). A Constituição Federal de 1988 manteve esse monopólio por meio do seu Art. 177 (incisos I a IV), que determina que a exploração, produção, refino, importação, exportação e transporte de petróleo e gás natural no Brasil constituem monopólio da União (Brasil, 1988). Esse monopólio deveria ser exercido exclusivamente pela Petrobras

2 A Emenda Constitucional nº 9/1995 alterou o § 1º do Art. 177 da Constituição Federal de 1988 (CF/88), determinando que a União poderia contratar empresas estatais ou privadas para realizarem as atividades de exploração, produção, refino, importação, exportação e transporte de petróleo e gás natural (Brasil, 1995b). A Emenda Constitucional nº 5/1995, ao alterar o § 2º do Art. 25 da CF/88, também permitiu que os estados concedem às empresas privadas a exploração dos serviços locais de gás canalizado (Brasil, 1995a).

3 Além de estabelecer a quebra do monopólio da Petrobras, a Lei do Petróleo tratou da etapa de exploração e produção, definindo o regime de concessão para exploração dos recursos petrolíferos (Brasil, 1997). Essa Lei também instituiu a ANP, tendo objetivo de regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor de óleo e gás, e estabeleceu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que tem o objetivo de propor diretrizes para a Política Energética Nacional.

em julho de 2019 (CADE, 2019b). O TCC teve como foco solucionar os problemas identificados para a falta de concorrência no mercado de gás natural. O instrumento estabelecia medidas para a abertura dos setores de transporte, distribuição e importação de gás natural para a entrada de novos agentes, além de garantir o acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento e proibir que a Petrobras adquirisse gás de terceiros.

Ao mesmo tempo em que se buscava reduzir o monopólio da Petrobras, a empresa adotou medidas unilaterais que, quando combinadas com os compromissos assumidos no TCC, contribuíram para a abertura do mercado. Essas medidas não tiveram como objetivo a abertura do mercado de gás em si, mas foram uma resposta à crise financeira que afetou a empresa. Em 2015, a Petrobras iniciou um processo de desinvestimento, a fim de reestruturar o seu portfólio e focar sua atuação na exploração de campos do pré-sal. Dentre os desinvestimentos da Petrobras no setor de gás natural, vale destacar a venda da sua participação de 49% na Gaspetro, em 2015, a venda de 90% da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e de 90% da Transportadora Associada de Gás (TAG), em 2017 e 2019, respectivamente (NTS, 2023; Petrobras, 2015; TAG, 2022).

Além disso, a Petrobras vendeu campos maduros produtores de gás natural, que, em sua grande maioria, estavam localizados em terra na região Nordeste. Entre esses campos, em dezembro de 2020, a PetroRecôncavo comprou o Polo Riacho da Forquilha localizado no estado do Rio Grande do Norte e, em dezembro de 2021, adquiriu os Polos Miranga e Remanso localizados no estado da Bahia (Petrobras, 2019a, 2021c, 2021d; PetroRecôncavo, 2022). Em fevereiro de 2022, a Origem Energia adquiriu o Polo Alagoas, que incluía a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Pilar (Origem Energia, 2023; Petrobras, 2022a). A 3R Petroleum, adquiriu o Polo Recôncavo, localizado no estado da Bahia, em maio de 2022, e o Polo Peroá, localizado no estado do Espírito Santo, em agosto de 2022. Em junho de 2023, a 3R Petroleum adquiriu o Polo Potiguar, que incluía a UPGN de Guamaré, localizada no estado do Rio Grande do Norte (3R Petroleum, 2023; Petrobras, 2022b, 2022c, 2023b).

As recomendações apontadas pela revisão do quadro regulatório, que ocorreu ao longo da década de 2010, foram formalizadas pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás). A Nova Lei do Gás estabeleceu o conceito do transportador independente, o acesso de terceiro às infraestruturas essenciais e o Mercado Organizado de Gás, além de exigir transparência nas atividades de *midstream*. Adicionalmente, a Lei concedeu mecanismos para a ANP prevenir práticas anticompetitivas e estimular a competitividade no mercado de gás natural (mecanismos de *Gas Release* e *Capacity Release*).

O TCC e a Nova Lei do Gás iniciaram uma nova fase no mercado de gás natural do Brasil. A expectativa era que, caso ambos fossem totalmente implementados, se alcançaria a tão almejada abertura desse mercado. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é analisar o andamento da implementação tanto da Nova Lei do Gás como do TCC entre o Cade e a Petrobras. Para isto, este trabalho está dividido em 6 seções, além desta introdução. A seção 2 analisa o cumprimento dos termos de compromissos assumidos pela Petrobras no TCC, apresentando também as motivações para sua assinatura. A seção 3 examina os antecedentes e a implementação da Nova Lei do Gás, destacando a necessidade de regulamentação infralegal por parte da ANP para a consolidação desta lei. A seção 4 expõe o atraso da

agenda regulatória da ANP para o biênio 2022-2023. A seção 5 destaca os principais pontos do Decreto nº 12.153/2024, que altera o Decreto da Nova Lei do Gás. A seção 6 apresenta algumas recomendações para efetiva abertura do mercado de gás natural, seguida da seção conclusiva.



2 O TERMO DE COMPROMISSO DE CESSAÇÃO (TCC) ENTRE A PETROBRAS E O CADE

2.1 Motivação para o TCC

O Termo de Compromisso de Cessação (TCC) consiste em um acordo firmado entre o Cade e qualquer pessoa física ou jurídica que esteja sendo investigada por um ilícito antitruste, estabelecido no Art. 85 da Lei nº 12.529/2011, a Lei de Defesa da Concorrência (Brasil, 2011). A partir desse acordo, a autoridade competente concorda em suspender as investigações em relação ao Compromissário do TCC, desde que os termos sejam cumpridos (Nóvoa, 2023).

O TCC celebrado entre o Cade e a Petrobras encerrou duas investigações sobre abuso de posição dominante da Petrobras no mercado de gás natural (CADE, 2019b; da Motta, 2020). A primeira investigação (Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30) diz respeito à suposta discriminação de preços no fornecimento de gás natural, pela Petrobras, à Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), em particular por meio de descontos que beneficiariam a Gás Brasileiro Distribuidora (GBD)⁴, concessionária de propriedade da Petrobras à época, em detrimento da Comgás (CADE, 2014). Na percepção da Comgás, houve distorção da concorrência porque as duas Companhias Distribuidoras Locais (CDLs), embora tivessem adquirido o mesmo produto (gás natural) do mesmo fornecedor (Petrobras) e atuassem no mesmo estado (São Paulo), os preços a qual se deparavam eram distintos (da Motta, 2020).

A segunda investigação (Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82) teve origem na representação da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), que denunciou condutas anticompetitivas da Petrobras nos mercados de comercialização e distribuição de gás natural, decorrentes de supostas cláusulas contratuais abusivas (*Take-or-Pay*⁵ e *Ship-or-Pay*⁶) impostas às CDLs que não fizessem parte do grupo econômico da Petrobras (CADE, 2015a). A Abegás também contestou o encerramento dos descontos que vinham sendo conferidos de forma regular e ininterrupta aos seus associados que firmaram contratos com a Petrobras seguindo a Nova Política de Preços (CADE, 2015a).

Dois outros processos em tramitação no Cade à época, foram anexados à essa segunda investigação, a saber: o Inquérito Administrativo nº 08700.009007/2015-04 e a Petição nº 08700.003335/2018-31. O primeiro processo foi instaurado por representação da Âmbar Energia, operadora da usina termelétrica de Cuiabá, que alegou que a Petrobras estava usando sua posição dominante de forma a impedi-la de ter acesso ao gás natural (CADE, 2015b). Segundo a Âmbar Energia, a Petrobras estaria

⁴ Atualmente, a Gás Brasileiro Distribuidora é denominada de Necta Gás Natural.

⁵ A cláusula *take-or-pay* corresponde a uma disposição contratual na qual o comprador assume a obrigação de pagar por um produto ou serviço em face de sua mera disponibilização pelo fornecedor, ainda que o consumo não ocorra, seja de modo integral ou parcial.

⁶ A cláusula contratual *ship or pay* corresponde a uma disposição contratual comumente utilizada em contratos de transporte, a qual o vendedor (ou transportador) ao pagamento de penalidade em caso de falha na entrega da quantidade acordada de um produto ou serviço.

se recusando a fornecer o gás natural para ser utilizado como insumo na geração termoelétrica, reduzindo, assim, a competição nesse setor. O segundo processo, cuja instauração foi sugerida pelo Presidente do Cade à época, visava a investigação do comportamento da Petrobras no fornecimento de gás natural para clientes do setor de energia (CADE, 2018; da Motta, 2020).

Ambas as investigações sobre abuso de posição dominante da Petrobras no mercado de gás natural foram arquivadas, devido a Petrobras ter protocolado requerimento de TCC no dia 17 de junho de 2019 (CADE, 2019a; da Motta, 2020). No caso da denúncia da Comgás, após a instrução processual, a Superintendência-Geral (SG) do Cade emitiu parecer condenatório em agosto de 2016 (CADE, 2016). No entanto, na 1ª Sessão Extraordinária de Julgamento do Cade, em 19 de junho de 2019, o Conselheiro-Relator do caso proferiu voto com entendimento contrário (CADE, 2019c). Como o requerimento de TCC havia sido protocolado alguns dias antes do Conselheiro-Relator proferir seu voto, o mérito do caso não chegou a ser apreciado pelos demais membros do Tribunal do Cade. Em relação ao Inquérito Administrativo relativo à denúncia da Abegás, sua instrução processual não foi concluída devido ao requerimento de TCC ter sido protocolado pela Petrobras. Cabe destacar que o caso da Âmbar Energia foi arquivado em 2018 pois a SG do Cade não apurou indícios de recusa imotivada de fornecimento pela Petrobras, mas sim violação às obrigações de anticorrupção previstas nos instrumentos contratuais assinados pela Âmbar Energia (da Motta, 2020).

2.2 Termos de Compromisso

O Cade e a Petrobras assinaram o Termo de Compromisso em 08 de julho de 2019, com objetivo de preservar e proteger as condições concorrenciais no mercado brasileiro de gás natural, onde a empresa se comprometeu a (CADE, 2019b):

- Alienar suas participações societárias nas Transportadoras (51% na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – TBG – e 10% na NTS e TAG) e nas CDLs, seja por meio da alienação da participação de 51% da Gaspetro ou por meio da alienação da Gaspetro nas CDLs (Cláusula 2.1);⁷
- Disponibilizar capacidade transporte na NTS e TAG para novos carregadores (Cláusula 2.2);
- Negociar, de forma não discriminatória, o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento e processamento de gás natural (Cláusulas 2.3 e 2.4);
- Não contratar novos volumes de gás natural de terceiros ou parceiros (Cláusula 2.5); e
- Publicar edital de locação do terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) da Baía de Todos os Santos (BA), com prazo de duração de arrendamento até 31 de dezembro de 2023 (Cláusula 2.6).

O TCC estipulou ainda, na cláusula sexta, que a Petrobras deveria contratar um *Trustee* de Monitoramento (CADE, 2019b). A Petrobras ficou incumbida de apresentar ao Cade e ao *Trustee* de Monitoramento

⁷ Além de alienar suas participações na NTS, TAG, TBG e Gaspetro, a Petrobras deveria indicar conselheiros para essas empresas que se enquadrassem no conceito de “conselheiros independentes” enquanto não fossem realizadas as respectivas alienações, visando assegurar a desverticalização funcional das mesmas (Cláusula 2.1.2).

relatórios semestrais sobre o andamento das ações adotadas no âmbito dos compromissos assumidos. Em janeiro de 2020, a Petrobras contratou a *PricewaterhouseCoopers* Auditores Independentes – PWC (PWC, 2020a). A PWC realizou ao todo quatro relatórios ao longo do ano de 2020, com objetivo de acompanhar o cumprimento das obrigações firmados pela Petrobras no TCC.

2.3 Cumprimento dos Termos de Compromisso

2.3.1 Alienação das participações societárias nas Transportadoras

A alienação das participações societárias da Petrobras nas transportadoras de gás natural tiveram início em 2017, com desinvestimentos na Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e na Transportadora Associada de Gás (TAG). Nesse ano, a Petrobras vendeu 90% de sua participação na NTS para a Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos, entidade afiliada à Brookfield Asset Management (NTS, 2023). A FIP vendeu 7,65% das suas ações na NTS para a Itaúsa na mesma data em que adquiriu os 90% de participação da Petrobras (NTS, 2023). A venda da TAG concretizou-se dois anos depois, isto é, em junho de 2019, quando houve pagamento dos valores envolvidos na transação e aquisição de 90% do capital social da empresa pela Aliança Transportadora de Gás Participações S.A., formada pela Engie e *Caísse de dépôt et placement du Québec* (CDPQ) (TAG, 2022).

Em relação aos desinvestimentos estipulados no TCC, a Petrobras divulgou os *Teasers* da alienação das suas participações remanescentes de 10% na TAG e NTS em dezembro 2019 e março de 2020, respectivamente (Petrobras, 2019b, 2020d). Em julho de 2020, a Petrobras vendeu a sua participação acionária remanescente na TAG para grupo formado pela Engie e pelo CDPQ (TAG, 2022), que já detinham os 90% restantes. Dessa maneira, a participação da Engie ficou em 65%, enquanto a participação do CDPQ ficou em 35%. Já em 2024, o CDPQ finalizou a aquisição de 15% da participação acionária da Engie na TAG, ficando assim cada um com participação acionária de 50% na empresa (TAG, 2024c).

No caso da NTS, a alienação dos 10% remanescente das ações detidas pela Petrobras foi concluída em abril de 2021, com a venda para Nova Infraestrutura Gasodutos Participações (NISA), sociedade que tinha como acionistas os controladores da NTS, isto é, o FIP e a Itaúsa (NTS, 2023). Assim, atualmente, a composição da acionária da empresa é detida pela FIP e Itaúsa, na proporção de 91,5% e 8,5% respectivamente (NTS, 2023). Portanto, a Petrobras concluiu tanto o processo de desinvestimento na TAG e como na NTS, não possuindo mais participação acionária em ambas as transportadoras (ver Tabela 1).

Tabela 1 – Composição acionária das empresas de transporte de gás natural incluídas no TCC

Transportadora	Antes do TCC (2019)	Após o TCC (2024)
NTS	Petrobras (10%) , FIP (82,35%), Itaúsa (7,65%)	FIP (91,5%) e Itaúsa (8,5%)
TAG	Petrobras (10%) , Engie (58%) e CDPQ (32%)	Engie (50%) e CDPQ (50%)
TBG	Petrobras (51%) , BBPP Holdings (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (12%) e TBG Holdings (8%)	Petrobras (51%) , BBPP Holdings (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (19,88%) e Corumbá Holding (0,12%)

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de NTS (2023), Petrobras (2019b, 2020d, 2020e), TAG (2022, 2024c) e TBG (2023).

Em relação à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), o seu processo de desinvestimento não foi concluído (ver Tabela 1). Em dezembro de 2020, a Petrobras divulgou o *Teaser* referente à alienação da sua participação de 51% na TBG (Petrobras, 2020e). Em 05 de fevereiro de 2021, a Petrobras comunicou ao mercado que o processo de desinvestimento da TBG havia entrado em fase não-vinculante (Petrobras, 2021e). No final do mês de abril do mesmo ano, a empresa informou que esse processo havia entrado em fase vinculante e que receberia propostas até julho de 2021, indicando que a conclusão da alienação ocorreria até o fim daquele ano (Petrobras, 2021f). Nesse caso, apenas uma empresa apresentou oferta vinculante, a EIG Global Energy (CADE, 2024a). No entanto, o valor oferecido pela EIG Global Energy para a aquisição da TBG era inferior ao valor mínimo da avaliação econômico-financeira da Petrobras para o ativo, dificultando, assim, o prosseguimento do processo de desinvestimento (CADE, 2024a). Ao longo do ano de 2022, as empresas entraram em negociação, visando atingir um consenso sobre o valor da TBG, mas não chegaram a um acordo (CADE, 2024a).

No início de 2023, a Petrobras declarou que iria rever o processo de desinvestimento da TBG em curso frente ao seu novo Plano Estratégico (CADE, 2023c; Petrobras, 2023a). Apesar disso, em abril de 2023, o Cade determinou que a Petrobras deveria apresentar o novo cronograma para o desinvestimento da TBG até 28 de junho de 2023 (CADE, 2023c, 2023d). A Petrobras não divulgou tal cronograma e, em novembro do mesmo ano, enviou uma notificação ao Cade solicitando a renegociação do TCC, com objetivo de não realizar a alienação de sua participação de 51% na TBG (CADE, 2023b). Em maio de 2024, o Órgão proferiu parecer favorável à Petrobras, desobrigando a companhia de realizar o desinvestimento da TBG contemplado no acordo original do TCC (CADE, 2024c). No entanto, essa decisão do Cade é conflitante com o inciso I do Art. 9º da Resolução CNPE nº 3/2022, que estabelece como interesse da Política Energética Nacional a alienação total das participações (direta ou indireta) da Petrobras (agente de posição dominante) nas empresas de transporte e distribuição de gás natural (CNPE, 2022).

2.3.2 Alienação das participações societárias no setor de Distribuição

A Gaspetro, subsidiária da Petrobras, detinha participação em 19 das 27 CDLs existentes no Brasil (ver Tabela 2). Em 2015, a Petrobras já havia alienado 49% da sua participação na Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil (Petrobras, 2015). O TCC estipulou que a Petrobras deveria alienar sua participação remanescente de 51% na Gaspetro. Essa alienação poderia ocorrer por meio da venda da própria subsidiária ou por meio da venda das participações da Gaspetro nas CDLs. A primeira opção foi escolhida pela Petrobras e, em 27 de fevereiro de 2020, a empresa divulgou o *Teaser* referente à alienação da sua participação de 51% na Gaspetro (Petrobras, 2020c). Em julho de 2021, a Petrobras emitiu o comunicado ao mercado anunciando a assinatura do contrato para a venda da totalidade de sua participação na Gaspetro à Compass (Petrobras, 2021b). Esse processo de venda foi analisado pelo Cade, que em junho de 2022 na 199ª Sessão Ordinária de Julgamento votou pela aprovação da venda dos 51% da Gaspetro à Compass (CADE, 2022). Dessa forma, a Compass adquiriu 51% da subsidiária e alterou o nome da empresa para Commit Gás.

Tabela 2 – Participação da Gaspetro e da Commit Gás no capital total das companhias de distribuição local de gás natural

Distribuidora	GASPETRO em 2020	COMMIT em 2024
Algás ¹	41,5%	29,4%
Bahiagás ¹	41,5%	0%
Cebgás ¹	32%	0%
Ceg Rio	37,4%	37,4%
Cegás ¹	41,5%	29,4%
Compagás	24,5%	24,5%
Copergás ¹	41,5%	41,5%
Gasap ¹	37,3%	0%
GasBrasiliiano ³	100%	100%
Gasmar ²	23,5%	0%
Gaspisa ¹	37,3%	0%
Goiasgás ¹	30,5%	0%
Msgás	49%	49%
Pbgás ¹	41,5%	0%
Potigás ¹	83%	83%
Rongás ¹	41,5%	0%
Scgás	41%	41%
Sergás ¹	41,5%	41,5%
Sulgás	49%	49%

Nota: ¹CDLs que a Compass se comprometeu em alienar a participação da Commit Gás. ²A Termogás S.A adquiriu a participação da Gaspetro na Gasmar em uma transação diretamente com a Gaspetro. ³Em setembro de 2023, a GasBrasiliiano passa a se chamar Necta.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de Petrobras (2020c) e Compass (2023).

No entanto, na aprovação da aquisição da Gaspetro, o Cade condicionou que a Compass deveria alienar 12 CDLs em até três anos (CADE, 2022), a saber: Algás, Bahiagás, Cebgás, Cegás, Copergás, Gasap, Gaspisa, Goiásgás, Pbgás, Potigás, Rongás e Sergás (ver Tabela 2). Nesse sentido, a Compass assinou dois contratos de potencial venda de participações nas CDLs adquiridas da Gaspetro. O primeiro acordo foi assinado com a Termogás S.A. e incluiu cinco distribuidores na região Norte: Cebgás, Gasap, Gaspisa, Goiásgás e Rongás (Compass, 2022a). Cabe destacar que uma parcela da participação da Gaspetro na Cebgás foi adquirida pelo governo do Distrito Federal (CEB, 2022; EPBR, 2022). Além disso, a Termogás S.A também adquiriu a participação da Gaspetro na Gasmar em uma transação diretamente com a Gaspetro (CADE, 2021a).

O segundo acordo incluiu a venda da participação da Commit Gás em sete CDLs localizadas na região Nordeste para a Infra Gás e Energia, a saber: Algás, Bahiagás, Cegás, Copergás, Pbgás, Potigás e Sergás (Compass, 2022b). Contudo, os estados da Bahia e da Paraíba exerceram seus direitos preferenciais de compra, adquirindo a totalidade das ações da Gaspetro na Bahiagás e Pbgás, respectivamente. Ressalte-se também que os estados de Alagoas e do Ceará exerceram seus direitos preferenciais de compra, adquirindo parte das ações da Gaspetro na Algás e Cegás, respectivamente. Portanto, a Compass ainda deve alienar a sua participação da Commit Gás em cinco distribuidoras. Para isso, a Compass criou a Norgás, transferindo as participações da Commit Gás na Algás, Cegás, Copergás, Potigás e Sergás para esta empresa (Compass, 2023).

Em novembro de 2024, a Compass anunciou a conclusão da venda da participação de 51% detida pela Compass na Norgás para a Infra Gás e Energia. A Norgás possui participação societária na Companhia de Gás do Ceará - Cegás (29,4%), Companhia Potiguar de Gás - Potigás (83%), Gás de Alagoas S.A. - Algás (29,4%), Sergipe Gás S.A. - Sergás (41,5%) e Companhia Pernambucana de Gás - Copergás (41,5%).

2.3.3 Disponibilização de capacidade de transporte na TAG e NTS

Na época da assinatura do TCC, não havia perspectiva de liberação de capacidade de transporte na NTS e TAG que pudesse ser ofertada ao mercado no curto prazo, uma vez que seus primeiros Contratos de Transporte de Gás Natural (GTA – da sigla em inglês de *Gas Transportation Agreement*) legados só venceriam em 2025 e representavam uma contratação integral das infraestruturas de transporte destas empresas (ver Tabela 3). Assim, a cláusula 2.2 do TCC estipulou que a Petrobras deveria indicar, nos sistemas de transporte da NTS e da TAG, os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada CDL e consumos próprios (CADE, 2019b). A partir daí, a Petrobras deveria negociar com os Transportadores (NTS e TAG) para promover as adequações necessárias aos contratos de serviço de transporte, visando a limitar a flexibilidade de acordo com suas indicações de necessidade de transporte (Cláusula 2.2.1). Além disso, a Petrobras deveria declinar da sua exclusividade ainda remanescente em função de ser carregadora inicial referente aos contratos de serviço de transporte vigente à época (Cláusula 2.2.2). Assim, os Transportadores poderiam ofertar a capacidade de transporte remanescente ao mercado.

Tabela 3 – Contratos de Transporte Legados da Petrobras

Transportador	Contrato	Date de Início	Data de Término	Capacidade Contratada (Mm ³ /d)
TAG	Malha Nordeste	01/01/2006	31/12/2025	21.584
	Gasene-Trecho Sul	10/11/2008	09/11/2033	20.000
	Gasene-Trecho Norte	10/11/2008	09/11/2033	10.300
	Pilar Ipojuca	01/12/2011	30/11/2031	15.000
	Urucu Manaus	01/12/2010	30/11/2030	6.695
NTS	Malhas SE	01/01/2006	31/12/2025	43.805
	Paulínia-Jacutinga	15/01/2010	14/01/2030	5.000
	GASDUC III	12/11/2010	11/11/2030	40.000
	Malhas II	01/12/2009	13/10/2031	49.400
	GASTAU	01/12/2011	30/11/2031	20.000

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de NTS (2024a) e TAG (2024b).

Em setembro de 2019, a Petrobras indicou suas necessidades de capacidade de injeção e retirada na TAG e NTS (ANP, 2019; CMGN, 2019; PWC, 2020b). Com a necessidade de capacidade indicada, em dezembro de 2021 e setembro de 2022, a Petrobras assinou acordo de redução de flexibilidade e aditivos aos GTAs legados, respectivamente, com a TAG e NTS (ANP, 2023f; NTS & Petrobras, 2022; TAG, 2021). Assim, a Petrobras disponibilizou capacidade transporte na NTS e TAG para novos carregadores. A Tabela 4 apresenta esses valores para o ano de 2024. É possível notar que, em 2024, a Petrobras disponibilizou cerca de 30% e 60% da capacidade comercial de transporte na NTS e TAG, respectivamente. Isso possibilitou que novos carregadores contratassem capacidade de transporte no modelo de entrada e saída. Em abril de 2024, 14 novos carregadores tinham GTAs vigentes de periodicidade anual na NTS e TAG, a saber: 3R Petroleum, Bahiagás, Cegás, Copergás, Equinor, Esgás, Galp, MGAS, Origem Energia, PetroRecôncavo, Potigás, Refinaria de Mataripe, Sergás e Shell. Somando os pontos de entrada e saída, a capacidade contratada total por esses carregadores foi de aproximadamente 12,2 MMm³/d.

Tabela 4 – Capacidade Disponibilizada pela Petrobras na NTS e TAG em 2024 em cumprimento ao TCC (Mm³/d)

Tipo de Capacidade	NTS			TAG ³		
	Entrada	Saída	Total	Entrada	Saída	Total
Capacidade Comercial	89.250	67.870	157.120	47.756	44.342	92.098
Capacidade Reservada no TCC	51.855	56.853	108.708	28.164	8.960	37.124
Capacidade Disponibilizada ¹	37.395	11.017	48.412	19.592	35.382	54.974
Capacidade Contratada ²	1.742	1.136	2.878	4.443	4.843	9.286

Nota: ¹Capacidade Disponibilizada é a subtração da Capacidade Comercial pela Capacidade Reservada no TCC. ²Capacidade contratada refere-se à capacidade contratada na modalidade entrada e saída com periodicidade anual vigentes em 20 de abril de 2024. ³TAG refere-se à malha interligada de transporte da TAG, excluindo, assim, a malha isolada (Norte).

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de NTS (2024b, 2024a), NTS e Petrobras (2022) e TAG (2024a, 2024b).

2.3.4 Acesso de terceiros aos sistemas de escoamento e processamento de gás natural

Em geral, para que o gás natural seja comercializado no Brasil é necessário o acesso às infraestruturas da Petrobras. Isso porque os gasodutos de escoamento são, via de regra, ativos de propriedade do consórcio detentor da concessão de cada campo produtor, muitos dos quais têm a participação majoritária da Petrobras (ANP, 2023f). Além disso, esses gasodutos conectam a alguma infraestrutura de propriedade integral da Petrobras, como, por exemplo, um outro gasoduto de escoamento ou uma UPGN. Assim, a possibilidade de acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento da Petrobras é essencial para entrada de novos comercializadores no mercado de gás brasileiro.

Embora o processo de acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento da Petrobras tenha se iniciado com acusações de descumprimento (PWC, 2021; TCU, 2021), a empresa publicou site específico para oferta de capacidade de processamento e escoamento a terceiros interessados (Petrobras, 2024a, 2024b). Todavia, a Petrobras se limitou a divulgar apenas informações básicas, tais como características gerais das infraestruturas e o modelo de negociação de acesso. Tais informações não são suficientes para avaliar se o acesso às infraestruturas da Petrobras está ocorrendo de forma não discriminatória. Além disso, a divulgação de tais informações simplificadas está em desacordo com determinações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O inciso VII do Art. 10 da Resolução CNPE nº 3/2022 determina que, até a efetiva regulação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais pela ANP, os proprietários ou operadores dessas infraestruturas devem dar transparência, disponibilizando, no mínimo, informações sobre:

1. as remunerações dos serviços prestados;
2. as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas;
3. os atuais usuários das instalações; e
4. as negociações em curso, especificando a data de início (CNPE, 2022).

A própria ANP (2022c) reconheceu que existe falta de transparência da Petrobras quanto às informações sobre as infraestruturas essenciais.

Apesar da falta de transparência, terceiros vem acessando as infraestruturas de escoamento e processamento da Petrobras, a exemplo das empresas Shell, Petrogal, Repsol Sinopec, Origem Energia, 3R Petroleum e PetroRecôncavo (ANP, 2023f). No entanto, o acesso de terceiros às infraestruturas da Petrobras vem ocorrendo de forma limitada. Isso porque a Petrobras vem ofertando acesso a suas infraestruturas de processamento e escoamento apenas para terceiros interessados que possuem direitos sobre a produção de gás natural (ANP, 2022c). Por exemplo, a oferta para acesso de terceiros ao Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS) ocorre na seguinte ordem de prioridade:

1. Projetos BM-S-09, BM-S-11 e Cessão Onerosa;
2. Projetos com ao menos 1 investidor original do SIE-BS;
3. Projetos de terceiros (ANP, 2022c).

Em outras palavras, no momento, consumidores ou comercializadores não podem acessar as infraestruturas da Petrobras.⁸ De acordo com a empresa, em uma segunda etapa será ofertada a capacidade para o acesso dos demais terceiros interessados (Petrobras, 2024a, 2024b). No entanto, esses terceiros somente poderiam acessar a capacidade remanescente das infraestruturas de escoamento e processamento da Petrobras.

2.3.5 Não contratação de novos volumes de gás natural de terceiros

Antes da assinatura do TCC, a Petrobras, além de ter contratado toda a capacidade de transporte disponível da TAG e NTS, era proprietária de basicamente toda a infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural do Brasil e não era obrigada a dar acesso a terceiros as suas infraestruturas (ANP, 2018a). Dessa maneira, outros produtores de gás natural não tinham outra opção a não ser vender sua produção na “boca do poço” para a Petrobras, uma vez que não tinham meios de levar o seu gás natural ao mercado, seja pela falta de acesso aos gasodutos de escoamentos e UPGNs, ou seja pela falta de capacidade de transporte disponível para contratação por novos carregadores. Assim, o TCC, além de estipular o acesso às infraestruturas da Petrobras e a liberação de capacidade de transporte na NTS e TAG, determinou, em sua cláusula 2.5, que a Petrobras não poderia contratar novos volumes de gás natural de terceiros (CADE, 2019b). O objetivo era garantir que, após a obrigação de acesso as infraestruturas da Petrobras e a liberação de capacidade de transporte, os produtores de gás natural iriam comercializar suas produções diretamente ao mercado e não mais vende-las na “boca do poço” para a Petrobras, aumentando, assim, a concorrência na comercialização do gás natural.

Cabe destacar que o TCC estabeleceu exceções à compra de gás natural de terceiros pela Petrobras na sua cláusula 2.5.1 (CADE, 2019b). A Petrobras pode celebrar novos contratos para compra de gás de terceiros para:

1. viabilizar a produção de gás em campos produtores, em razão de questões técnicas, regulatórias e operacionais, desde que reportado ao Cade e limitado a 1 MMm³/d, sendo que volumes que ultrapassem este limite devem ser objeto de deliberação conjunta entre o Órgão e a Petrobras;
2. viabilizar projetos de desinvestimento de ativos do portfólio da Petrobras que envolvam a comercialização de até 1 MMm³/d, em média anual, por campo produtor;
3. importação de gás; ou
4. quando houver interesse das partes envolvidas e se tratar de projetos novos, em que a Petrobras participe em consórcio na exploração com outras empresas, desde que limitado a 20% do volume total de gás novo produzido no Brasil (CADE, 2019b).

Segundo a ANP (2023f), a partir de 2022, a Petrobras reduziu a aquisição de gás de terceiros e novos produtores começaram a adquirir gás rico na “boca do poço”. A ANP (2023f) estimou que, no final de 2022, a Petrobras ainda era responsável por 48% de toda a compra de gás rico na “boca do poço” no

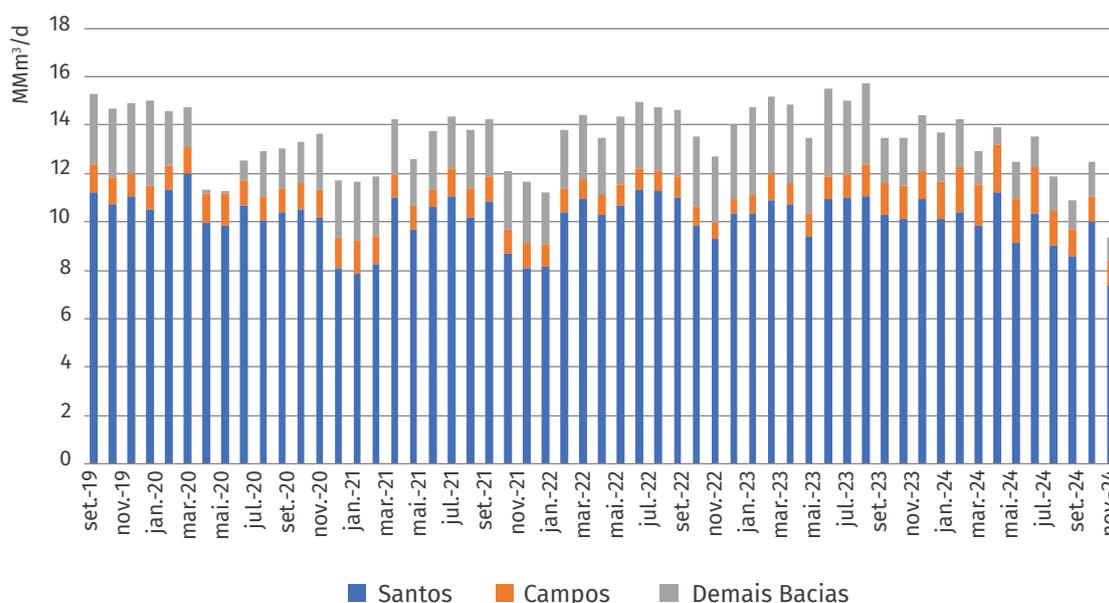
⁸ Caso for permitido o acesso a todos os comercializadores, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais poderia criar mercado dinâmico de comercialização de gás natural na “boca do poço”. Ou seja, um comercializador (e.g., CDL ou consumidor livre) de gás poderia adquirir gás na “boca do poço” e acessar as infraestruturas de escoamento e processamento, dado que já possível a contratação de capacidade de transporte.

Brasil, enquanto 20% correspondiam a compra por parte de outros produtores e 32% aos contratos de *swap*⁹ entre a Petrobras e outros produtores, onde o gás rico adquirido é posteriormente revendido aos terceiros na saída da UPGN.

No entanto, não se tem informações públicas sobre os Contratos de Fornecimento de Gás Natural (GSA – da sigla em inglês *Gas Supply Agreement*) na “boca do poço”, de tal maneira que não é possível confirmar de maneira independente se a Petrobras está cumprindo com a cláusula 2.5 estabelecida do TCC. A versão pública do último relatório do *Trustee* de monitoramento do TCC não apresenta informações suficientes para a verificação independente sobre o cumprimento dessa cláusula (PWC, 2021). Cabe destacar que documentos indicam que a Petrobras vem adquirindo gás de terceiros em situações especiais prevista na cláusula 2.5.1 do TCC (CADE, 2021b).

A partir da comparação da oferta de gás ao transporte de cada concessionário com as suas respectivas capacidades de transporte contratadas, é possível estimar o volume de gás rico adquirido pela Petrobras na “boca do poço” nos campos localizados nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo. Ressalta-se que, entre abril de 2023 e março de 2024, a comercialização de gás rico na “boca do poço” na bacia de Santos e Campos correspondeu a quase 90% de toda a comercializado desse tipo no Brasil (ver Gráfico 1), o que equivale ao volume de 11,2 MMm³/d de gás rico sendo comercializado na “boca do poço” nessa região. No entanto, é necessário ter cautela ao se analisar esses números, uma vez que a ANP (2023f) demonstrou que pode haver comercialização por meio de contratos de *swap* embutido nesses valores.

Gráfico 1 – Volume de gás natural comercializado entre produtores na “boca do poço” por bacia



Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de ANP (2024b).

⁹ Antes de conceder acesso de terceiros as suas infraestruturas (cláusulas 2.3 e 2.4 do TCC) por meio de contratos de serviços de escoamento e processamento, a Petrobras adotou os contratos de *swap* como uma solução transitória (ANP, 2023f). Nesse contrato, a Petrobras adquire gás rico na “boca do poço”, ou na entrada da UPGN, e revende gás especificado e seus derivados na saída da UPGN, de forma a mimetizar o acesso de terceiros.

A produção disponível de gás natural dos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo provém de 14 concessionários, a saber: Petrobras, Shell, Petrogal (i.e., Galp), Equinor, 3R Petroleum, CNOOC Brasil, CNOOC Petroleum, ONGC Campos, Petronas, Prio, Qatar Energy, Repsol Sinopec, Total Energies e Trident Energy (ANP, 2024f, 2024e). A Tabela 5 apresenta a capacidade anual de transporte contratada nos pontos de recebimento localizados nesses estados em abril de 2024. É possível notar que, nesse período, apenas a Galp, Shell, Equinor e 3R Petroleum possuíam capacidade de transporte de entrada contratada (excluindo a Petrobras). Enquanto a Galp, Shell e Equinor possuem capacidade de entrada na unidade de processamento do Terminal de Cabiúnas (TECAB)¹⁰, a 3R Petroleum possui capacidade de entrada na UPGN de Cacimbas. Essas quatro empresas tinham contratado cerca de 3,9 MMm³/d de capacidade de entrada em abril de 2024.

Tabela 5 – Capacidade anual de transporte contratada no modelo de entrada e saída nos pontos de recebimento localizados nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo em abril de 2024 (Mm³/d)

Carregador	Ponto de Recebimento	NTS	TAG	Total
Galp	TECAB	645	1.101	1.746
Shell	TECAB	710	658	1.368
Equinor	TECAB	100	300	400
3R Petroleum	Cacimbas	0	400	400

Nota: Em abril de 2024, a Shell e a Galp possuíam 1 Mm³/d de capacidade de transporte para entrada na UPGN de Caraguatatuba.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de NTS (2024a) e TAG (2024b).

O Gráfico 2 compara a oferta de gás natural ao transporte da Galp, Shell, Equinor e 3R Petroleum¹¹ com a capacidade contratada de transporte nos pontos de recebimento TECAB e Cacimbas. Cabe destacar que essa oferta ao transporte foi obtida por meio da multiplicação da produção disponível pelo complementar da taxa de perdas com absorção de Líquidos de Gás Natural (LGN) na UPGN.¹² Para o cálculo foram consideradas as taxas de 15% para a UPGN de Cabiúnas e 7% para a UPGN de Cacimbas, valores estes equivalentes as taxas de absorção médias de 2022 nas respectivas UPGNs (ANP, 2023c).

Por sua vez, a produção disponível de cada concessionário foi calculada através da multiplicação da produção disponível dos campos localizado nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo (ANP, 2024e) pelas respectivas participações de cada concessionário nesses campos (ANP, 2024f). Por fim, ressalta-se que a Shell fornece gás natural para a termoeletrica Marlim Azul através de uma conexão direta com a malha de distribuição, não sendo injetada na rede de transporte. A Marlim Azul

¹⁰ Cabe destacar que estamos ignorando os pequenos volumes contratados para entrega na UTGCA (i.e., UPGN de Caraguatatuba). Em abril de 2024, a Shell e a Galp possuíam 1 Mm³/d de capacidade de transporte para entrada na UPGN de Caraguatatuba (NTS, 2024a), quantidade muito inferior aos volumes contratados para entrada na UPGN de Cabiúnas (ver Tabela 5).

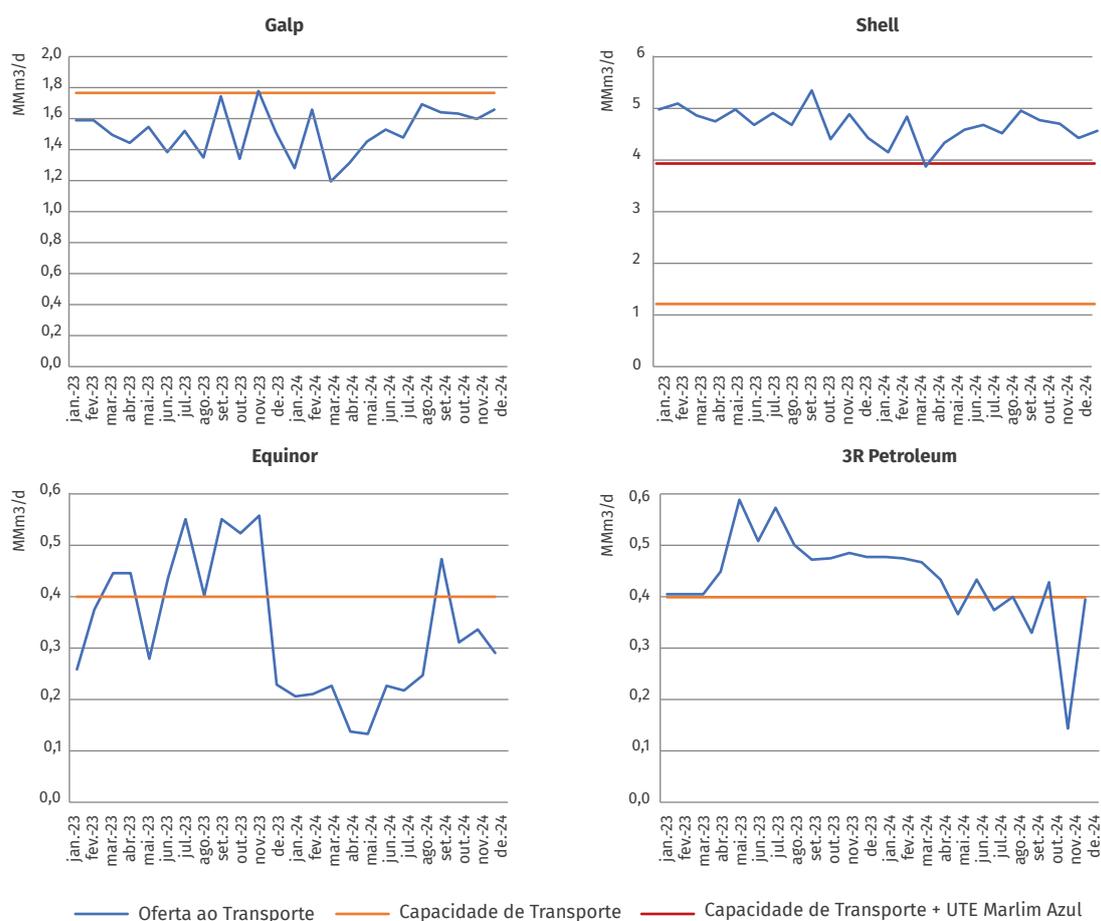
¹¹ Em setembro de 2024, a 3R Petroleum incorporou a empresa Enauta e passa a se chamar Brava Energia.

¹² A oferta de gás ao transporte (S) é obtida através da seguinte fórmula: $S = P(1-t)$, onde P é a produção disponível do concessionário e t é a taxa de perdas com absorção de LGN na UPGN.

é uma termoeletrica de ciclo combinado e possui uma capacidade instalada de 565,5 megawatts (MW) (ANEEL, 2024), o que equivale a um consumo de gás natural de 2,55 MMm³/d.¹³

Entre os produtores analisados, a oferta de gás natural não é significativamente superior à sua capacidade de transporte contratada. Isso significa que nem a Galp, Shell, Equinor ou 3R Petroleum estão adquirindo volumes significativos de gás de terceiros na “boca do poço” nos estados analisados. Isso é um indício de que a Petrobras está adquirindo grande parte desse gás. Para se ter uma ideia de magnitude, entre janeiro e abril de 2024, a produção disponível de gás úmido dos demais produtores que não tem contratação de transporte (i.e., não comercializam gás) nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo foi de 2 MMm³/d.

Gráfico 2 – Oferta de gás natural ao transporte e capacidade de transporte contratada nos pontos de recebimento TECAB e Cacimbas para produtores selecionados



Nota: Capacidade de transporte em 2024 de contratos com periodicidade anual.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de ANP (2024f, 2024e), NTS (2024a) e TAG (2024b).

¹³ Segundo o MME (2023), as usinas termoeletricas de ciclo combinado têm um consumo específico de 4,5 MMm³/d de gás natural, enquanto as usinas termoeletricas de ciclo aberto têm um consumo específico de 7 MMm³/d.

Esses números indicam que, até o momento, a cláusula 2.5 está gerando resultados modestos relacionados à redução da aquisição de gás natural na “boca do poço” pela Petrobras nos estados analisados. Ou seja, outros nove produtores de gás natural com campos localizados nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo não estão comercializando diretamente o gás natural, sendo que grande parte desse volume vem sendo adquirido pela Petrobras na “boca do poço”.

Cabe ressaltar que isso não significa que a Petrobras está descumprindo a cláusula 2.5 do TCC. Isso porque essa cláusula determina que a Petrobras não poderia contratar novos volumes de gás de terceiro, mas que contratos anteriores a assinatura do TCC permaneceriam válidos. Embora esses contratos não sejam divulgados ao público em geral, é provável que a aquisição de gás natural na “boca do poço” pela Petrobras se reduza com o término da vigência desses contratos (ANP, 2023f). Além disso, a cláusula 2.5.1 do TCC garante excepcionalidades para a contratação de gás de terceiros por parte da Petrobras.

2.3.6 Arrendamento do terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos

Na época de assinatura do TCC, a Petrobras detinha o monopólio da importação de gás natural no Brasil, possuindo todos os três terminais de regaseificação de GNL existentes (ANP, 2018a). Com o objetivo da abertura do setor de importação de gás natural, o TCC determinou que a Petrobras deveria arrendar um de seus terminais, especificamente o terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos, localizado no estado da Bahia. Em agosto de 2020, a Petrobras divulgou o edital sobre arrendamento desse terminal (Petrobras, 2020a; PWC, 2021). Dois meses depois, a empresa comunicou ao mercado a abertura das propostas comerciais dos licitantes interessados – BP Energy, Compass Gás e Energia e Golar Power. Entre os interessados, apenas a Golar Power apresentou proposta (Petrobras, 2020b; PWC, 2021), a qual foi desclassificada pela Petrobras, justificado o alto Grau de Risco de Integridade atribuído à empresa (Petrobras, 2020b; PWC, 2021). A Golar Power judicializou o processo visando reverter sua desclassificação, mas não obteve sucesso (PWC, 2021).

Assim, em fevereiro de 2021, a Petrobras divulgou novo edital para o arrendamento do terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos (Petrobras, 2021h). Em junho de 2021, a Petrobras realizou a abertura das propostas comerciais dessa nova fase (Petrobras, 2021i). O único licitante para esse novo edital foi a empresa Excelerate Energy. No entanto, a Petrobras desclassificou essa empresa, argumentando que a proposta da Excelerate Energy estava vinculada à inclusão de nova condição rescisória, que não estava prevista no edital (Petrobras, 2021i). A empresa refez a proposta, sendo essa aceita pela Petrobras. Em setembro de 2021, a Petrobras comunicou ao mercado a assinatura do contrato de arrendamento do terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos com a Excelerate Energy, com vigência até 31 de dezembro de 2023 (Petrobras, 2021a). Todavia, a Excelerate Energy somente iniciou a operação do terminal em dezembro 2021 (ANP, 2021b; Petrobras, 2021g). Cabe destacar que o contrato de arrendamento não foi renovado e a Petrobras retomou a operação do terminal de regaseificação de GNL na Baía de Todos os Santos em janeiro de 2024 (ANP, 2023d; Petrobras, 2023d).



3 A NOVA LEI DO GÁS

3.1 Antecedentes à Nova Lei do Gás

A Lei do Gás, promulgada em 2009, não foi suficiente para aumentar a concorrência na indústria do gás natural. Muitos estudos com objetivo de identificar os motivos para essa falta de concorrência foram realizados ao longo dos anos que sucederam a implementação dessa Lei (ANP, 2017, 2018b, 2018a; IEA, 2018; MME et al., 2016, 2019). Dentre os principais problemas identificados estavam:

1. a falta de separação de propriedade entre os transportadores e os demais agentes da cadeia do gás natural, destacando a necessidade do transportador independente;
2. a ausência de mecanismo para cessão compulsória de capacidade (*Capacity Release*) e para a liberação de gás natural (*Gas Release*);
3. a falta de obrigatoriedade de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais; e
4. a verticalização do setor de distribuição, ou seja, o monopólio da Petrobras na aquisição do gás natural.

Ficou constatado que a Petrobras, proprietária de quase toda a infraestrutura de escoamento e processamento, não era obrigada a conceder acesso a terceiros, de tal maneira que os demais produtores se viam obrigados a vender a sua produção de gás para a empresa na “boca do poço”¹⁴. Assim, a Petrobras era proprietária de quase todo o gás natural comercializado no Brasil. Além disso, a empresa também era proprietária de quase toda a infraestrutura de transporte e tinha toda a capacidade disponível contratada na malha interligada de gasodutos. Ou seja, embora o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte fosse estipulado pela Lei do Gás, a influência do carregador Petrobras na conduta das transportadoras e a falta de capacidade disponível para o acesso de terceiros impediam a entrada de novos carregadores (ANP, 2017, 2018b, 2018a). Por fim, a Petrobras, por meio das suas participações na Petrobras Gás (Gaspetro) e na BR Distribuidora, detinha influência sobre 20 CDLs, além de ser proprietária de ativos com intensivo consumo de gás natural, tais como termoeletricas, refinarias e fabricas de fertilizantes nitrogenados. Isso significava que a Petrobras ainda controlava ou tinha influência sobre todos os elos da cadeia do gás natural, permanecendo com o poder de fato de monopólio.

Nesse contexto, foi instituído o Programa Gás para Crescer, iniciativa criada em 2016 pelo MME e formalizada pela Resolução CNPE nº 10/2016, que estabeleceu o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN). O objetivo desse programa era propor medidas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, tendo em vista a redução da participação da Petrobras (MME et al., 2016). Essas medidas seriam propostas por meio de um amplo debate

¹⁴ A comercialização de gás natural na “boca do poço” significa a troca de titularidade do gás rico entre produtores realizada nos locais de produção.

com diversos atores da cadeia, visando gerar um consenso para a elaboração de uma nova lei que regulamentasse o setor de gás natural. No entanto, o projeto de lei resultante das discussões no âmbito do programa não obteve o apoio necessário para seu trâmite no Congresso Nacional (MME et al., 2019).

Na impossibilidade de se aprovar uma nova lei, buscou-se mudar a interpretação de aspectos da Lei do Gás. O objetivo era implementar algumas das recomendações levantadas pelo Programa Gás para Crescer que não exigiam a aprovação por um trâmite legislativo. O Governo Federal promulgou então o Decreto nº 9.616/2018, que alterava o Decreto nº 7.382/2010, regulamentador da Lei do Gás.

O novo decreto introduziu o conceito de sistema de transporte e o modelo de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte, onde a entrada e a saída poderiam ser contratadas de maneira independente (Brasil, 2018). Além disso, também previa que a ANP elaborasse códigos comuns de acesso às instalações essenciais e disciplinasse sobre os critérios de autonomia e de independência para o exercício da atividade de transporte. Visando destravar os estudos para expansão da malha de gasodutos do país, o decreto extinguiu o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT)¹⁵ e permitiu que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabore estudos indicativos, como o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG). Por fim, o Decreto nº 9.616/2018 determinou que o MME e a ANP articulassem com os estados para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas referentes à indústria de gás natural (Brasil, 2018).

Em 2019, as ideias levantadas pelo Programa Gás para Crescer foram reestruturadas. A Resolução CNPE nº 4/2019 criou o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil (CNPE, 2019a), com o objetivo propor medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural (CMGN, 2019; MME et al., 2019). As recomendações propostas pelo comitê resultaram na Resolução CNPE nº 16/2019 (CMGN, 2019; CNPE, 2019b; MME et al., 2019). Essa resolução estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, definindo como deveria ser a transição para um mercado concorrencial e estabelecendo medidas estruturais e comportamentais para serem observadas pelo agente que ocupasse posição dominante no setor de gás natural, isto é, a Petrobras (CNPE, 2019b). No mesmo ano, foi lançado o Programa Novo Mercado de Gás Natural e instituído o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), por meio do Decreto nº 9.934/2019 (Brasil, 2019a; CMGN, 2019)

3.2 Principais medidas para a abertura do mercado de gás natural

A discussão ao longo da década de 2010 visando uma maior abertura do mercado de gás natural foi formalizada pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), promulgada em abril de 2021. Essa Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021. Entre as principais medidas para a abertura do mercado de gás natural estabelecidas pela Nova Lei do Gás estão (Brasil, 2021a, 2021b):

¹⁵ Entre o período da implementação do Decreto nº 9.616/2018 e do decreto original da Lei do Gás (Decreto nº 7.382/2010), a EPE e o MME somente elaboraram uma edição do PEMAT, que foi publicada em março de 2014 (EPE & MME, 2014).

- Transportador independente;
- Acesso de terceiro às infraestruturas essenciais;
- Mecanismos de *Gas Release* e *Capacity Release*; e
- Mercado Organizado de Gás.

3.2.1 Transportador independente

A tentativa de separação de propriedade entre as empresas transportadoras e os demais agentes da cadeia do gás natural tem início com a Lei do Petróleo. O Art. 65º dessa Lei exigiu que a Petrobras realizasse a separação jurídica da atividade de transporte de gás natural, determinando que a Petrobras deveria constituir uma empresa subsidiária para construir e operar os gasodutos de transporte (Brasil, 1997). A Lei do Gás estendeu essa exigência aos demais agentes da indústria do gás natural (Art. 3º, § 3º), ao estipular que o exercício do transporte do gás natural é exclusivo de empresas transportadoras de combustíveis, que também poderiam exercer as atividades de estocagem, transporte de biocombustíveis e construção e operação de terminais de GNL (Brasil, 2009). No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites a participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural (ANP, 2018b).

A partir daí, o Decreto nº 9.616/2018, que alterava o decreto regulamentador da Lei do Gás (Decreto nº 7.382/2010), estipulou que a ANP deveria disciplinar os critérios de autonomia e de independência para o exercício da atividade de transporte de gás natural em relação às demais atividades, tanto para transportadores novos como para transportadores existentes (Art. 4º-A). Nesse contexto, no final de 2020, a ANP realizou a Consulta e Audiência Pública nº 18/2020, divulgando Nota Técnica e Minuta de Resolução acerca da independência dos transportadores (ANP, 2020a). Todavia, nenhuma resolução sobre esse tema foi publicada pela ANP até a implementação da Nova Lei do Gás.

A Nova Lei do Gás definiu o conceito de independência dos transportadores, deixando a cargo da ANP apenas regulamentar acerca dos transportadores existentes que não cumprissem com os critérios de independência na data de publicação desta Lei. O Art. 5º da Nova Lei do Gás determinou que o transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural. Para isso, o § 1º do Art. 5º veda a relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação¹⁶ entre as empresas transportadoras e empresas que atuem nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural. Adicionalmente, o § 2º do Art. 5º proíbi que essas empresas indiquem ou tenham direito a voto para eleger membros do conselho

¹⁶ Segundo § 1º do Art. 243 da Lei nº 6.404/1976 são coligadas as sociedades nas quais a investidora tenha influência significativa (Brasil, 1976). Considera-se que há influência significativa quando a investidora detém ou exerce o poder de participar nas decisões das políticas financeira ou operacional da investida, sem controlá-la (§ 4º do Art. 243). É presumida influência significativa quando a investidora for titular de 20% ou mais dos votos conferidos pelo capital da investida, sem controlá-la (§ 5º do Art. 243).

de administração ou da diretoria do transportador, além de ser vetado a elas o acesso a informações concorrencialmente sensíveis da empresa. As transportadoras que já tinham autorização para exercício da atividade na data de publicação da Nova Lei Gás, mas que não cumpriam com os requisitos de independência, terão que se submeter à certificação de independência expedida pela ANP (§ 3º do Art. 5º).

Atualmente, a ANP está elaborando a resolução que trata da certificação de independência. Segundo a 4ª atualização da Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2022-2023, a previsão é de que essa resolução seja publicada em outubro de 2026, com a Consulta e Audiência Pública ocorrendo em maio e julho de 2026, respectivamente (ANP, 2023b). A Tabela 6 mostra a composição acionária das empresas de transporte de gás natural no Brasil em 2024. É possível notar que essa nova resolução deverá ser aplicada principalmente no caso da TBG e da TSB. A Petrobras, que é o maior comercializador de gás natural do Brasil, detém participação de 51% na TBG e 25% na TSB. Além disso, Repsol Exploração Brasil e a Total Gás e Eletricidade do Brasil, que possuem participação de 25% na TSB cada uma, são subsidiárias de empresas com atividades no setor de exploração e produção de óleo e gás.

Tabela 6 – Composição acionária das empresas de transporte de gás natural no Brasil em 2024

Transportadora	Composição acionária
NTS	FIP (91,5%) e Itaúsa (8,5%)
TAG	Engie (50%) e CDPQ (50%)
TBG ¹	Petrobras (51%), BBPP Holdings (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (19,88%) e Corumbá Holding (0,12%)
TSB	Petrobras (25%), Ipiranga (25%), Repsol Exploração Brasil (25%) e Total Gás e Eletricidade do Brasil (25%)
GOM ²	Zetta Lightining S.A. (99%) e J&F (1%)

Nota: ¹A empresa Fluxys S.A. possui 100% das ações da Corumbá Holding, a qual detém 66,67% das ações da BBPP Holdings Ltda. e a Fluxys International (100% controlada pela Fluxys S.A.) detém os demais 33,33%. ²A empresa Zetta Lightining pertence ao Grupo J&F.

Fonte: Elaboração própria dos autores com dados de NTS (2023), TAG (2022, 2024c), TBG (2023) e ANP (2023f).

3.2.2 Acesso de terceiro às infraestruturas essenciais

A Lei do Gás de 2009 deixou claro em seu Art. 45 que os proprietários de gasodutos de escoamento, instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como de terminais de liquefação e regaseificação, não eram obrigados a conceder acesso a terceiros (Brasil, 2009). No entanto, os estudos de reavaliação sobre a abertura no mercado de gás natural que ocorreram ao longo da década de 2010 identificaram a falta de obrigatoriedade de acesso de terceiro às infraestruturas essenciais como um

dos principais problemas para a falta de concorrência (ANP, 2017, 2018b, 2018a; IEA, 2018; MME et al., 2016, 2019). Assim, o Decreto nº 9.616/2018 tentou alterar o entendimento do Art. 45 da Lei do Gás, ao incluir o parágrafo único do Art. 62 no decreto regulamentador dessa lei (i.e., Decreto nº 7.382/2010). Esse parágrafo estabelecia que a negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitaria os agentes às sanções cabíveis segundo a Lei de Defesa da Concorrência (Brasil, 2018). Além disso, o Decreto nº 9.616/2018 incluiu o Art. 62-A, definindo que a ANP deveria estabelecer as diretrizes para a elaboração de códigos comuns de acesso e definir os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos em caso de negativa de acesso. Contudo, essas alterações não tornaram o acesso obrigatório, pois isso dependeria de uma mudança na lei, em especial no Art. 45 da Lei do Gás (ANP, 2022c). Cabe destacar que a ANP não chegou a regulamentar essas medidas impostas pelo Decreto nº 9.616/2018 antes da publicação da Nova Lei do Gás em 2021.

Como visto na seção 2.3.4, em 2019, o TCC entre o CADE e a Petrobras estipulou que a Petrobras deveria negociar, de forma não discriminatória, o acesso de terceiros às suas infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural. Embora o acesso tenha iniciado com denúncias de descumprimento e venha acontecendo com falta de transparência, a Petrobras tem concedido acesso as suas infraestruturas de escoamento e processamento.

A Nova Lei do Gás avançou em relação ao TCC no quesito acesso às infraestruturas essenciais. Primeiro, por estabelecer, em seu Art. 28, o acesso não discriminatório e negociado de terceiros a todas as infraestruturas essenciais independente do proprietário, e não somente às infraestruturas da Petrobras (Brasil, 2021b). Segundo, ao incluir o acesso aos terminais de GNL, além das infraestruturas de escoamento e processamento. Terceiro, exigir que o acesso ocorra de forma transparente, sendo necessário a divulgação de informações sobre as características das infraestruturas, tais como os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas (Art. 2 da Nova Lei do Gás e Art. 16 do Decreto nº 10.712/2021).

O Art. 28 da Nova Lei do Gás traz quatro parágrafos cruciais para o acesso de terceiros. O § 1º determina que o proprietário da instalação tem preferência para uso da própria infraestrutura. Isso tem como objetivo não prejudicar o proprietário que realizou os investimentos na infraestrutura e que a dimensionou para seu próprio uso (ANP, 2022c). O § 2º estabelece que os proprietários, em conjunto com os terceiros interessados, devem elaborar código de conduta e prática de acesso às infraestruturas essenciais, bem como assegurar a publicidade e transparência desses documentos. O § 3º estipula que a remuneração a ser paga ao proprietário pelo acesso do terceiro e o prazo de duração do contrato, devem ser objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso às infraestruturas essenciais. Portanto, apesar da remuneração e do prazo dos contratos a serem negociados livremente, estes devem ser determinados a partir de critérios objetivos, previamente definidos e amplamente divulgados (ANP, 2022c). Isso tem como objetivo garantir a transparência e isonomia de tratamento entre os terceiros interessados. O § 4º estabelece que, na eventualidade de controvérsia, cabe à ANP decidir sobre a matéria, ressalvada a possibilidade de as partes, de comum acordo, elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil.

O Art. 16 do Decreto nº 10.712/2021, além de determinar a transparência do acesso, estabelece a responsabilidade da ANP quanto aos termos, condições e verificação da existência de conduta anticompetitiva nas negociações. O § 1º o Art. 16 determina que a ANP pode estabelecer prazos e condições para a negociação do acesso, enquanto o § 2º estabelece que, quando a negociação não for concluída no prazo a estipulado, a ANP pode atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.

Atualmente, a ANP está elaborando a resolução que trata do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais. No primeiro trimestre de 2023, a ANP lançou a Consulta Prévia nº 1/2023, divulgando a Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022 (ANP, 2023e). Segundo a 5ª atualização da Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2022-2023, a previsão era de que essa resolução fosse publicada em dezembro de 2024 (ANP, 2023b).

A regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais é primordial para a abertura do mercado de gás natural do Brasil. A Tabela 7 apresenta a infraestrutura de processamento de gás natural na malha interligada de gasodutos em 2024. É possível notar que a Petrobras é proprietária de 92% da capacidade de processamento.¹⁷ Isso significa que, no geral, para que o gás natural seja comercializado no Brasil é necessário o acesso às UPGN da Petrobras. Ressalta-se que a regulamentação do acesso de terceiro não é importante somente para acessar as infraestruturas da Petrobras, mas também para regular o acesso às infraestruturas dos demais agentes. Por exemplo, a PetroRecôncavo teve acesso a UPGN de Guamaré de propriedade da 3R Petroleum localizada no Rio Grande do Norte.

Tabela 7 – Proprietários das UPGNs em operação e construção nos estados localizados na malha interligada de gasodutos em 2024

UPGN	Estado	Proprietário	Status	Capacidade de processamento (MMm ³ /d)
Cabiúnas	RJ	Petrobras	Em operação	24,6
Complexo Boaventura	RJ	Petrobras	Em construção	21,0
Caraguatatuba	SP	Petrobras	Em operação	20,0
Cacimbas	ES	Petrobras	Em operação	18,1
Estação Vandemir Ferreira	BA	Consórcio do Campo de Manati ¹	Em operação	6,0
Guamaré	RN	3R Petroleum	Em operação	5,7
Sul Capixaba	ES	Petrobras	Em operação	2,5
Catu	BA	Petrobras	Em operação	2,0
Alagoas	AL	Origem Energia	Em operação	1,8

¹⁷ Cabe destacar que nesse valor de 92% está incluído toda a capacidade de processamento da UPGN Estação Vandemir Ferreira. Essa UPGN recebe gás exclusivamente do campo de Manati. Segundo a ANP (2018a), todos os parceiros do Consórcio do Campo de Manati firmaram GSAs para venda das suas parcelas de gás para a Petrobras até o término da concessão do campo.

Caburé	BA	Alvopetro	Em operação	0,5
São Roque	BA	PetroRecôncavo	Em operação ²	0,4

Nota: ¹Consórcio do Campo de Manati é formado pela Petrobras (35%), Enauta (45%), Gás Bridge (10%) e Geopark Brasil (10%) (ANP, 2024e). ² A construção da UPGN de São Roque foi finalizada no final de 2023, sendo concedida autorização de operação em 28 de junho de 2024 (ANP, 2024a; PetroRecôncavo, 2023).

Fonte: Elaboração própria com dados da MME (2023), ANP (2018a, 2023c, 2023f, 2024a).

Além disso, a regulamentação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais possui a capacidade de criar um mercado dinâmico de comercialização de gás natural na “boca do poço”, caso permita o acesso a todos os comercializadores. Nesse caso, um comercializador (e.g., CDL ou consumidor livre) de gás poderia adquirir gás na “boca do poço” e acessar as infraestruturas de escoamento e processamento, dado que já possível a contratação de capacidade de transporte. Isso representaria um avanço em relação ao acesso de terceiros, estipulado no TCC entre o CADE e a Petrobras. Como visto na seção 2.3.4, a Petrobras vem priorizando o acesso às empresas que possuem direitos sobre a produção de gás natural.

3.2.3 Mecanismos de *Gas Release* e *Capacity Release*

A regulação que vigorou até a instituição da Nova Lei do Gás em 2021 não contava com a possibilidade de implantações de programas de venda obrigatória de gás natural (*Gas Release*) e de cessão compulsória de capacidade de transporte, escoamento e processamento (*Capacity Release*). Isso foi justamente um dos principais fatores apontados para falta de concorrência no mercado de gás natural nesse período, dado que a Petrobras detinha o direito sobre quase toda produção disponível de gás natural e detinha contratada toda a capacidade disponível de transporte (ANP, 2017, 2018b, 2018a; IEA, 2018; MME et al., 2016, 2019). Nesse sentido, o TCC entre o CADE e a Petrobras impôs o primeiro esboço para um programa de *Capacity Release*, ao instituir mecanismo para cessão compulsória de capacidade de transporte da Petrobras na NTS e TAG (ver seção 2.3.3).

A Nova Lei do Gás, em seu Art. 33, conferiu à ANP mecanismos para prevenir práticas anticompetitivas e estimular a competitividade no mercado de gás natural. O § 1º do Art. 33, definiu que esses mecanismos poderiam incluir:

1. medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento (*Capacity Release*);
2. programa de venda obrigatória de gás natural de comercializadores que detenham elevada participação no mercado (*Gas Release*); e
3. medidas para restringir a venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção (i.e., restringir a venda de gás natural na “boca do poço”).

O § 2º do Art. 33 determinou que a ANP deverá ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) previamente à aplicação dessas medidas.

O Decreto nº 10.712/2021, assegurou que a ANP deverá dar ampla publicidade dos termos e condições dos mecanismos de estímulo à competitividade (caput do Art. 22), devendo também monitorar os resultados das medidas adotadas e avaliar periodicamente a necessidade de adoção de novas medidas (§ 3º do Art. 22). Além disso, o § 1º do Art. 22 estabeleceu as diretrizes a serem seguidas em eventual programa de *Gas Release*. As diretrizes referem-se à necessidade de:

1. cessão da capacidade de transporte de forma simultânea e em mesma magnitude ao volume de gás liberado;
2. inexistência de restrição para que o gás vendido e a respectiva capacidade de transporte possam ser livremente negociáveis em mercado secundário;
3. oferecimento, com regularidade, de contratos diários, mensais, trimestrais ou anuais em relação ao gás liberado.

Cabe destacar que o § 2º do Art. 22 do Decreto nº 10.712/2021 estipulou que a ANP deveria elaborar diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e adotar as providências necessárias à criação de estímulos para ampliação da concorrência através dos mecanismos estabelecidos no § 1º do Art. 33 da Nova Lei do Gás. No entanto, esse parágrafo não definiu uma data para elaboração de tal estudo ou para a adoção das medidas de estímulo a concorrência. Dessa maneira, a Resolução CNPE nº 3/2022 (Art. 12) determinou que a ANP, em articulação com o MME, Ministério da Economia (ME) e CADE, elaborasse diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado de gás natural e uma proposta de programa de *Gas Release*, no prazo de até 180 dias. Em função da complexidade do tema e da necessidade de coordenação entre diversas instituições, a ANP solicitou extensão do prazo em 90 dias adicionais (ANP, 2023f).

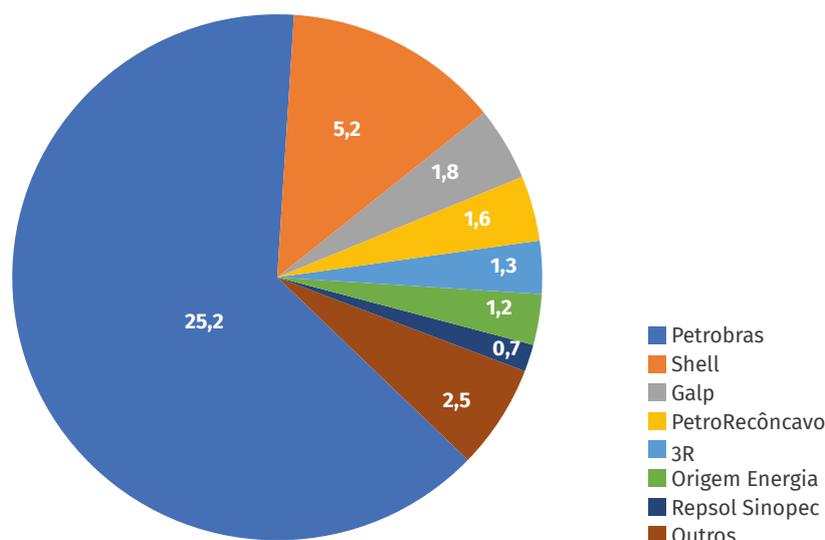
Assim, a ANP publicou a Nota Técnica Conjunta ANP nº 02/2023, efetuando o diagnóstico concorrencial da indústria do gás natural brasileira (ANP, 2023f). Essa nota técnica conjunta também trouxe em seu anexo uma proposta de leilão de gás natural para implementação do programa de *Gas Release* (ME, 2022). Os resultados do diagnóstico da ANP apontaram para a necessidade de implementação do programa de venda obrigatória de gás natural da Petrobras. Isso porque a ANP (2023f) identificou que, embora tenha ocorrido um pequeno aumento da concorrência no mercado de gás natural desde o início da década de 2020, isso representou uma redução pequena, se não marginal, da participação de mercado da Petrobras. Ou seja, mesmo com a implementação das medidas do TCC e da Nova Lei do Gás, a exemplo da restrição de aquisição de gás de terceiros e o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, os entraves ao estabelecimento de um mercado mais competitivo ainda persistem, dado o elevado percentual do gás de propriedade da Petrobras na produção nacional (ANP, 2023f).

A partir da publicação da Nota Técnica conjunta ANP nº 02/2023, a Agência incluiu em sua agenda regulatória a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR) para eventual programa de Redução de Concentração de Gás Natural (*Gas Release*). Segundo a 4ª atualização da Agenda Regulatória da

ANP para o biênio 2022-2023, a previsão era de que essa AIR fosse publicada em outubro de 2026 (ANP, 2023b). Todavia, essa ação teve o seu cronograma suspenso pela Resolução de Diretoria nº 667/2024.

A elaboração de tal AIR é de extrema importância para a abertura do mercado de gás natural do Brasil. A Petrobras continuará com um grande poder de mercado, mesmo com a regulamentação por parte da ANP das outras medidas estipuladas na Nova Lei do Gás. Isso porque a Petrobras detém uma parcela significativa sobre os direitos de produção de gás natural no Brasil. O Gráfico 3 apresenta a produção disponível dos estados da malha interligada de gasodutos, por concessionário, o que não inclui as produções dos estados do Amazonas e do Maranhão. É possível notar que, no ano de 2024, a Petrobras detinha os direitos sobre 63% dessa produção. Caso somarmos a esse valor, o volume de gás de terceiros adquirido pela Petrobras nos estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Espírito Santo estimado na seção 2.3.5 (2 MMm³/d) e no campo de Manati (0,71 MMm³/d)¹⁸, a parcela da Petrobras alcança 70% da produção disponível nacional.

Gráfico 3 – Produção disponível de gás natural dos estados da malha interligada de gasodutos por concessionário em 2024 (MMm³/d)



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2024f, 2024e).

¹⁸ O consórcio do Campo de Manati é formado pela Petrobras (35%), Enauta (45%), Gás Bridge (10%) e Geopark Brasil (10%) (ANP, 2024e). Entre janeiro e abril de 2024, a produção disponível referente a outros proprietários do campo de Manati, que não a Petrobras, foi de 0,71 MMm³/d (ANP, 2024f, 2024e). Segundo a ANP (2018a), todos os parceiros do Consórcio do Campo de Manati firmaram GSAs para venda das suas parcelas de gás para a Petrobras até o término da concessão do campo.

Além disso, a Petrobras é basicamente o único importador de gás boliviano.¹⁹ Em 2024, o Brasil importou, em média, 14 MMm³/d de gás natural através do ponto de recebimento de Mutun (Corumbá) localizado na malha da TBG (TBG, 2024b). Assumindo que a Petrobras foi responsável por toda essa importação e que a taxa de perda com absorção de LGN nas UPGNs é de 7%²⁰, a participação da Petrobras na oferta de gás firme ao transporte (oferta total excluindo a regaseificação de GNL) é de cerca de 80% na malha interligada. Cabe destacar que a participação da Petrobras na oferta total ao transporte é ainda maior, uma vez que a empresa é proprietária do Terminal da Baía de Guanabara e do Terminal da Bahia, dois dos quatro terminais de regaseificação de GNL conectados atualmente à malha interligada de gasodutos.

Com esse cenário, o esperado é que a Petrobras mantenha o poder de mercado ao longo dos próximos anos, uma vez que a empresa manterá uma elevada participação na oferta de gás natural. Isso significa que apenas as forças de mercado não serão capazes abrir significativamente o mercado de gás brasileiro, sendo de crucial importância a elaboração da AIR do programa de *Gas Release*. Embora a importação de gás boliviano seja declinante (Rocha et al., 2023), a Petrobras está presente em todos os novos projetos de expansão da produção de gás natural no Brasil, a saber: campo de Búzios (Rota 3), campos de Raia Manta e Raia Pintada e Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP). O campo de Búzios deverá ganhar mais seis plataformas até 2027, ficando com um total de 11 plataformas (Petrobras, 2023c). Destas seis plataformas, duas (Búzios 6 e Búzios 8) estão programadas para disponibilizar gás natural (Leone, 2023), com uma capacidade total de produção de 14,4 MMm³/d. Embora exista a ligação física das três rotas de escoamento do Pré-sal, o gás do campo de Búzios foi planejado para ser escoado através da Rota 3. A Petrobras além de ser proprietária da Rota 3 e da UPGN associada (Complexo Boaventura), ela também possui o direito sobre 88,9% da produção do campo de Búzios.²¹

Em relação aos campos de Raia Manta e Raia Pintada, a Equinor é a operadora (35%), tendo como sócios a Petrobras (30%) e a Repsol Sinopec (35%) (ANP, 2024e). Será instalada uma plataforma com capacidade de produção de 16 MMm³/d de gás natural. Espera-se que a produção seja iniciada em 2028 e que atinja o pico de produção em meados de 2029, tendo um platô de produção de 10 anos (IEPUC, 2023). A produção disponível é estimada em 14 MMm³/d de gás natural no auge da produção (EPBR, 2023a; IEPUC, 2023).

O projeto SEAP é composto pelo desenvolvimento de sete campos: Agulhinha, Agulhinha Oeste, Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Cavala e Palombeta. A Petrobras é a operadora de todos esses

¹⁹ Segundo o MME (2024), além da Petrobras, atualmente existe apenas mais uma empresa que importa gás natural da Bolívia via o ponto de recebimento de Mutun (Corumbá) da malha da TBG, a saber: a empresa MGAS. No entanto, as quantidades importadas por essa empresa são muito pequenas: em média, 0,16 MMm³/d entre setembro de 2023 e janeiro de 2024.

²⁰ O valor de 7% corresponde aos valores históricos médios entre 2015 e 2023 da taxa de perda com absorção de LGN nas UPGNs localizadas na malha interligada de gasodutos, segundo o MME (2024). Usando essa premissa é possível obter que a oferta nacional de gás ao transporte (malha interligada) foi de 35,3 MMm³/d entre janeiro e abril de 2024 (ver Nota de rodapé 11), enquanto oferta da Petrobras ao transporte foi de 24,8 MMm³/d (contabilizando o gás adquirido de terceiros no campo de Manati e nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo).

²¹ A partir de setembro de 2021, a produção do campo está atribuída a dois contratos, um sob o regime de cessão onerosa (participação de 26,1205%) e outro sob o regime de partilha da produção (participação de 73,8795%), oriundo do primeiro Leilão dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (ANP, 2024c). A Petrobras possui 100% do contrato sob regime de cessão onerosa e 85% do contrato sob o contrato de partilha da produção, enquanto os 15% restante correspondem as participações da CNOOC Petroleum (10%) e da CNOOC Brasil (5%) (ANP, 2024e).

campos, possuindo sócios em apenas três campos, a saber: ONGC Campos (25%) no campo de Budião e IBV Brasil nos campos de Agulhinha e Cavala (40% em ambos). O projeto prevê a instalação de duas plataformas com capacidade de produção de 8 MMm³/d de gás natural cada uma. Espera-se que a produção seja iniciada em 2029 e que atinja o pico de produção em meados de 2030, tendo um platô de produção de 4,5 anos (IEPUC, 2023). O pico de produção disponível é estimado em cerca de 14 MMm³/d de gás natural (IEPUC, 2023).

3.2.4 Mercado Organizado de Gás

Segundo a ANP (2020b), o mercado organizado de gás baseia-se em três pilares, a saber: modelo de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte, áreas de mercado de capacidade e ponto virtual de negociação. No modelo de entrada e saída os carregadores podem reservar capacidade de transporte de forma independente nos pontos de entrada e saída do sistema de transporte, não sendo necessário contratar percursos específicos. A área de mercado de capacidade é definida como a delimitação do sistema de transporte de gás natural onde o carregador pode contratar capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída por meio de GTAs padronizados.

O ponto virtual de negociação é um ponto sem uma localização física em uma área de mercado de capacidade que permite aos carregadores realizarem a transferência da titularidade do gás. Para isso, é necessário de antemão a aquisição de capacidade de entrada pelo vendedor e capacidade de saída pelo comprador em tal área de mercado de capacidade para que ocorra a transferência da titularidade. Além disso, a comercialização do gás natural no ponto virtual de negociação deve ser efetuada por meio de GSAs padronizados.²² A padronização requer que os produtos oferecidos nos mercados organizados disponham de forma transparente aos potenciais compradores informações sobre o preço, quantidade ofertada, prazos de entrega, período de fornecimento e outras condições contratuais.

A Lei do Gás de 2009 e o seu decreto regulamentador de 2010 (Decreto nº 7.382/2010) não consideraram o transporte de gás no Brasil como um sistema, mas sim como um conjunto de gasodutos isolados que se interconectam entre si (Brasil, 2009, 2010; CT-GN, 2017b). Além disso, até 2018 ocorreu a predominância dos regimes postal²³ e ponto-a-ponto²⁴ para a contratação de reserva de capacidade de transporte, onde a Petrobras era responsável pela contratação e pela programação da injeção e da retirada do gás natural dos gasodutos de transporte (ANP, 2020b; CT-GN, 2017b). Nesse mesmo período,

22 Cabe ressaltar que o ponto virtual de negociação pode ser organizado em um mercado de balcão ou em um mercado de bolsa (ANP, 2020b). O mercado de balcão é caracterizado pelo ambiente de transação comercial onde as partes são conhecidas e não há papel de contraparte por terceiros e, portanto, os riscos da transação são alocados aos participantes (ANP, 2020b). Por outro lado, o mercado de bolsa é caracterizado pelo anonimato das partes na transação comercial, onde a “bolsa” intermedia as transações e disciplina sobre o mecanismo de liquidação e sobre o gerenciamento de risco das operações, podendo exigir o aporte de garantias dos participantes do mercado (ANP, 2020b).

23 O regime postal para contratação de capacidade de transporte concede aos agentes o direito de realizar o carregamento do gás a partir de qualquer ponto de recebimento e de retirá-lo a partir de qualquer ponto de entrega da rede de transporte (ANP, 2020b). Com este regime, os agentes podem mudar o ponto de início do carregamento (entrada) ou de retirada do gás natural (saída) sem necessidade de assinatura de novos contratos de transporte (ANP, 2020b).

24 O regime o ponto-a-ponto para contratação de capacidade de transporte concede o direito aos agentes de carregar o gás a partir de um ponto de recebimento determinado e de retirá-lo em um ponto de entrega determinado (ANP, 2020b). Nesse regime, caso o carregador deseje mudar o traçado a ser percorrido pelo gás, ele deverá assinar um novo contato, abandonando, assim, o contrato original e arcando com os custos vinculados ao abandono (ANP, 2020b).

os GSAs majoritariamente eram negociados bilateralmente entre a Petrobras e as CDLs, tendo vigência de longo prazo e ponto de transferência de propriedade no citygate, ou seja, o ponto de saída (ANP, 2020b; CT-GN, 2017b). Dessa maneira, uma vez que a comercialização e o carreamento do gás natural eram coordenados pela Petrobras, o mercado possuía baixa liquidez (ANP, 2020b, 2023f).

O Decreto nº 9.616/2018, que alterou o Decreto nº 7.382/2010, trouxe avanços em relação a implementação de um mercado organizado de gás natural. Em primeiro lugar, esse ato normativo estipulou o conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural, definindo-o como sistema formado por gasodutos de transporte interconectados e por outras instalações necessárias à manutenção de sua estabilidade, confiabilidade e segurança, nos termos da regulação da ANP (inciso XXXV do Art. 2º do Decreto nº 7.382/2010). O Decreto determinou que a malha de gasodutos de transporte poderia ser organizada em sistemas de transporte de gás natural (Art. 52-A) e estabeleceu que os transportadores que operassem instalações interconectadas deveriam atuar de forma conjunta, coordenada e transparente (parágrafo único do Art. 13). Em segundo lugar, o Decreto implementou o regime de contratação de capacidade por entrada e saída, de tal maneira que esses pontos poderiam ser contratados de forma independente (§ 1º do Art. 52-A).

Ou seja, o Decreto nº 9.616/2018 instituiu dois dos três pilares necessários para criação do mercado organizado de gás no Brasil, a saber: modelo de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte e área de mercado de capacidade. No entanto, embora o programa Gás para Crescer tenha sugerido a implementação do ponto virtual de negociação (CT-GN, 2017a, 2017b), esse decreto não tratou deste tema. Apesar disso, em 2020, a ANP lançou a Consulta Prévia nº 01/2020, divulgando Nota Técnica sobre o modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da União (ANP, 2020b). Essa Nota Técnica visava discutir os principais aspectos para a implementação do mercado organizado de gás no Brasil, em especial o ponto virtual de negociação. Todavia, o mercado organizado de gás não foi regulamento pela ANP até a publicação da Nova Lei do Gás em 2021.

A Nova Lei do Gás, além de manter o regime de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte (§ 1º do Art. 13), aperfeiçoou o conceito de área de mercado de capacidade iniciado no Decreto nº 9.616/2018. Essa Lei definiu explicitamente o conceito de área de mercado de capacidade (inciso III do Art. 3º). A Nova Lei do Gás determinou que os transportadores que operassem em uma mesma área de mercado de capacidade deveriam constituir gestor de área de mercado (Art. 14). A Nova Lei também estabeleceu as obrigações do gestor de área de mercado, determinando que seja oferecido aos carregadores potenciais, serviços de transporte padronizados na área de mercado de capacidade, de forma transparente e não discriminatória, por meio de plataforma eletrônica conjunta (Art. 15). O Art. 17 estipulou que os carregadores deveriam constituir conselho de usuários para monitoramento do desempenho, da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores. Além disso, o § 1º do Art. 10 do Decreto nº 10.712/2021 determinou que a ANP deverá regular as áreas de mercado de capacidade de forma a favorecer o processo de fusão entre elas, como objetivo de progressiva diminuição do número de áreas.

Embora o tema do ponto virtual de negociação tenha sido abordado, as suas delimitações mais detalhadas não foram tratadas pela Nova Lei do Gás ou pelo seu decreto regulamentador. Ou seja, o detalhamento dessa regulamentação dependerá de normas infralegais que deverão ser estabelecidas pela ANP. A Nova Lei do Gás definiu o conceito de mercado organizado de gás²⁵, enquanto o Decreto nº 10.712/2021 definiu o conceito de ponto virtual de negociação. Essa Lei determinou que a comercialização de gás natural no mercado organizado deverá ser efetuada por meio de GSAs padronizados (§ 4º do Art. 31) e que a ANP deverá estabelecer o conteúdo mínimo desses contratos (§ 1º do Art. 31). Os Art. 31 e 32 da Nova Lei do Gás permitiram a ANP habilitar um agente para atuar como entidade administradora do mercado organizado. O Art. 11 do Decreto nº 10.712/2021 determinou que a ANP e os transportadores deveriam assegurar aos carregadores acesso não discriminatório ao ponto virtual de negociação, de forma eficiente e transparente. Nesse caso, § 1º e o § 2º desse artigo permite a ANP utilizar o mecanismo de *Capacity Release* estipulado no inciso I do § 1º do Art. 33 da Nova Lei do Gás (ver seção 3.2.3).

Ressalta-se que, até o momento, o mercado organizado de gás não foi completamente implementado. Apesar disso, o modelo de entrada e saída para contratação de capacidade de transporte está em vigor, já sendo possível a contratação de capacidade de entrada e saída. Em abril de 2024, além da Petrobras, existiam 13 empresas com capacidade anual de entrada ou de saída contratada na TAG²⁶, cinco empresas na TBG²⁷ e quatro empresas na NTS²⁸ (NTS, 2024a; TAG, 2024b; TBG, 2024a). Existem GTAs com diferentes prazos, tais como diários, mensais, trimestrais e anuais. Além disso, os GTAs são padronizados em suas respectivas áreas de mercado, sendo necessário a prévia assinatura de contrato *master* para contratação de capacidade de entrada ou saída.

No entanto, ainda não houve a fusão das áreas de mercado de capacidade. Atualmente, existem três principais áreas na malha interligada de gasodutos, a saber: os sistemas da NTS, TAG e TBG. O gestor de cada uma dessas áreas de mercado de capacidade é a própria transportadora. Além disso, ainda não foi implementado o ponto virtual de negociação, não existindo padronização nos GSAs. Ou seja, os GSAs ainda são negociados bilateralmente entre os compradores e vendedores, onde em muitos contratos o vendedor ainda é responsável pela contratação e programação do transporte do gás natural. Recentemente está ocorrendo uma tendência de contratação de capacidade de saída pelos compradores. Por exemplo, em abril de 2024, os seguintes compradores de gás natural tinham contratado capacidade de saída nos sistemas da TAG e TBG: Refinaria de Mataripe, Bahiagás, Cegás, Potigás, Esgás, Sergás, Copergás, Msgás, Scgás e Sulgás (TAG, 2024b; TBG, 2024a). Dessa maneira, a liquidez no mercado de gás natural ainda é baixa. Os GSAs ainda são majoritariamente contratos de longo prazo, ou seja, produtos de curto prazo são quase inexistentes no mercado brasileiro de gás natural.

25 O inciso XXIX do Art. 3º da Nova Lei do Gás define mercado organizado de gás natural como espaço físico ou sistema eletrônico, destinado à negociação ou ao registro de operações com gás natural por um conjunto determinado de agentes autorizados a operar, que atuam por conta própria ou de terceiros. Ou seja, essa definição engloba tanto pontos virtuais de negociações como pontos físicos para negociação do gás natural.

26 Refinaria de Mataripe, Bahiagás, Cegás, Potigás, Esgás, Sergás, Copergás, 3R Petroleum, Origem Energia, Equinor, Shell, PetroRecôncavo e Galp (TAG, 2024b).

27 Msgás, Scgás, Sulgás, Galp e MGAS (TBG, 2024a).

28 Equinor, Galp, MGAS e Shell (NTS, 2024a).

Existem diversas ações instituídas na Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2022-2023 que tratam do mercado organizado de gás. Entre elas estão:

1. a interconexão e interoperabilidade de gasodutos de transporte (Ação nº 2.3);
2. a comercialização e carregamento (Ação nº 2.7);
3. os Códigos Comuns de Acesso ao sistema de transporte (Ação nº 2.9); e
4. as atividades referentes ao serviço de transporte de gás natural (Ação nº 2.10).

No entanto, o cronograma de todas essas ações vem sendo postergado sucessivamente, apresentando um baixo percentual de conclusão até o momento.

A implementação do mercado organizado é de extrema importância para a abertura do mercado de gás natural do Brasil. Isso porque essa medida incentiva o surgimento de GSAs de curto prazo. O surgimento de produtos de curto prazo possibilita um melhor gerenciamento do balanceamento do sistema de transporte. Os contratos de curto prazo geram aumento da liquidez, uma vez que permite que um mesmo volume de gás natural seja negociado várias vezes. Ressalta-se que um dos aspectos mais importantes para se obter esse resultado é o acesso não discriminatório aos pontos de entrada e saída aos agentes que desejem comercializar o gás. Caso contrário, os detentores dessas capacidades se tornam efetivamente os agentes com poder de mercado, reduzindo, assim, a liquidez. Dessa maneira, o mercado organizado transforma, de fato, o gás natural em uma *commodity*, cujo preço é determinado pela interação entre oferta e demanda.



4 O ATRASO DA AGENDA REGULATÓRIA DA ANP

A Nova Lei do Gás conferiu à ANP a responsabilidade de regulamentação de diversos tópicos. Estudo realizado pelo Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas (FGV CERI) identificou 24 tópicos em que essa Lei elenca a ANP como responsável pelo detalhamento regulatório (FGV CERI, 2024). Isso significa que a consolidação da Nova Lei do Gás depende da publicação de atos normativos a serem elaborados ou revisados pela ANP. Assim, a agenda regulatória da ANP relacionada ao mercado de gás natural é extensa.

Em conformidade com a Lei nº 13.848/2019 (Lei Geral das Agências Reguladoras)²⁹, a ANP elaborou, em 2021, a Agenda Regulatória para o biênio 2022-2023, sendo aprovada pela Resolução da Diretoria nº 793/2021 (ANP, 2021c, 2021a).³⁰ Ressalta-se que a ANP atualiza com frequência o cronograma da sua agenda regulatória. Até a data de publicação deste estudo, a ANP havia revisado cinco vezes a sua Agenda Regulatória 2022-2023, sendo a última revisão publicada em julho de 2024 (ANP, 2021a, 2022a, 2022b, 2023b, 2023a, 2024g). Além disso, a ANP divulga o Painel Dinâmico da Agenda Regulatória, que disponibiliza informações atualizadas do andamento (percentual de conclusão) de cada etapa do cronograma regulatório, a saber: Estudos Preliminares, AIR ou Nota técnica de Regulação, Minuta do Ato Normativo, Início da Consulta Pública, Audiência Pública e Aprovação e Publicação.

A Tabela 8 apresenta os principais tópicos relativos ao mercado de gás natural estabelecidos na Agenda Regulatória da ANP para o biênio 2022-2023, destacando a previsão para publicação das resoluções e os seus respectivos percentuais de conclusão. Identificou-se 15 tópicos relativos ao mercado de gás natural a serem regulamentados pela ANP.³¹ Dentre essas 15 ações, apenas três foram concluídas até a data de publicação deste estudo, a saber:

1. Ação nº 2.1 que trata das atividades de acondicionamento e movimentação de GNL a granel, regulamentada pela Resolução ANP nº 971/2024;
2. Ação nº 2.2 que trata da distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC), regulamentada pela Resolução ANP nº 973/2024; e

29 Com a promulgação da Lei nº 13.848/2019, a elaboração da Agenda Regulatória passou a ser obrigatória (Art. 22) e deve integrar o plano de gestão anual das agências reguladoras (Art. 18) (Brasil, 2019b).

30 Cabe destacar que, a despeito da imposição legal, a ANP já publicou quatro edições de agenda regulatória correspondentes aos biênios 2013-2014, 2015-2016, 2017-2018 (estendida a 2019) e 2020-2021 (ANP, 2021a).

31 Ressalta-se que a Ação nº 2.5 (Elaboração de AIR bases x terminais) e Ação nº 2.11 (Revisão da Portaria ANP nº 251/2000) não foram consideradas como sendo relacionadas ao mercado de gás natural, uma vez que não tratam dos terminais de GNL. Ambas as ações focam nos terminais de movimentação e armazenamento de petróleo, seus derivados e biocombustíveis (ANP, 2021a).

3. a Ação nº 2.14 que trata da simplificação dos procedimentos de contratação de capacidade de transporte³², regulamentada pela Resolução ANP nº 961/2023.

Ressalta-se que todas foram publicadas com atraso em relação ao cronograma estabelecido na 4ª atualização da Agenda Regulatória de 2022-2023, sendo as Ações nº 2.1 e 2.2 concluídas com cinco meses atraso e a Ação nº 2.14 com um mês de atraso. A 5ª revisão da Agenda Regulatória da ANP estabelece novos prazos de conclusão para ações previstas, postergando, mais uma vez, a agenda.

Tabela 8 – Previsão para publicação das resoluções relacionadas ao gás natural na Agenda Regulatória da ANP de 2022-2023

Número e Título da Ação	Versão Original (Dez/2021)	1ª Revisão (Jul/2022)	2ª Revisão (Dez/2022)	3ª Revisão (Jul/2023)	4ª Revisão (Dez/2023)	5ª Revisão (Jul/2024)	Percentual de conclusão (Jun/2024)
2.1. Gás Natural Liquefeito	Jun/22	Mar/23	Ago/23	Ago/23	Jan/24	Jun/24	100% (Jun/2024)
2.2. Distribuição de GNC	Jun/22	Abr/23	Ago/23	Nov/23	Fev/24	Jul/24	100% (Jul/2024)
2.3. Interconexão e interoperabilidade	Jul/22	Dez/22	Nov/23	Abr/25	Abr/26	Abr/26	32,85%
2.4. Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte	Dez/23	Jul/23	Jul/23	Mar/25	Jun/25	Ou/25	5,25%
2.6. Autonomia e Independência no Transporte de Gás	Set/22	Mai/23	Fev/24	Abr/25	Abr/26	Out/26	35,10%
2.7. Comercialização e Carregamento de Gás	Set/22	Dez/23	Jul/24	Jul/25	Jul/27	Jul/27	15,00%
2.8. Tarifas de Transporte de Gás	Out/22	Out/23	Jan/24	Dez/24	Fev/25	Out/25	25,50%
2.9. Códigos Comuns de Acesso	Set/23	Set/24	Set/24	Set/25	Set/25	Dez/25	2,25%
2.10. Serviço de Transporte de Gás	Nov/23	Nov/24	Nov/24	Set/25	Jun/26	- ²	0,00%
2.12. Acesso às infraestruturas essenciais	Jan/24	Out/23	Dez/23	Mai/24	Set/24	Dez/24	60%
2.13. Autorização de Instalações de Movimentação	Mar/23	Nov/23	Abr/24	Mai/25	Dez/25	Dez/25	14%
2.14. Serviço de Transporte de Gás ¹	N.D.	N.D.	Jul/23	Out/23	Out/23	Out/23	100% (Nov/2023)

³² A Ação nº 2.14 é um subtópico das Ações nº 2.7 e nº 2.10. Isso porque a Ação nº 2.14 refere-se a uma revisão pontual das Resoluções nº 11/2016 e nº 51/2013, enquanto as Ações nº 2.7 e nº 2.10 preveem uma revisão mais ampla dessas resoluções. A Ação nº 2.14 foi instituída apenas na segunda atualização da Agenda Regulatória de 2022-2023, visando a simplificação dos procedimentos de contratação de capacidade de transporte. O objetivo era reduzir a complexidade e redundância nos procedimentos das chamadas públicas, não mais previstas em lei, para alocação e contratação de capacidade de transporte de gás natural (ANP, 2022b).

2.15. Critérios para definição de gasodutos de transporte	N.D.	N.D.	N.D.	Jul/24	Out/24	Mar/25	49,00%
2.16. AIR para Eventual Programa de <i>Gas Release</i>	N.D.	N.D.	N.D.	Out/25	Out/26	- ²	0,00%
4.14. Qualidade do Gás Natural	Abr/22	Abr/23	Nov/23	Jul/24	Jul/24	Dez/24	67,50%

Nota: ¹Cabe destacar que a Ação nº 2.14 é um subtópico das Ações nº 2.7 e nº 2.10. Isso porque a Ação nº 2.14 refere-se a uma revisão pontual das Resoluções nº 11/2016 e nº 51/2013, visando apenas a simplificação dos procedimentos de contratação de capacidade de transporte. As Ações nº 2.7 e nº 2.10 preveem uma revisão mais ampla dessas resoluções. Nota ²: A 5ª Atualização da Agenda Regulatória destaca, por determinação da Resolução de Diretoria nº 667/2024, a suspensão dos cronogramas das ações 2.10 e 2.16.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2021a, 2022a, 2022b, 2023b, 2023a, 2024d).

A Tabela 8 evidencia que todas as outras 12 ações estão longe de ser concluídas. Dentre essas, apenas duas possuem um percentual de conclusão maior do que 50%, a saber: a Ação nº 2.12 que trata do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (percentual de conclusão de 60% em dezembro de 2024) e a Ação nº 4.14 que trata da especificação do gás natural através da revisão da Resolução nº 16/2008 (percentual de conclusão de 67,5% em dezembro de 2024). Em dezembro de 2024, ambas estas ações estavam na etapa de elaboração da Minuta do Ato Normativo, sendo ainda necessário passar pelas etapas de Consulta e Audiência Pública para eventual aprovação e publicação da resolução.

Nas ações elencadas na Agenda Regulatória, as ações sobre o serviço de transporte de gás (2.10) e Análise de Impacto Regulatório para eventual programa de *Gas Release* ainda não foram iniciadas e, por determinação da Resolução de Diretoria nº 667/2024, foram suspensas por ter prazos de início que coincidem com o período da nova Agenda Regulatória 2025-2026.

A ANP tem postergado sucessivamente o cronograma da Agenda Regulatória de 2022-2023, especialmente dos tópicos relacionados ao mercado de gás natural. Todos os 12 tópicos³³ relacionados ao mercado de gás natural publicados na versão original dessa agenda regulatória tinham previsão para serem concluídos até janeiro de 2024, sendo sete ações previstas para serem concluídas no ano de 2022, quatro ações no ano de 2023 e apenas uma ação em janeiro de 2024. Todavia, na 5ª Atualização da Agenda Regulatória de 2022-2023, a data de conclusão desses mesmos 12 tópicos foram postergados até julho de 2027, sendo que quatro ações deveriam ter sido concluídas no ano de 2024, cinco ações no ano de 2025, duas ações no ano de 2026. O tempo médio de postergação foi de 30 meses das datas previstas na versão original. Além disso, as três ações adicionadas em versões posteriores (Ações nº 2.14, nº 2.15 e nº 2.16) também foram proteladas em relação aos seus respectivos cronogramas iniciais.

Novas postergações do cronograma são prováveis, uma vez que o percentual de conclusão de quase todas as ações relacionadas ao mercado de gás natural é baixo.

³³ As Ações nº 2.14, nº 2.15 e nº 2.16 não estavam presente na versão original da Agenda Regulatória de 2022-2023, sendo a Ação nº 2.14 adicionada na 2ª Atualização e as Ações nº 2.15 e nº 2.16 adicionadas na 3ª Atualização (ANP, 2021a, 2022b, 2023a).

Isso não é um problema específico dos tópicos relacionados ao gás natural ou da Agenda Regulatória para o biênio 2022-2023. As outras quatro edições de agenda regulatória correspondentes aos biênios 2013-2014, 2015-2016, 2017-2018 e 2020-2021 também sofreram sucessivos atrasos na sua implementação (Netto, 2024). Relatório do Tribunal de Contas da União (TCU) apontou que uma das causas para isso seria a insuficiência de recursos humanos da ANP (TCU, 2024). Em especial, esse relatório afirma que a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), responsável por 14 das 15 ações levantadas na Tabela 8, apresenta carência de servidores desde 2018 e não tem conseguido cumprir as exigências rotineiras previstas no Regimento Interno da ANP. Portanto, tais circunstâncias colocam em risco a regulamentação da Nova Lei do Gás.

Em setembro de 2024, a ANP lançou a Consulta Prévia nº 2/2024, acerca de sua nova Agenda Regulatória, visto que a Agenda do biênio 2022-2023 foi prorrogada até 2024. O objetivo da Agência foi obter contribuições sobre matéria regulatória de interesse geral de agentes econômicos, consumidores ou usuários de bens e serviços da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis e dar publicidade, transparência e legitimidade às ações regulatórias da ANP. A Consulta contou com uma listagem de 72 ações regulatórias propostas pela Agência, com espaço para indicação de priorização e contribuição às ações prevista, como também aberta a sugestão de novas ações regulatórias. O cronograma proposto em Nota Técnica sugeria aprovação e publicação da Agenda Regulatória em outubro de 2024. Porém, não houve publicação ou atualização da situação até dezembro de 2024.



5 O NOVO DECRETO DA LEI Nº 14.134/2021

Em agosto de 2024, o governo federal publicou o Decreto nº 12.153/2024, que alterou o decreto regulamentador da Nova Lei do Gás, ou seja, o Decreto nº 10.712/2021 (Brasil, 2024). Esse novo decreto é resultado dos trabalhos do programa Gás para Empregar, que foi instituído em março de 2023 pela Resolução CNPE nº 1/2023 (CNPE, 2023).

No Novo Decreto, os principais dispositivos versam sobre os pressupostos ao acesso não discriminatório e negociado às infraestruturas, a defesa ao consumidor de gás natural, o planejamento setorial e a transparência das informações. O referido Decreto apresenta medidas voltadas ao mercado aberto e concorrencial, prevendo transparência para reduzir a assimetria de informação entre os agentes da indústria de gás natural. O ato do Poder Executivo avança na articulação de políticas públicas com a elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano e a previsão do Comitê de Monitoramento do Setor de Gás Natural.

O Ato Normativo determina que a outorga das autorizações para exercício das atividades do setor de gás natural deverá seguir um planejamento setorial centralizado. Isto é, a ANP deverá observar o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNI) para outorgar as autorizações para exercício das atividades do setor de gás natural (Art. 6º-D). A EPE será responsável pela elaboração do PNI (Art. 6º-A), enquanto o MME será responsável por sua aprovação (Art. 6º-C). O PNI abrange todas as infraestruturas da cadeia do gás natural (exceto as unidades de liquefação, as plantas de regaseificação e os gasodutos de distribuição). Especificamente, o §1º do Art. 6º-B do Novo Decreto deixa claro que estão incluídas no PNI as infraestruturas de tratamento, processamento, estocagem, escoamento, transporte por duto e a distribuição por GNC ou GNL, além das infraestruturas para escoamento, especificação e purificação de biometano.

Embora a Nova Lei do Gás defina o regime de autorização para as infraestruturas do setor do gás natural³⁴, o Novo Decreto tenta trazer de volta elementos do regime de concessão, precedido de licitação, para outorga de autorização – regime que existia na antiga Lei do Gás de 2009 sobre a atividade de transporte³⁵, e que, agora, abrange, através do PNI, todas as infraestruturas da cadeia do gás natural e do biometano. Isto é, a ANP deverá ofertar a outorga da autorização das infraestruturas contempladas pelo PNI aos investidores interessados por meio de processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso (Art. 6º-F). Ressalta-se que a ANP somente poderá outorgar a autorização para infraestruturas que não estejam previstas no PNI caso elas tenham compatibilidade

³⁴ Transporte, estocagem, acondicionamento, escoamento, tratamento, processamento e terminais de GNL.

³⁵ Cabe destacar, que o Art. 3º da Lei do Gás de 2009 impôs a modalidade de concessão apenas para os gasodutos classificados como de interesse geral, mantendo a modalidade de autorização para os gasodutos de transportes que envolviam acordos internacionais (Brasil, 2009).

com o planejamento setorial centralizado (§ 2º do Art. 6º-F). Com base no PNI, a ANP também poderá determinar a adequação da capacidade operacional das infraestruturas de produção, escoamento, tratamento, processamento e transporte de gás natural e seus derivados (alínea “e” do inciso II do Art. 5º-C).

O ato do Poder Executivo atua na tentativa de redução do preço do gás por meio do controle das tarifas de escoamento e processamento. O relatório elaborado a partir das discussões realizadas pelo Comitê 2 do Grupo de Trabalho do programa Gás para Empregar (GT-GE) indicou que essas duas etapas seriam responsáveis pelo principal componente de custo na formação de preço do gás natural (GT-GE, 2024b). Portanto, a lógica seria de que o controle das tarifas de escoamento e processando forçaria uma redução significativa do preço do gás natural. Assim, o Novo Decreto trata as etapas de escoamento e processamento como atividades não concorrenciais (monopólios naturais), como é o caso do setor de transporte.

Embora o Art. 28 da Nova Lei do Gás estabeleça o acesso negociado a essas infraestruturas (bem como destacado no § 1º do Art. 5º-A do Novo Decreto), o inciso V do Art. 5º-B determina que compete à ANP estabelecer remuneração justa e adequada para os titulares das infraestruturas submetidas ao acesso de terceiros. O § 3º do Art. 5º-B estabelece que a remuneração justa e adequada é aquela que permite a remuneração mínima pretendida pelo investidor para remuneração do capital investido, mas que, ao mesmo tempo, tenha o menor impacto no preço, permitindo a apropriação justa dos benefícios auferidos pelos agentes econômicos do setor, pela sociedade e pelos consumidores de gás natural. Ou seja, a ANP deverá levar em consideração os interesses dos consumidores de gás natural ao determinar a remuneração das infraestruturas submetidas ao acesso de terceiros. Além disso, a remuneração pela prestação do serviço aos terceiros nas infraestruturas de escoamento e processamento³⁶ deverá considerar a depreciação do ativo e a amortização do investimento e as tarifas deverão ser negociadas em base de custos (Art. 11-B).

O acesso de terceiros para novas infraestruturas de escoamento e processamento é expresso no §1º do Art. 6º-F, o qual determina que a ANP será responsável por estabelecer os requisitos econômicos para a autorização dessas atividades.³⁷ A remuneração do capital e a amortização do investimento deverão ser amparadas na base regulatória de ativos (§11 do Art. 6º-F), com rodadas periódicas de revisão tarifária (§8 do Art. 6º-F). Além disso, o §6º do Art. 6º-F determina que, para a outorga da autorização, serão exigidas informações sobre fluxo de caixa esperado do projeto, remuneração de capital investido e que seja adotado o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) para o reajuste do valor de investimento durante o período de amortização. Ao longo dos anos de operação, os proprietários das infraestruturas também deverão apresentar anualmente à ANP informações sobre o fluxo de caixa efetivamente observado (§9º do Art. 6º-F).

³⁶ Inclui também as infraestruturas de estocagem subterrânea.

³⁷ Além das atividades de processamento e escoamento, a ANP também será responsável por estabelecer os requisitos econômicos para a autorização das atividades de tratamento, transporte e estocagem subterrânea de gás natural.

O novo entendimento sobre o acesso de terceiro às infraestruturas de escoamento e processamento altera o entendimento sobre a preferência do proprietário no uso de sua infraestrutura. Isso porque o Art. 11-B estabelece a igualdade entre o proprietário da instalação e os demais usuários (terceiros) como um dos pressupostos para o processo de acesso de terceiros a essas infraestruturas. Especificamente, o inciso XV afirma que as condições de acesso às infraestruturas de escoamento e processamento devem ser isonômicas para as transações equivalentes com qualquer usuário, inclusive o usuário proprietário. Além disso, o inciso XVI estabelece que não haja condições desfavoráveis para os terceiros em relação às condições para o usuário proprietário. No entanto, o §1º do Art. 28 da Nova Lei do Gás determina que o proprietário da instalação tem preferência para uso da sua própria infraestrutura. Segundo a ANP (2022c), isso tem como objetivo não prejudicar o proprietário que realizou os investimentos na infraestrutura e que a dimensionou para seu próprio uso.

Ressalta-se que o Novo Decreto traz avanços em relação à transparência do setor de gás natural, principalmente sobre as etapas de escoamento e processamento. Como já mencionado na seção 2.3.4, a Petrobras não está sendo transparente ao conceder acesso a terceiros às suas infraestruturas, o que está em desacordo com a Resolução CNPE nº 3/2022 e com a própria Nova Lei do Gás (Art. 2º). O Novo Decreto incluiu um capítulo (IV-A) que trata exclusivamente da transparência das infraestruturas de *midstream* (exceto terminais de GNL). Nesse caso, os operadores deverão disponibilizar informações sobre todas as características técnicas, operacionais e econômicas das infraestruturas, incluindo:

1. as capacidades (nominal, operacional, contratada, utilizada e disponível);
2. tarifas de acesso; e
3. extratos dos contratos firmados com a identificação do contratante e com o resultado de todos os termos negociados (Art. 22-B).

Em relação a tentativa de promover o aumento da oferta de gás, o Novo Decreto conferiu à ANP a possibilidade de determinar a redução da reinjeção de gás natural, inclusive estabelecendo volume máximo para essa reinjeção (alínea “b” do inciso II do Art. 5º-C), bem como determinar o aumento da produção de gás natural para campos na fase de produção, incluindo campos maduros (alínea “c” do inciso II do Art. 5º-C). Para atingir esses objetivos, a ANP poderá revisar os planos de desenvolvimento já aprovados e exigir que os operadores dos campos em questão realizem os investimentos necessários para atender a expansão compulsória da produção (§ 1º e § 3º do Art. 5º-C). Ressalta-se que o Novo Decreto deixa claro que essas revisões serão determinadas através de processo administrativo, com oitiva das empresas e respeitando a viabilidade técnico-econômica dos projetos. Caso o operador do campo não atenda as exigências, a Agência poderá adotar medidas legais e contratuais para impô-las (§ 4º do Art. 5º-C).

Cabe destacar que o Novo Decreto sobrecarrega ainda mais ANP. Como destacado na seção 4, relatório do TCU apontou que a Agência (especialmente a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação - SIM) vem enfrentando dificuldades para cumprir até mesmo as exigências rotineiras previstas no seu Regimento Interno, devido à insuficiência de recursos humanos. Dessa maneira, a ANP vem

postergando sucessivamente sua Agenda Regulatória referente à regulamentação da Nova Lei do Gás. Nesse contexto, o Novo Decreto impõe novas responsabilidades à Agência.

Entre essas novas responsabilidades vale destacar que a ANP deverá realizar processo seletivo público para a outorga de autorizações de quase todas as infraestruturas do setor de gás natural, estabelecendo metodologia para determinar a remuneração de cada uma dessas infraestruturas e de suas revisões tarifárias (Art. 6º-F). Além disso, caso a EPE julgue necessário a realização de chamada pública para a elaboração do PNI, a ANP será responsável por regular e supervisionar essa chamada pública, bem como poderá dar apoio para sua preparação e desenvolvimento caso a EPE requisite (Art. 6º-E). Ainda, a ANP deverá monitorar permanentemente a continuidade e a segurança do abastecimento com vistas ao atendimento à demanda de gás natural e seus derivados em cada região do país (inciso I do Art. 5º-C). A Agência também deverá realizar o constante monitoramento e diagnóstico das condições concorrenciais do mercado de gás natural, seus derivados, biometano e outros energéticos (§ 3º do Art. 21). As responsabilidades introduzidas pelo Novo Decreto se somam as outras muitas novas responsabilidades atribuídas à Agência no âmbito dos biocombustíveis, biometano, hidrogênio e CCUS decorrentes de Leis recentemente aprovadas.



6 RECOMENDAÇÕES PARA EFETIVA ABERTURA DO MERCADO DE GÁS NATURAL

A efetiva abertura do mercado de gás brasileiro perpassa pela implantação por completo da Nova Lei do Gás. Para isto, será necessário dotar a ANP dos recursos humanos e financeiros indispensáveis para implementação da sua agenda regulatória. Neste sentido, faz-se necessário um diagnóstico correto sobre quais são os obstáculos enfrentados pela ANP e como a Agência pode superá-los. Isso possibilitaria quantificar e qualificar os recursos necessários de serem empregados para se atingir os objetivos de regulamentação na Nova Lei do Gás.

Apesar dos avanços obtidos na reforma da indústria do gás natural, o caminho para a construção de uma indústria de gás concorrencial ainda é longo. Para avançar no processo de abertura do mercado de gás, algumas medidas merecem destaque:

- I. Acesso de terceiros às infraestruturas essenciais de gás natural:** Quanto aos pontos específicos a serem regulamentados, é fundamental dar atenção ao Art. 28 relativo ao acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, uma vez que o acesso atualmente está ocorrendo de forma não transparente. A regulamentação pela ANP da transparência especificada no Art. 2º da Nova Lei do Gás e no Capítulo IV-A do Novo Decreto é um passo muito importante para a evolução do mercado nacional de gás.
- II. Regulamentação do transportador independente:** Também é essencial regular os aspectos do transportador independente estipulados no Art. 5º da Nova Lei do Gás, uma vez que o Cade desobrigou a Petrobras de alienar sua participação de 51% na TBG. A preocupação é de que a ausência dessa regulamentação possa resultar em favorecimento comercial à Petrobras dentro do sistema TBG. Dessa maneira, se faz necessário que a ANP determine os critérios de independência para os transportadores existentes na data de publicação da Nova Lei do Gás.
- III. Desconcentração do mercado de gás natural:** Do mesmo modo, é primordial que a Agência empregue os mecanismos, instituídos no Art. 33 dessa Lei, para prevenir práticas anticompetitivas e estimular a competitividade no mercado de gás natural (mecanismos de *Gas Release* e *Capacity Release*). Isso porque espera-se que a Petrobras permaneça com um significativo poder de mercado ao longo dos próximos anos através de seus direitos sobre a propriedade da produção de gás natural.
- IV. Implementação do mercado organizado de gás:** O mercado organizado (especialmente, o ponto virtual de negociação) também deve ser regulamentado pela ANP, para possibilitar o surgimento de contratos de curto prazo e o aumento da liquidez no mercado brasileiro de gás.

Ressalta-se que o Governo Federal tem um papel crucial na abertura do mercado de gás natural, visto que é necessário dotar a ANP com os recursos para que a Agência seja capaz de efetivamente implementar a Nova Lei do Gás. Como destacado, o TCU apontou que a ANP carece de recursos humanos para tal empreitada, especialmente a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação - SIM, que é a principal superintendência da Agência em assuntos relacionados à abertura do mercado de gás natural. O Novo Decreto impôs novas responsabilidades à já sobrecarregada ANP.

A discussão sobre o aumento da oferta e a redução do preço do gás são necessárias. Todavia, a implementação da Nova Lei do Gás, orientada com foco para a reforma e abertura do setor são primordiais para o alcance desse objetivo. O programa Gás para Empregar e o, subsequente, Decreto nº 12.153/2024 direcionam para o aumento da oferta e a redução de preços do gás, gerando assim uma expectativa de redução dos preços de forma célere através de mecanismos extramercado.

O Novo Decreto busca avançar para a construção de um mercado competitivo. Contudo, vale ressaltar a cautela necessária quanto a imposição dos novos regulamentos e possíveis incertezas ao mercado de gás natural. Aspectos como a revisão de atuais planos de desenvolvimento de campos em produção e impactos em negócios já existentes poderá resultar em um cenário de desincentivo à novos investimentos e à entrada de novos agentes e, conseqüentemente, poderá limitar o aumento da concorrência. Nesse cenário, a tão almejada abertura do mercado de gás natural seria prejudicada.

Os investimentos nos campos atuais foram realizados assumindo um conjunto de premissas e estratégias em relação ao gás natural. O processo administrativo com oitiva das empresas, previsto no Art. 5º-C do Novo Decreto, deve ser respeitado e espera-se que a ANP atue com respeito ao arcabouço legal e bom senso para a regulação adequada e repactuação bilateral. O direito de preferência de uso dos proprietários e o caráter negociado do acesso nas infraestruturas essenciais (em especial, as instalações de escoamento e processamento) também deve ser respeitado, sob risco de criar conflitos regulatórios e riscos para os investimentos.

Por fim, a ANP não deve utilizar única e exclusivamente o PNI para outorgar autorizações das infraestruturas do setor de gás natural. Idealmente, o PNI deveria ser transformado em um planejamento indicativo, como já ocorre hoje em dia com o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE) e Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER). O PNI nada mais é do que uma tentativa de replicar, de uma maneira mais ampla, o caso do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT). Ao longo da década de 2010, a outorga das autorizações da atividade de transporte com base no PEMAT se mostrou muito restritiva e burocrática, não incentivando a construção de nenhum quilômetro sequer de gasodutos.³⁸ Durante os oito anos de existência do PEMAT³⁹, a EPE e o MME somente elaboraram uma edição do documento (EPE & MME, 2014). Além disso, houve uma demora significativa na sua elaboração, onde a única edição do PEMAT foi publicada em março de 2014 (EPE & MME, 2014), mais de 3 anos após sua implementação imposta pelo Decreto nº 7.382/2010.

38 Segundo a FGV CERI (2024), a única edição do PEMAT indicou nove gasodutos para expansão da malha de transporte, porém, apenas três gasodutos atenderiam critérios suficientes de demanda e oferta, dois dos quais com volumes de oferta ainda incertos. O resultado do PEMAT foi a identificação de apenas um gasoduto de 11 quilômetros para licitação, proposto pela Petrobras, a qual não foi realizada.

39 Período entre a implementação do Decreto nº 9.616/2018 e o decreto do Decreto nº 7.382/2010.



CONCLUSÃO

Este trabalho buscou apresentar o andamento da abertura do mercado de gás natural na esfera de competência da União, destacando o progresso da implementação da Nova Lei do Gás e do TCC entre o Cade e a Petrobras. O TCC, assinado em 2019, iniciou uma nova etapa na abertura mercado de gás natural. Os termos de compromisso focaram em solucionar os principais problemas identificados para a falta de concorrência no mercado de gás natural. Ou seja, o TCC impôs a independência dos transportadores em relação à Petrobras, ao exigir a venda de suas participações nas transportadoras, incluindo NTS, TAG e TBG. O acordo também obrigou a desverticalização da Petrobras no setor de distribuição através da venda da sua participação na Gaspetro. Além disso, o TCC instituiu mecanismo para cessão compulsória de capacidade da Petrobras na NTS e TAG, exigindo a disponibilização de capacidade para novos carregadores. Por fim, esse acordo obrigou a Petrobras a conceder acesso a terceiros às suas infraestruturas de escoamento e processamento (incluindo o arrendamento do Terminal de GNL da Bahia) e proibiu a empresa de adquirir gás de terceiros.

A análise do TCC conclui que nem todos os termos de compromisso firmados foram cumpridos. Especificamente, em 2024, o Cade reconsiderou sua decisão inicial, desobrigando a Petrobras de alienar sua participação de 51% na TBG. Ressalta-se que a decisão do Cade é conflitante com determinações do CNPE nº 3/2022, a qual estabeleceu como interesse da Política Energética Nacional a alienação total das participações (direta ou indireta) da Petrobras nas empresas de distribuição e transporte de gás natural, incluindo a TBG.

A falta de transparência no acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento e processamento também está em desacordo com determinações do CNPE. A Resolução CNPE nº 3/2022 determina que, até a efetiva regulação do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais pela ANP, os proprietários ou operadores dessas infraestruturas devem dar transparência ao mercado. Cabe destacar que a falta de informação dificulta identificar se o acesso de terceiros está ocorrendo de forma não discriminatória conforme determinado pelo TCC.

A Nova Lei do Gás, decretada em abril de 2021, formalizou todos os temas considerados importantes para a abertura do mercado de gás brasileiro, identificados ao longo da década de 2010. A Lei formalizou o conceito do transportador independente, o acesso de terceiro às infraestruturas essenciais, o Mercado Organizado de Gás, além de conferir à ANP mecanismos para prevenir práticas anticompetitivas e estimular a competitividade no mercado de gás natural. Embora a Nova Lei do Gás tenha trazido avanços consideráveis em relação a legislação anterior, os seus efeitos sobre o mercado de gás brasileiro ainda são modestos.

A incapacidade da Nova Lei do Gás em promover uma abertura efetiva do mercado de gás natural do Brasil é consequência direta dos atrasos por parte da ANP na regulamentação de diversos tópicos definidos nessa Lei. A Nova Lei do Gás conferiu à Agência a responsabilidade de regulamentação de

diversos aspectos do mercado de gás natural. Isso significa que a consolidação dessa Lei depende da publicação de atos normativos a serem elaborados ou revisados pela ANP.

No entanto, com uma agenda regulatória da ANP extensa, quase nenhum tópico relevante para a abertura desse mercado foi regulamentado. De um total de 15 ações relacionadas com o mercado de gás natural estabelecidas na Agenda Regulatória de 2022-2023, somente foram concluídas (com atrasos) três ações até o momento. Além disso, a ANP vem postergando sucessivamente o cronograma relativo à abertura do mercado de gás natural, sendo a insuficiência de recursos humanos da Agência como uma das causas apontadas para isso.

A conclusão principal deste estudo é de que a implantação por completo da Nova Lei do Gás é fundamental para abertura do mercado de gás brasileiro. A tão esperada abertura não será alcançada de outra maneira. Especialmente, a ANP deve regulamentar o mercado organizado de gás, os critérios de independência para os transportadores, o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais e as condições de transparência nas atividades do *midstream*. Além disso, a ANP deve empregar os mecanismos que lhe foram conferidos para prevenir práticas anticompetitivas e estimular a competitividade (*Gas Release* e *Capacity Release*). Isso porque apenas a regulamentação dos demais aspectos da Nova Lei do Gás não será suficiente para trazer um elevado grau de dinamismo ao mercado de gás natural do Brasil, dado que a Petrobras deverá permanecer com excessivo poder de mercado ao longo dos próximos por meio de seus direitos sobre a propriedade da produção.

A abertura e o aumento da competição no mercado de gás devem ser o foco da política para o setor. É essencial que o Governo Federal e as autoridades energéticas tenham compromisso com os princípios pactuados para a abertura do mercado nos últimos 10 anos. Demonstrar compromisso com a abertura passa por criar condições para que a ANP cumpra sua agenda regulatória e implemente por completo a Nova Lei do Gás e por uma discussão sobre o futuro da concentração da oferta de gás no Brasil.

REFERÊNCIAS

3R PETROLEUM. **Relatório Anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2023 e 2022 com Relatório dos Auditores Independentes**. 2023. Disponível em: <https://ri.3rpetroleum.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)** [Dataset]. 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM-2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSlsmMiOjR9>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Evolução da indústria brasileira de gás natural: aspectos técnico-econômicos e jurídicos** (Nota Técnica nº 013/2009-SCM). 2009. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/ibgn>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Considerações sobre alguns aspectos do desenvolvimento da indústria do gás natural**: contribuições para o aprimoramento do marco regulatório da indústria do gás natural (Nota Técnica nº 004/2017-SCM). 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/notas-e-estudos-tecnicos>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **A promoção da concorrência na indústria de gás natural (Nota Técnica nº 014/2018-SIM)**. 2018a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2018/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf/view>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Desverticalização na Indústria do Gás Natural (Nota Técnica nº 004/2018-SIM)**. 2018b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/notas-e-estudos-tecnicos>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Petrobras indica volumes de injeção e retirada nos sistemas de transporte da NTS e TAG**. 2019. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canalais_atendimento/impressao/noticias-comunicados/comunicado-petrobras-indica-volumes-de-injecao-e-retirada-nos-sistemas-de-transporte-da-nts-e-tag. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Consulta e audiência públicas nº 18/2020. 2020a**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2020/consulta-e-audiencia-publicas-no-18-2020>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Modelo conceitual do mercado de gás na esfera de competência da União**: comercialização, carregamento e balanceamento. 2020b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2020/modelo-conceitual-do-mercado-de-gas-na-esfera-de-competencia-da-uniao>. Acesso em: 03 fev. 2025.

gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2020/consulta-previa-no-01-2020. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Agenda regulatória 2022-2023**. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. Autorização SIM-ANP nº 767, de 2 de dezembro de 2021. **DOU**, 03 dez. 2021b. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-767-2021?origin=instituicao>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Resolução de Diretoria RD nº 793/2021c**. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-de-diretoria-n-793-2021-agenda-regulatoria-anp-para-o-bienio-2022-2023?origin=instituicao>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Agenda Regulatória 2022-2023**: relatório consolidado 1º semestre de 2022. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Agenda Regulatória 2022-2023**: relatório consolidado 2º semestre de 2022. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Estudo prévio para regulamentação do acesso de terceiros negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais de gás natural no Brasil**: gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL) (Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022). 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/consulta-previa-ndeg-1-2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Agenda Regulatória 2022-2023**: relatório consolidado 1º semestre de 2023. 2023a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Agenda Regulatória 2022-2023**: relatório consolidado 2º semestre de 2023. 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/acao-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023 [Dataset]**. 2023c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. Autorização SIM-ANP nº 988, de 28 de dezembro de 2023. **DOU**, 29 dez. 2023. 2023d. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-988-2023-?origin=instituicao>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Consulta Prévia nº 1/2023**. 2023e. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/consulta-previa-ndeg-1-2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Diagnóstico concorrencial da indústria do gás natural brasileira visando proposta de programa de redução de concentração (Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023)**. 2023f. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. Autorização nº 382, de 28 de junho de 2024. **DOU**, 01 jul. 2024. 2024a. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-382-2024?origin=instituicao>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Boletim Mensal da Comercialização do Gás Natural [Dataset]**. 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/acompanhamento-do-mercado-de-gas-natural/publicidade-dos-precos-de-gas-natural>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural**, abr. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Painel Dinâmico da Agenda Regulatória 2022-2023 [Dataset]**. 2024d. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-da-agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Painel dinâmico de campos em desenvolvimento e produção [Dataset]**. mar. 2024e. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-campos-em-desenvolvimento-e-producao>. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Produção Mensal de Hidrocarbonetos [Dataset]; Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção (SIGEP)**. 2024f. Disponível em: https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/produ%C3%A7%C3%A3o-mensal-de-hidrocarbonetos?clear=40&session=32975998955225&cs=3-wO-Kb-6oMVvBU-4xwd638MHKs4ppd4ySgw2bhfdzud8c_cCbMCj7u7BuVlzEjfnGf70PgBkV2Zfu0cund0QxA. Acesso em: 03 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP. **Agenda Regulatória 2022-2023**: relatório consolidado 1º semestre de 2024. 2024g. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/agenda-regulatoria>. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 2.004, de 03 de outubro de 1953**. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l2004.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.** Dispõe sobre as Sociedades por Ações. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L6404consol.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Emenda Constitucional nº 5, de 15 de agosto de 1995a.** Altera o § 2º do art. 25 da Constituição Federal. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc05.htm#art1. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Emenda Constitucional nº 9, de 09 de novembro de 1995b.** Dá nova redação ao art. 177 da Constituição Federal, alterando e inserindo parágrafos. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc09.htm#art3. Acesso em: 03 fev. 2025.

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. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.** Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010.** Regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/d7382.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011.** Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência; dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica; altera a Lei no 8.137, de 27 de dezembro de 1990, o Decreto-Lei no 3.689, de 3 de outubro de 1941 - Código de Processo Penal, e a Lei no 7.347, de 24 de julho de 1985; revoga dispositivos da Lei no 8.884, de 11 de junho de 1994, e a Lei no 9.781, de 19 de janeiro de 1999; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018.** Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019a.** Institui o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/D9934.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019b.** Dispõe sobre a gestão, a organização, o processo decisório e o controle social das agências reguladoras, altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.472, de 16 de julho de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.782, de 26 de janeiro de 1999, a Lei nº 9.961, de 28 de janeiro de 2000, a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, a Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000, a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, a Medida Provisória nº 2.228-1, de 6 de setembro de 2001, a Lei nº 11.182, de 27 de setembro de 2005, e a Lei nº 10.180, de 6 de fevereiro de 2001. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/l13848.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021a.** 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. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/decreto/D10712.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021b.** 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; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14134.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

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. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30.** 2014. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?2pXoYgv29q86Rn-fAe4ZUaXIR3v7-gVxEWL1JeB-RtUgqOwvr6Zlwydl0IhRNSr2Q22lBy-VKByYDYwsa13_jxf0SDSWuppVyn3NErep_184lbD_feB9XkjOS4lM_mCC. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Inquérito Administrativo nº 08700.007130/2015-82.** 2015a. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?KOXi3eEqJC73dCc3G_MH5w73G76ivtXYDDG65Jr7vK4fhNNdRnnFDgAfJTlFRn8_ywCudV1gCNGrQiNgXFAcnQOfXZPASRpl5rf1xVe0POT3zUQBxtWURBz4ZKpTlw7u. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Inquérito Administrativo nº 08700.009007/2015-04**. 2015b. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAXAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcQioxS9ZCs0d3xvvyBVXxAVwFFLiNcjWp2TUGJsPsk5t. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Nota Técnica nº 26/2016/CGAA4/SGA1/SG/CADE (Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30)**. 2016. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?2pXoYgv29q86Rn-fAe4ZUaXIR3v7-g-VxEWL1JeB-RtUgqOwvr6Zlwydl0IhRNSr2Q22lByVKByYDYwsa13_Jxf0SDSWuppVyn3NErep_184lbD_feB9XkjOS4lM_mCC. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Petição nº 08700.003335/2018-31**. 2018. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAXAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcR-CHYJQRNwBKVUwGq9b9e2689rjwMc-FgMvaSpsWSCEU. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12**. 2019a. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAXAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Termo de Compromisso de CessaçãO de Prática (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2019b. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAXAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Voto (Processo Administrativo nº 08700.002600/2014-30)**. 2019c. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?2pXoYgv29q86Rn-fAe4ZUaXIR3v7-gVxEWL1JeB-RtUgqOwvr6Zlwydl0IhRNSr2Q22lByVKByYDYwsa13_Jxf0SDSWuppVyn3NErep_184lbD_feB9XkjOS4lM_mCC. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Ato de Concentração Sumário nº 08700.003912/2021-91**. 2021a. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?1MQnTNkPQ_sX_bghfgNtnzTLgP9Ehbk5UOJvmyzesnE-Rf6Pd6hBcedDS_xdwMQMK6_PgwPd2GFLljH00LyFZW0lP7LMs08JUUI8bdHJPTHxC3Cbt4FUSfyyC3YEYX3. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Nota Técnica nº 22/2021/CGAA4/SGA1/SG/CADE (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2021b. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAXAO1tMiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Certidão de Trânsito em Julgado [Ato de Concentração nº 08700.004540/2021-10]**. 2022. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?1MQnTNkPQ_sX_bghfgNtnzTLgP9EhbK5UOJvmyzesnbE-Rf6Pd6hBcedDS_xdwMQMK6_PgwPd2GFLljH0OLyFVNc2SFk3ZD-1JBpPD8YzdJu-6kz1WMMzCSstmHWzJlw. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Ato de Concentração Sumário nº 08700.003665/2023-94**. 2023a. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?1MQnTNkPQ_sX_bghfgNtnzTLgP9EhbK5UOJvmyzesnbE-Rf6Pd6hBcedDS_xdwMQMK6_PgwPd2GFLljH0OLyFcl1Siw18AUpoMR9rTHK5JsQ7R2nDBZSXMSi4dgm3-G2. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **E-mail Petrobras (renegociação TCC) (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2023b. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcl9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Nota Técnica nº 6/2023/UCD-CGAA4/CGAA4/SGA1/SG/CADE (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2023c. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcl9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Ofício nº 6442/2023/UCD-CGAA4/CGAA4/SGA1/SG/CADE (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2023d. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcl9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Anexo à Nota Técnica nº 4/2024/UCD-CGAA4/CGAA4/SGA1/SG/CADE (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2024a. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1tMiVcl9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6TopQqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Ato de Concentração Sumário nº 08700.003389/2024-45. 2024b**. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?1MQnTNkPQ_sX_bghfgNtnzTLgP9EhbK5UOJvmyzesnbE-Rf6Pd6hBcedDS_xdwMQMK6_PgwPd2GFLljH0OLyFU-VNInscw30YPtj5oBNhp8naVI-8L0N_ONXpZkj96WI. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE. **Nota Técnica nº 4/2024/UCD-CGAA4/CGAA4/SGA1/SG/CADE (Requerimento de TCC nº 08700.003136/2019-12)**. 2024c. Disponível em: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?0c62g277GvPsZDAxAO1t-MiVcL9FcFMR5UuJ6rLqPEJuTUu08mg6wxLt0JzWxCor9mNcMYP8UAjTVP9dxRfPBcV7U2g7xywUe-Om6Top-QqJ0Ki74JRK6-zlXeXCzSsQkj. Acesso em: 03 fev. 2025.

CEB. **Exercício do Direito de Preferência na CEBGAS [Comunicado ao Mercado]**. 2022. Disponível em: <https://ri.ceb.com.br/ListGroup/ListGroup.aspx?idCanal=tpJVcpLTur1krjUv29TEXQ==&ano=2022>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CMGN. **1º Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bio-combustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/publicacoes>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução nº 4, de 09 de abril de 2019. 2019a**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2016/resolucoes-2016>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019. 2019b**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2016/resolucoes-2016>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução nº 3, de 7 de abril de 2022. 2022**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2022/resolucoes-2022>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução nº 1, de 20 de março de 2023. 2023**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/resolucoes-2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE. **Resolução nº 11, de 26 de agosto de 2024. 2024**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2023/resolucoes-2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

COMPASS. **Alienação pela Compass de participação acionária em até cinco distribuidoras de gás natural da Gaspetro [Fatos Relevantes]**. 2022a. <https://www.compassbr.com/divulgacao-e-resultados/fatos-relevantes-avisos-e-comunicados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

COMPASS. **Promessa de alienação pela Compass de participação acionária em até sete distribuidoras de gás natural da Gaspetro [Fatos Relevantes]**. 2022b. <https://www.compassbr.com/divulgacao-e-resultados/fatos-relevantes-avisos-e-comunicados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

COMPASS. **Demonstrações Financeiras. 2023**. <https://www.compassbr.com/divulgacao-e-resultados/central-de-resultados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CT-GN. **Subcomitê 04: Comercialização de Gás Natural 1º Relatório (Gás para Crescer)**. 2017a. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/subcomites-do-ct-gn>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CT-GN. Subcomitê SC2: Transporte e Estocagem 1º Relatório (Gás para Crescer). 2017b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/subcomites-do-ct-gn>. Acesso em: 03 fev. 2025.

DA MOTTA, L. G. Antitruste, regulação setorial e a nova política de desinvestimentos da Petrobras: Instrumentos para promoção da concorrência no mercado de gás natural. **Revista do IBRAC**, v. 1, p. 64–87, 2020. Acesso em: 03 fev. 2025.

ENERGISA. **Aquisição da Infra Gás e Energia S.A. [Fato Relevante]**. 2024. Disponível em: <https://ri.energisa.com.br/divulgacoes-e-resultados/avisos-comunicados-e-fatos-relevantes/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

EPBR. **O novo desenho da distribuição de gás natural. agência epbr. 2022**. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-novo-desenho-da-distribuicao-de-gas-natural/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

EPBR. **Equinor aprova investimentos em campo de gás na Bacia de Campos**. 2023a. Disponível em: <https://epbr.com.br/equinor-aprova-investimentos-em-campo-de-gas-na-bacia-de-campos/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

EPBR. **Cade aprova venda de distribuidoras de gás do Nordeste para Infra Gás. 2023b**. Disponível em: <https://epbr.com.br/cade-aprova-venda-de-fatias-da-commit-em-distribuidoras-de-gas-do-nordeste-para-infra-gas/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário—PEMAT 2022. 2014**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat/plano-decenal-de-expansao-da-malha-de-transporte-dutoviario-pemat-2022>. Acesso em: 03 fev. 2025.

FGV CERI. **Acompanhamento do Processo de Abertura da Indústria do Gás Natural: Relatório de Diagnóstico**. 2024. Acesso em: 03 fev. 2025.

GT-GE. **Comitê 1: Disponibilidade do Gás Natural (Relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar)**. 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio-dos-comites-tematicos-e-documentos-que-embasaram-a-publicacao-do-decreto-no-12-153-2024>. Acesso em: 03 fev. 2025.

GT-GE. **Comitê 2: Acesso ao Mercado de Gás Natural (Relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar)**. 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio-dos-comites-tematicos-e-documentos-que-embasaram-a-publicacao-do-decreto-no-12-153-2024>. Acesso em: 03 fev. 2025.

GT-GE. **Comitê 3:** Modelo de Comercialização do Gás Natural da União (Relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar). 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio-dos-comites-tematicos-e-documentos-que-embasaram-a-publicacao-do-decreto-no-12-153-2024>. Acesso em: 03 fev. 2025.

GT-GE. **Comitê 4:** Gás para o Setor Produtivo (Relatório do Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar). 2024d. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/relatorio-dos-comites-tematicos-e-documentos-que-embasaram-a-publicacao-do-decreto-no-12-153-2024>. Acesso em: 03 fev. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Towards a competitive natural gas market in Brazil.** 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/towards-a-competitive-natural-gas-market-in-brazil>. Acesso em: 03 fev. 2025.

IEPUC. **Estudo sobre Gás Natural como Matéria Prima para as Indústrias de Fertilizantes e Química no Brasil.** 2023. Disponível em: http://iepuc.puc-rio.br/dados/artigos/RelatorioGN-IEPUC_2023.pdf. Acesso em: 03 fev. 2025.

LEONE, R. **Desafios na Monetização do Gás Natural (Participação Social no GT-GE) [Reuniões Públicas].** 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/reunioes-publicas>. Acesso em: 03 fev. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Roteiro e proposta de leilão de gás natural medidas transitórias para incentivo à concorrência.** 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-contenido/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/notas-e-estudos-tecnicos>. Acesso em: 03 fev. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Informações Complementares ao Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural.** 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/anexos>. Acesso em: 03 fev. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural [Dataset].** 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>. Acesso em: 03 fev. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME; CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE; AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Propostas para o mercado brasileiro de gás natural (Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil) [Nota técnica].** 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes-1/propostas-para-o-mercado-brasileiro-de-gas-natural>. Acesso em: 03 fev. 2025.

br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/notas-e-estudos-tecnicos. Acesso em: 03 fev. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME; EPE; AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIO-COMBUSTÍVEIS - ANP. **Gás para crescer**: relatório técnico. 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/gas-para-crescer/consulta-publica/arquivos>. Acesso em: 03 fev. 2025.

NETTO, L. A. Agenda Regulatória da ANP em perspectiva: O que falta para consolidar o novo momento do setor de gás natural no Brasil? **Ensaio Energético**, 2024. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br/agenda-regulatoria-da-anp-em-perspectiva-o-que-falta-para-consolidar-o-novo-momento-do-setor-de-gas-natural-no-brasil/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

NÓVOA, N. Enforcement antitruste por meio da aplicação do compliance concorrencial em Termos de Compromisso de Cessação (TCCs). **Revista de Defesa da Concorrência**, v. 11, n. 1, p. 88-102, 2023. Acesso em: 03 fev. 2025.

NTS. **Demonstrações Financeiras Referentes ao Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2023 e Relatório do Auditor Independente**. 2023. Disponível em: <https://ri.ntsbrasil.com/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

NTS. **Contratos de Serviço de Transporte**. 2024a. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/pt/transparencia/#sec-1--sub-2>. Acesso em: 03 fev. 2025.

NTS. **Relatório de Monitoramento de Disponibilidade e Ociosidade de Capacidade de Transporte Firme e Não Firme**. 2024b. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/pt/transparencia/#sec-1--sub-2>. Acesso em: 03 fev. 2025.

NTS; PETROBRAS. **Acordo de Redução de Flexibilidade e Outras Avenças**. 2022. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/pt/negocios/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

ORIGEM ENERGIA. **Relatório Anual contendo o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2023 e 2022 com Relatório dos Auditores Independentes**. 2023. Disponível em: <https://www.ri.origemenergia.com/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Fechamento da Operação de Venda de Participação na Gaspetro [Comunicados ao Mercado]**. 2015. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras conclui a venda de 34 campos terrestres no Rio Grande do Norte [Comunicados ao Mercado]**. 2019a. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Teasers TAG**: Oportunidade de investimento no setor brasileiro de transporte de gás natural. 2019b. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL: agosto de 2020 [Comunicados ao Mercado]**. 2020a. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL: outubro de 2020 [Comunicados ao Mercado]**. 2020b. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Teasers GASPETRO**: oportunidade de Investimento no Setor de Distribuição de Gás Natural Brasileiro. 2020c. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Teasers NTS**: oportunidade de investimento no setor brasileiro de transporte de gás natural. 2020d. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Teasers TGB e TSB**: oportunidade de investimento no setor brasileiro de transporte de gás natural. 2020e. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para arrendamento do Terminal de GNL da Bahia [Comunicados ao Mercado]**. 2021a. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras assina contrato para venda da Gaspetro [Comunicados ao Mercado]**. 2021b. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras conclui a venda do Polo Miranga [Comunicados ao Mercado]**. 2021c. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras conclui venda de campos terrestres na Bahia [Comunicados ao Mercado]**. 2021d. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras inicia fase não-vinculante para venda da TBG e da TSB [Comunicados ao Mercado]**. 2021e. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras inicia fase vinculante para venda da TBG e da TSB [Comunicados ao Mercado]**. 2021f. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL: dezembro de 2021 [Comunicados ao Mercado]**. 2021g. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL: fevereiro de 2021 [Comunicados ao Mercado]**. 2021h. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL: junho de 2021 [Comunicados ao Mercado]**. 2021i. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras conclui venda de ativos de E&P em Alagoas [Comunicados ao Mercado]**. 2022a. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras conclui venda de ativos de E&P no Espírito Santo [Comunicados ao Mercado]**. 2022b. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras conclui venda de campos terrestres na Bahia [Comunicados ao Mercado]**. 2022c. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre ofício do Ministério de Minas e Energia [Comunicados ao Mercado]**. 2023a. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras sobre Polo Potiguar [Comunicados ao Mercado]**. 2023b. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2024-2028+**. 2023c. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/estrategia>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Petrobras contrata navio para Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia**. 2023d. Disponível em: <https://agenciapetrobras.com.br/negocio/petrobras-contrata-navio-para-terminal-de-regaseificacao-de-gnl-da-bahia-18-10-2023>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Oferta de Escoamento de Gás Natural**. 2024a. Disponível em: <https://petrobras.com.br/negocios/oferta-escoamento-de-gas>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETROBRAS. **Oferta de Processamento de Gás Natural**. 2024b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/negocios/oferta-processamento-de-gas>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETRORECÔNCAVO. **Demonstrações Financeiras Anuais Completas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022.** 2022. Disponível em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PETRORECÔNCAVO. **Demonstrações Financeiras Anuais Completas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023.** Disponível em: <https://ri.petroreconcavo.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PRICEWATERHOUSECOOPERS - PWC. **1º Relatório Trimestral:** Período janeiro a março de 2020. 2020a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/documentos-relacionados>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PRICEWATERHOUSECOOPERS - PWC. **2º Relatório Trimestral:** Período abril a junho de 2020. 2020b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/documentos-relacionados>. Acesso em: 03 fev. 2025.

PRICEWATERHOUSECOOPERS - PWC. **4º Relatório Trimestral:** Período outubro a dezembro de 2020. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/documentos-relacionados-1/documentos-relacionados>. Acesso em: 03 fev. 2025.

ROCHA, F. F. da; ALMEIDA, E. de; FERNÁNDEZ, E. F. **O GASBOL ficará vazio?** Uma análise dos impactos no fornecimento à TBG ocasionados pela mudança do perfil da oferta de gás natural. Ensaio Energético. 2023. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br/o-gasbol-ficara-vazio-uma-analise-dos-impactos-no-fornecimento-a-tbg-ocasionados-pela-mudanca-do-perfil-da-oferta-de-gas-natural/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TAG. **TAG conclui negociação de redução de flexibilidade com a Petrobras.** 2021. Disponível em: <https://ntag.com.br/press-releases/tag-conclui-negociacao-de-reducao-de-flexibilidade-com-a-petrobras/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TAG. **Demonstrações Financeiras Referentes ao Exercício Findo em 31 de dezembro de 2022 e Relatório do Auditor Independente.** 2022. Disponível em: <https://ntag.com.br/institucional/gestao-empresarial/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TAG. **Anexo I:** capacidades das zonas de saída e entrada do sistema integrado para os anos de 2024 e 2025. 2024a. Disponível em: <https://ntag.com.br/negocios/contratos-e-tarifas/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TAG. **Contratos de serviço de transporte:** anual, mensal e trimestral. 2024b. Disponível em: <https://ntag.com.br/negocios/contratos-e-tarifas/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TAG. **Comunicado:** CDPQ conclui a aquisição de 15% de participação acionária da ENGIE na TAG. 2024c. Disponível em: <https://ntag.com.br/press-releases/comunicado-cdpq-adquire-15-de-participacao-acionaria-da-engie-na-tag-2/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TBG. **Demonstrações Financeiras TBG 2023**. 2023. Disponível em: <https://www.tbg.com.br/relatorios>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TBG. **Contratos de Serviço de Transporte**. 2024a. Disponível em: <https://www.tbg.com.br/informacoes-a-anp>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TBG. **Quantidades programadas e realizadas de gás nos pontos de recepção e entrega [Dataset]**. 2024b. Disponível em: <https://www.tbg.com.br/informacoes-a-anp>. Acesso em: 03 fev. 2025.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO - TCU. **Acórdão 1925/2021—Plenário [Relatório de Auditoria (RA)]**. 2021. Disponível em: https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/documento/acordao-completo/*/NUMACORDAO%253A1925%2520ANOACORDAO%253A2021%2520COLEGIADO%253A%2522Plen%25C3%25A1rio%2522/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/0. Acesso em: 03 fev. 2025.

TCU. **Acórdão 817/2024—Plenário [Relatório de Acompanhamento (RACOM)]**. 2024. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/documento/acordao-completo/ppsa/%2520%2520%2520%2520/DTRELEVANCIA%2520desc%252C%2520NUMACORDAOINT%2520desc/1>. Acesso em: 03 fev. 2025.

CNI

Antonio Ricardo Alvarez Alban
Presidente

DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS

Roberto de Oliveira Muniz
Diretor de Relações Institucionais

Superintendência de Infraestrutura

Wagner Ferreira Cardoso
Superintendente de Infraestrutura

Rennaly Patricio Sousa
Euder Santana de Sousa
Roberto Wagner Lima Pereira
Equipe Técnica

DIRETORIA DE COMUNICAÇÃO

André Nascimento Curvello
Diretora de Comunicação

Superintendência de Publicidade e Mídias Sociais

Mariana Caetano Flores Pinto
Superintendente de Publicidade e Mídias Sociais

Xxxxxxx XXXXXXXXX
Produção Editorial

DIRETORIA CORPORATIVA

Cid Carvalho Vianna
Diretor Corporativo

Superintendência de Desenvolvimento Humano

Renato Paiva
Superintendente de Desenvolvimento Humano

Gerência de Educação Corporativa

Priscila Lopes Cavichioli
Gerente de Educação Corporativa

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

Edmar Luiz Fagundes de Almeida
Felipe Freitas da Rocha
Consultores

Alessandro Mendes
Projeto Gráfico e Diagramação

www.cni.com.br

[/cniBrasil](https://www.facebook.com/cniBrasil)

[@cniBr](https://www.instagram.com/cniBr)

[/cniweb](https://www.youtube.com/c/cniweb)

[/company/cni-brasil](https://www.linkedin.com/company/cni-brasil)



CNI *Confederação
Nacional
da Indústria*