

CADERNOS

FGV ENERGIA

ANO 9 | Nº 19 | FEVEREIRO 2023

GÁS NATURAL: Uma nova fase institucional, regulatória e econômica





DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDENTE DE PESQUISA

Felipe Gonçalves

COORDENAÇÃO

Magda Chambriard

EQUIPE TÉCNICA*Autores*

Aldren Vernersbach

Ana Beatriz Soares Aguiar

Angélica Marcia dos Santos

Flávia Porto da Costa

Izabella Barbarini Baptista

Magda Chambriard

EQUIPE DE PRODUÇÃO*Coordenação*

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

**ESCRITÓRIO**

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro I RJ, CEP: 22231-000

Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Francisco Oswaldo Neves Dornelles e Marcos Cintra de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em toda as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

DIRETORIA

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDÊNCIA

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA

Felipe Gonçalves

Marcio Lago Couto

COORDENAÇÃO DE PESQUISA

Luiz Roberto Bezerra

Magda Chambriard

PESQUISADORES

Acacio Barreto Neto

Amanda Azevedo

Ana Beatriz Soares Aguiar

Gláucia Fernandes

Izabella Barbarini Baptista

João Henrique de Azevedo

João Teles

João Victor Marques Cardoso

Lucas de Carvalho Gomes

Luiza Gomes Guitarrari

Paulo César Fernandes da Cunha

Rafaela Garcia Araújo

Victor de Lemos Souza Fernandes

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Cristiane Parreira de Castro

Ester Nascimento

ESTAGIÁRIOS

Lucas Fernandes de Sousa

Ricardo Cavalcante

INTRODUÇÃO

Este Caderno Especial da FGV Energia aborda os principais aspectos relacionados à indústria do gás natural no Brasil. Nele se discute o cenário inédito resultante da recente reformulação do arcabouço institucional-regulatório que rege as atividades da indústria gasífera no país.

A mudança institucional ocorre sob a diretriz da política energética nacional, centrada na ampliação da concorrência, pautada na desverticalização e na desconcentração das atividades do mercado de gás natural, tendo como objetivo a obtenção de preços mais acessíveis ao consumidor final.

Com a “Nova Lei do Gás” (Lei nº 14.134/2021), promulgada em 2021, inicia-se a reorganização das atividades do setor. A mudança incita a reformulação de normas infralegais para as atividades dos segmentos de escoamento/transferência, processamento, estocagem, transporte e a própria reformulação da ótica comercial da indústria do gás que incluem os segmentos de distribuição e consumo de gás natural, sob regulação dos estados.

Com toda essa transformação, esse segmento se depara com diferentes oportunidades e desafios que serão abordados neste caderno. Na Parte 1 é abordada a cadeia do gás natural e a evolução da indústria gasífera. Observa-se a formatação de sua cadeia produtiva e o desenvolvimento do mercado global e nacional de gás natural. Na Parte 2 se discutem os avanços regulatórios que culminaram com a promulgação da Nova Lei do Gás e seu impacto no mercado. Objetiva-se explorar os principais marcos institucionais atualmente vigentes à luz da sua relevância para a promoção da livre concorrência e da sua efetividade para a transformação da estrutura de mercado em todos os elos da cadeia, desde a exploração, produção e processamento da molécula até os sistemas de transporte e de distribuição do mercado gasífero nacional. Na Parte 3 discutem-se os principais desafios a serem enfrentados pela indústria e as principais oportunidades decorrentes da transição para um mercado mais estruturado, aberto e competitivo.

Sumário

PARTE 1

A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL	06
1.1 O Gás Natural	07
1.2 A Cadeia do Gás Natural	08
1.3 A Evolução da Indústria do Gás Natural	10
1.4 Mercado Global de Gás Natural	11
1.5 Mercado Nacional de Gás Natural	14

PARTE 2

A NOVA LEI DO GÁS E SUAS CONSEQUÊNCIAS AO MERCADO DO GÁS NATURAL	20
2.1 Evolução dos Marcos Institucionais e Regulatórios	21
2.2 Comercialização da Molécula de Gás Natural e o Acesso às Instalações Essenciais	26
2.2.1 O Fornecimento da Molécula de Gás Natural Resultado das Chamadas Públicas	27
2.3 Sistema de Transporte de Gás Natural	30
2.3.1 O Uso dos Dutos de Transporte – Resultados Práticos	33
2.4 Sistema de Distribuição de Gás Natural	35
2.4.1 O Consumidor Livre de Gás Natural	37
2.4.2 Tarifas no Setor de Distribuição	39

PARTE 3

DESAFIOS E OPORTUNIDADES NO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL	41
3.1 Oportunidades para o Fornecimento da Molécula	42
3.1.1 Os Diversos Fornecedores da Molécula	42
3.1.1.1 Produção Nacional: Livre Acesso às Instalações Essenciais	42
3.1.1.2 Importação: Livre Acesso aos Terminais de GNL	43
3.2 Desenvolvimento do Sistema de Transporte	44
3.2.1 Expansão da Infraestrutura de Transporte	44
3.2.2 Otimização da Operação de Rede	45
3.2.3 Estocagem de Gás Natural	47
3.2.4 Tarifas no Setor de Transporte	48
3.3 Sistema de Distribuição de Gás Natural	48
3.3.1 Expansão da Infraestrutura de Distribuição	48
3.3.2 Harmonização da Regulação da Distribuição	50

CONSIDERAÇÕES FINAIS	52
-----------------------------	----

AGRADECIMENTOS	54
-----------------------	----

LISTA DE REFERÊNCIAS	55
-----------------------------	----

PARTE

1

A Indústria do Gás Natural

Parte 1

A Indústria do Gás Natural

1.1 O GÁS NATURAL

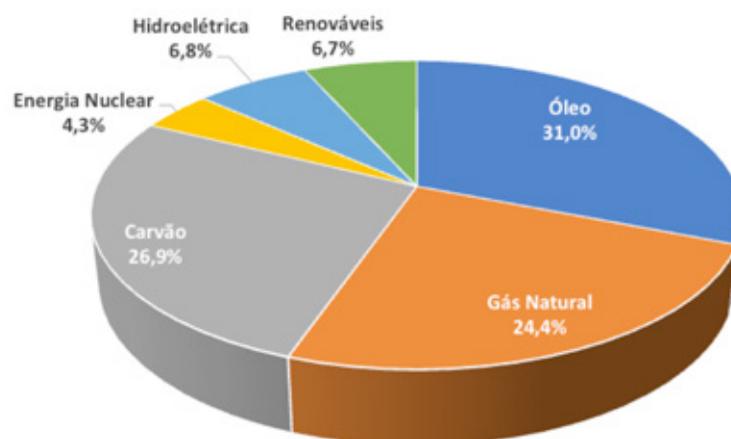
O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves que, em condições atmosféricas normais de temperatura e pressão, permanece em estado gasoso (BRASIL, 2021a). Na natureza, é frequentemente encontrado dissolvido no petróleo ou sob forma de capa de gás em reservatório petrolífero (gás associado). Contudo, não é raro encontrá-lo livre do óleo e da água no reservatório (gás-não associado).

Esse recurso energético é constituído, predominantemente, por metano, etano e propano. Além disso, estão presentes outros hidrocar-

bonetos de maiores pesos moleculares, em menores proporções. Normalmente, apresenta algum teor de contaminantes, como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre (CONPET, 1996).

O gás natural supre 24,4% do consumo de energia primária no mundo (Figura 1). Essa fonte possui uma diversidade de aplicações, sendo utilizada em processos industriais, na geração de energia elétrica e nos setores comercial, residencial e automotivo. Além disso, tem reconhecido valor como matéria-prima para diversos setores industriais, dentre os quais o químico, petroquímico e siderúrgico.

FIGURA 1: CONSUMO GLOBAL DE ENERGIA PRIMÁRIA, POR FONTE - 2021



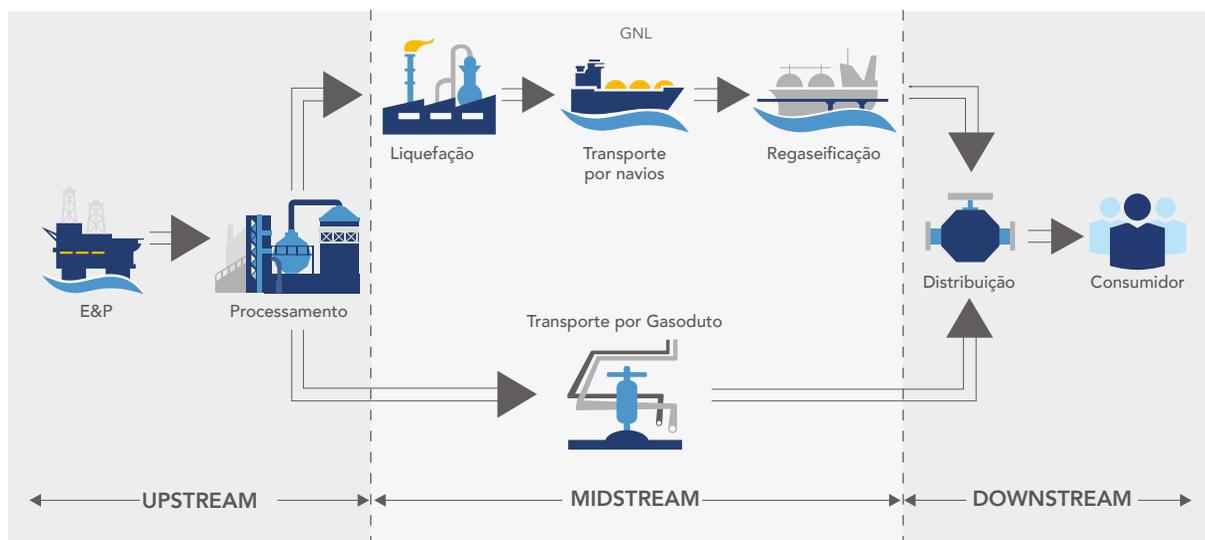
Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical Review of World Energy (2022)

1.2 A CADEIA DO GÁS NATURAL

A cadeia do gás natural segue uma estrutura de rede integrada: (i) pela produção de petróleo e/ou gás, que inclui o escoamento/transferência e o processamento do gás (*upstream*); (ii) pelo transporte (*midstream*)¹; e (iii) pela distribuição do energético ao consumidor final (*downstream*) (Figura 2).

Os segmentos da cadeia gasífera mostram-se interdependentes, formando a rede que possibilita a oferta do produto ao mercado consumidor. Diz-se, portanto, que se trata de uma “indústria de rede”. A seguir, são conceituadas as partes integrantes dessa rede.

FIGURA 2: CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL



Fonte: FGV Energia (2014)

1. O transporte de gás natural também pode ocorrer por caminhão, esteja ele em estado líquido (GNL) ou em estado gasoso comprimido (GNC). Há casos em que tanto a liquefação quanto a regaseificação se dão em unidades portáteis.

UPSTREAM (FASE DE PRODUÇÃO DO GÁS NATURAL)

Na etapa de produção (*upstream*) tem-se a produção do gás propriamente dita, associada ou não à produção de petróleo, e o escoamento dutoviário desse energético até uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Na UPGN ocorre seu efetivo processamento, para retirada de contaminantes e hidrocarbonetos mais pesados. É o processamento que garante que o gás, que adentra os gasodutos de transporte, tenha as especificações requeridas pelos reguladores².

MIDSTREAM (FASE DE TRANSPORTE DO GÁS NATURAL)

O transporte do gás natural (*midstream*) tem seu início na saída das UPGNs e seu fim na entrega do gás às distribuidoras. Nos termos da “Nova Lei do Gás”, a Lei nº 14.134/2021, o transporte abrange as atividades de movimentação, estocagem, liquefação de gás e regaseificação de gás natural liquefeito (GNL). Incluem-se nesse segmento as atividades relativas à conexão de fontes de suprimento, estações de compressão, de medição, de recebimento, de entrega, de interconexão, entre outros complementos e componentes. Os dutos de transporte³ e os terminais de liquefação e de regaseificação de

gás natural são parte das instalações de transporte do gás natural.

DOWNSTREAM (FASE DE DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL)

A distribuição do gás tem início na interconexão dos gasodutos de transporte com os gasodutos de distribuição, nos chamados “*city gates*”. É nessas instalações que se controla e reduz a pressão, se mede o volume escoado, se odoriza o gás e se envia o energético ao consumidor/ usuário final, seja ele industrial, termelétrico, veicular, comercial ou residencial. O *downstream* é a etapa final da cadeia gasífera. É a etapa em que se dá a entrega do energético ao consumidor/ usuário final.

Do ponto de vista ambiental, o uso do gás natural tem se destacado no mercado global, por se tratar de um energético de baixo carbono, principalmente diante do cenário de transição energética. Nesse contexto, no Brasil, a exploração e produção do gás natural exerce um papel de complementariedade às fontes primárias de energia. Mas, por estar associado ao petróleo, ainda existem desafios a serem enfrentados para que ocorra sua disseminação, levando em consideração o contexto de abundância do gás natural advindo do Pré-Sal brasileiro.

2. Atualmente, o tema está disposto na Resolução ANP nº 16/2008, que estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser comercializado em todo território nacional. Essa especificação é feita nas UPGNs, sendo essas instalações, portanto, tão essenciais quanto os dutos de escoamento, uma vez que, sem elas, não é possível garantir o fluxo de gás até o consumidor final (BRASIL, 2008).

3. Interligam as UPGNs ao ponto de recebimento do gás, pelas distribuidoras estaduais. Nos termos da Nova Lei do Gás, gasodutos de transporte são dutos, integrantes ou não de um sistema de transporte de gás natural, destinados à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento, conforme critérios estabelecidos na referida lei, podendo incluir estações de compressão, de medição, de redução de pressão, de recebimento, de entrega, de interconexão, entre outros complementos e componentes, nos termos da regulação da ANP.

1.3 A EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

Ao contrário da indústria do petróleo, que foi condicionada pela lógica da certeza da existência de um mercado global, a indústria do gás desenvolveu-se regionalmente, ancorada na possibilidade de transporte por dutos e na existência de um mercado local. Informalmente, dizia-se que em diversas localidades não havia investimentos em gás porque não havia mercado, e não havia mercado porque não havia investimentos em gás.

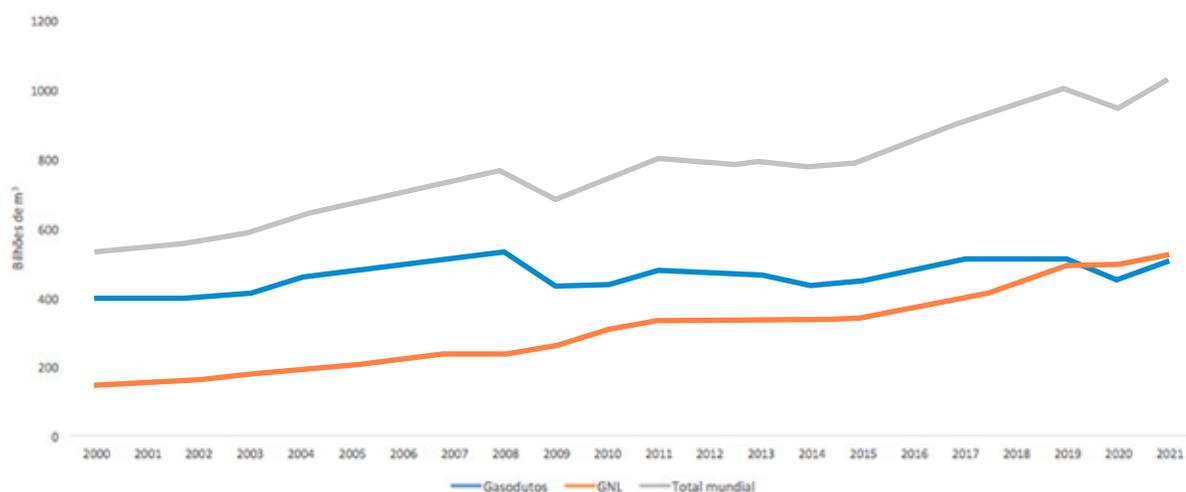
No entanto, esse cenário vem mudando radicalmente desde o início deste século. A inserção da tecnologia de liquefação e regasificação do gás natural viabilizou o comércio a longas distâncias, permitindo o desenvolvimento de novos mercados e um aumento relevante do volume inter-

regional negociado. Nas últimas duas décadas, enquanto o comércio inter-regional por dutos cresceu 31%, o comércio do gás natural liquefeito aumentou cerca de 3,7 vezes. Atualmente, ele representa um pouco mais da metade de todo o gás negociado inter-regionalmente no mundo (Figura 3).

Essa inserção tecnológica vem afetando os mercados, alterando inclusive a forma de precificação da molécula. Assim, a valorização do gás vai migrando da referência do óleo (paridade gás-óleo) para a referência do gás natural comercializado nos principais mercados mundiais (paridade gás-gás). Nesse contexto, os parâmetros utilizados são os preços de referência dos mais importantes *hubs* de negociação do energético no mundo.

Dentre essas referências globais destaca-se o

FIGURA 3: HISTÓRICO DO COMÉRCIO INTER-REGIONAL DE GÁS NATURAL - 2000-2021



Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical Review of World Energy (2022)

Henry Hub americano. Esse é, possivelmente, o mais conhecido de todos os pontos de negociação de gás natural da América do Norte e o ponto de entrega padrão para os contratos futuros do gás natural da *New York Mercantile Exchange* (NYMEX). Outra referência de negociação relevante é o *Japan/Korea Marker* (JKM). Ela corresponde ao preço do benchmark do GNL para cargas spot físicas e é a base de referência para negócios spot, licitações e contratos de curto, médio e longo prazo no nordeste da Ásia e globalmente. Além dessas, pode-se citar o *National Balancing Point* (NBP), do Reino Unido, que é o mercado de comercialização de gás natural mais antigo da Europa (CME GROUP, 2021a, 2021b), dentre outras.

1.4 MERCADO GLOBAL DE GÁS NATURAL

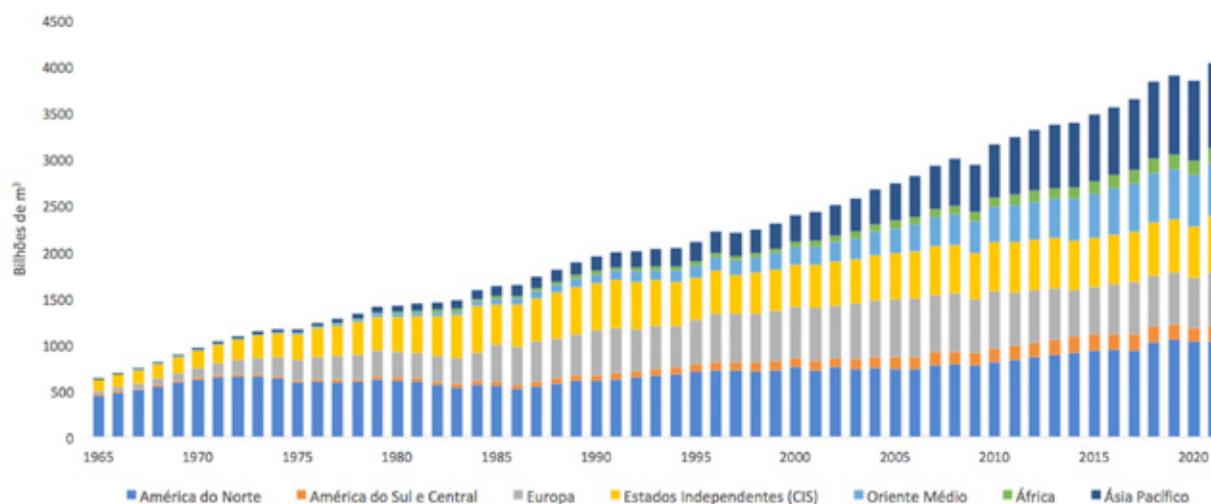
Visto como um combustível de transição para uma matriz energética mais limpa, as

perspectivas para o gás natural são de crescimento da sua produção e do seu consumo. A *International Energy Agency* (IEA) (Agência Internacional de Energia – AIE, em português), por exemplo, projeta uma elevação de demanda para o gás natural até 2025, em todos os cenários analisados por ela, inclusive no de Emissões Zero em 2050 (Net Zero 2050) (IEA, 2021).

Tais estimativas encontram suporte no consistente crescimento da demanda mundial de gás, ainda que pontualmente afetada por crises globais como a crise financeira de 2008, a da pandemia do Covid-19 e a guerra Rússia-Ucrânia.

Conforme ilustrado na Figura 4, o consumo mundial de gás natural atingiu a marca de 4.037,5 bilhões de m³ em 2021 (11.062 milhões de m³ por dia - MM m³/dia), tornando o energético a terceira maior fonte de energia primária do planeta (atrás do petróleo e do carvão).

FIGURA 4: CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL - 1965-2021



Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical Review of World Energy (2022)

Os cenários explorados pela IEA vão desde o que projeta a demanda mundial por gás natural em 2030 como sendo 15% maior do que a de 2020, até o caso em que cresce o consumo de gases de menores emissões, inclusive o de hidrogênio (fabricado com gás natural em processos com captura de carbono), cenário em que há retração de demanda por gás natural. Mesmo nesse caso, a demanda por gases em geral, em 2030, seria 5% maior do que a de 2020 (IEA, 2021).

Portanto, ao se tratar do mercado de gás no mundo, trata-se de um mercado pujante, alavan-

cado por um comércio inter-regional crescente, em que boa parte das negociações decorre das importações da Ásia Pacífico, Europa e América do Norte, e das exportações da Federação Russa, Estados Unidos, Noruega, Qatar e Austrália, dentre outras, fortemente suportadas pelo uso da tecnologia do GNL (BP, 2022).

No Brasil, o mercado de gás se estabelece em um cenário de expansão da produção e da crescente inserção do GNL. Além dos impactos da ordem mundial, esse mercado também se encontra em transformação, afetado por uma reestruturação em curso.

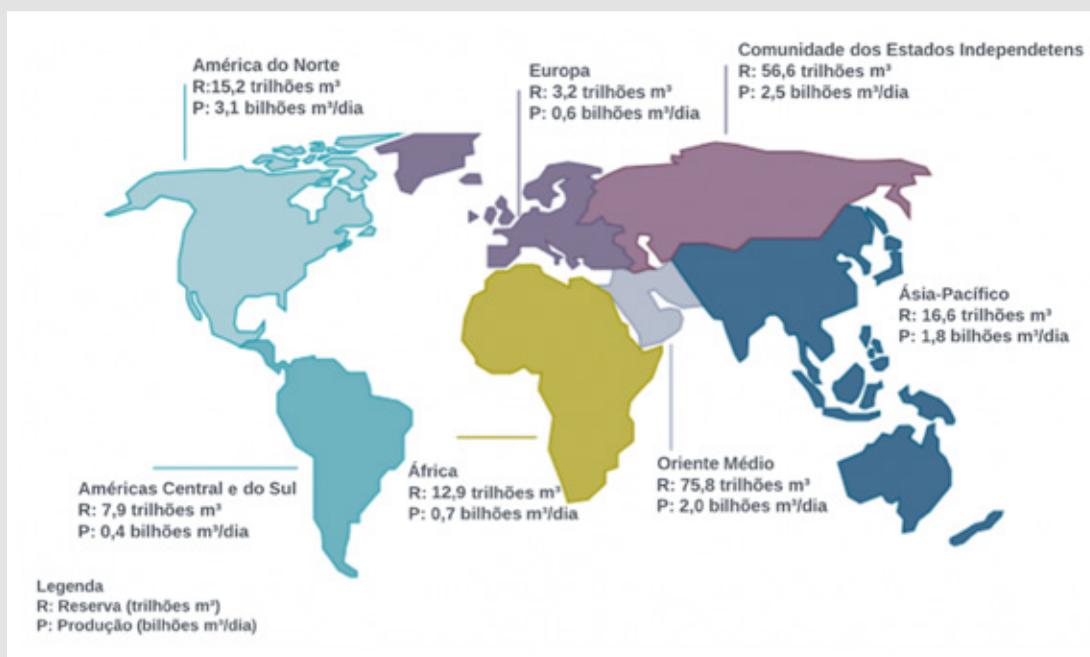
Box 1.1: Reservas e produção global de gás natural

Em nível global, as reservas provadas de gás natural em 2020 foram estimadas em 188,1 trilhões de m³. Em sua maioria, estão localizadas em nações do Oriente Médio, região que concentra 75,8 trilhões de m³, equivalentes a 40,3% do total. Em termos nacionais, a Rússia lidera a posse de reservas, concentrando cerca de 37,4 trilhões de m³ (19,9%), seguida pelo Irã com 32,1 trilhões de m³ (17,1%) e o Qatar com 24,7 trilhões de m³ (13,1%) (BP, 2022).

No que tange à produção global, o ano de 2021 registrou 4,0 trilhões de m³ de gás natural produzidos. Desse total, cerca de 28,1% tiveram origem na América do Norte, notadamente nos EUA, que concentraram 23,1% do gás natural produzido no mundo. Outros 22,2% tiveram origem no grupo de países formado por Azerbaijão, Cazaquistão, Rússia, Turcomenistão e Uzbequistão. Em seguida, está a região do Oriente Médio, com participação de 17,7% na produção mundial (BP, 2022).

Nos EUA, a produção de gás natural registrou um crescimento de 51,3% entre 2011-2021, no Irã o crescimento foi de 70,0%, na China houve um salto de 97,1% e na Rússia uma elevação de 13,8% (países líderes na produção global) (BP, 2022). A Figura 5 indica os dados de reservas provadas e produção de gás natural em diferentes localidades do mundo, no ano de 2021.

FIGURA 5: RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL, SEGUNDO REGIÕES GEOGRÁFICAS - 2021



Fonte: Elaboração própria com base em BP Statistical Review of World Energy (2022)

1.5 MERCADO NACIONAL DE GÁS NATURAL

No Brasil, a produção de petróleo e gás natural se iniciou em terra, no início dos anos 40, migrando gradativamente para o mar e, nele, de águas rasas para as águas profundas e ultraprofundas. Ao longo desse trajeto, a produção de gás, em geral associada à do petróleo, se localizou principalmente na plataforma continental fluminense. Inicialmente, esse crescimento se deu em decorrência do desenvolvimento da produção da bacia de Campos (principalmente, a partir da década de 1980), forçando mudanças no arcabouço regulatório brasileiro e impulsionando a formulação de políticas públicas direcionadas à inserção do gás na matriz energética do país. Iniciativas como o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e o incentivo

governamental à expansão da infraestrutura gasífera (dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural, dutos de transporte), viabilizaram demanda suficiente para o gás nacional (BRASIL,2000).

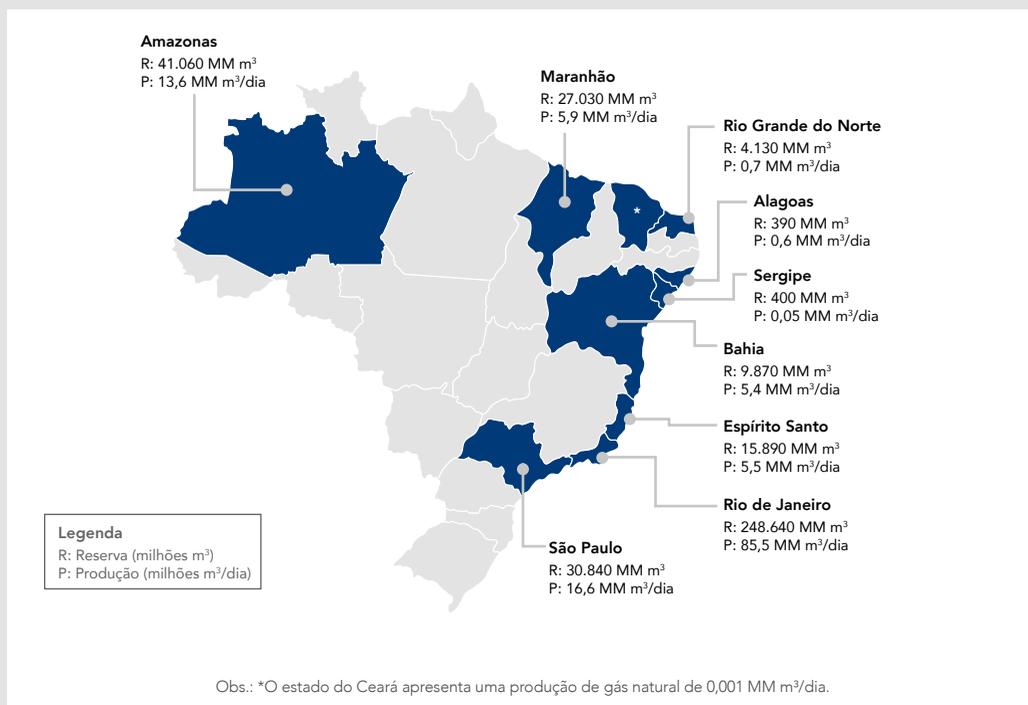
Delineou-se, assim, um panorama de expansão da indústria que condicionou o crescimento das atividades de transporte e distribuição de gás, o desenvolvimento de diferentes demandas por esse energético e sua crescente inserção na matriz energética nacional.

Mais recentemente, a descoberta do imenso potencial de petróleo e gás do Pré-Sal levou ao desenvolvimento dessa nova província, também localizada em maior parte no estado do Rio de Janeiro, e à nova pressão pela expansão do setor gasífero.

Box 1.2: Reservas provadas e produção de gás natural no Brasil

O mapa do Brasil abaixo (Figura 6) aponta as unidades federativas brasileiras que apresentam reservas provadas e produção de gás natural, informando seus respectivos potenciais, de acordo com os dados registrados em 2021. O estado do Rio de Janeiro destaca-se como o maior detentor das reservas provadas (66%) e da produção de gás (64%) no país.

FIGURA 6: RESERVAS PROVADAS E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL - 2021



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2022a); ANP (2022b)

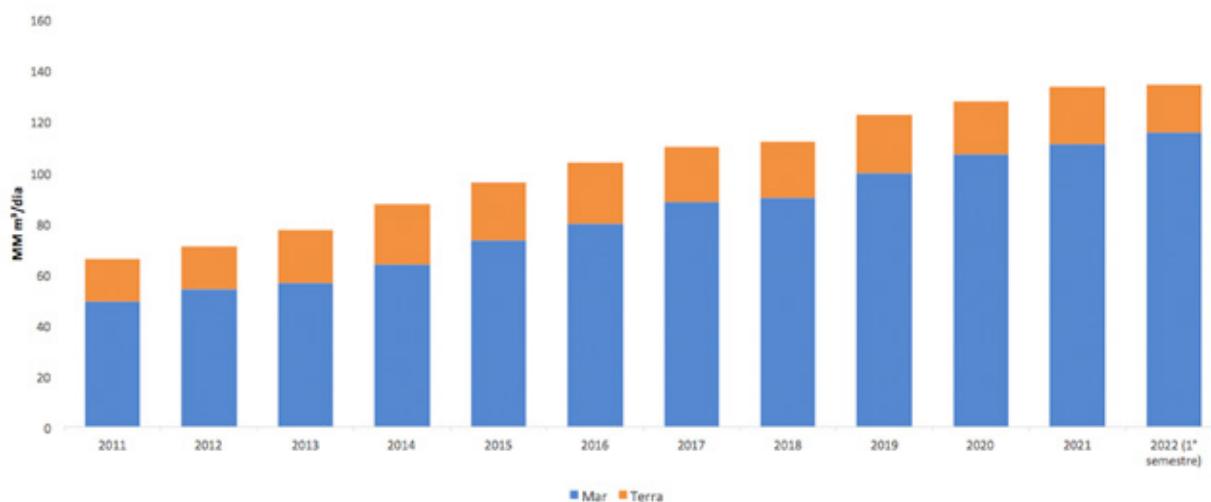
Também se destacam as produções de gás natural, em 2021, nos estados de São Paulo (13%) e no Amazonas (10%). Em se tratando de reservas provadas, o estado de São Paulo é responsável por 8% e o Amazonas por 11%, do total nacional.

Diante de tal cenário brasileiro, a evolução da produção de gás no país é apresentada na Figura 7, que ressalta o significativo crescimento dessa produção ao longo dos últimos anos. No primeiro semestre de 2022, o país produziu em média 135 MM m³/dia de gás⁴, um salto de 205%, em relação aos 66 MM m³/dia registrados em 2011.

No entanto, esse significativo crescimento da produção não resultou em crescimento similar de oferta ao mercado nacional, nem na eliminação das importações. Até junho de 2022, o Brasil consumiu cerca de 97 MM m³/dia,

sendo 75 MM m³/dia ofertados ao mercado e 22 MM m³/dia consumidos em unidades de E&P, UPGN's, além das queimas e perdas inevitáveis⁵. E embora se tenha produzido, em volume, mais gás do que o necessário para o total do consumo nacional, questões logísticas impediram que boa parte do gás local chegasse ao consumidor final, forçando reinjeções e importações⁶, que chegaram ao montante aproximado de 66 MM m³/dia e 28 MM m³/dia, respectivamente. O balanço histórico entre produção, oferta, demanda, rejeição e importação de gás natural no Brasil está apresentando na Figura 8.

FIGURA 7: PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL - BRASIL 2011-2022



Obs.: Os dados referentes ao ano de 2022 foram reportados até o mês de junho.

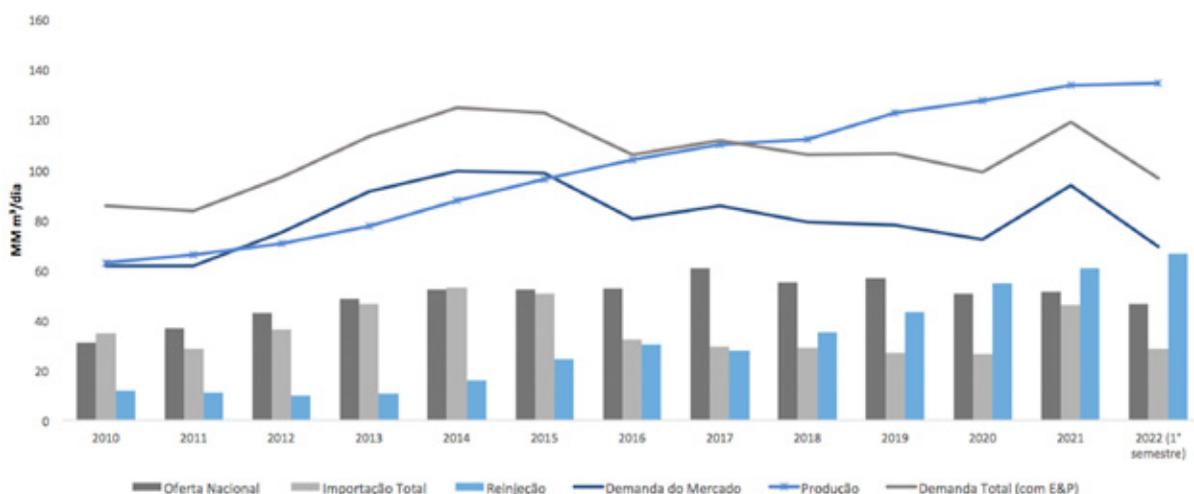
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2022a)

4. 64,4% desse gás foi produzido no litoral do Estado do Rio de Janeiro. .

5. Médias de janeiro a junho de 2022.

6. As importações de gás brasileiras são provenientes da Bolívia e Argentina, por dutos (gasoduto Brasil-Bolívia – Gasbol e gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre – TSB trecho 1), e de países diversos, dentre eles os EUA, pelos terminais de regaseificação de GNL.

FIGURA 8: BALANÇO ENTRE OFERTA E DEMANDA DE GÁS NATURAL - BRASIL 2010-2022



Obs.: Os dados referentes ao ano de 2022 foram reportados até o mês de junho.

Fonte: Elaboração própria com base em MME (2022)

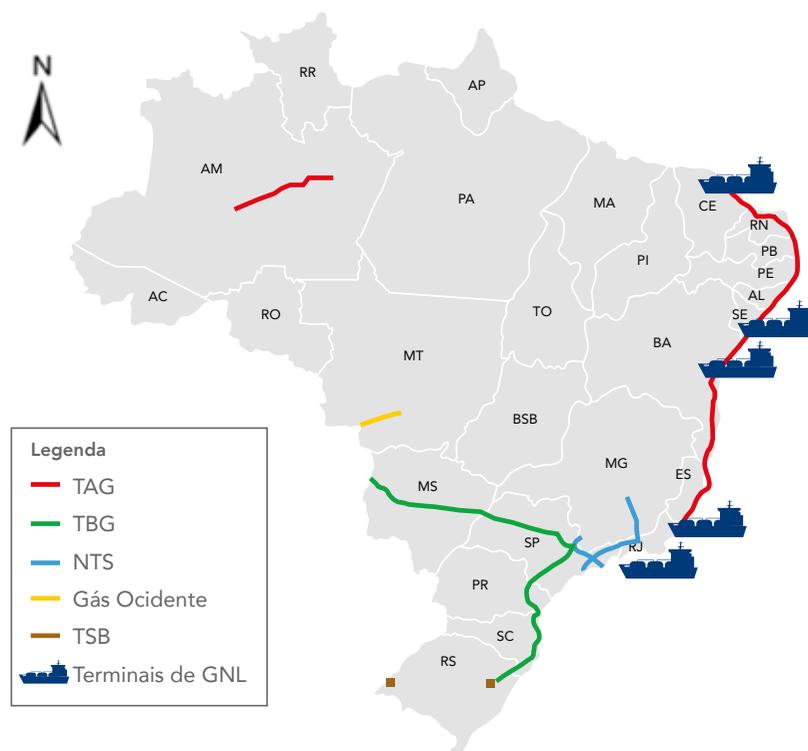
Como vimos, o significativo crescimento da produção não resultou em um crescimento similar de oferta ao mercado nacional, nem na eliminação das importações. Entre outros fatores, isso se deve ao fato de que trazer o gás de empresas diversas para a costa demanda o compartilhamento de instalações de escoamento e processamento de gás, operadas pela Petrobras, além de investimentos relevantes para ampliação da infraestrutura instalada.

Em relação ao sistema de transporte de gás, o Brasil conta com 9.486 quilômetros de extensão, a malha de gasodutos de transporte serve diferentes estados brasileiros (Figura 9). A operação dessa rede de transporte é feita por cinco empresas: (1) a Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG, que atua nas regiões Norte,

Nordeste e Sudeste, (2) a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG, que conecta as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul, (3) a Transportadora Sul-Brasileira de Gás – TSB, que atua na região sul, (4) a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. – GOM, que traz gás natural da Bolívia para o estado de Mato Grosso e (5) a Nova Transportadora do Sudeste S/A – NTS, que serve aos estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo.

Além disso, ao longo da rede costeira, estão instalados cinco terminais de GNL, três deles conectados ao sistema interligado de transporte de gás (os do Ceará, Bahia e Rio de Janeiro), e dois ainda isolados (os de Sergipe e do Rio de Janeiro), perfazendo uma capacidade instalada de 135 MM m³/dia.

FIGURA 9: MALHA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL



Fonte: EPE, PIG (2020), atualizado por FGV Energia

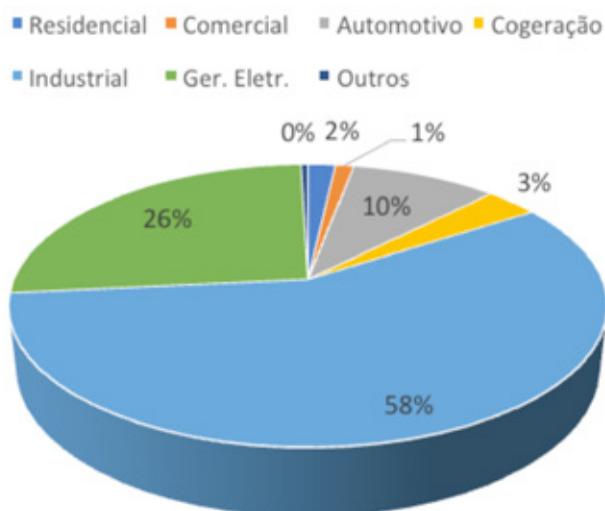
Contudo, vale destacar que, diante da oferta potencial existente, ainda existem gargalos na infraestrutura de transporte que pode limitar o pleno desenvolvimento da indústria do gás. Para isso, é necessário investimentos que mitiguem esses obstáculos. Essa questão tem sido atenuada pela distribuição do gás natural, por meio do GNL, conforme será discutido nos próximos itens desse caderno.

No setor da distribuição, o país conta com uma malha de distribuição de aproximadamente 45 mil quilômetros de extensão, coordenados por 24 distribuidoras de gás (Companhias Distribuidoras

Locais – CDLs), localizadas em alguns estados e no Distrito Federal. Vale destacar que a malha está concentrada na região Sudeste do país, especificamente, em suas capitais. Existindo, portanto, muitas unidades industriais e municípios que ainda não são atendidos pela rede de gasodutos.

A demanda de gás natural no país está dividida principalmente entre os setores industrial, termelétrico, automotivo, cogeração, residencial e comercial. Sendo os dois primeiros, consumidores mais expressivos. A Figura 10 apresenta a distribuição de consumo de gás natural, no primeiro semestre de 2022.

FIGURA 10: DEMANDA DE GÁS NATURAL, POR SEGMENTO - 2022



Obs.: Os dados referentes ao ano de 2022 foram reportados até o mês de junho.

Fonte: Elaboração própria com dados do MME (2022)

O setor industrial destaca-se como o principal consumidor de gás natural no Brasil, seguido pelo setor termelétrico, que apesar de contribuir para o aumento do consumo de gás, apresenta certa variabilidade de consumo.

Portanto, o gás natural atua na garantia à robustez do sistema elétrico nacional e também como complementariedade às fontes de energia primária no país.

PARTE

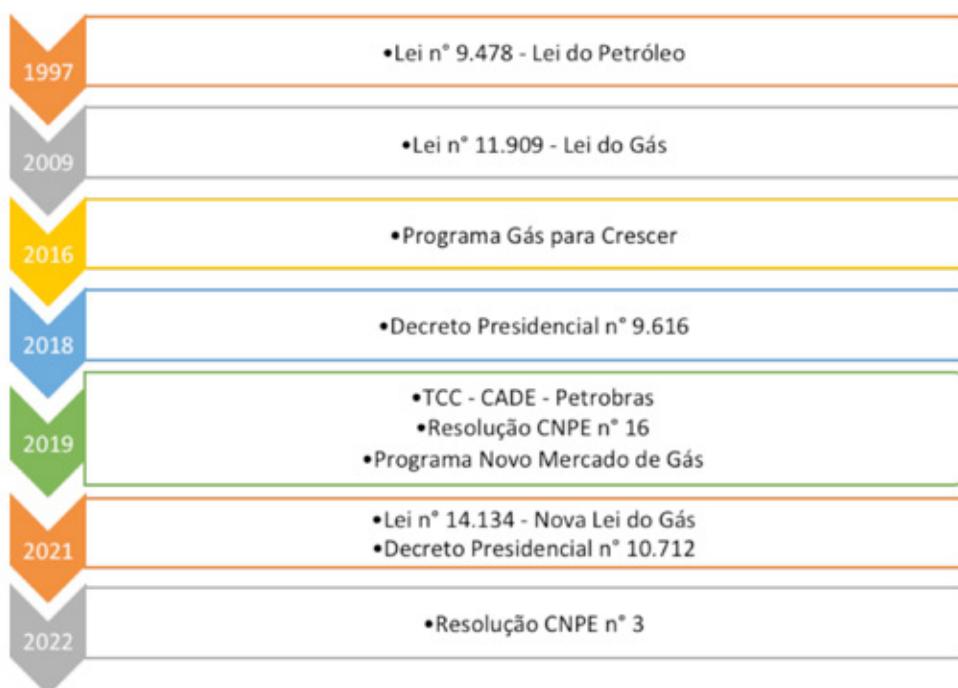
2

A Nova Lei do Gás e suas Consequências ao Mercado do Gás Natural

2.1 EVOLUÇÃO DOS MARCOS INSTITUCIONAIS E REGULATÓRIOS

A Figura 11 apresenta, em sequência temporal, os marcos regulatórios abaixo descritos.

FIGURA 11: MUDANÇAS REGULATÓRIAS DO MERCADO DE GÁS



Fonte: Elaboração própria

A Lei nº 9.478/1997, a Lei do Petróleo⁷, define dentre os princípios e objetivos da Política Energética Nacional o de incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), quebra o monopólio da Petrobras para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e cria a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para regular, contratar e fiscalizar as atividades inerentes a essa indústria. A lei também reitera que cabe aos estados da Federação a exploração dos serviços locais de gás canalizado, nos termos estabelecidos pela Constituição Federal de 1988 (BRASIL, 1997).

Com a abertura do setor, a partir de 1999, a ANP dá início às licitações de áreas para a exploração e produção de petróleo e gás, abrindo caminho para a atuação de diversas empresas petrolíferas, estatais e privadas, no país. É a partir daí que tanto a atuação da Petrobras como operadora, em parceria com outras petroleiras, como a atuação independente das demais empresas nacionais e estrangeiras, dão origem à mais importante contribuição para a competitividade da indústria do gás natural do Brasil: a existência de diferentes produtores/fornecedores de gás natural ao mercado brasileiro.

No entanto, a Lei do Petróleo não tratou das especificidades de uma indústria de rede, como a do gás. De forma que, o foco nas necessidades da cadeia do gás natural ocorre a posteriori, com a publicação da Lei nº 11.909/2009 (atualmente revogada), que dispôs sobre as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural, as chamadas infraestruturas essenciais (BRASIL, 2009).

A Lei nº 11.909/2009, além de corroborar o livre acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, disciplinou a construção e operação, por qualquer empresa ou consórcio de empresas, de gasodutos de escoamento da produção e instalações de tratamento, processamento, liquefação e regaseificação de gás natural, desde que autorizados pela ANP⁸. A mencionada lei, no entanto, vedou o acesso de terceiros a terminais de liquefação e regaseificação de gás natural e foi silente quanto ao acesso às demais instalações essenciais⁹. E isso, certamente, contribuiu para manter sob o controle da Petrobras a movimentação do gás natural na malha de dutos de transporte, limitando a expansão do setor.

A partir de 2016, buscando a introdução de concorrência como forma de viabilizar a atração de inves-

7. 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.

8. Parte da regulação do setor se deu, até 2021, pelas resoluções ANP nº 35/2012, ANP nº 11/2016 e ANP nº 716/2018.

9. Gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural (UPGN's).

timentos, o governo federal lançou os programas “Gás para Crescer”, em 2016, e “Novo Mercado de Gás”, em 2019 (MME, 2016, 2019). Dos esforços decorrentes desses programas, surgiram o que se pode chamar dos três pilares que suportaram a transição para a Nova Lei do Gás e demais regulamentações: (i) o Decreto Presidencial nº 9.616/2018¹⁰, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; (ii) os Termos de Compromisso de Cessação de Conduta (TCC)¹¹ firmados entre Petrobras e CADE, em 2019, no primeiro a estatal se compromete a alienar refinarias de combustíveis líquidos e, no segundo desverticalizar sua atuação no mercado de gás natural e (iii) a Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho 2019¹², que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Esses “pilares” serviram como direcionadores de mercado, ao dar início à desverticalização do setor e sinalizar que a Nova Lei do Gás e as suas regulamentações subjacentes não tardariam a chegar.

Do ponto de vista estrutural, o Decreto nº 9.616/2018 definiu, dentre outros elementos, o regime de contratação de capacidade por entrada e saída, a desverticalização da atividade de transporte e a simplificação do processo de expansão da malha de transporte dutoviário. No segmento de instalações essenciais (escoamento e processamento de gás) e, no tocante aos terminais de GNL, incluiu-se no mencionado Decreto um dispositivo para que os agentes elaborassem os códigos comuns de acesso, para promover o compartilhamento das instalações. E no segmento de distribuição, previu-se a articulação entre União, Estados e Distrito Federal para harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural.

Em relação aos termos de compromisso vale destacar o TCC do gás natural (SEI/CADE 0635976). O acordo disciplinou as ações do agente incumbente para que seu reposicionamento ocorresse de maneira gradual e previsível, incentivando a entrada de novos agentes no mercado. As principais medidas resultantes desse TCC estão descritas no quadro abaixo.

10. 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 (BRASIL, 2018a).

11. SEI/CADE 0623999 e SEI/CADE 0635976.

12. Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural (BRASIL, 2019a).

Box 2.1: Termo de Cessação de Conduta (TCC)

Em 08 de julho de 2019, Petrobras e CADE¹³ assinaram um Termo de Cessação de Conduta (TCC)¹⁴. Por meio do acordo, a estatal se compromete a (i) colocar em processo de alienação suas participações societárias (NTS, TAG e TBG) e acionária (GASPETRO) nos elos de transporte e distribuição do mercado de gás natural; (ii) negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural e às unidades de processamento de gás natural; (iii) não contratar novos volumes de gás natural de outros produtores a partir da data de assinatura do Termo de Compromisso; (iv) arrendar o Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos (TR-BA).

A partir da assinatura do TCC até a finalização dos processos de desinvestimento, a Petrobras deve garantir que os ativos desinvestidos sejam conduzidos segundo o curso ordinário, preservando ou adotando medidas para a preservação da viabilidade econômica e competitividade, de acordo com as boas práticas de negócios, e minimizando riscos de potencial perda de competitividade.

O TCC estabeleceu o limite temporal de 31/12/2021 para os desinvestimentos acordados, a possibilidade de uma prorrogação justificada, até 31/12/2022 e a obrigação de que o novo entrante tivesse independência com relação aos agentes que compõem os demais elos da cadeia de gás natural, não possuindo, direta ou indiretamente, participação societária destes agentes (considerando-se a situação após o desinvestimento). Também foi acordado o monitoramento das ações definidas no âmbito do TCC, por terceira parte denominada *Trustee* de Monitoramento¹⁵.

E a Resolução CNPE nº 16/2019, por sua vez, tratou dos princípios da política energética voltada para a transição, definindo os papéis do agente incumbente e dos transportadores, bem como os possíveis mecanismos de integração entre as esferas federal e estadual.

Esses três instrumentos sinalizaram, de algum

modo, a natureza irreversível e interligada do processo de abertura do mercado de gás, que exigiria firme coordenação, além do interesse e cooperação de todos os agentes de mercado em suas etapas futuras.

Na sequência de tais avanços, foi editada a Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) e seu decreto

13. Conselho Administrativo de Defesa Econômico.

14. SEI/CADE – 0635976 – Termo de Compromisso de Cessação (TCC)

15. Pessoa física ou jurídica responsável pelo monitoramento das normas de contratação a ela aplicáveis, para realização das atribuições especificadas no Termo de Compromisso.

regulamentador (Decreto Presidencial nº 10.712/2021), os quais refletiram as transformações em curso do mercado de gás.

A Nova Lei do Gás refletiu o consenso possível das discussões entre os diferentes agentes econômicos, com o propósito comum de avançar e retomar um projeto de crescimento e de abertura de mercado (BRASIL, 2021a). Com ela, introduziram-se aprimoramentos relevantes para a livre concorrência, como a vedação de compra, pela Petrobras, de todo o gás natural de seus parceiros na produção, e o acesso não discriminatório e negociado de terceiros às instalações essenciais e terminais de GNL. Ademais, a lei vedou a relação societária de controle ou coligação entre transportadoras e empresas ou consórcios que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural^{16 17}.

Com a Nova Lei do Gás¹⁸, a desverticalização da cadeia do gás assume o patamar de preceito legal, demandando aprimoramentos infralegais a serem empreendidos pela ANP. A nova lei cita a ANP dezenas de vezes, atribuindo à agência a obrigação da construção de regramentos para escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea,

condicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. Além disso, a agência tem a incumbência de definir de que forma o proprietário ou operador prestará informações ao mercado sobre as características de suas instalações, dos serviços prestados, das capacidades disponíveis, dos dados históricos referentes aos contratos celebrados e dos prazos e quantidades de gás envolvidas em seu negócio.

Passa a caber à agência a definição dos regramentos para a organização do sistema de transporte assim como para suas tarifas, acesso de terceiros e cessão de capacidade de transporte, definição das características técnicas de diâmetro, pressão e extensão para que um gasoduto seja definido como de transporte e a classificação do consumidor livre no mercado de gás. A atividade de transporte volta a ser exercida em regime de autorização, onde os serviços de transporte de gás natural são oferecidos em regime de contratação de capacidade por entrada e saída, e as compras, as vendas e as negociações em geral passam a ocorrer principalmente nas instalações de transporte.

Na sequência dos eventos que promoveram a desverticalização¹⁹ e o aumento da competitividade na cadeia do gás natural, foi editado

16. Art. 5º, § 1º.

17. As atividades de liquefação e regaseificação, embora consideradas como parte das instalações de transporte, não foram abrangidas pela restrição.

18. Lei nº 14.134/2021.

19. Processo de desverticalização da cadeia do gás que se iniciou com a assinatura do Termo de Cessação de Conduta entre a Petrobras e o CADE.

o seu decreto regulamentador. O Decreto nº 10.712/2021, que instituiu normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, e para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Por fim, importante mencionar a Resolução CNPE nº 3 de 2022, editada pelo Conselho Nacional de Política Energética, que representa um sinal de consolidação da abertura do setor, estabelecendo diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, assim como o aperfeiçoamento de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência. Entre as principais estratégias citadas na mencionada Resolução como premissas a serem adotadas no novo mercado de gás, estão a adoção de boas práticas internacionais, atração de investimentos, diversidade de agentes, maior dinamismo e acesso à informação, promoção da competição na oferta de gás natural, entre outros (BRASIL, 2022).

2.2 COMERCIALIZAÇÃO DA MOLÉCULA DE GÁS NATURAL E O ACESSO ÀS INSTALAÇÕES ESSENCIAIS

As licitações da ANP e os desinvestimentos da Petrobras abriram caminho para a participa-

ção de diversas empresas e consórcios produtores de gás natural no país. Além disso, a própria expansão da malha de transporte de gás viabilizou a importação do energético por empresas diversas, seja na forma gasosa, por dutos, ou na forma líquida, através de terminais de regaseificação.

Ao produzir o gás, as empresas precisam escoá-lo para que sejam processados e especificados e possam adentrar às instalações de transporte, rumo ao consumidor final. Mas a insuficiência de dutos de escoamento para viabilizar a produção, principalmente a do Pré-Sal (o país conta com apenas 1.765 km desses dutos), bem como de unidades de processamento de gás (o país conta com 13 UPGNs em operação, das quais 11 são operadas pela Petrobras²⁰) ainda são fatores limitantes (ANP, 2022c).

No entanto, algumas das transações acima elencadas vêm se tornando possíveis em função de uma desverticalização que, embora ainda sem critérios básicos definidos pela ANP e ainda carente de transparência, já ocorre em função de algumas medidas tomadas pela empresa, dentre as quais citam-se: i) a construção, pela Petrobras, de uma página eletrônica específica para oferta de capacidade de processamento e escoamento; ii) a assinatura de contratos de compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural entre a Petrobras e as

20. No Brasil, 101,81 MM m³/dia de gás natural são processados diariamente, em 13 UPGNs. Onze (11) delas são operadas pela Petrobras, uma (1) localizada em Alagoas e de capacidade de 1,8 MM m³/dia é operada pela Origem Energia e uma (1) localizada na Bahia e de capacidade de 500 M m³/dia é operada pela AlvoPetro. Além dessas, a UPGN de Guamaré, no Rio Grande do Norte, faz parte do pacote de ativos que se encontra em processo de cessão de direitos para a 3R Petróleo.

empresas Petrogal Brasil, Repsol Sinopec Brasil e Shell Brasil, parceiras da estatal no Pré-Sal; iii) a assinatura de contratos entre a Petrobras e a Potiguar E&P para escoamento e processamento do gás natural produzido em terra, no estado do Rio Grande do Norte; iv) a assinatura de contratos de swap de gás natural celebrados entre a Petrobras e as empresas Shell, Petrogal e Repsol (Bacia de Santos); com a Equinor (Bacia de Campos), além de com a PetroRecôncavo (Polos Remanso e Miranga) e com a Origem (Polo Tucano Sul) (PETROBRAS, 2022).

A seguir, abordam-se os avanços decorrentes do novo arcabouço regulatório, ocorridos em prol do estabelecimento da competição pelo fornecimento a molécula.

2.2.1 O FORNECIMENTO DA MOLÉCULA DE GÁS NATURAL – RESULTADO DAS CHAMADAS PÚBLICAS

A vedação da aquisição de gás de seus parceiros pela Petrobras, decorrente do TCC, associada à obrigação legal de garantia de acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais e aos terminais de GNL, ainda que, na prática, não correspondam integralmente às práticas desejadas, já assegurou a contribuição mais relevante para a introdução da competição no setor gasífero nacional: a concorrência pelo fornecimento da molécula de gás.

A partir daí, a realização de chamadas públi-

cas pelas distribuidoras para aquisição de gás viabilizou a competição entre as petroleiras e os importadores, com vantagem em termos de modicidade tarifária ao consumidor final.

No âmbito das chamadas públicas, um dos marcos iniciais dessa abertura, que permitiu a entrada de novos fornecedores e o fomento à concorrência no setor, foi a assinatura de contrato entre a Petrobras e a Potiguar E&P para escoamento de gás natural produzido no Rio Grande do Norte e a utilização da planta de processamento de gás natural (UPGN) de Guamaré (RN) pela empresa. A celebração desse acordo tornou possível à Potiguar E&P (subsidiária da PetroRecôncavo) ofertar e vencer a chamada pública para fornecimento de gás à distribuidora do estado – a Potigás. O contrato entrou em vigor em janeiro de 2022 e vigora até o fim de 2023. Nele, a PetroRecôncavo, por meio da Potiguar E&P, fornece à distribuidora 236 mil m³/dia de gás (POTIGÁS, 2021a, 2021b). A Potigás também possui acordo com a Galp que entrega 35 mil m³/dia, esse contrato foi estabelecido até o final de 2022 (POTIGÁS 2022).

Na mesma direção, a Shell venceu a chamada pública, para fornecimento de gás, realizada pela Copergás, distribuidora de Pernambuco, o volume fornecido é de 740 mil m³/dia em 2022 e 1 MM de m³/dia em 2023. A New Fortress Energy também possui um acordo com a distribuidora, para entrega de 32 mil m³/dia em 2022 e 40 mil m³/dia entre 2023 e 2026 (AGÊNCIA EPBR, 2022a).

A PetroRecôncavo, por meio das subsidiárias SPE Miranga S.A. e Potiguar E&P, fechou um contrato com a distribuidora da Paraíba, a PBGás, para o fornecimento de 50 mil m³/dia em 2022 e de 150 mil m³/dia em 2023 (PETRORECONCAVO, 2021).

A concessionária alagoana – Algás finalizou a etapa de negociação comercial com as empresas Origem Energia e Compass para a entrega de até 740 mil m³/dia de gás natural até final de 2024 (ALGÁS, 2021).

A Galp fechou um contrato de fornecimento de gás natural com a Sergás, de Sergipe, para envio de 40 mil m³/dia de gás até o fim de 2023 e 50 mil m³/dia entre 2024 e 2031.

A Petrobras venceu a chamada da Cegás, do Ceará, para o fornecimento conjunto de 600 mil m³/dia para o biênio 2022/2023. A Galp também possui contrato com a distribuidora, um acordo de longo prazo, para entrega de 50 mil m³/dia até final de 2023, com aumento gradual para 106 mil m³/dia em 2024, 160 mil m³/dia em 2025 e 180 mil m³/dia entre 2026 e 2031. A PetroRecôncavo iniciou o fornecimento de 30 mil m³/dia de gás para a Cegás, com vigência de um ano, entre 2022 e 2023. E a Shell estabeleceu um contrato de fornecimento de cinco anos com a distribuidora para entrega de 50 mil m³/dia em 2022 e 100 mil m³/dia a partir de 2023 (CEGÁS, 2021, 2022).

A distribuidora da Bahia, a Bahiagás, possui um contrato de fornecimento de 550 mil m³/dia de gás com a Petrobras, porém os volumes são decrescentes para os próximos anos. A empresa 3R Petroleum também fechou acordo com a

distribuidora, o contrato se iniciou em 2022 e terá vigência até dezembro de 2023. O acordo prevê uma venda inicial de 95 mil m³/dia com aumento gradual até 205 mil m³/dia. A Alvo Petro também possui contrato com a Bahiagás desde 2020, válido por 15 anos, sendo responsável pela entrega de 150 mil m³/dia na modalidade firme inflexível e 350 mil m³/dia na modalidade interruptível. A Equinor, começou a fornecer gás para distribuidora no segundo semestre de 2022, o acordo prevê a entrega de 300 mil m³/dia de gás natural. A Galp é responsável pelo fornecimento de 1,15 MM m³/dia de gás até 2023 e 1,06 MM m³/dia em 2024. A Origem Energia responsável por 120 mil m³/dia a partir do segundo semestre de 2022 e ampliando para 1,5 MM m³/dia entre 2024 e 2026. A PetroRecôncavo possui compromisso de entrega de 600 mil m³/dia de gás natural também no segundo semestre de 2022, aumentando para 1,1 MM m³/dia entre 2024 e 2025 e 1 MM m³/dia em 2026. A Shell apresenta um contrato com a distribuidora para fornecimento de 840 mil m³/dia em 2022 e 100 mil m³/dia em 2023 e 2024. E a Eagle E&P (controlada da Origem Energia) apresenta um acordo de entrega de 150 mil m³/dia entre 2021 e 2027 (AGÊNCIA EPBR, 2022b).

A Equinor, Galp, Shell e Compass venceram a chamada pública conjunta, coordenada pela Bahiagás, para fornecimento de 1 MM m³/dia de gás natural à Algás, Bahiagás e PBGás, a partir de janeiro de 2022 (BAHIAGÁS, 2021).

Além dos estados do Nordeste, no estado de Minas Gerais, a distribuidora Gasmig fechou contrato com a Galp para fornecimento de um volume que pode chegar a 260 mil m³/dia de acordo com a necessidade da distribuidora e

a disponibilidade da Galp, até o final de 2023 (AGÊNCIA EPBR, 2022b).

O sumário dos contratos decorrentes dessas chamadas públicas está apresentado na Tabela 1.

TABELA 1: RESULTADO DAS CHAMADAS PÚBLICAS REALIZADAS PELAS DISTRIBUIDORAS PARA COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL

Distribuidoras	Ofertantes	Volumes
Algás (AL)	Origem Energia	740 mil m ³ /dia (até 2024)
	Compass	
	Petrobras	550 mil m ³ /dia
	3R Petroleum	95 mil m ³ /dia - 205 mil m ³ /dia (2022-2023)
	Alvopetro	500 mil m ³ /dia (2020-2035)
BahiaGás (BA)	Equinor	300 mil m ³ /dia (2022)
	Galp	1,15 MM m ³ /dia (até 2023); 1,06 MM m ³ /dia (2024)
	Shell	840 mil m ³ /dia (2022); 100 mil m ³ /dia (2023-2024)
	Origem Energia	120 mil m ³ /dia (2022-2023); 1,5 MM m ³ /dia (2024-2026)
	Eagle E&P	150 mil m ³ /dia (2021-2027)
	PetroRecôncavo	600 mil m ³ /dia (2022-2023); 1,1 MM m ³ /dia (2024-2025); 1 MM m ³ /dia (2026)
	Petrobras	600 mil m ³ /dia (2022 e 2023)
Cegás (CE)	Galp	50 mil m ³ /dia (até 2023); 106 mil m ³ /dia (2024); 160 mil m ³ /dia em (2025); 180 mil m ³ /dia (2026-2031)
	PetroRecôncavo	30 mil m ³ /dia (2022-2023)
	Shell	50 mil m ³ /dia (2022); 100 mil m ³ /dia (2023)
	Shell	740 mil m ³ /dia (2022) e 1 MM m ³ /dia (2023)
CoperGás (PE)	New Fortress Energy	32 mil m ³ /dia (2022) 40 mil m ³ /dia (2023-2026)
	PetroRecôncavo	50 mil m ³ /dia (2022); 150 mil m ³ /dia (2023)
PBGás (PB)	PetroRecôncavo	236 mil m ³ /dia (até 2023)
Potigás (RN)	Galp	35 mil m ³ /dia (até 2022)
	Galp	40 mil m ³ /dia (até 2023); 50 mil m ³ /dia (2024-2031)
Sergás (SE)	Equinor	
BahiaGás ²¹ (BA)	Galp	1 MM m ³ /dia (2022)
Algás (AL)	Shell	
PB Gás (PB)	Compass (grupo Cosan)	
Gasmig (MG)	Galp	260 mil m ³ /dia (até 2023)

Fonte: Elaboração própria com base em POTIGAS (2021a); POTIGAS (2021b); POTIGAS (2022); PETRORECONCAVO (2021); ALGÁS (2021); AGÊNCIA EPBR (2022a); AGÊNCIA EPBR (2022b); CEGÁS (2021); CEGÁS (2022); BAHIAGÁS (2021)

21. Coordenadora da chamada pública.

Dessa forma, nota-se que o acordo firmado pela Petrobras, decorrente do TCC, resultou numa diversificação de atores responsáveis por negociações bilaterais de compra e venda de gás natural, proporcionando um ambiente de comercialização e concorrência para o fornecimento da molécula gás, em vigor, principalmente na região Nordeste do país.

2.3 SISTEMA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

No âmbito do livre acesso de terceiros às instalações de transporte, um marco importante para o setor foi a cessação voluntária, por parte da Petrobras, de sua exclusividade sobre os contratos de transporte, em 2019. Com ela, viabilizou-se a alocação de capacidade de oferta de gás a terceiros e a aplicabilidade do Decreto nº 9.616/2018, que instituiu um importante elemento otimizador da infraestrutura de transporte: a possibilidade de contratar entradas e saídas de gás independentemente, e em qualquer ponto da malha de transporte²² (BRASIL, 2018).

Também vale ressaltar que os ajustes SINIEF foram importantes para o desenvolvimento

do novo mercado de gás, o Ajuste SINIEF nº 3/18 concedeu tratamento diferenciado às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto, separando o fluxo físico do contratual – ou seja, permitindo desvincular o gás que é injetado daquele que é retirado (BRASIL, 2018b). E o Ajuste SINIEF nº 17/19 que regulamentou o modelo de entrada e saída (BRASIL, 2019b).

Em 2021, o regime de contratação de capacidade por entrada e saída²³ passou a vigorar nos termos da Nova Lei do Gás. No novo regramento, baseado na criação de redes comerciais para as trocas das moléculas de gás, as oportunidades de negócio passaram a ser geradas com o transporte atuando como o elo conector das diversas fontes de suprimento, criando opções aos usuários do sistema. Essa integração resulta em uma espécie de *marketplace*, ou “*shopping center*”, no qual os agentes que possuem capacidade de injeção ou retirada contratada podem negociar entre si. Com ela, cada usuário pode optar pela oferta que lhe é mais oportuna, seja por seu preço, mecanismo de indexação, ou flexibilidade da molécula²⁴ (ANP, 2021a).

22. O Decreto nº 9.616/2018 dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

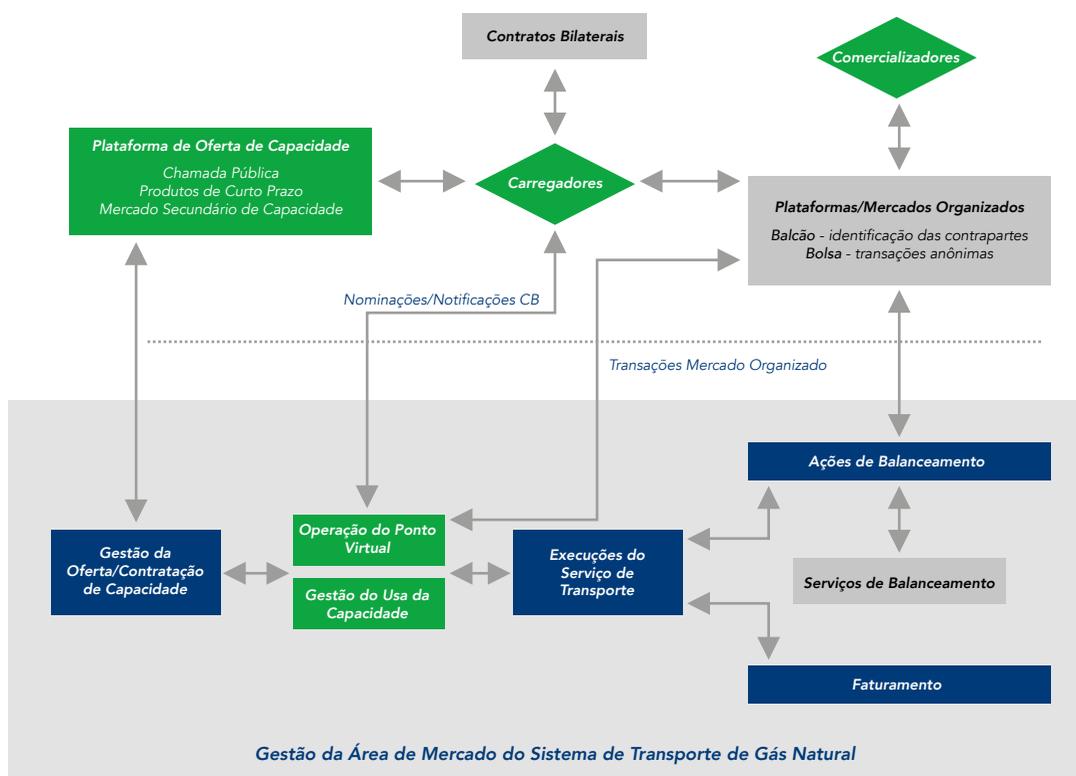
23. Nesse regime, cabe ao transportador reduzir ou interromper a troca operacional quando a soma das quantidades de gás natural programadas pelos carregadores existentes for inferior ao somatório das quantidades de gás natural programadas pelos usuários da Troca Operacional.

24. Antes do modelo de entrada e saída, contava-se com o regime de swap de gás, onde a troca operacional do gás ocorria sem a necessidade de uma movimentação física do energético, podendo o mesmo ser transferido entre diferentes regiões do país, via compensação financeira. Essa troca operacional, permitia que as empresas disponibilizassem o gás natural para consumidores que poderiam não estar interligados pela rede de transporte (FGV Energia, 2014), contudo gerava bitributação.

Resumidamente, o modelo funciona através da comunicação entre o ambiente de comercialização, no qual os agentes podem comprar e vender gás natural, e o ambiente de transporte, em que é possível injetar ou retirar a molécula do sistema de gasodutos interconectados. O funcionamento e a interface

destes ambientes são resumidos na Figura 12. A imagem ilustra a possibilidade e o interesse dos novos agentes de comprar e vender gás natural. Estas transações, em plataformas comerciais, convivem com os contratos bilaterais tradicionais durante o período de transição (SAYÃO; TAVARES, 2021).

FIGURA 12: FUNCIONAMENTO E INTERFACE DOS AMBIENTES CONTRATUAL E FÍSICO DE GÁS NATURAL



Fonte: ADAPTADO DE SAYÃO; TAVARES (2021)

Dessa forma, à medida que há necessidade de transações comerciais mais flexíveis para o fornecimento da molécula, essa demanda se reflete no ambiente do transporte. Um passo importante para atendimento desse novo ambiente de negócios foi dado em setembro de 2021, com as transportadoras TBG, NTS e TAG alocando gás, por meio de um Portal de Oferta de Capacidade (POC), em que é possível contratar capacidade de transporte de todos os transportadores do sistema integrado (TBG, TAG e NTS) em um único aplicativo. Com a operacionalização dessa plataforma, espera-se uma evolução contínua na oferta dos serviços de transporte, de modo que esta acompanhe o ritmo das trocas comerciais de molécula e

permita, inclusive, a criação de um mercado secundário de capacidade (NTS; TAG; TBG, 2021).

Outro exemplo recente da abertura do mercado de gás no setor de transporte foi o acordo estabelecido entre a Petrobras e a NTS, em setembro de 2022. O acordo prevê a redução de flexibilidade de uso pela Petrobras e aditivos aos Contratos de Transporte de Gás Natural da Malha Sudeste, Malha Sudeste II, GASDUC III, GASPAJ e GASTAU (Aditivos) e o consequente acesso de outros agentes ao sistema de transporte da NTS, contribuindo para desverticalização do setor (AGÊNCIA PETROBRAS, 2022).

Box 2.2: Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural - Modelo de Entrada e Saída

O modelo de entrada e saída do gás natural permite a reserva de capacidade na **entrada** pelos agentes ofertantes (Produtor, Importador de Gás Natural Liquefeito, Importador de Gás Natural, Adquirente de Gás Natural e Comercializador) e na **saída** pelos agentes que demandam o gás para seu uso ou revenda para clientes (Distribuidor de Gás Natural Condensado e Gás Natural Liquefeito, Distribuidora Local de Gás Canalizado e Consumidor Livre). A Figura 13 ilustra o modelo.

FIGURA 13: SISTEMA DE TRANSPORTE DE ENTRADA E SAÍDA



Fonte: Elaboração Própria baseado nos dados do 1ºWorkshop da ANP do Modelo Conceitual do Mercado do Gás (2021a)

Nesse modelo, o trajeto do gás natural no interior da malha de transporte não é importante. Não há a exigência de firmar vários contratos seguindo a rota física do gás. Nessa sistemática, o gás natural entra na rede, por meio da venda do produto pelo agente ofertante e sai da rede pela compra do gás por um agente que demande o energético. O modelo exige transportadores independentes, seguindo as mesmas regras de maneira coordenada, para alcançar um mercado único.

Nesse esquema, o tipo de tarifa de transporte é a de entrada-saída, onde o agente ofertante, para comercializar o seu gás no sistema de transporte, arca com uma tarifa de entrada e o agente que demanda o energético arca com uma tarifa de saída, para retirada do gás do sistema. As tarifas serão estabelecidas de acordo com os *city gates* escolhidos para entrega/retirada do gás. Com esse tipo de tarifa, busca-se aplicar corretamente os custos de transporte de gás, permitindo a redução do custo de revenda de gás no sistema (QUEIROZ, 2016).

2.3.1 O USO DOS DUTOS DE TRANSPORTE – RESULTADOS PRÁTICOS

Com os novos regramentos assimilados, a Transportadora Associada de Gás (TAG)²⁵ deu início a um processo de contratação extraordinária disponibilizando capacidade para novos agentes privados²⁶, enquanto se preparava para o exercício de chamada pública. Ao longo do ano de 2022, a empresa alocou uma capacidade de oferta de gás de 11.720 mil m³/dia, sendo 5.130 mil m³/dia de capacidade de entrada e 6.590 mil m³/dia de capacidade de saída (ABEGÁS, 2021; TAG, 2021). Parte dessa capacidade suprirá a demanda das distribuidoras na Região Nordeste, uma vez que a Petrobras vem encerrando ou reduzindo seus contratos de suprimento com as distribuidoras da região e a viabilização desse espaço,

nos dutos de transporte, é mais uma ação no sentido da desconcentração do mercado e ampliação da concorrência pelo fornecimento do energético.

Além disso, a Petrobras e as distribuidoras de gás SCgás (de Santa Catarina) e a Sulgás (do Rio Grande do Sul) venceram a chamada pública do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), realizada pela TBG²⁷, e a TAG firmou acordos para alocação de capacidade com as empresas produtoras Equinor, Shell, Petrorecôncavo, Galp e Origem, com a comercializadora Compass Gás & Energia e com a Proquigel, que assumiu as fábricas de fertilizantes da Petrobras em Sergipe e na Bahia. No gasoduto Gasbol, a Petrobras garantiu a entrada de 19,858 MM m³/dia e saída de 23 MM m³/dia, enquanto a SCgás obteve saída de 3,430 MM m³/dia e a Sulgás de 2,893 MM m³/dia. Juntas, as

25. A malha de gasodutos da TAG é de 4.500 km, atravessando 10 estados brasileiros. A empresa tem capacidade de transporte contratada de 75 MM m³/dia, vide Figura 9.

26. Esse tipo de contrato foi concebido enquanto a TAG não formaliza o lançamento da chamada pública para contratação da capacidade disponível dos gasodutos.

27. A TBG é a operadora brasileira do gasoduto Bolívia-Brasil, que viabiliza a importação do gás natural da Bolívia. O duto tem capacidade para transportar, ininterruptamente, cerca de 30,1 MM de m³/dia de gás natural, vide Figura 9.

demais empresas solicitaram acesso na malha de gasodutos da TAG para transporte de 11,7 MM de m³/dia, sendo 5,1 MM de m³/dia em capacidade de entrada e 6,5 MM de m³/dia em capacidade de saída (ABEGÁS, 2021; TAG, 2021).

Com esses movimentos, da mesma forma que o ocorrido para o fornecimento da molécula, já se observa o início da contratação de serviços de transporte por atores diversos, além da Petrobras (Tabela 2).

TABELA 2: CHAMADAS PÚBLICAS REALIZADAS PARA CONTRATAÇÃO DE OFERTA DE CAPACIDADE DISPONÍVEL DO GASODUTO

Gasoduto	Oferta/Demanda	Volumes
Gasbol (TBG)	Petrobras	Entrada: 19,858 MM m³/dia Saída: 23 MM m³/dia
	SCgás	Saída: 3,430 MM m³/dia
	Sulgás	Saída: 2,893 MM m³/dia
TAG	Equinor, Shell, PetroRecôncavo, Galp e Origem	Entrada: 5,130 MM m³/dia Saída: 6,590 MM m³/dia

Fonte: Elaboração própria com base em ABEGÁS (2021); TAG (2021)

2.4 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Nos termos da Constituição Federal de 1988²⁸, cabe aos estados da Federação a regulação dos “serviços de distribuição de gás canalizado”, sendo assegurada a esses entes a autonomia na elaboração de seus regramentos (BRASIL, 1988). Como não poderia deixar de ser, essa previsão foi absorvida pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e, recentemente, pela Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/21), as quais não disciplinam a atividade de serviços locais de gás canalizado.

A Nova Lei do Gás, em seu Art. 45, instrui o MME²⁹ e a ANP a se articularem com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural. Sem, contudo, qualquer imposição ou obrigatoriedade. De todo modo, o dispositivo demonstra a preocupação do legislador com a articulação entre União, Estados e Distrito Federal em prol da harmonização e do aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural.

Na prática, os estados delegam a exploração dos serviços locais de gás canalizados às empresas estatais ou privadas, as chamadas distribuidoras estaduais. Na configuração da indústria,

as distribuidoras são responsáveis pela implantação das redes de distribuição, assim como, pela operação e manutenção dessas redes, além da distribuição do energético aos consumidores finais (ABRACE; IBP, 2018).

Nesse contexto, um ponto importante a destacar é o papel até então exercido pela Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)³⁰ na distribuição de gás canalizado e as consequências do TCC, firmado entre a Petrobras e o CADE e da própria Nova Lei do Gás, que resultaram na venda da participação acionária da Petrobras na Gaspetro. A empresa, subsidiária da Petrobras (única fornecedora de gás do país até pouco tempo atrás), detinha participação em 18 das 25 distribuidoras estaduais, viabilizando o acesso do gás da Petrobras a praticamente todo o mercado brasileiro. Com o TCC sinalizando para a livre concorrência, deu-se mais um passo na direção da desverticalização da empresa, motivando a venda da participação acionária de 51% da Gaspetro à Compass Gás e Energia³¹ (PETROBRAS, 2022).

Portanto, com o TCC, a Nova Lei do Gás e a venda da participação da Petrobras na Gaspetro, o gás começa a ser fornecido às distribuidoras estaduais, por meio de diferentes supridores. Todavia, em termos da promoção da competição no mercado é importante

28. Art. 25, § 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação (BRASIL, 1988).

29. Ministério de Minas e Energia.

30. A Gaspetro é uma holding que detém participações em distribuidoras estaduais que, juntas, operam uma rede de distribuição que abrange 10 mil km de dutos, cerca de 500 mil clientes e um volume de aproximadamente 29 MM m³/dia.

31. A aprovação, pelo CADE, da venda da Gaspetro para a Compass tem como condição a venda, pela Compass, de 12 das 19 distribuidoras estaduais que pertencem a Gaspetro, em até três (03) anos.

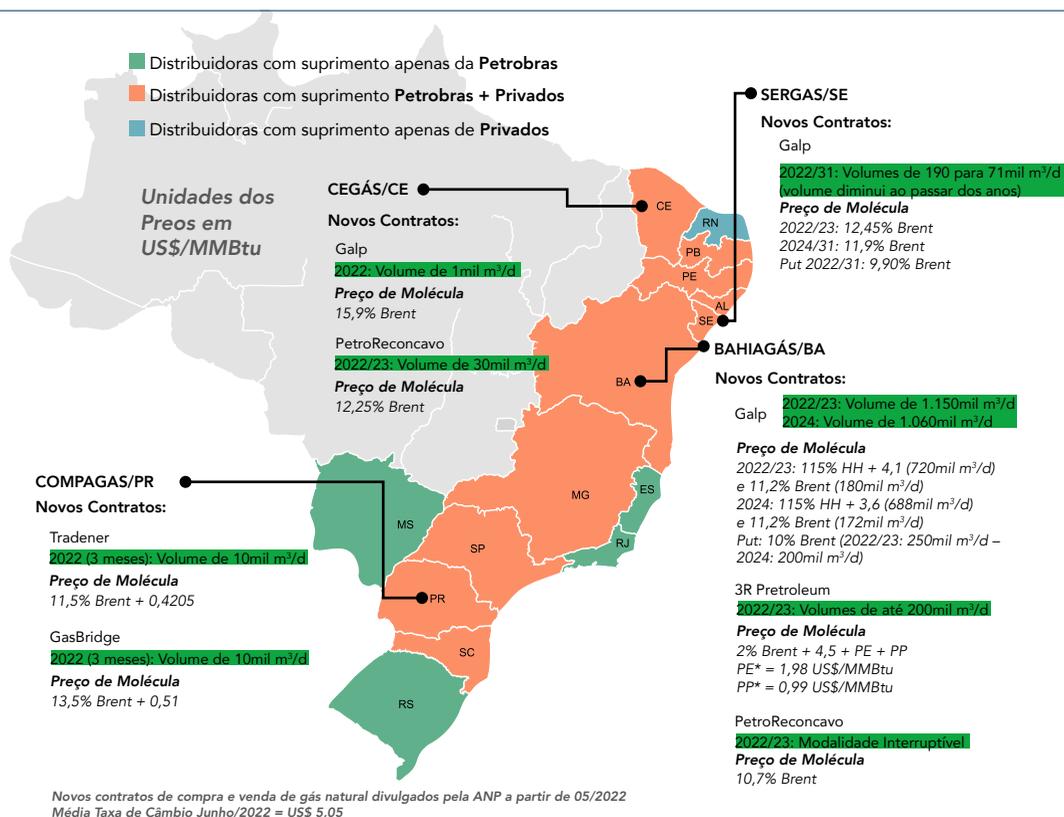
que os estados compatibilizem suas leis recepcionando as figuras do consumidor livre, autoprodutor e autoimportador, viabilizando a multiplicação desses agentes.

Vale ressaltar que, o estabelecimento de novos contratos de suprimento de gás natural entre as distribuidoras estaduais e os fornecedores da molécula destacou-se como um passo importante em direção à abertura do mercado. Utilizando-se do mecanismo de chamadas públicas, previsto na regulamentação do país, distribuidoras de

alguns estados já viabilizaram a entrada de novos supridores de gás em suas redes de distribuição (assunto abordado no item 7.1 desse caderno). A diversificação dos fornecedores proporcionou maior incremento da concorrência, resultando na diminuição de preço do gás.

A Figura 14³² apresenta os estados onde as distribuidoras estaduais fecharam acordos de suprimento de gás, por meio de novos agentes e os seus respectivos valores de venda, fruto de contratos firmados em 2022.

FIGURA 14: NOVOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL ÀS DISTRIBUIDORAS



Fonte: ANP (2022d) - Apresentação Gas Week – Evolução do Mercado Nacional – 08/08/2022

32. Os contratos firmados pela Compagás (Paraná) e pela SCGás (Santa Catarina) com fornecedores privados de gás natural foram estabelecidos por um curto prazo. E o contrato de fornecimento à Comgás (São Paulo) será realizado pela Compass apenas em 2023. Nos outros estados, os contratos firmados por meio de chamadas públicas estão descritos no item 7.1 desse caderno.

Em se tratando de novos fornecedores e da busca por modicidade tarifária, importa ressaltar que, segundo a ANP, o preço médio de venda do gás (sem impostos) às distribuidoras e consumidores livres na malha integrada de transporte, praticado pela Petrobras entre os meses de janeiro a março de 2022 foi de R\$ 61,48/MM BTU, enquanto que o preço médio dos demais fornecedores foi de R\$ 55,64/MM BTU (ANP, 2022d), demonstrando que a abertura realmente vem cumprindo seu papel de proporcionar a redução do preço do gás.

2.4.1 O CONSUMIDOR LIVRE DE GÁS NATURAL

De olho na ampliação do mercado consumidor, vários estados avançaram na compatibilização ou edição das suas legislações com o regramento federal. Importante notar que a competência dos estados é aquela constante da Constituição Federal, ou seja, limitada aos serviços locais de gás canalizado. Portanto, as novas legislações têm como meta garantir regras transparentes e eficientes para tratar da distribuição de gás concomitante com a entrega da molécula de gás aos consumidores e usuários finais cativos. No caso do consumidor livre³³, do autoprodutor³⁴ e do autoimportador³⁵, esses agentes adquirem o gás livremente de comercializadores autorizados pela ANP e contratam com as distribuidoras apenas o

serviço de distribuição (MENEZES, 2021).

O desafio é grande, mas há um inegável movimento entre boa parte dos estados para harmonizar suas legislações aos parâmetros do Novo Mercado de Gás de modo a garantir investimentos no setor. Até o momento, já são 19 estados que possuem legislações próprias sobre o tema, dando um claro sinal de que, também nessa questão, o país se encontra em plena transição para um Novo Mercado de Gás (MILHORANCE; SOARES, 2021).

Importante mencionar que cabe aos Estados estabelecer os parâmetros para a definição do consumidor livre. A Tabela 3 apresenta a definição de consumidor livre, pelos diversos estados, definição essa que abrange os critérios de i) consumo mínimo; ii) consumo mínimo por segmento; iii) prazo mínimo de migração entre mercado cativo para o mercado livre; iv) possibilidade ou não de consumo parcialmente livre; v) tempo mínimo de permanência no mercado livre; vi) possibilidade de retorno ao mercado cativo das distribuidoras.

A partir desses critérios, tem-se ideia do grau de facilidade ou dificuldade de cada estado na migração de consumidores/usuários para o mercado livre. Tal informação é fundamental para avaliar o futuro mercado livre.

33. Consumidor Livre é aquele que tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador (BRASIL, 2021a).

34. Autoprodutor é aquele agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (BRASIL, 2021a).

35. Autoimportador é aquele agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (BRASIL, 2021a).

TABELA 3: CRITÉRIOS ESTABELECIDOS PARA OS CONSUMIDORES LIVRES NAS LEGISLAÇÕES ESTADUAIS

Estados	Consumo mínimo (m³/dia)	Consumo mínimo por segmento (m³/dia)	Prazo mínimo de migração entre mercados	Consumidor parcialmente livre	Tempo mínimo de permanência no mercado livre	Retorno ao mercado cativo
Amazonas	10.000		2 meses	Sim		
Bahia	10.000		6 meses	Sim	6 meses	Disponibilidade de oferta
Ceará	10.000		6 meses	Sim	1 ano	6 meses
Espirito Santo	10.000		6 meses	Sim	1 ano	Disponibilidade de oferta
Maranhão			Término de contrato	Sim	10 anos	Disponibilidade de oferta: 1 ano
Mato Grosso	1.000.000					
Mato Grosso do Sul		Industrial: 150.000 Termoelétrico: 500.000 Petroquímico: 100.000	12 meses	Sim	5 anos	
Minas Gerais	5.000		3 meses	Sim	1 ano	
Pará	500.000		6 meses	Sim	5 anos	Disponibilidade de oferta: 3 meses
Paraíba	01/01/2022 50.000 01/01/2023 25.000 01/01/2024 5.000		6 meses	Sim	Qualquer tempo	Disponibilidade de oferta: 6 meses
Paraná	10.000	Termoelétrico: 100.000		Sim		
Pernambuco	01/01/2022 50.000 01/01/2024 30.000 01/01/2025 10.000		12 meses	Sim		
Piauí	10.000		2 meses	Não		Disponibilidade de oferta
Rio de Janeiro	10.000		12 meses	Sim	1 ano	
Rio Grande do Norte	5.000					
Rio Grande do Sul	10.000		6 meses	Sim		3 meses
Santa Catarina	10.000		6 meses	Sim	1 ano	Restrição setor termoelétrico: 6 meses
São Paulo	0		3 meses	Sim	5 anos	3 meses
Sergipe	10.000		3 meses	Não		

Fonte: Elaboração própria com base nas legislações estaduais AMAZONAS (2021); BAHIA (2020); CEARÁ, (2022); ESPÍRITO SANTO (2020); ESPÍRITO SANTO (2021); MARANHÃO (2009); MATO GROSSO (2003); MATO GROSSO DO SUL (2013); MINAS GERAIS (2021); PARÁ (2013); PARÁ (2017); PARAÍBA (2021); PARANÁ (2022); PERNAMBUCO (2022); PIAUÍ (2021); RIO DE JANEIRO (2020); RIO GRANDE DO NORTE (2022); RIO GRANDE DO SUL (2021); SANTA CATARINA (2019); SÃO PAULO (2020); SERGIPE (2019;2022)

2.4.2 TARIFAS NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO

A Nova Lei do Gás, em seu Artigo 29, traz fundamentos para que os estados definam as tarifas de distribuição do gás natural, e ressalta a necessidade de consideração dos princípios da razoabilidade, da transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação (BRASIL, 2021a).

Desse modo, as tarifas são estabelecidas de acordo com os diversos segmentos de consumo e a estrutura tarifária é construída considerando-se os maiores custos de atendimento, como é o caso do setor residencial e, as maiores escalas de suprimentos, como é o caso dos setores industrial e termelétrico (AGÊNCIA BRASIL ENERGIA, 2021).

As normativas estaduais para os consumidores

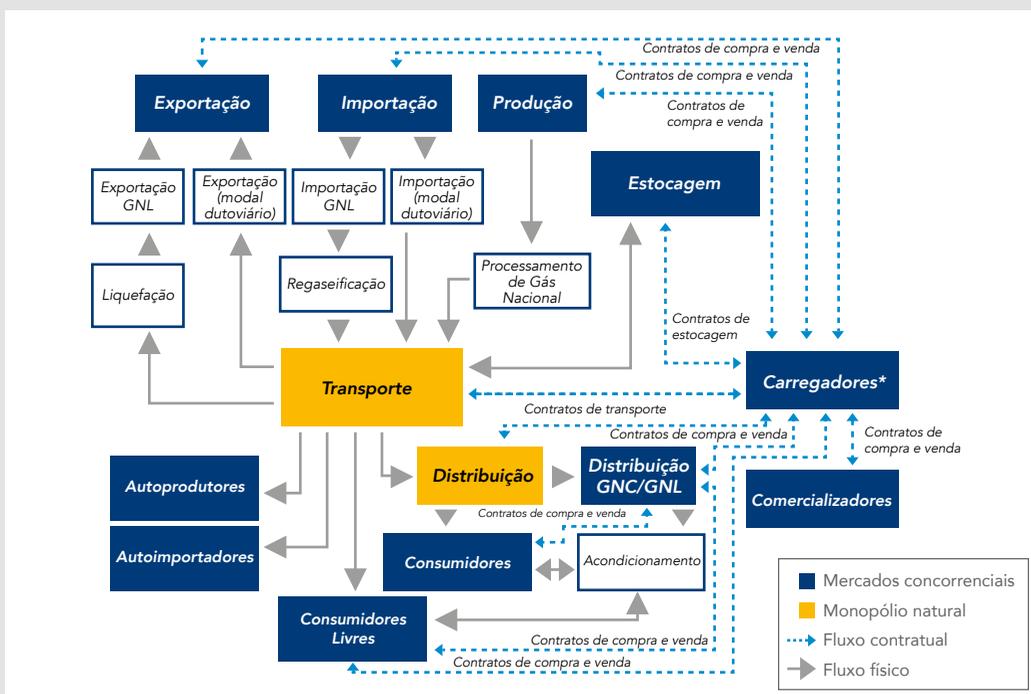
livres em geral preveem uma Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), resultante dos custos de operação e manutenção das distribuidoras (MENEZES, 2021). Recentemente, de modo a garantir adequação tarifária, algumas legislações têm disposto também sobre uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Específica (TUSD-E) para o uso do sistema de distribuição pelos agentes livres que possuem gasodutos dedicados, construídos especificamente para abastecer um usuário, como termelétricas e indústrias (AGÊNCIA EPBR, 2022c).

Como exemplo, cita-se o regramento do estado de São Paulo, que determinou a aplicação tarifária específica para autoprodutores e autoimportadores em 2011, e atualmente aplica-se a TUSD-E para as termelétricas Euzébio Rocha e São João Ambiental (AGÊNCIA BRASIL ENERGIA, 2021).

Box 2.3: Estrutura do mercado gasífero brasileiro

A indústria de gás natural é responsável pela estruturação da cadeia e integração da rede, visando principalmente a comercialização do energético em um mercado competitivo, aberto e líquido. A Figura 15 ilustra a estrutura do novo mercado de gás.

FIGURA 15: ESTRUTURA NO MERCADO DE GÁS NATURAL



Fonte: ANP (2011)

O fluxo físico do gás inicia seu processo na produção de gás natural – posteriormente processado e especificado nas UPGNs, ou na importação - via GNL ou por modal dutoviário. Em seguida, o gás produzido, importado e estocado é encaminhado a rede de transporte, e de lá encaminhado às distribuidoras estaduais, responsáveis pela distribuição do produto aos seus consumidores (mercado cativo). Outro caminho é o fornecimento do gás da rede de transporte aos autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres (mercado livre).

No fluxo contratual, a comercialização do gás ocorre por meio de contratos de compra e venda, onde o produtor pode estabelecer seu contrato de venda com comercializadores (recebe o gás antes do processamento), com distribuidoras e consumidores livres (recebe o gás no *city gate*) e entre produtores (recebe o gás na “boca do poço”). Nos contratos entre o agente vendedor com as distribuidoras ou consumidores livres, o agente vendedor é responsável por contratar a capacidade de entrada do sistema de transporte. E o agente comprador precisa de autorização de carregamento e da contratação de capacidade de saída no sistema de transporte.

PARTE

3

Desafios e Oportunidades no Novo Mercado De Gás Natural

A promulgação da Nova Lei do Gás e a publicação de seu decreto regulamentador aceleraram a transição brasileira para o desejado Novo Mercado de Gás. São inegáveis os avanços que a abertura do setor proporcionou em termos da implantação de um mercado mais competitivo nos diversos elos da cadeia, conforme apresentado na Parte 2 desse caderno. Mas também é inegável o caminho a percorrer até o pleno atingimento da competição necessária e suficiente para viabilizar preços mais acessíveis, ampliando o espectro de consumidores.

Nessa Parte 3, destacam-se os desafios e oportunidades que ora se apresentam para que o setor gasífero nacional conclua essa transição, e ressalta-se a urgência da conclusão da regulamentação infralegal, a cargo da ANP, para que se conte com a segurança jurídica necessária para a viabilização de projetos estruturantes que garantam mercado para o gás natural, tanto como energético quanto como matéria-prima.

3.1 OPORTUNIDADES PARA O FORNECIMENTO DA MOLÉCULA

3.1.1 OS DIVERSOS FORNECEDORES DA MOLÉCULA

As licitações da ANP, associadas aos desinvestimentos da Petrobras e às autorizações para construção e compartilhamento de instalações de transporte de gás, aí incluídos os terminais de GNL, garantiram a existência de múltiplos

fornecedores que, ainda que de forma limitada, hoje já competem pelo fornecimento de gás, conforme ressaltado na Parte 2 deste caderno.

No entanto, esse fornecimento ainda encontra desafios de infraestrutura que dependem de aprimoramentos regulatórios, como é o caso do livre acesso não discriminatório e negociado a instalações essenciais e aos terminais para importação de GNL, tratados a seguir.

3.1.1.1 PRODUÇÃO NACIONAL: LIVRE ACESSO ÀS INSTALAÇÕES ESSENCIAIS

A Nova Lei do Gás foi explícita ao garantir aos produtores de gás natural o acesso não discriminatório e negociado às ditas instalações essenciais, incluindo os dutos que interligam os campos de petróleo e gás às unidades de processamento de gás natural (dutos de escoamento) e as próprias unidades de processamento (UPGNs), uma vez que sem elas não há trajeto possível para que o gás natural seja destinado ao consumidor final.

No entanto, o dito acesso não discriminatório e negociado ocorre por meio de um acordo bilateral entre as partes, onde o proprietário dos ativos possui a preferência em sua utilização e a prerrogativa da negociação. Por isso, a Nova Lei do Gás foi explícita ao determinar que o Código de Conduta e Prática de Acesso à infraestrutura essencial, a ser elaborado pelos proprietários das instalações em conjunto com os terceiros interessados, deve observar as diretrizes da ANP³⁶ (BRASIL, 2021a, p.9).

36. Art. 28, § 2º da Lei nº 14.134/2021

Como estabelecido pela lei, o órgão regulador deve elaborar diretrizes gerais de acesso para que haja condições equilibradas para os agentes privados que pretendem adquirir a capacidade disponível nas instalações essenciais. Dessa forma, a definição regulatória de dispositivos que promovam e assegurem essa ação é uma etapa imprescindível para a construção de arranjos competitivos e para o compartilhamento das infraestruturas essenciais em processo de plena concorrência.

Após mais de um ano da publicação da Nova Lei do Gás, de fato se viu a promoção da negociação bilateral. A Petrobras viabilizou a cessão de uso da capacidade de escoamento e processamento de gás para alguns interessados em utilizar suas instalações, negociando principalmente com parceiros de seus ativos no Pré-Sal o compartilhamento dessas instalações (PETROBRAS, 2022), conforme descrito no item 7.1 desse caderno. Mas o resultado concreto foi o acesso de diferentes fornecedores de gás principalmente no mercado da região Nordeste e a opção da Petrobras pelo acesso aos dutos de escoamento àqueles agentes que já tinham direitos sobre a produção de gás.

Nesse sentido, a conclusão da regulação da agência será essencial para abrir espaço para a atuação de novos atores no maior mercado brasileiro, a região Sudeste do país. A busca pela plena competição no Sudeste certamente pressionará pela expansão da infraestrutura

instalada para escoamento e processamento de gás, gerando novas oportunidades de negócio.

3.1.1.2 IMPORTAÇÃO: LIVRE ACESSO AOS TERMINAIS DE GNL

A importação da molécula de gás via terminais de GNL e o acesso aos terminais de regaseificação de GNL também são elementos cruciais quando se trata da pluralidade de fornecedores da molécula. Vedado pela Lei nº 11.909/2009 e introduzido pela Lei nº 14.134/2021, a viabilização do acesso não discriminatório e negociado também deverá observar a regulamentação setorial pertinente³⁷. No entanto, esse é mais um tema que carece de regulamentação urgente da ANP, até porque a própria estrutura física dos navios, com um tanque único para recebimento de GNL, dificulta (embora não impeça) a segregação das cargas e a concessão do acesso a terceiros, como é o caso do que vem ocorrendo no terminal de GNL da Bahia, recentemente arrendado³⁸.

Enquanto se aguarda o aprimoramento regulatório necessário à plena abertura do mercado e à garantia de compartilhamento de instalações, oportunidades adicionais de acesso devem ocorrer a partir da implantação de novos terminais, tais como o previsto para Santa Catarina (Terminal de Babitonga) e Pará (Terminal de Barcarena) e da interligação dos terminais de Sergipe (Terminal de Barra dos Coqueiros) e do

³⁷. Art. 28, § 5º da Lei nº 14.134/2021

³⁸. Em abril de 2022, a ANP criou um grupo de trabalho para desenvolver um regulamento que estabeleça as regras e princípios para o acesso negociado e não discriminatório aos Terminais de GNL.

Rio de Janeiro (Terminal de Porto do Açu) ao Sistema Interligado de gasodutos de transporte e, principalmente, do estabelecimento de regras claras para esse compartilhamento (EPE, 2021)

3.2 DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA DE TRANSPORTE

3.2.1 EXPANSÃO DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

Integrantes do sistema nacional de transporte de gás, os terminais de GNL se apresentam como uma alternativa ao fornecimento de gás em diferentes localidades do país, ao atenderem as demandas silenciadas por falhas infraestruturais do setor. Gargalos de infraestrutura de transporte, tais como restrições de fluxo ou mesmo falta de conexão com diversas localidades do país, além de questões negociais diversas, têm contribuído para viabilizar a construção de novos terminais, que culminam por propiciar o fornecimento de gás importado, em detrimento do nacional. Neste contexto, o atendimento da demanda termelétrica, assim como as demandas regionais não atendidas pela rede atual de transporte³⁹, devem continuar viabilizando a implantação de terminais privados de GNL. Como, por exemplo, no caso dos terminais de Barra dos Coqueiros em Sergipe e do Porto do Açu no Rio de Janeiro, inicialmente construídos para atender à demanda termelétrica em sistemas isolados, e do terminal previsto para São Francisco do Sul (Rio Grande do Sul), viabi-

lizado em função de uma restrição logística do trecho gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) (FGV ENERGIA, 2020).

Outra possibilidade de abertura de mercado para o gás natural é o terminal de GNL já em construção em Barcarena, no Pará, onde não há rede de transporte instalada. Nesse caso, o fornecimento de GNL estará voltado principalmente para a geração térmica, e sua implantação também oportuniza o atendimento de demandas regionais (FGV ENERGIA, 2020).

Afora essas questões, de caráter mais pontual, a tecnologia do GNL deverá ter um papel relevante a cumprir na interiorização do mercado de gás, ainda localizado, em maioria, ao longo da costa brasileira. Nesse sentido, cogitam-se as possibilidades de abastecimento de gás por caminhões transportadores de GNL como forma de abertura de mercado para o gás canalizado. Também nesse caso, há de se contar com modelos de negócios suportados por regras claras, estabelecidas pela ANP, que considerem as especificidades relativas à sazonalidade do fornecimento de gás para consumo termelétrico e à estabilidade da demanda industrial.

Projetos de GNL com esse formato começam a ser estudados e se apresentam como reais oportunidades para abertura do mercado. Em Pernambuco, por exemplo, pretende-se criar o que foi denominado “gasoduto virtual”, carregando o GNL do litoral para o interior, com o objetivo de desenvolver mercados para o gás disponível no Brasil.

³⁹. Exemplos de fatores que viabilizam os terminais de GNL citados pelo vice-presidente da Golar, em 2020, apresentados no Caderno Opinião da FGV Energia.

No entanto, é importante ressaltar que os terminais de GNL, ao mesmo tempo que representam grandes oportunidades de expansão dos mercados de gás na direção do interior do país, também permite a postergação de investimentos para mitigação de gargalos logísticos que impedem ou dificultam o aproveitamento do gás nacional, expondo cada vez mais o mercado brasileiro às flutuações do preço do energético no mercado internacional. E é nesse sentido que a elaboração de regulações federal e estaduais se tornam essenciais para a otimização da infraestrutura e para a otimização do aproveitamento dos recursos petrolíferos da União.

3.2.2 OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE REDE

É ponto pacífico que o pleno desenvolvimento da indústria de gás natural no país depende de um ambiente concorrencial adequado. Também é ponto pacífico que apesar do processo de transição já ter se iniciado, e de já ter acontecido a desverticalização no segmento de transporte, ainda carece de regulação específica para a otimização da utilização da infraestrutura da rede de transporte de gás, nos termos estipulados por lei.

Com a entrada de novos agentes no mercado impulsionada pela concorrência pelo fornecimento de gás, torna-se urgente a definição, pela ANP, de um Código Comum de Rede,

contendo regras operativas uniformes para toda rede de transporte de gás natural no país. Esse código precisa incluir critérios e práticas claras de acesso e uso da infraestrutura, tais como os procedimentos de contabilização e liquidação do volume do gás transportado, dentre outros (TRENCH ROSSI WATANEBLE, 2021).

No entanto, o regramento do Código Comum de Acesso está previsto, na agenda regulatória da ANP, apenas para o final de 2023, embora seja a partir dele que se espera possibilitar o acesso de terceiros aos terminais de regaseificação e possibilitar a entrada de novos comercializadores à indústria do gás (ANP, 2022e). Resta claro que a definição das regras para operação da rede é essencial e precisa incluir os procedimentos para balanceamento da rede⁴⁰, descongestionamento, repasse de receitas e informações entre os transportadores que operem em um mesmo sistema. Importa destacar que a multiplicidade de carregadores⁴¹, atuando em regime de entrada e saída, impõe ao transportador⁴² o desafio da gestão do sistema, uma vez que mesmo que os carregadores individualmente equilibrem suas injeções e retiradas, sempre caberá ao transportador o equilíbrio residual do sistema.

Desse modo, o pleno atendimento ao mercado pressupõe um transportador apto a gerir a oferta de capacidade aos diversos agentes, nos termos de uma regulação clara e transparente. Esse transportador também deve se preparar

40. Nos termos da Lei nº 14.134/2021, balanceamento do sistema de transporte é o gerenciamento das injeções e retiradas de gás natural em gasoduto ou em sistema de transporte de gás natural com vistas ao seu equilíbrio em determinado período de tempo e à execução eficiente e segura dos serviços de transporte (BRASIL, 2021a).

41. Nos termos da Lei nº 14.134/2021, a Nova Lei do Gás, carregador é o agente que utiliza ou pretende utilizar o serviço de transporte de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP (BRASIL, 2021a).

42. Transportador é o agente autorizado a realizar a atividade de transporte de gás natural por meio de duto (BRASIL, 2021a).

para administrar, em futuro breve, um Ponto Virtual de Negociação que contemple o acesso isonômico para a transferência de titularidade de molécula, dentro da rede de transporte.

A Figura 16 apresenta um modelo esquemático de balanceamento que vem sendo discutido pela agência com o mercado, em que o transportador e os diversos carregadores organizam a quantidade de gás injetada de forma coincidente com a quantidade de gás retirada do sistema, durante o período de

balanceamento. E os carregadores, por meio do balanceamento operacional garantem que o sistema fique dentro dos limites físico operacional aceitáveis.

Apesar dos desafios inerentes à fase de implantação de um novo modelo regulatório, não há dúvida de que estar conectado à rede de transporte representa a oportunidade de viabilização de novos negócios, a preços concorrenciais, além de garantia de flexibilidade e segurança de suprimento.

FIGURA 16: MODELO DE BALANCEAMENTO DE GÁS NATURAL



Fonte: Adaptado SIM/ANP - adaptado ENTSOG (2018) - 2º Workshop sobre o Modelo Conceitual do Mercado de Gás (2021b)

3.2.3 ESTOCAGEM DE GÁS NATURAL

No Brasil, a maior parte do gás produzido é associado ao petróleo, impondo ao sistema os desafios inerentes às necessidades de fornecimento flexível. Isso se dá porque, em geral, as necessidades de fornecimento de gás ao consumidor final são bastante distintas do ritmo de produção do energético, comandado pelo ritmo da produção do petróleo. Um significativo exemplo dessa distinção entre o ritmo da produção e o ritmo do consumo de gás é o de seu uso como combustível para as usinas termelétricas. Nesse caso, a complementariedade da geração hídrica com geração termelétrica a gás em períodos de seca, por exemplo, impõe a necessidade de grande consumo sazonal de difícil assimilação, para um fornecimento de gás decorrente das necessidades de produção de petróleo. Nesses casos, a importação tem sido a solução adotada.

Situações como essa têm contribuído para a proliferação de sistemas isolados, integrados por usinas termelétricas alimentadas por terminais de GNL exclusivos, enquanto o gás nacional produzido retorna em grande parte para a jazida de origem, sem aproveitamento.

É nesse contexto que a Nova Lei do Gás manteve a possibilidade de estocagem subterrânea, como instrumento de flexibilização do sistema. A partir da nova lei, cabe à agência reguladora construir o arcabouço infralegal para o exercício do serviço de estocagem de gás, e autorizar a construção e operação de instalações de estocagem de gás, como parte integrante das

instalações de transporte. Com essa revisão institucional, a estocagem de gás surge como uma oportunidade de viabilização do fornecimento de gás, na medida das necessidades de um mercado flexível, que decorre das demandas termelétricas sazonais e das necessidades de balanceamento do sistema (EPE, 2018).

Contudo, a complexidade da construção de uma regulamentação para o serviço de estocagem a ser prestado por transportadores ainda se constitui em um desafio para o setor. O entendimento de um campo de gás como uma instalação de estocagem, integrante da malha de transporte, traz complexidades ainda não discutidas o suficiente no país. Cabe à agência, nesse caso, desde identificar os campos de petróleo e gás como possíveis candidatos a serem utilizados para estocagem até a elaboração de regras e procedimentos de mercado para fazê-lo.

A empresa Gás Bridge avaliou parcerias para a implementação de um projeto de estocagem no campo de gás de Manati, na Bacia de Camamu, na Bahia, contudo os acordos da Gas Bridge com as demais sócias de Manati não avançaram. A própria Petrobras injetou por anos o excedente do gás produzido em Sergipe na capa de gás do campo baiano de Água Grande, com objetivo não apenas de melhorar sua recuperação, mas também de guardar esse gás para consumo futuro (AGÊNCIA EPBR, 2022d).

Ultrapassando-se o desafio de construção de uma regulamentação para o serviço de estocagem por transportadores e a elaboração das

regras e procedimentos para sua operação, abrir-se-á uma avenida de novas possibilidades para o aproveitamento do gás natural, do Pré-Sal inclusive, Brasil afora.

3.2.4 TARIFAS NO SETOR DE TRANSPORTE

No elo de transporte de gás natural as tarifas serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP. A partir das mudanças institucionais introduzidas pelo Decreto nº 9.616/2018, o país dá o primeiro passo na direção da migração da contratação de capacidade de transporte com tarifa postal, aplicado para todos os usuários independentemente da distância ou sua localização na rede, para o regime de entrada e saída. Segundo o referido decreto: “Os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente”⁴³. Em outubro de 2021, com a Nova Lei do Gás em vigor e referendando o regime, a Diretoria Colegiada da ANP aprova, pela primeira vez, tarifas aplicáveis ao serviço de transporte extraordinário, incorporando o fator locacional, que introduz a distância como um dos elementos para o cálculo tarifário (AGÊNCIA ANP; TN PETRÓLEO, 2021).

Considerando o acima explicitado, a transição em curso traz consigo o desafio de viabilizar a competitividade do Novo Mercado de Gás também em localidades mais distantes dos

pontos de oferta, a fim de garantir a disseminação do uso gás pelo país. Desse modo, as tarifas de transporte precisam estar alinhadas ao atingimento desse objetivo, para que a interiorização do gás possa ser feita gerando oportunidades em regiões mais distantes.

3.3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

3.3.1 EXPANSÃO DA INFRAESTRUTURA DE DISTRIBUIÇÃO

A abertura do setor tem provocado crescimento consistente das transações comerciais e do número de agentes operando no mercado. No segmento de distribuição, as concessionárias estaduais apostam na diversificação da oferta, impulsionada pelo crescimento da produção doméstica de produtores e importadores diversos, como caminho para a expansão da rede e, conseqüentemente, para alcançar preços mais acessíveis nos próximos anos (AGÊNCIA BRASIL ENERGIA, 2021). É nesse contexto que está posto o desafio de se buscar soluções estruturantes para desenvolvimentos regionais, construídas principalmente a partir da demanda industrial, aí incluídos o uso do gás natural como energético e como matéria prima.

Nessa busca, consideram-se as possibilidades de utilização do gás por seus maiores consumidores industriais, a indústria química (22,95%), a siderúrgica (14,87%), a cerâmica (16,01%), a de

43. §1º do art. 52-A

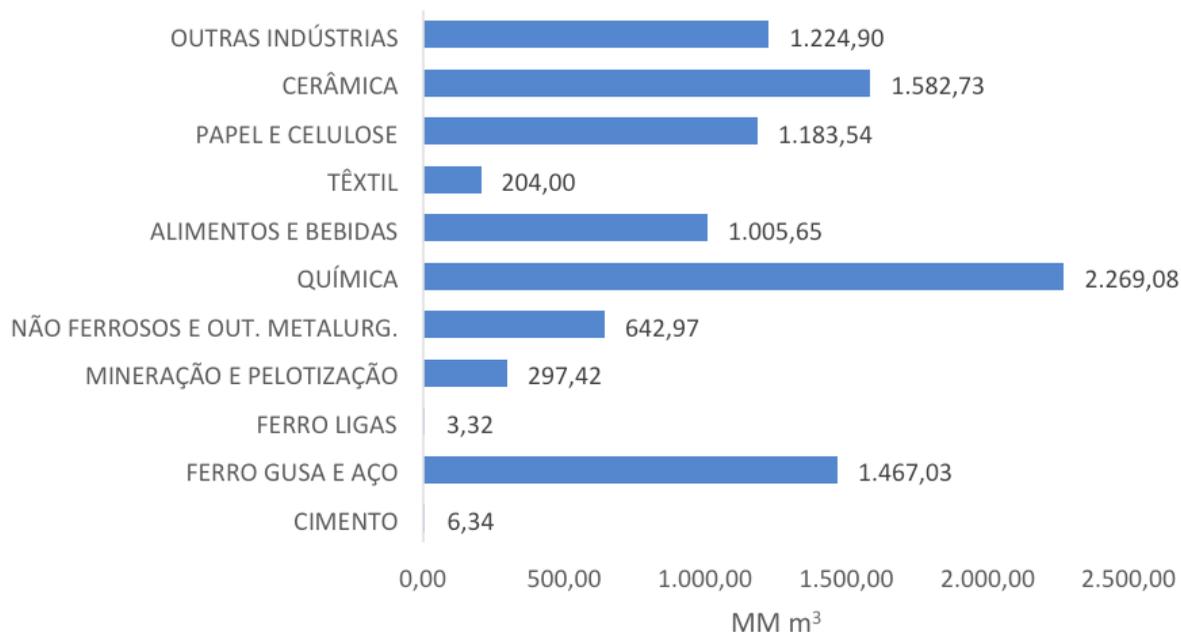
papel e celulose (11,97%), a de alimentos e bebidas (10,17%) e a têxtil (2,06%), dentre outras. Não passam despercebidas as possibilidades de uso do gás natural para alavancar a produção nacional de produtos químicos e petroquímicos, por exemplo de fertilizantes, de metanol para a produção de biodiesel, de HBI⁴⁴ para agregar valor às exportações de minério de ferro brasileiras, dentre diversos outros usos. A Figura 17 ilustra o consumo industrial dos principais segmentos industriais demandantes da indústria gasífera.

Diante de tal cenário, a expansão da rede de distribuição manifesta-se como uma oportunidade de ampliação do consumo de gás natu-

ral no país. Um exemplo desse potencial seria a instalação de um *hub* de gás no estado do Rio de Janeiro. A demanda seria abastecida a partir da criação de ramais para a interiorização da distribuição de gás no estado. Esse desenho seria capaz de fornecer o energético para mais de 300 indústrias do interior do estado e para cerca de 40.000 residências, além de mais de 1.000 instalações comerciais e diversos postos de GNV (CHAMBRIARD, 2022).

Portanto, a omissão na ampliação das rotas de distribuição dificulta a viabilização da demanda necessária, principalmente no segmento industrial, no interior dos estados.

FIGURA 17: CONSUMO DE GÁS NATURAL PELOS PRINCIPAIS SETORES DO SEGMENTO INDUSTRIAL - 2021



Fonte: EPE (2022)

44. Hot Briquette Iron

3.3.2 HARMONIZAÇÃO DA REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO

Pela Constituição Federal de 1988, cabem aos estados da Federação explorar os serviços locais de gás canalizado (BRASIL, 1988), conforme já explicitado no item 9 deste caderno. Nesse escopo estão incluídas as obrigações de contratar, regular e fiscalizar as atividades do setor.

Como vimos, no âmbito da regulação, coube aos estados recepcionar regramentos federais, construídos a partir da Nova Lei do Gás, como foi o caso das figuras do consumidor livre, autoproductor e autoimportador. Nesses casos, porém, não é raro observar regulamentações díspares entre estados, e estados que entenderam por bem não incluir essas provisões em suas regulamentações.

Essa disparidade de conceitos, são exemplos de falta de sintonia que ainda impõem desafios para a ampliação do mercado livre. Vê-se que, no caso dos consumidores livres, enquanto em algumas localidades os consumidores já são livres para buscar seus próprios fornecedores da molécula de gás a partir do consumo de 5.000 m³/dia, outras exigem até 500.000 m³/dia, ou mesmo nem consideram essa oportunidade (vide Tabela 3). Assim como a disparidade tributária principalmente no caso do ICMS. Enquanto alguns estados contam com alíquotas de ICMS

de 12%, outros aplicam até 18%, tornando o consumo de gás mais oneroso e desafiador.

Nesse contexto, enseja-se pelo desenvolvimento de legislações estaduais que sejam harmônicas na base, com intuito de garantir um mercado mais fluido para o investidor, mas respeitando as especificidades de cada estado. Por outro lado, é importante também a harmonização entre a lei estadual e federal. Dentre as questões regulatórias cruciais está a definição de gasoduto de transporte⁴⁵.

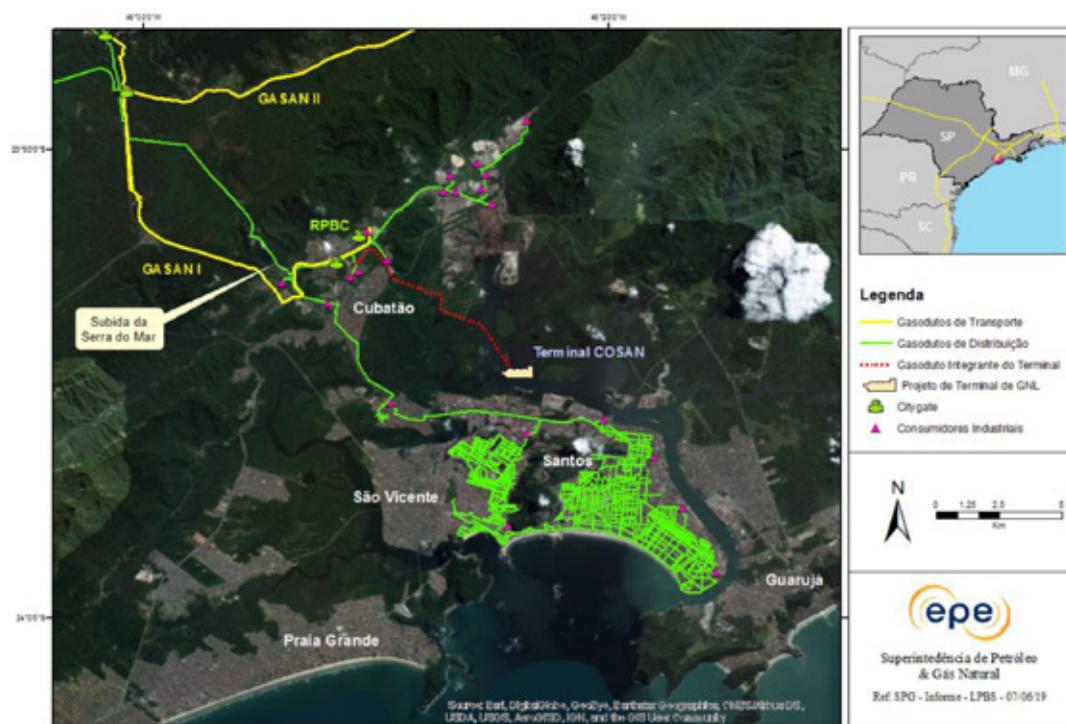
A despeito do que está definido na Nova Lei do Gás, é certo que o tema ainda suscita discussões no país. Exemplo disso é a discussão atual sobre a classificação do gasoduto Subida da Serra, que poderá permitir que o gás do Terminal de GNL do Porto de Santos tenha acesso à malha de distribuição de gás de São Paulo. O projeto, iniciado em 2019 sob autorização da ARSESP como gasoduto de distribuição, foi classificado pela ANP como gasoduto de transporte em 2021, após denúncia da ATGAS. Em meio às discussões, o estado de São Paulo publicou o Decreto nº 65.889/2021, definindo gasoduto de distribuição e englobando as características do gasoduto Subida da Serra, o que levou a ANP questionar sua constitucionalidade. Atualmente, ANP e ARSESP discutem um possível acordo para a resolução do impasse.

A Figura 18 mostra a localização do gasoduto Subida da Serra.

45. Segundo Art. 7º, VI, da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021), um dos critérios para a classificação de um duto como de transporte de gás é o de ter características técnicas de diâmetro, pressão e extensão superem limites estabelecidos em regulação da ANP. Esses critérios ainda não foram definidos em regulamentação da agência.

46. A Lei nº 14.134/2021, a Nova Lei do Gás, define em seu Art. 7º, gasoduto de transporte como aquele que atenda a, pelo menos, um dos seguintes critérios elencados, dentre eles o elencado no item VI - gasoduto destinado à movimentação de gás natural, cujas características técnicas de diâmetro, pressão e extensão superem limites estabelecidos em regulação da ANP. No entanto esses critérios ainda não foram estabelecidos pela reguladora.

FIGURA 18: LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DO GASODUTO SUBIDA DA SERRA



Fonte: EPE (2019)

Ainda que a complexidade da transição para um mercado aberto seja grande e a burocracia ainda imponha custos desnecessários, as conquistas decorrentes da transição em curso já indicam o potencial de redução do custo final do produto, a partir do pleno funcionamento do Novo Mercado de Gás.

Casos como os acima citados ressaltam a necessidade de esforço conjunto para a complementação da regulação infralegal como um todo, assim como para a harmonização das legislações federal e estaduais, sem o que o Novo Mercado de Gás tenderá a ser inefetivo.

Considerações Finais

O mercado de gás brasileiro vem evoluindo consideravelmente ao longo dos anos. O crescimento consistente da produção fez com que se atingisse a marca de 134 MM m³/dia em 2021, volume que supera com folga toda a demanda do país, aí incluídas as necessidades de consumo do segmento de E&P, tais como o consumo para a operação de campos de petróleo e gás terrestres e marítimos, para a operação de unidades de processamento de gás natural, consumo em dutos de transporte e escoamento etc.

No entanto, restrições infraestruturais fizeram com que o país precisasse importar 46 MM m³/dia de gás para atender seu consumo, enquanto se reinjetava 61 MM m³/dia nas jazidas de origem. Dos 134 MM m³/dia produzidos, disponibilizou-se ao mercado doméstico 51 MM m³/dia e consumiu-se 14 MM m³/dia em unidades de E&P.

Nesse contexto, é digna de nota a manifestação do próprio MME que, ao propor a criação do Programa Novo Mercado de Gás, reconhecia que o mercado de gás do país era monopólio na compra do produtor, oligopólio na distribuição, além de o terceiro mais caro dentre as principais referências da Europa (MME, 2019).

Com o TCC, a Nova Lei do Gás e as diversas regulamentações infralegais, inicia-se a reestruturação do mercado e a desverticalização do setor

de gás natural, que visava, através da concorrência, fomentar a entrada de novos agentes e a expansão da infraestrutura gasífera, em prol da redução do preço do gás ao consumidor final.

No curso da transição para um mercado aberto, importantes mudanças institucionais foram realizadas, dentre elas o acesso negociado de terceiros as instalações essenciais, a institucionalização das chamadas públicas para comercialização do gás natural pelas distribuidoras estaduais, a oferta de capacidade pelas transportadoras, a implementação do regime de contratação de capacidade por entrada e saída, a entrada de novos agentes econômicos no mercado do gás, as atualizações da regulação federal (ex.: classificação de gasodutos de transporte) e de diversos estados (ex.: definição do consumidor livre).

Contudo, ainda são diversos os desafios a enfrentar e diversas as oportunidades que se descortinam para os diversos agentes econômicos, no âmbito desse mercado.

Dentre esses desafios, estão os de uma agência reguladora citada 92 vezes na Nova Lei do Gás, e inúmeras questões ainda a serem regulamentadas por ela, para que se possa contar com o almejado Novo Mercado de Gás. Como exemplo, citam-se a questão da Comercialização e Carregamento de Gás Natural e do Código Comum de Acesso que

constam na Agenda regulatória da ANP com previsão para dezembro de 2023 e setembro 2024, respectivamente. Além dessas ações, outras ainda nem sequer foram introduzidas na agenda do órgão regulador.

Outro exemplo de desafio relevante a superar é o da plena organização do mercado, composto agora por múltiplos agentes. Ao se substituir um agente dominante por agentes diversos, impõe-se a necessidade de coordenação das atuações desses diversos agentes, principalmente no que diz respeito ao transporte de gás, além da ampliação de infraestrutura (gasodutos de escoamento conectando os campos produtores às unidades de processamento de gás natural, as próprias unidades de processamento e gasodutos de transporte e de distribuição), sem o que não há crescimento possível.

Desafios postos, há de ressaltar que se tratam de desafios decorrentes da produção dos imensos recursos gasíferos do país e do forne-

cimento de gás ao maior mercado consumidor da América Latina.

Neste sentido, não há dúvida de que trabalhar para fortalecer o mercado de gás, garantindo-lhe eficiência e competitividade, abre uma avenida de oportunidades para o país, que vai desde o fornecimento de gás para geração de energia elétrica e para aceleração do desenvolvimento industrial do país, até o fornecimento de gás residencial a preços acessíveis. Gera-se, assim, um ciclo virtuoso capaz de impulsionar novos investimentos e garantir oportunidades a todos os agentes do mercado, sejam o produtor/importador, o transportador, o carregador, o distribuidor e o consumidor final.

Por fim, vale destacar o papel do gás natural no cenário de transição energética, onde este se alinha com o desenvolvimento de novas fontes, como o biogás, o biometano e o hidrogênio, garantindo o “negócio gás”, em qualquer cenário de transição energética.

Agradecimentos

Agradecemos à Cristina Sayão e à Amanda Tavares, ambas da Transportadora Associada de Gás (TAG) pela contribuição ao texto e orientação. E à Daniela Santos e ao Alan Kardec pela revisão e direcionamento.

Lista de Referências

AGÊNCIA ANP; TN PETRÓLEO. **Gás natural: ANP aprova tarifas de transporte extraordinário para 2022**. 2021. Disponível em: [https://tnpetroleo.com.br/noticia/gas-natural-anp-aprova-tarifas-de-transporte-extraordinario-para-2022/#:~:text=Reda%C3%A7%C3%A3o%20TN%20Petr%C3%B3leo%2C%20Ag%C3%Aancia%20ANP&text=A%20Diretoria%20Colegiada%20da%20ANP,S%2FA%20\(NTS\)](https://tnpetroleo.com.br/noticia/gas-natural-anp-aprova-tarifas-de-transporte-extraordinario-para-2022/#:~:text=Reda%C3%A7%C3%A3o%20TN%20Petr%C3%B3leo%2C%20Ag%C3%Aancia%20ANP&text=A%20Diretoria%20Colegiada%20da%20ANP,S%2FA%20(NTS)). Acesso em: 19 set. 2022.

AGÊNCIA BRASIL ENERGIA. **Dowstream: Alavanca para o Crescimento do Mercado de Gás Natural**. 2022. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/dowstream-alavanca-para-o-crescimento-do-mercado-de-gas-natural/#:~:text=Pelo%20lado%20do%20elo%20de,pela%20Abeg%C3%A1s%20com%20as%20concession%C3%A1rias>. Acesso em: 19 set. 2022.

AGÊNCIA BRASIL ENERGIA. **Tarifa específica de distribuição de gás natural (TUSD-E): uma proposta metodológica para o Rio de Janeiro**. 2021. Disponível em: <https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/tarifa-especifica-de-distribuicao-de-gas-natural-tusd-e-uma-proposta-metodologica-para-o-rio-de-janeiro/>. Acesso em: 12 out. 2022.

AGÊNCIA EPBR. **Gas Bridge e Enauta podem implantar projeto de estocagem de gás em Manati**. 2022d. Disponível em: <https://epbr.com.br/gas-bridge-e-enauta-podem-implantar-projeto-de-estocagem-do-gas-de-manati/#:~:text=A%20Gas%20Bridge%20prop%C3%B4s%20%C3%A0,anunciadas%20em%20novembro%20de%202020..> Acesso em: 19 set. 2022.

AGÊNCIA EPBR. **O raio-x dos novos atores da abertura do mercado de gás no Brasil**. 2022b. Disponível em: <https://epbr.com.br/abertura-do-mercado-de-gas-natural-ja-tem-dez-novos-fornecedores/>. Acesso em: 23 set. 2022.

AGÊNCIA EPBR. **Shell fecha contrato de cinco anos para fornecer gás natural à Cegás**. 2022a. Disponível em: <https://epbr.com.br/shell-fecha-contrato-de-cinco-anos-para-fornecer-gas-natural-a-cegas/>. Acesso em: 11 out. 2022.

AGÊNCIA EPBR. **Tarifa para consumidor livre de gás no Rio deve ser definida até setembro**. 2022c. Disponível em: <https://epbr.com.br/tarifa-para-consumidor-livre-de-gas-no-rio-deve-ser-definida-ate-setembro/>. Acesso em: 12 out. 2022.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) Primeiro **Workshop do Modelo Conceitual do Novo Mercado de Gás Natural**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2021a. 37 slides, color. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/agenda-eventos/wmcmg/anp-sim.pdf>. Acesso em: 19 set. 2022.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) **Evolução do Mercado Nacional**. Brasília: Apresentação Gas Week, 2022. color.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), **Segundo Workshop do Modelo Conceitual do Novo Mercado de Gás Natural**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2021b. 37 slides, color. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=ZLd9IHegqTw>. Acesso em: 19 set. 2022.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Dados Estatísticos da Produção de Petróleo e Gás Natural**. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 19 set. 2022.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Relatório Dinâmico de Autorizações Polos de Processamento de Gás Natural**. 2022c. Disponível em: <https://app.powerbi.com/> Acesso em: 10 jun. 2022.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Regulamentação da Lei do Gás**. Rio de Janeiro: Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo Seus Derivados e Gás Natural, 2011.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Agenda Regulatória 2022-2023**. Rio de Janeiro: Superintendência de Governança e Estratégia, 2022. 155 p. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agenda-regulatoria-2022-2023-1.pdf>. Acesso em: 19 set. 2022.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Painel Dinâmico de Recursos e Reservas de Hidrocarbonetos**. 2022b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/ODAxOGJiMGFjliwidCl6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: 19 set. 2022.

AGÊNCIA PETROBRAS, 2022. Petrobras informa sobre contratos com a NTS. Disponível em: www.agenciapetrobras.com.br. Acesso em 3 de outubro de 2022.

AMAZONAS. Lei N.º 5.420, de 17 de março de 2021. **Poder Executivo do Estado de São Paulo**, Manaus, 13p.

ARSESP, Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. **Cálculo da Margem Máxima, Fator X e Estrutura Tarifária - 4ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS**. São Paulo: Arsesp, 2019. 108 p.

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), 2021. **Planilha Base de Dados Consumo** – dezembro/2021

Associação dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres (ABRACE); Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) **Cartilha sobre o Consumidor Livre**. Rio de Janeiro: Associação dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres (Abrace), Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). 2018. 11 p.

BAHIA. Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA). Resolução N° 23 de 16 de abril de 2020. Salvador, 22p.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). RESOLUÇÃO N° 16, DE 17 de junho de 2008. Consultoria Jurídica. Brasília.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). RESOLUÇÃO N° 35, de 13 de novembro de 2012. Consultoria Jurídica. Brasília.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). RESOLUÇÃO N° 11, de 16 de março de 2016. Consultoria Jurídica. Brasília.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). RESOLUÇÃO N° 716, de 17 de janeiro de 2018. Consultoria Jurídica. Brasília.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). RESOLUÇÃO N° 52, de 29 de setembro de 2011. Consultoria Jurídica. Brasília.

BRASIL. **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**. RESOLUÇÃO N° 16, de 24 de junho de 2019a. Brasília.4p.

BRASIL. **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**. RESOLUÇÃO N° 3, de 07 de abril de 2022. Brasília.4p.

BRASIL. **Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ)**. Ajuste SINIEF 01/21, de 08 de abril de 2021b Brasília.4p.

BRASIL. **Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ)**. Ajuste SINIEF 17/19, de 10 de outubro de 2019b Brasília.3p.

BRASIL. **Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ)**. Ajuste SINIEF 03/18, de 03 de abril de 2018b Brasília.3p.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil n° artigo 177, de 1988. Brasília, 221p.

- BRASIL. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. **Presidência da República**. Brasília, 4p.
- BRASIL. Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. **Presidência da República**. Brasília, 2p.
- BRASIL. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018a. **Presidência da República**. Brasília, 3p.
- BRASIL. Lei nº 11.909 de 4 de março de 2009. **Presidência da República**. Brasília.
- BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021a. **Presidência da República**. Brasília, 14p
- BRASIL. Lei Nº 9.478, DE 6 de agosto de 1997. **Presidência da República**. Brasília.
- British Petroleum (BP). **BP Statistical Review of World Energy**. London: Bp Statistical Review of World Energy, 2022. 60 p. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>. Acesso em: 19 set. 2022.
- CADE, Conselho Administrativo de Defesa Econômica; PETROBRAS, Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima. **Termo de Cessação de Conduta (TCC)** de 8 de julho de 2019. Brasília. 11p.
- CEARÁ. Lei Nº 17.896, de 11 de janeiro de 2022. Poder Executivo do Estado do Ceará, Fortaleza, 10p.
- CHAMBRIARD, Magda. **Gás Natural – Um projeto estruturante para o estado do Rio de Janeiro**. 2022. Agência Brasil Energia. Disponível em: <https://editorabrasilenergia.com.br/gas-natural-um-projeto-estruturante-para-o-estado-do-rio-de-janeiro/>. Acesso em: 08 nov. 2022.
- CME GROUP. **LNG Japan/Korea Marker**. 2021b. Disponível em: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/lng-japan-korea-marker-platts-swap.html>. Acesso em: 15 nov. 2021.
- CME GROUP. **UK NBP – Natural Gas (USD/MMBtu) (ICIS Heren) Front Month**. 2021a. Disponível em: <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/uk-nbp-natural-gas-calendar-month.html>. Acesso em: 15 nov. 2021.
- Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS). **Bahiagás divulga empresas vencedoras da Chamada Pública Coordenada**. 2021. Disponível em: <https://www.bahiagas.com.br/noticias/item/588-bahiagas-divulga-empresas-vencedoras-da-chamada-publica-coordenada>. Acesso em: 12 out. 2022.
- Companhia de Gás do Ceará (CEGÁS). **CEGÁS conclui etapa de negociação contratual da Chamada Pública 2022**. 2022. Disponível em: <https://www.cegas.com.br/cegas-conclui-etapa-de-negociacao-contratual-da-chamada-publica-2022/>. Acesso em: 11 out. 2022.
- Companhia de Gás do Ceará (CEGÁS). **Comunicado: Declaração de Vencedor**. 2021. Disponível em: <https://www.cegas.com.br/declaracao-de-vencedor-2/>. Acesso em: 11 out. 2022.

Companhia Potiguar de Gás (POTIGÁS). **Distribuidoras do Nordeste estão na Fase Final da Chamada Pública.** 2021b. Disponível em: <https://www.potigas.com.br/public/noticia/distribuidoras-do-nordeste-estao-na-fase-final-da-chamada-publica>. Acesso em: 11 out. 2022.

Companhia Potiguar de Gás (POTIGÁS). **Gás Natural fica mais barato no RN.** 2022. Disponível em: <https://potigas.com.br/noticia/gas-natural-fica-mais-barato-no-rn>. Acesso em: 11 out. 2022.

Companhia Potiguar de Gás (POTIGÁS). **Potigás Classifica duas Empresas para Aquisição de Gás Natural.** 2021a. Disponível em: <https://www.potigas.com.br/public/noticia/potigas-classifica-duas-empresas-para-aquisicao-de-gas-natural>. Acesso em: 11 out. 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanco Energético Nacional:** séries históricas e matrizes. Séries Históricas e Matrizes. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 3 out. 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Estocagem Subterrânea de Gás Natural.** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia (MME), 2018. 91p.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG 2020.** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia (MME), 2020. 64 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020>. Acesso em: 19 set. 2022.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG).** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2019. 78 p.

ENERGIA, Instituto Emais. **Panorama e Perspectivas para o Gás Natural no Brasil.** Rio de Janeiro: Perspectiva, 2020. 58 p.

ESPÍRITO SANTO. Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (ARSP). Resolução N° 46 de 31 de março de 2021. Vitória, 21p.

ESPÍRITO SANTO. Lei N° 11.173, de 25 de setembro de 2020. **Poder Executivo do Estado do Espírito Santo**, Vitória, 2p.

FGV ENERGIA. **CADERNOS FGV ENERGIA GÁS NATURAL.** Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas (FGV), v. 1, n. 2, nov. 2014.

FGV ENERGIA. O **DESENHO DO NOVO MERCADO DE GÁS E TERMOELETRICIDADE.** Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas (FGV), jul. 2020.

Gás de Alagoas (ALGÁS). **Algás Anuncia as Vencedoras da Chamada Pública para o Suprimento de Gás Natural a partir de 2022.** 2021. Disponível em: <https://algas.com.br/algas-anuncia-vencedoras/>. Acesso em: 11 out. 2022.

International Energy Agency (IEA). **Net Zero by 2050**. Paris: Directorate of Sustainability, Technology and Outlooks International Energy Agency, 2021. 224 p.

MANSO, Luiz Fernando. **ATGás processa diretor da ANP, contra acordo pelo gasoduto Subida da Serra**. 2022. Agência epbr. Disponível em: <https://epbr.com.br/atgas-processa-diretor-da-anp-contra-acordo-pelo-gasoduto-subida-da-serra/>. Acesso em: 19 set. 2022.

MARANHÃO. Lei N° 9.102, de 24 de dezembro de 2009. **Poder Executivo do Estado do Maranhão**, São Luís, 2p.

MATO GROSSO. Decreto N° 1.760 de 31 de outubro de 2003. **Poder Executivo do Estado do Mato Grosso**, Cuiabá, 4p.

MATO GROSSO DO SUL. Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul (AGEMS) Portaria N° 103 de 27 de dezembro de 2013. Campo Grande, 6p.

MENEZES, Perseu. Os mercados livres do gás nos Estados Brasileiros. Rio de Janeiro: Gás Week Agência Epbr, 2021. P&B. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=-5HIP1ncre0>. Acesso em: 27 maio 2021.

MILHORANCE, Mariele; SOARES, Maria Fernanda. **Mercado livre do gás: principais desafios da migração**. 2021. Agência epbr Mercado do Gás. Disponível em: <https://epbr.com.br/mercado-livre-do-gas-principais-desafios-da-migracao/>. Acesso em: 19 set. 2022.

MINAS GERAIS. Secretaria Estadual do Desenvolvimento Econômico (SEDE). Resolução N° 32 de 28 de junho de 2021. Belo Horizonte, 2p.

Ministério de Minas e Energia (MME) Ministério da Economia (ME) 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**. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), 2019. 115 p.

Ministério de Minas e Energia (MME). **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2022-2>. Acesso em: 19 set. 2022.

MME, Ministério de Minas e Energia; ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis; EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Gás para crescer**. Brasília: Escola Nacional de Administração Pública (Enap), 2016. 21 p.

MME, Ministério de Minas e Energia; ANP, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis; EPE, Empresa de Pesquisa Energética; Casa Civil da Presidência da República; ME, Ministério da Economia. CADE, Conselho Administrativo de Defesa Econômica. **Novo Mercado de Gás**. Brasília: 2019. 2 p.

Nova Transportadora do Sudeste (NTS); Transportadora Associada de Gás (TAG); Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). **Portal de Oferta de Capacidade (POC)**. 2021. Disponível em: <https://www.ofertadecapacidade.com.br/home>. Acesso em: 19 set. 2022.

PARÁ. Decreto N° 1.771 de 12 de junho de 2017. **Poder Executivo do Estado do Pará**, Belém, 3p.

PARÁ. Lei N° 7.719 de 24 de junho de 2013. **Poder Executivo do Estado do Pará**, Belém, 3p.

PARAÍBA. Lei N° 12.142 de 24 de novembro de 2021. **Poder Executivo do Estado do Paraíba**, João Pessoa, 14p.

PARANÁ. Lei Complementar N° 247 de 30 de maio de 2022. **Poder Executivo do Estado do Paraná**, Curitiba, 1p.

PERNAMBUCO. Lei N° 17.641, de 5 de janeiro de 2022. **Poder Executivo do Estado do Pernambuco**, Recife, 8p.

PETROBRAS. **Petrobras sobre venda da Gaspetro**. Comunicados ao Mercado. 2022. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/5d95a085-f46b-bf5b-29d0-489c54ae2d37?origin=1>. Acesso em: 19 set. 2022.

PETROBRAS. **Gás Natural**. 2022. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/gas-natural/>. Acesso em: 19 set. 2022.

PETRORECONCAVO. **PetroReconcavo vence Chamada Pública para fornecer gás natural para PBGÁS**. 2021. Disponível em: <https://petroreconcavo.com.br/petroreconcavo-vence-chamada-publica-para-fornecer-gas-natural-para-pbgas/>. Acesso em: 11 out. 2022.

PIAUÍ. Lei N° 7.686, de 22 de dezembro de 2021. **Poder Executivo do Estado do Piauí**, Teresina, 3p.

Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET). Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), 1996. 7 p

QUEIROZ, Helder. **Economia da Energia**. Rio de Janeiro: Gen/LTC, 2016. 416 p.

RAMALHO, André. **O raio-x dos novos atores da abertura do mercado de gás no Brasil**. 2022. Agência EPBR Mercado do Gás. Disponível em: <https://epbr.com.br/abertura-do-mercado-de-gas-natural-ja-tem-dez-novos-fornecedores/>. Acesso em: 23 set. 2022.

RIO DE JANEIRO. Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA) Deliberação N° 4.068 de 12 de fevereiro de 2020. Rio de Janeiro, 5p.

RIO GRANDE DO NORTE. Lei N° 11.190 de 15 de julho de 2022. **Poder Executivo do Estado do Rio Grande do Norte**, Natal, 37p.

RIO GRANDE DO SUL. Lei N° 15.648 de 1 de junho de 2021. **Poder Executivo do Estado do Rio Grande do Sul**, Porto Alegre, 8p.

SANTA CATARINA. Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARESC) Resolução N° 136 de 12 de julho de 2019. Florianópolis, 92p.

SÃO PAULO. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) Deliberação N° 1061 de 6 de novembro de 2020. São Paulo, 17p.

SÃO PAULO. Decreto n° 65.889 de 27 de julho de 2021. **Poder Executivo do Estado de São Paulo**, São Paulo, 1p.

SAYÃO, Cristina; TAVARES, Amanda. **A Nova Lei e o Modelo de Negócios de Transporte na Transição do Mercado de Gás**. Rio de Janeiro: Transportadora Associada de Gás (TAG), 2021. 8 p.

SERGIPE. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe (ARESC) Resolução N° 19 de 31 de março de 2022. Aracaju, 7p.

SERGIPE. Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Sergipe (ARESC) Resolução N° 8 de 27 de setembro de 2019. Aracaju, 2p.

TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS (TAG). Contratos e Tarifas. Acesso em: 2 de dezembro de 2021 (2021). Disponível em: <https://ntag.com.br/negocios/contratos-e-tarifas/>.

Trench Rossi Wataneble, Nova Lei do Gás (2021). Disponível em: <https://www.trenchrossi.com/alertas-legais/nova-lei-do-gas/>. Acessado 18 de agosto de 2022.

Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.

A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio dedicado às suas pesquisas e publicações.



ENERGIA PARA

REPENSAR REDESENVOLVER REVITALIZAR

REPENSAR

Repensar cada campo de óleo & gás com o objetivo de **maximizar** cada ativo, respeitando as comunidades.

REDESENVOLVER

Inovar e implementar novas estratégias de **desenvolvimento** em campos maduros.

REVITALIZAR

Incrementar atividades, **otimizar** as operações, sempre com segurança.



www.3rpetroleum.com.br

O que importa para nós é que a inovação chegue até você.

Por isso, investimos tanto em Pesquisar. Desenvolver. Experimentar. Aplicar. Atuamos, há mais de quatro décadas, com isenção, prontidão e competência, fatores que sustentam nossa credibilidade em níveis nacional e internacional.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Pesquisadores e técnicos altamente qualificados

Moderno complexo laboratorial para pesquisa experimental, ensaios e serviços tecnológicos

Papel estratégico no desenvolvimento da indústria nacional

Soluções tecnológicas amplamente utilizadas pelo setor elétrico brasileiro

Apoio técnico em P&D+ I para o governo, entidades setoriais, empresas, fabricantes e concessionárias

Ampla agenda de treinamentos e eventos técnicos
Parcerias com instituições de pesquisa do Brasil e do exterior

Seja um Associado do Cepel
Informações pelo e-mail dg@cepel.br

Saiba mais sobre o Cepel em: www.cepel.br



Eletrobras
Cepel

A pesquisa que constrói o futuro

NA NATUREZA, NADA SE PERDE. TUDO SE TRANSFORMA.

ITAIPU GERA MAIS DO QUE A ENERGIA LIMPA QUE VEM DAS ÁGUAS DO RIO PARANÁ. Desenvolve também várias iniciativas na área de energias renováveis, como a utilização do biometano obtido a partir dos dejetos de animais e de resíduos orgânicos das propriedades rurais da região. Com isso, combate as emissões de gases do efeito estufa, protege a natureza ao evitar que dejetos cheguem aos rios e proporciona uma alternativa de renda aos produtores locais, além de desenvolver a tecnologia dos veículos movidos com esse biocombustível. Hoje, Itaipu já conta com 36 deles e, em breve, ampliará ainda mais a sua frota a biometano. Resultado da economia já comprovada e fator de geração de renda e desenvolvimento sustentável, para todo o seu território de atuação.



Para saber mais, acesse www.cibiogas.org



*Usina Hidrelétrica de Funil
Resende - RJ*

Transparência & sustentabilidade

***Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,
68 subestações e 43 parques eólicos.***

- *40% da Energia do Brasil passa por Furnas.*
- *Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.*
- *24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.*
- *100% na geração de energia limpa para o Brasil.*



Ministério de
Minas e Energia





norteENERGIA
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

Foram necessários mais de 40 anos de estudo para instalação da maior hidrelétrica brasileira na Amazônia.

O único aproveitamento hidrelétrico autorizado para a bacia do rio Xingu utiliza aproximadamente 174 km dos 1.979 km de extensão do rio e não alagou terras indígenas para a formação dos seus reservatórios à fio d'água.

Recursos destinados para proteção de mais de 8,6 milhões de hectares em Unidades de Conservação.

Com capacidade instalada de 11.233,1 MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW fornece energia para 60 milhões de brasileiros.

O compromisso de Belo Monte com as atuais e futuras gerações, se materializa na transformação social promovida na região onde está instalada, com estruturas de educação, equipamentos de saúde, novas moradias, saneamento e qualidade de vida com ações de cidadania.

*Energia da
Amazônia,
essencial
para o Brasil.*



117 Projetos Ambientais



4.130 indígenas beneficiados em 27 programas



33 Hospitais e Unidades de Saúde



513 Km de rede (água e esgoto)



06 novos bairros com infraestrutura completa



3.850 casas construídas



436 salas de aula





A PetroRio investe
na recuperação de ativos,

alongando a vida útil

dos campos e reduzindo
os custos de produção.

Uma empresa inovadora,
dinâmica, criativa, que
evolui e cresce a cada dia.



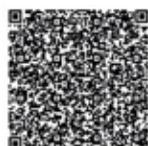
**A MAIOR
COMPANHIA
INDEPENDENTE
DE ÓLEO E GÁS
DO BRASIL**



ENERGIA QUE VEM DA GENTE

UMA SÉRIE DE HISTÓRIAS
INSPIRADORAS FEITAS
DA ENERGIA QUE SÓ
A GENTE TEM.

**SHELL, IMPULSIONANDO
O PROGRESSO NO BRASIL
HÁ 108 ANOS.**



ESCANEE
O QR CODE E ASSISTA
ÀS HISTÓRIAS
[SHELL.COM.BR](https://www.shell.com.br)



Estamos sempre a postos para mover o Brasil com a sua melhor energia.

É para mover as pessoas, os negócios e o país, hoje e no futuro, que estamos evoluindo para uma das maiores plataformas de energia do Brasil. Com serviços e produtos de excelência e cada vez mais sustentáveis, somos o seu parceiro de confiança para oferecer soluções completas para o seu negócio: do combustível ao lubrificante, de biometano a energia elétrica. Tudo para garantir o que você precisa para ir cada vez mais longe.

Se tem energia, Vibra.

The logo for Vibra, featuring a stylized 'V' symbol followed by the word 'VIBRA' in a bold, sans-serif font. The background of the entire advertisement is a composite image: on the left, an industrial facility with tall towers and pipes is lit up at night; on the right, the silhouettes of four business professionals are seen in a meeting room with large windows overlooking a sunset or sunrise. The logo is positioned in the lower right quadrant, overlapping the meeting scene.

VIBRA

VibraEnergia 

vibraenergia.com.br

Mantenedores

Ouro



Prata

