

idp

idn

MESTRADO PROFISSIONAL

EM ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA

**DESVERTICALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO
BRASIL:** DESVERTICALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL
NO BRASIL: Uma Análise das Propostas Contidas na Nova Lei do Gás

ANDRÉA HÄGGSTRÄM RODRIGUES

Brasília-DF, 2021

ANDRÉA HÄGGSTRÄM RODRIGUES

**DESVERTICALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS
NATURAL NO BRASIL: Uma Análise das Propostas
Contidas na Nova Lei do Gás**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos à obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Administração Pública do Instituto Brasileiro de Ensino, Pesquisa e Desenvolvimento (IDP).

Orientador

Professor Doutor Fernando Boarato Meneguim

Brasília-DF, 2021

ANDRÉA HÄGGSTRÄM RODRIGUES

DESVERTICALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: Uma Análise das Propostas Contidas na Nova Lei do Gás

Dissertação apresentada como parte dos requisitos à obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Administração Pública do Instituto Brasileiro de Ensino, Pesquisa e Desenvolvimento (IDP).

Aprovado em 11 / 06 / 2021

Banca Examinadora

Prof. Dr. Fernando Boarato Meneguim - Orientador

Prof. Dr. Márcio de Oliveira Júnior

Prof. Dr. Luiz Alberto da Cunha Bustamante

R696d Rodrigues, Andréa Häggsträm

Desverticalização da indústria de gás natural no Brasil: uma análise das propostas contidas na nova lei do gás / Andréa Häggsträm Rodrigues. – Brasília: IDP, 2022.

106 p. : il. color.
Inclui bibliografia.

Trabalho de Conclusão de Curso (Dissertação) – Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, Curso de Mestrado profissional em Administração Pública, Brasília, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Boarato Meneguim.

1. Políticas públicas. 2. Desverticalização – gás natural. 3. Regulação-gás natural. I. Título.

CDD 351

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Ministro Moreira Alves
Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa

AGRADECIMENTOS

Esta dissertação é fruto da minha resiliência.

Chego ao fim graças à disposição de inúmeras pessoas em me auxiliar de alguma forma, seja cedendo seu tempo, seu conhecimento ou apoio incondicional durante esse último ano de 2020.

Agradeço ao professor Fernando Borato Meneguim, mestre e orientador paciente, extremamente técnico, que nunca se furtou ao aconselhamento e a compreender o delicado momento que vivemos.

Agradeço à Confederação Nacional da Indústria – CNI – e à brilhante equipe de Assuntos Legislativos, lugar que foi a minha casa e minha escola profissional por longos anos. A CNI é, sem dúvida, a melhor organização onde se aprender como incentivar ou defender políticas públicas.

Agradeço minha nova casa profissional, a AEGEA, que não se furtou em permitir a continuidade deste projeto pessoal.

Por fim, quero agradecer à minha família pelo apoio incondicional durante todo o mestrado.

Foram e estão sendo tempos difíceis, a pandemia que assola nosso país e o mundo todo deixa marcas em todos e escancara a forma como nos relacionamos com os outros. Por esse motivo, presto minha homenagem ao IDP que, para além da qualidade técnico-científica já há muito comprovada, soube também compreender e se moldar à nova realidade, com uma visão humana para seu corpo discente.

RESUMO

O presente trabalho analisa, à luz das experiências da União Europeia e das diretivas da OCDE, o modelo de desverticalização proposto para o mercado brasileiro de gás natural, consubstanciado na Lei 14.134, de 8 de abril de 2021, na busca de proporcionar maior liquidez, abrir o mercado brasileiro de gás natural e reduzir o preço do insumo. O estudo foi dividido em seis partes: uma seção introdutória, quatro capítulos e as considerações finais. Na introdução do trabalho, foi apresentado o modelo brasileiro da indústria de gás natural, vigente até o advento da nova Lei, descrita a alta concentração e a verticalização do negócio com a Petrobras operando como agente dominante em todos os elos da cadeia. Tendo em vista esse contexto, o trabalho apresenta as teorias econômicas que embasam a decisão de regular esse setor da economia. Após, caracteriza-se os tipos de desverticalização possíveis, os riscos e benefícios da desverticalização e apresentados os principais fundamentos do novo modelo. A pesquisa tem natureza de aplicada. O procedimento técnico é pesquisa bibliográfica, com a análise da literatura que corrobora a necessidade de intervenção do Estado Regulador frente às falhas de mercado, e a conexão entre regulação e concorrência, fixando-se, assim, a base para intervenção do Estado na indústria do gás. Ao fim, ficou demonstrada a pertinência do modelo de desverticalização determinado pela Lei 14.134/2021 na busca de um mercado aberto e competitivo, bem como a necessidade de monitoramento da implementação e rápida regulamentação e acompanhamento contínuo do mercado pelo órgão de defesa da concorrência.

Palavras-chaves: gás natural; indústria de rede; desverticalização; regulação; política pública.

ABSTRACT

The present paper analyzes, in light of the experiences of the European Union and of the OECD directives, the deverticalization model proposed for the Brazilian natural gas market, embodied in Law 14.134, of April 8, 2021, in the search of providing greater liquidity opening the Brazilian natural gas market and reducing the price of this input. The study was divided into six parts: an introductory section, four chapters and a concluding section. In the introduction of this paper, the Brazilian model of the natural gas industry was presented, in force until the advent of the new Law, and the high concentration and verticalization of the business with Petrobras operating as the dominant agent in all links of the chain was explained. In view of this context, the work presented the theories that support the decision to regulate this sector of the economy. Afterwards, the possible types of deverticalization and the risks and benefits of unbundling were highlighted, and the main fundamentals of the new model were presented. This research is of an applied research nature. The technical procedure is a bibliographical research, with the analysis of the literature that corroborates the need for intervention by the Regulatory State in face of market failures, and the connection between regulation and competition, thus establishing the basis for State intervention in the industry of natural gas. Finally, the pertinence of the deverticalization model determined by Law 14.134 / 2021 in the search for an open and competitive market was demonstrated, as well as the need for monitoring the necessary and rapid implementation, also the continuous monitoring of the competitor's defense agency market.

Keywords: natural gas; network industry; unbundling; regulation; public policy.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CD	Câmara dos Deputados
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
UE	União Europeia
GNL	Gás Natural Liquefeito
IEA	International Energy Agency
ISO	Operador Independente de Sistema/Independent System Operator
ITO	Transportador Independente/Independent Transmission Operator
MME	Ministério de Minas e Energia
NTS	Nova Transportadora do Sudeste S. A
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OU	Separação completa da propriedade/ownership unbundling
PL	Projeto de Lei
SF	Senado Federal
TAG	Transportadora Associada de Gás S. A
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S. A
TCC	Termo de Compromisso de Cessação de Prática
TCU	Tribunal de Contas da União

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1

Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural.....**31**

Figura 2

Gasodutos de escoamento da produção do pré-sal.....**33**

Figura 3

Malha de gasodutos de transporte no Brasil.....**36**

Figura 4

Mapa do Brasil discriminando as 27 distribuidoras locais de gás natural.....**38**

Figura 5

Marcos Regulatórios da indústria do Gás Natural no Brasil.....**45**

Figura 6

Modelos de independência do transporte adotados na terceira diretiva da EU.....**58**

Figura 7

Comparação dos preços de gás natural para o consumidor industrial em países selecionado.**66**



LISTA DE TABELAS

Tabela 1

Empresas distribuidoras de gás natural no
Brasil.....**38**



LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1

Composição média dos preços ao consumidor final no Brasil (2019).....**65**

Gráfico 2

Preços de venda no atacado por país em 2019, calculados em U\$/MMBTU.....**67**

Gráfico 3

Valores médios do preço de gás em U\$ por MM/BTU ao consumidor final em 2019.....**68**

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO 14

1. REFERENCIAL TEÓRICO 21

2. A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E A REGULAÇÃO SETORIAL NO BRASIL 29

2.1 O Gás Natural..... 29

2.2 Características técnicas e econômicas da indústria do gás natural no Brasil 31

3. A LEI 14.134 DE 8 DE ABRIL DE 2021 48

4. A DESVERTICALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL 55

4.1 A Importância da desverticalização das atividades da cadeia do gás natural – O Brasil e as melhores práticas internacionais 55

4.2 Riscos associados à desverticalização 63

4.3 Formação do Preço 66

CONSIDERAÇÕES FINAIS 73

REFERÊNCIAS 77

ANEXO A – Lei 14.134 de 08 de abril de 2021..... 83



INTRODUÇÃO

INTRODUÇÃO

INTRODUÇÃO

Este estudo analisa a proposta de desverticalização da indústria de gás natural no Brasil, incluída na Lei 14.134 de 8 de abril de 2021, na busca de proporcionar maior liquidez e abrir o mercado brasileiro de gás natural.

A cadeia de valor da indústria do gás natural tem uma estrutura semelhante à da cadeia do petróleo, dividida em três segmentos: *upstream*, *midstream* e *downstream*.¹ Esse modelo de indústria apresenta uma série de complexidades decorrentes da interdependência dos segmentos produtivos e da necessidade de aporte intensivo de capital com altos custos afundados. Tais características importam, ainda, necessidade de coordenação entre os elos da cadeia produtiva e ampla transparência das informações, para reduzir os custos de transação envolvidos e mitigar riscos e ineficiências no mercado.

Na cadeia de valor do gás natural, alguns segmentos possuem atributos de monopólio natural, a exemplo do transporte e distribuição; outros são competitivos, como a produção e a comercialização de gás. A verticalização entre elos competitivos e de monopólio natural tende a criar ineficiências no mercado, se não houver um arcabouço regulatório que garanta isonomia e impeça a discriminação entre agentes, consumidores e ofertantes.

Assim, como se verá ao longo deste trabalho, o modelo brasileiro de organização da indústria gasífera apresenta características organizacionais que demandam ações efetivas na busca de políticas públicas que permitam alavancar essa indústria, que apresenta baixa participação na matriz energética brasileira (12,2%) quando comparada à média mundial (22%). Outro ponto que merece destaque é o preço do gás natural, muito acima dos valores ofertados no mercado internacional, tendo chegado ao preço médio de US\$ 16,32 MM/BTU ao consumidor industrial, no ano de 2019 (MME, 2020).

O segmento de *upstream* tem forte concentração de ativos da Petrobras e não há relevante acesso de outras companhias às infraestruturas de escoamento e processamento.

¹ *Upstream* – Inclui os segmentos de exploração, produção e processamento do gás natural. A exploração é o processo de pesquisa de acumulação de hidrocarbonetos, tanto em bacias terrestres (*onshore*) como em bacias marítimas (*offshore*). Produção é o processo de extração, recuperação e processamento do Gás Natural em escala comercial. Na fase de processamento, o Gás Natural é condicionado para atender às especificações do sistema de transporte. Esse processamento é realizado nas chamadas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

Midstream - Atividades de transporte e estocagem.

Downstream – Atividades de distribuição e venda ao consumidor final (FGV ENERGIA, 2014).

No *midstream*, não existe independência das transportadoras diante dos demais elos da cadeia. Mesmo com movimentos de venda de ativos de transporte, a Petrobras acaba por operar quase toda a malha de gasodutos e possui participação em quase todas as empresas – controlando toda a capacidade de transporte e carregamento. Nesse segmento, o exercício do poder de mercado não está apenas no controle acionário das transportadoras de gás natural, que estão sendo transferidos a terceiros por acordo assinado com o CADE. Assim, a Petrobras tem contratos que lhe conferem exclusividade de uso de gasodutos e a empresa, além de operar os gasodutos, tem toda a malha contratada para transportar seu próprio gás.

No *downstream*, que compreende a distribuição de gás canalizado nos Estados, a Petrobras é praticamente a única vendedora da molécula para as concessionárias de distribuição. Vale ressaltar, ainda, que a empresa possui participação em 20 das 27 distribuidoras locais.

Este cenário é definido pela ANP como:

Um mercado, no qual um agente tem controle total do acesso às infraestruturas essenciais para levar o gás até o mercado e a consequente capacidade de estabelecer preços ao longo da cadeia de valor permitem ao agente monopolista a possibilidade de discriminação de agentes e a sustentação de preços acima do que poderia ser alcançado em um mercado concorrencial. Desta forma, é requerido que a regulação assegure a entrada de novos ofertantes no mercado em igualdade de condições e promova a competição de preços entre novas ofertas de gás natural, utilizando mecanismos que acelerem a introdução da concorrência e busquem evitar comportamentos oportunistas no processo de abertura do mercado. (ANP, 2018, p. 5)

Diante desse diagnóstico, inúmeras iniciativas governamentais e parlamentares se seguiram ao longo dos últimos anos para tentar tornar esse mercado aberto, dinâmico e competitivo.

Em 2016, foi lançada pelo Ministério de Minas e Energia a iniciativa “Gás para Crescer”, que reuniu os principais agentes setoriais, governo e academia com o objetivo de propor medidas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor. Como resultado dos trabalhos desse grupo, foi proposto à Câmara dos Deputados um texto substitutivo² que acabou por dar origem à Lei que se pretende discutir neste trabalho. Com a demora em se aprovar a nova Lei, por falta de consenso, o Poder Executivo Federal editou o Decreto nº 9.616/2018, conferindo à ANP competências para

² Texto substitutivo – Quando o relator de determinada proposta introduz mudanças a ponto de alterá-la integralmente, o novo texto ganha o nome de substitutivo.

implementar alterações regulatórias, discutidas no âmbito do programa “Gás para Crescer”.

Porém, somente no ano de 2019, o Poder Executivo federal, baseado em experiências e estudos desenvolvidos desde 2016, criou, por meio da Resolução nº 9/2019 do CNPE, o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural do Brasil, composto por representantes do Ministério de Minas e Energia, Ministério da Economia, CADE, ANP e EPE.

O grande pilar das medidas encaminhadas pelo grupo foram os compromissos assumidos pela Petrobras na negociação do Termo de Compromisso com o CADE “[...] *para execução do relevante e voluntário desinvestimento na área de gás natural que a PETROBRAS pretende realizar no Brasil, colaborando com o movimento para abertura do mercado de gás natural no Brasil.*”³.

O CADE e a Petrobras acordaram a venda compulsória da participação societária da companhia nas empresas de transporte de gás natural. Restou definido, ainda, que os compradores dos ativos deverão manter independência com relação aos demais elos da cadeia de gás natural.

Na sequência dos trabalhos legislativos sobre o tema, em novembro de 2019, a Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados aprovou um texto que representou o consenso das propostas vindas desde a iniciativa “Gás para Crescer” e o “Novo Mercado de Gás” que, em setembro de 2020, foi ratificado no Plenário da Casa. Aprovado com emendas no Senado Federal em 22 de dezembro de 2020, voltou à Câmara dos Deputados, que ratificou seu texto inicial, rejeitando as alterações propostas na Câmara Alta. O texto foi sancionado em 8 de abril de 2021, dando origem à Lei 14.134/2021, já batizada de Nova Lei do Gás Natural.

Na justificativa do Projeto de Lei, que tramitou sob o número 4.476/2020,⁴ consta que a proposta promove a alteração do regime de outorga dos gasodutos, que passará a ser exercida mediante autorização, substituindo o atual regime de concessão, porquanto esse se revelou infrutífero por não permitir a expansão da malha durante a vigência do regime. O texto também determina o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás

³ Termo de Cessação de Conduta – versão pública
<https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOq4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z> Acesso em 11/05/2021.

⁴ Parecer de Plenário ao PL 6.407/2013 –
<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1922975&filename=PRLP+1+%3D%3E+PL+6407/2013> Acesso em 11/08/2021.

natural e aos terminais de GNL, além de impor mecanismos de independência da atividade de transporte e de redução da concentração na oferta de gás natural. Ainda segundo o Autor da proposta, Deputado Laércio Oliveira, o texto permitirá redução nos preços do gás natural, abrindo caminho para a criação de um mercado concorrencial que promoverá também o aumento da infraestrutura existente.

No que se refere à desverticalização da cadeia produtiva de gás natural, o texto determina uma separação total do segmento de transporte e, no caso da distribuição, promove restrições a participações cruzadas envolvendo empresas de distribuição.

Assim, diante da necessidade de se ampliar a concorrência no mercado de gás natural no Brasil e baseado nas movimentações para construção da nova legislação para o setor, o presente trabalho tem como objetivo principal analisar o modelo de desverticalização da cadeia produtiva da indústria de gás natural no Brasil proposto na Lei 14.134 de 2021.

Um objetivo decorrente é apresentar os principais fundamentos do novo modelo, utilizando como exemplo de mercado de gás natural desverticalizado vigente na União Europeia e as recomendações da OCDE.

A hipótese de pesquisa está baseada na afirmação de que o modelo de desverticalização da indústria do gás natural no Brasil, contido na referida Lei, é o adequado para facilitar a abertura do mercado de gás natural e levar à redução do preço desse insumo.

O pressuposto para a investigação se ampara na argumentação de que, na presença de um monopólio natural, caracterizado como falha de mercado, os setores devem ser fortemente regulados pelo Estado, sobretudo, no que se refere à viabilidade de um efetivo mercado concorrencial nos segmentos potencialmente competitivos da cadeia, impedindo, desse modo, que os segmentos monopolistas imponham barreiras à entrada e controlem preços, diminuindo o bem-estar social.

É uníssono na literatura que mercados caracterizados como monopólio natural não viabilizam a duplicação de infraestrutura, necessária para induzir a competição. A teoria econômica também é clara, ao explicar que o monopolista, como agente econômico racional, tenderá a elevar preços e dificultar a entrada de novos agentes. O reconhecimento da existência de um monopólio natural ao longo de uma cadeia produtiva induz o surgimento do problema de acesso: sem acesso à infraestrutura essencial, não há concorrência nos mercados verticalmente relacionados.

Porém, conforme leciona Alexandre Wagner Nester (2006, p. 62), as características de cada caso concreto irão determinar como a

desverticalização poderá ser realizada. Para o autor, em muitas situações, a desagregação dependerá do estágio tecnológico da rede em questão. Haverá casos, ainda, em que se constatará até mesmo a impossibilidade de que o *unbundling*⁵ seja concretizado.

A pesquisa a ser desenvolvida terá natureza de pesquisa aplicada. Nos estudos dos capítulos sobre a contextualização da indústria do Gás Natural, nas teorias sobre a regulação e concorrência e na análise dos modelos de desverticalização, será utilizada a metodologia qualitativa. O procedimento técnico aplicado será a pesquisa bibliográfica, com a análise da literatura que corrobora a necessidade de intervenção do Estado Regulador diante das falhas de mercado, e a conexão entre regulação e concorrência, fixando-se, assim, a base para intervenção do Estado na indústria do gás.

Como bem esclarece Patrícia Regina Pinheiro Sampaio (2013, p. 67), a regulação da atividade econômica pode ser compreendida como um conjunto de formas indiretas de intervenção do Estado na atividade econômica. A regulação pelo Estado está geralmente associada à mitigação de falhas de mercado, tais como os monopólios naturais. A existência dessas falhas impediria que o mercado funcionasse corretamente e o Estado, então, interviria para mitigar os efeitos deletérios de tais falhas. Porém novas visões foram surgindo e percebeu-se que os reguladores poderiam ser capturados pelo poder econômico.

Nos capítulos que tratam sobre o modelo de desverticalização contida na Lei 14.134/2021 e nos modelos vigentes na UE e nas recomendações da OCDE, foi realizado um exame qualitativo de estudo de caso. Com esse método, se buscará examinar e comparar casos que abordem o mercado de gás e indústrias de rede similares, demonstrando e comparando quais comportamentos e regramentos foram aplicados. Será utilizada a coleta de dados em documentos produzidos pela OCDE, IEA, ANP, CADE, TCU e MME.

Desde 2001 e com base em trabalhos próprios sobre reforma regulatória, a OCDE recomenda aos países membros que:

A separação estrutural de empresas verticalmente integradas pode ser importante para o avanço do processo de liberalização do mercado. Aplicada principalmente em setores como eletricidade e telecomunicações, onde o principal serviço (ou produto) é geralmente fornecido por uma empresa e outras empresas comercializam o produto final ou serviço aos consumidores (OCED, 2001, p. 37).

A recomendação tornou-se necessária para chamar a atenção quanto aos benefícios da separação estrutural e, também, deixar claro

⁵ *Unbundling* – Separação, desagregação.

que nem sempre esses benefícios econômicos e públicos justificam sua implementação. Os governos devem, portanto, avaliar cuidadosamente custos e benefícios das medidas estruturais *versus* comportamentais,⁶ especialmente, nos contextos de privatização, liberalização ou reforma regulatória (OCDE, 2016, p. 7).

Viscusi (2005), ao lembrar as lições de Ronald Coase (1937), quando se questionava sobre os limites de uma empresa, adverte que essas se desenvolvem de forma a minimizar custos de transação, os quais ocorrem quando a empresa realiza operações internas ou no mercado. Assim, se verticalizações envolverem a redução dos custos de transação no mercado, então, será razoável esperar que verticalizações aumentem o bem-estar e que sirvam para reduzir custos sociais. No entanto deve-se adicionar a esse cálculo a possibilidade de influenciar preços, devido ao impacto no poder de mercado, caso em que o cálculo do bem-estar costuma ser ambíguo (VISCUSI, HARRINGTON, VERNON, 2005, p. 325).

O tema aqui introduzido encontra-se dividido da seguinte forma. O Capítulo 1 tratará esclarecimentos sobre o que é o gás natural, sua participação na matriz energética e as características técnicas e econômicas da indústria do gás natural no Brasil. Será demonstrado, ainda, como ocorre a regulação estatal desse importante insumo energético. O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico, no qual o trabalho foi desenvolvido, demonstrando motivos e objetivos da regulação econômica. O Capítulo 3 aborda o conteúdo da Lei em análise, dando ênfase às propostas de desverticalização da indústria de gás natural. O Capítulo 4 traz as evidências para comprovar a hipótese de pesquisa, demonstrando a importância da desverticalização das atividades da cadeia do gás natural, modelos de desverticalização aplicados à indústria do gás, seus riscos e como o tema tem sido abordado na OCDE e também o caminho seguido pela União Europeia.

⁶ Medidas estruturais são aquelas que envolvem a transmissão definitiva de direitos e ativos; e as medidas comportamentais envolvem práticas comerciais sem a necessária transmissão de direitos e ativos.



1

1

REFERENCIAL TEÓRICO



1. REFERENCIAL TEÓRICO

É inegável a importância econômica, social e ambiental dos serviços de saneamento, luz, água, gás natural e telecomunicações. Assim, são indiscutíveis ao redor do mundo a necessidade e a legitimidade da regulação estatal sobre tais serviços.

Para entender bem como se desenvolveu e hoje funciona a regulação exercida pelo Estado sobre a prestação dos serviços à coletividade, faz-se um aqui breve histórico das teorias da regulação e os objetivos dessa ação estatal.

No capitalismo de mercado, os agentes individuais são livres para exercer suas escolhas e o estado atua impondo limites indiretos a essas alternativas, como a instituição de impostos, a alocação dos investimentos públicos e a disponibilidade de moeda. Quando o estado atua como regulador, há também interferência na tomada de decisão dos agentes de mercado.

A regulação estatal age precipuamente em três variáveis de decisão: o controle de preços, a quantidade e o número de empresas atuantes no mercado.

Viscusi, Harrington, Vernon (2005) descrevem a evolução do pensamento que busca definir o porquê da regulação.

A primeira hipótese argumenta que a regulação ocorre onde se encontram falhas de mercado.

A chamada Teoria do Interesse Público ou Teoria Positiva usava como fundamento para a regulação a existência de monopólios naturais⁷ ou externalidades.

⁷ Uma breve explicação sobre o monopólio natural e a validação para a atividade regulatória do Estado: *“Um mercado é um monopólio natural se, na quantidade socialmente ideal, o custo da produção for minimizado por ter apenas uma firma produzindo. Para o caso de produto único, se a curva de custo médio está diminuindo para todas as quantidades, então o custo de produção de qualquer quantidade é minimizado por ter uma única empresa produzindo. Nesse caso, o mercado é um monopólio natural, independentemente de demanda de mercado. É provável que existam monopólios naturais quando há um grande componente de custo fixo. Por exemplo, a maioria dos serviços públicos, como distribuição local de eletricidade e gás, são monopólios naturais. Nesses casos, os custos fixos são grandes em relação aos custos marginais.*

O problema com um monopólio natural é que existe um conflito fundamental entre eficiência alocativa e eficiência produtiva. A eficiência produtiva requer que apenas uma empresa produza, porque só então o valor dos recursos usados para abastecer o mercado é minimizado. No entanto uma única empresa produtora estará inclinada a definir o preço acima do custo em seu objetivo de maximizar o lucro. Mas, então, a eficiência alocativa não é alcançada. Para gerar eficiência alocativa,

Quando se encontram esses fenômenos, justifica-se a intervenção do Estado. Segundo os Autores existem pelo menos dois problemas principais na Teoria do Interesse Público. Primeiro, ela é uma teoria incompleta, pois apresenta a hipótese de que a regulação ocorre quando o potencial para um ganho líquido de bem-estar social gera demanda pública por regulamentação. Contudo não apresenta evidências de como esses supostos ganhos induzem os legisladores a aprovar legislações ou os reguladores a propor ações adequadas diante da legislação. A segunda crítica, e a principal razão pela qual a teoria não tem apoiadores, é a grande quantidade de evidências que a refutam. Uma delas diz respeito ao apoio e à própria demanda de empresas por regulação. *“Uma explicação mais plausível é que a regulamentação é prevista para fornecer um nível estável de lucros acima do normal, e é por isso que uma indústria pode ser a favor de sua regulamentação.”* (VISCUSI, HARRINGTON, VERNON, 2005, p. 382).

Em contraponto à Teoria do Interesse Público, surge a Teoria da Captura, que defende que as regulações são produzidas em resposta à indústria (legisladores são capturados pela indústria) ou a agência reguladora passa a ser controlada pela indústria ao longo do tempo.

Viscusi, Harrington e Vernon (2005, p. 383) tecem à Teoria da Captura as mesmas críticas feitas à Teoria do Interesse Público: a falta de evidências ou argumentos para comprovar sua hipótese.

Como a Teoria do Interesse Público, a Teoria da Captura não tem embasamento teórico porque não explica como a regulação passa a ser controlada pela indústria. Tendo em vista a existência de vários grupos de interesse afetados pela regulamentação, incluindo consumidores e grupos de trabalhadores, bem como, empresas, por que a regulamentação deve ser controlada pela indústria em vez de por esses outros grupos de interesse? Em sua forma original, a Teoria da Captura não fornece uma explicação. Em vez disso, ela simplesmente afirma a hipótese de que a regulamentação é pró-produtor.

Em 1971, George Stigler publicou o artigo “The Theory of Economic Regulation”. A premissa inicial da análise de Stigler foi a de que o recurso básico do estado é o poder para coagir. A partir dessa constatação, um grupo de interesse pode convencer o estado a usar seu poder de coerção para o benefício do grupo. A próxima premissa é que os agentes são racionais no sentido de escolher ações que maximizam a utilidade. Essas duas suposições resultam na hipótese de

precisamos de empresas suficientes para que a concorrência reduza os preços ao custo marginal. Mas então, há ineficiência produtiva porque há muitas empresas produzindo no mercado. Assim, temos um argumento para a intervenção do governo quando um mercado é monopólio natural.”, ensinam Viscusi, Harrington e Vernon (2005, p. 376).

que a regulação é fornecida em resposta às demandas de atuação dos grupos de interesse para maximizar sua renda. A regulamentação é uma via pela qual um grupo de interesse pode aumentar sua receita, ao fazer com que o estado redistribua a riqueza de outras partes da sociedade para esse grupo de interesse.

Em complemento à Teoria Econômica da Regulação, Sam Peltzman (2004)⁸ esclarece, ainda, que o comportamento dos legisladores é dirigido pelo seu desejo de permanecer na função pública e, assim, se utiliza da regulação para aumentar sua sustentação política e lembra que os grupos de interesse competem, oferecendo sustentação política em troca de legislação favorável. Como resultado, grupos compactos e com interesses bem definidos teriam maior benefício com a regulação do que grupos maiores com interesses difusos.

Richard Posner (2004),⁹ em crítica à Teoria da Regulação Econômica, argumentou sobre a falta de clareza na definição de quais grupos de pressão teriam êxito sobre o legislador e a desconsideração da vigilância da sociedade que, ciente do risco de manipulação do processo político, poderia formar outras instituições capazes de contrabalançar a força do poder econômico.

Como bem explica Patrícia Regina Pinheiro Sampaio (2013), na esteira da publicação de Stigler, foi surgindo ao longo das décadas seguintes, nos EUA, o fenômeno da desregulação.

Joseph E. Stiglitz (2003), falando sobre a década de 1990 nos Estados Unidos e a “desregulamentação desembestada” realizada pelo governo, defendeu a necessidade de reformas regulatórias para acompanhar as mudanças pelas quais o mundo ia passando. Porém esclareceu que, para a economia de mercado funcionar bem, são necessárias leis para garantir a competição justa, proteger o meio ambiente e assegurar que os consumidores e investidores não serão enganados:

Quando feita de forma correta, a regulamentação ajuda a garantir que os mercados funcionem competitivamente. Há sempre algumas empresas que querem tirar vantagem de sua posição dominante. Idealmente, a regulamentação impede que as empresas tirem vantagem de seu poder de monopólio quando a competição é limitada, porque há um “monopólio natural”, um mercado no qual haveria naturalmente uma ou duas empresas, mesmo que nada se faça para bloquear a entrada ou eliminar os concorrentes. As regulamentações

⁸ PELTZMAN, Sam. A teoria econômica da regulação depois de uma década de desregulação. In: MATTOS, Paulo et al. (coords.). *Regulação Econômica e Democracia*. O debate norte-americano. São Paulo: Editora 34, 2004, p. 50.

⁹ POSNER, Richard. Teorias da Regulação Econômica. In: MATTOS, Paulo et al. (coords.). *Regulação Econômica e Democracia* – O debate norte-americano. São Paulo: Ed 34, 2004, p. 65.

ajudam a conter os conflitos de interesses e as práticas abusivas, de modo que os investidores possam estar confiantes em que o mercado propicia um jogo de iguais e que aqueles que deveriam defender seus interesses realmente o fazem. Mas o lado reverso de tudo isso é que a regulamentação restringe lucros e, assim, a desregulamentação significa mais lucros. E, nos anos 90, aqueles que perceberam os lucros maiores que a desregulamentação traria estavam dispostos a investir para obtê-los (STIGLITZ, 2003, p. 112).

A Regulação no Brasil, principalmente nos setores de infraestrutura, ganhou maior visibilidade a partir dos anos 1990, com os processos de desestatização que visavam abrir esses mercados à iniciativa privada e substituir a grande intervenção do estado pelo regime concorrencial. Em uma clara mudança de paradigma da atuação do Estado na economia, esse deixa de ser o provedor de bens e serviços públicos e passa a atuar como regulador nas diferentes áreas outorgadas.

Alexandre Wagner Nester (2006) argumenta que a Reforma do Estado deu maior liberdade de atuação aos agentes econômicos e a concorrência foi vista como a melhor forma de atingir a eficiência alocativa dos recursos para satisfazer ao destinatário final dos serviços públicos de infraestrutura. Porém, com a saída do monopólio estatal, surgiu o risco de concentração do poder econômico e a possibilidade de efeitos nocivos à economia concorrencial. O modo de se evitar o liberalismo desenfreado foi desenvolver a atuação regulatória do Estado.

O incentivo aos investimentos privados, que ocorreram no Plano Nacional de desestatização – PND –, acabaram por inserir a iniciativa privada em atividades caracterizadas como monopólio natural. Tais mercados não suportam, como já visto anteriormente e de maneira economicamente eficiente, a duplicação de infraestrutura necessária para que a competição se instale. E, por outro lado, os agentes econômicos monopolistas tendem a usar da posição para elevar seus preços e produzir menos.

Patrícia Regina Pinheiro Sampaio (2013, p. 23), analisando a regulação nos setores de infraestrutura, observou:

Embora as infraestruturas, muitas vezes, não devam ser duplicadas, tendo em vista a realidade de monopólio natural, isso não significa que todas as etapas da cadeia produtiva precisam ser exploradas de forma monopolística. Um marco regulatório adequado poderia fomentar a concorrência nos segmentos potencialmente competitivos. Foi o que ocorreu, por exemplo, no setor elétrico: enquanto a transmissão e a distribuição foram reconhecidas como monopólios naturais e disciplinadas normativamente a partir desta constatação, a geração foi considerada atividade competitiva, que poderia ser explorada por distintos agentes. Logicamente, no entanto, para que houvesse competição na geração, era preciso regulação que garantisse o acesso

às redes de transmissão e distribuição. Neste contexto de desestatização e desverticalização das indústrias de infraestrutura surgiram as agências reguladoras, autarquias em regime especial com amplos poderes de normatização e fiscalização sobre setores específicos da economia, surgindo a partir de então, alguns questionamentos acerca da relação entre essas entidades e os órgãos de defesa da concorrência .

Assim, entendidas as limitações e as preocupações que surgem com a atuação reguladora estatal, bem como, com a necessidade da presença do Estado Regulador, podem-se elencar dois objetivos da regulação.

- a. Naquelas estruturas monopolísticas, deve-se proteger os consumidores, direcionando a regulação ao aproveitamento dos ganhos de eficiência do monopólio e impedindo que o monopolista exerça seu poder econômico de forma nociva, fixando preços elevados para obter ganhos extraordinários à custa do consumidor.
- b. Quando a concorrência for possível, os antigos arranjos monopolísticos devem dar espaço a novas configurações de mercado, com pluralidade de fornecedores, mesmo que atuando através da mesma infraestrutura (com o compartilhamento). Se necessário, pode-se obrigar a segregação das atividades concentradas nas mãos do monopolista, a fim de que sejam exploradas por empresas diferentes (desverticalização ou *unbundling*) (NESTER, 2006, p. 68).

Sendo o estudo da desverticalização o objeto principal da análise deste trabalho, faz-se, aqui, uma explanação mais detalhada do fenômeno, conforme encontrado na literatura.

A desverticalização ou *unbundling* ocorre pela separação das atividades potencialmente competitivas das não competitivas em determinado segmento ou indústria que opera em rede, com o objetivo de permitir a concorrência nos elos competitivos. O regulador, então, determina a separação das atividades, tais como produção, transporte e distribuição, para permitir a concorrência onde não há monopólios naturais.

Ao contrário, a verticalização ocorre quando empresas que têm uma relação de compra e venda com outras empresas de um mesmo segmento industrial, como no caso aqui estudado, a indústria de gás natural, se fundem e acabam por transferir aquelas transações que ocorriam no mercado, para dentro da própria firma.

Os benefícios potenciais de uma indústria verticalmente integrada ou de sua separação devem ser analisados tendo como base

as características de cada indústria. Cabem aqui, considerações gerais relevantes para análise da melhor opção regulatória:

Em favor da verticalização, podem ser elencados:

- a. Existem relevantes economias de escopo¹⁰ associadas à única empresa operando nas várias atividades da cadeia produtiva. Se essas economias estão presentes, então será mais vantajoso combinar as atividades dentro de uma única empresa do que produzir separadamente por diferentes empresas.
- b. Uma segunda consideração relevante são os atributos de cada estrutura para coordenação de investimentos e decisões operacionais. Uma indústria vertical pode alcançar alto grau de coordenação entre os diferentes estágios de produção. Em indústrias distintas, a coordenação de investimentos e a operacionalização das decisões são menos apoiadas pelos arranjos estruturais que acontecem, sobretudo, por meio de contratos e que podem não ocorrer por interesses conflitantes sobre quem deve arcar com custos e riscos relacionados. Ademais, empresas verticalmente integradas podem internalizar alguns riscos de investimentos e, em alguns casos, isso também significa que investimentos de risco podem ser subsidiados pelos retornos esperados de outra atividade verticalmente integrada.
- c. A integração também pode evitar o *hold-up*, problema que surge quando uma empresa faz um investimento específico e irreversível para outra empresa (sua cliente), que pode se comportar de forma oportunista, renegociando os termos de um contrato na consciência de que não existem usos alternativos para o ativo que foi construído só para ela (DECKER, 2014, p. 177).

Viscusi, Harrington e Vernon (2005, p. 238) definem como benefícios da verticalização ou integração vertical a redução dos custos de transação,¹¹ ganhos de natureza tecnológica e o fim da dupla marginalização (quando o preço de entrada é marcado além do custo de marginal duas vezes: uma pela empresa a montante e outra pela empresa a jusante).

¹⁰ Diz-se que há economias de escopo quando a atuação da empresa em um ramo de atividade gera redução de custos em outra atividade (basicamente porque as duas atividades compartilham o uso dos mesmos fatores de produção).

¹¹ Custos de transação – gasto de recursos econômicos para planejar, adaptar e monitorar as interações entre os agentes, garantindo que o cumprimento dos termos contratuais se faça de maneira satisfatória para as partes envolvidas e compatíveis com a sua funcionalidade econômica (WILLIAMSON, 1989, *apud* POPPE DO VALLE, 2013, p. 36).

Tendo delineado alguns benefícios potenciais de eficiência na integração vertical, vejamos os benefícios associados à separação das diferentes atividades nas indústrias de rede.

O principal argumento para a desverticalização das indústrias relaciona-se com um efeito positivo no desenvolvimento da competição nas atividades potencialmente competitivas.

a) Remoção do incentivo de a empresa que está verticalmente integrada usar essa posição para discriminar, em favor do seu próprio negócio, outro concorrente, seja através dos preços ou outros comportamentos, como redução de qualidade/quantidade ou dificuldade de acesso. Por exemplo, a empresa verticalmente integrada pode exagerar nos custos incorridos em sua atividade regulada, elevando os custos dos produtos para seus rivais no elo competitivo a montante.

b) Outra prática anticompetitiva possível é a compressão de margens (*margin squeeze*), quando a empresa verticalmente integrada pratica preços seletivamente mais altos para seus concorrentes no elo competitivo.

Christopher Decker (2014, p. 178) justifica que, mesmo quando a empresa verticalmente integrada não se envolve em práticas anticompetitivas, apenas a expectativa de tal comportamento já pode atuar como empecilho ou desestímulo à entrada e ao desenvolvimento de competição em atividades relacionadas. E o autor vai além, ao argumentar em favor da desverticalização, definindo como um potencial benefício adicional a simplificação do sistema regulatório.

Na esteira dos argumentos de Sampaio (2013), Nester (2013) e Decker (2014) acreditam que a regulação dos monopólios naturais pode optar pela determinação da desverticalização, justificada tanto para evitar que o monopolista detentor da infraestrutura abuse de sua posição dominante, prejudicando o consumidor e, também para evitar o fechamento do mercado, impedindo o ingresso de novos agentes econômicos. Sempre, obviamente, levando-se em conta a necessidade de uma avaliação muito criteriosa para que sejam tomadas decisões que maximizem o bem-estar social.

2

2

**A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E A
REGULAÇÃO SETORIAL NO BRASIL**

2. A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL E A REGULAÇÃO SETORIAL NO BRASIL

Como se verá a seguir, o gás natural é um combustível fóssil que oferece benefícios ambientais à medida que tem a queima mais limpa e serve de insumo à transição energética para uma economia de baixo carbono, pois fornece segurança energética aos sistemas elétricos com cada vez mais entrada de fontes renováveis intermitentes.

Assim, por seus atributos, o gás natural tem sido cada vez mais utilizado no mundo e seu modelo de organização industrial analisado e remodelado permite aprimoramentos que deixem capturar seus melhores atributos em benefício da economia e dos Estados.

No Brasil, não tem sido diferente e, desde a década de 1940, tem se buscado desenvolver essa indústria.

O presente Capítulo inicia-se com a apresentação desse recurso natural e suas especificidades, as características técnicas e econômicas que condicionaram o desenvolvimento da indústria do gás natural e, por fim, o modelo regulatório construído até aqui.

Vale ressaltar que esta análise não esgota os temas relacionados ao assunto, e sim, pretende fornecer instrumentos analíticos para entender o processo de reestruturação da indústria de gás.

2.1 O Gás Natural

O gás natural é um recurso natural não renovável, conhecido pela humanidade desde a Antiguidade.

No Ocidente, o gás natural foi descoberto no século XVII, mas não despertou interesse devido à utilização do carvão como fonte de energia para a iluminação pública. Porém, a partir do século XX, a indústria do gás natural iniciou um rápido desenvolvimento, baseado nos avanços tecnológicos do segmento de transporte da molécula e na diversificação da utilização desse insumo, seja como energético ou como matéria prima para a produção industrial.

O gás natural é o combustível fóssil de menor emissão de gases de efeito estufa e, assim, representa a transição para uma economia de

baixo carbono e pode auxiliar os governos na busca de uma matriz energética mais limpa (IEA, 2020).

Hoje, o gás natural tem grande relevância na economia de diversos países, sendo usado em larga escala na indústria, para aquecimento, para geração de eletricidade, como combustível em diversos processos industriais e, também, como matéria-prima na indústria química; além de seu uso doméstico, para cocção e aquecimento dos ambientes.

O gás natural, então, quando utilizado como combustível, compete com outras fontes de energia, sobretudo, eletricidade, carvão e óleo.

A demanda por gás natural como energético é considerada elástica, porém em maior grau no longo prazo do que no curto prazo. Assim ocorre porque alguns equipamentos até são projetados para operar com mais de um combustível, mas a maioria deles não pode ser trocada rapidamente para operar com outros combustíveis.

Como resultado, a maioria dos clientes de gás não pode mudar rapidamente para outros combustíveis no curto prazo, diante de um aumento no preço do gás, mas irá reconsiderar a escolha do combustível, quando o equipamento existente chegar ao fim de sua vida econômica. Essa constatação tem importância porque o preço de outras fontes de energia atua como um teto para o preço do gás.

Outro ponto que faz o gás natural despertar a atenção dos governos e da sociedade é a globalização desse mercado. Como o produto pode ser transportado por longas distâncias através de gasodutos e também pelo mar, na forma de gás liquefeito – GNL –, o aumento do comércio fez crescer a interconectividade dos mercados e, como consequência dessa globalização, choques de oferta e demanda em mercados regionais podem ter reflexo em vários outros mercados.

A Agência Internacional de Energia – IEA – em seu relatório *World Energy Outlook 2019*, demonstrou a participação crescente do gás natural na matriz energética mundial, representando 23% da demanda global de energia primária e quase um quarto da geração de eletricidade:

O gás natural teve um ano notável em 2018, com um aumento de 4,6% no consumo, respondendo por quase metade do aumento da

demanda global de energia. Perguntamos, em 2011, se o mundo estaria pronto para entrar na 'Era de Ouro do Gás' e agora parece que o consumo global de gás está muito próximo das projeções de 2011. Desde 2010, 80% do crescimento está concentrado em três regiões principais: os Estados Unidos, onde a revolução do gás de xisto está em pleno andamento; a China, onde a expansão econômica e as preocupações com a qualidade do ar sustentaram o rápido crescimento; e o Oriente Médio, onde o gás é uma porta de entrada para a diversificação econômica do petróleo. O GNL é a chave para um crescimento mais amplo no futuro; 2019 já é um ano recorde para investimentos em novos suprimentos de GNL, mesmo com os preços nas principais regiões importadoras caindo para níveis recordes. (IEA, 2019)

Segundo dados da própria IEA (2020), devido à crise causada pela pandemia de COVID-19 e os bloqueios promovidos pelos governos para tentar reduzir a expansão da doença, a demanda global de gás natural pode diminuir 4% em 2020. Apesar de representar queda menor do que a esperada para o petróleo, por exemplo, tende a representar um choque para a indústria de gás, que observa crescimento robusto de consumo nos últimos anos.

A demanda global por gás natural deve se recuperar em dois anos, porém a crise causada pela pandemia de Covid-19 terá um impacto duradouro no desenvolvimento do mercado. A agência aponta o risco de que novos projetos de produção e infraestrutura entrem em operação em meio a tendências de crescimento marcadamente abaixo das expectativas anteriores, reforçando a perspectiva de excesso de capacidade e preços baixos. Tal situação pode representar dúvidas sobre os investimentos futuros, necessários para garantir a renovação das fontes de produção e a segurança do abastecimento global.

2.2 Características técnicas e econômicas da indústria do gás natural no Brasil

O gás natural é uma substância composta por hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso nas condições atmosféricas normais e pode ser classificado em duas categorias, conforme sua apresentação no reservatório geológico: associado e não associado. O gás associado é aquele que se encontra dissolvido no petróleo. Nesse caso, privilegia-se normalmente a produção inicial do óleo, utilizando-

se o gás para manter a pressão do reservatório. O gás não-associado é aquele que está livre do óleo e da água no reservatório; sua concentração é predominante na camada rochosa, permitindo a produção basicamente de gás natural.

Para melhor entendimento do desenvolvimento da indústria do gás natural no país, faz-se necessária a explicação de como está apresentada a cadeia de valor, dividida entre os segmentos de exploração e produção, processamento, transporte, distribuição e consumo final, observados na Figura 1, a seguir.

Figura 1 - Cadeia de Valor da Indústria do Gás Natural



Fonte: A Autora, elaboração com base em FGV ENERGIA, Gás Natural (2014).

No *upstream*, é realizado o processo de exploração, que compreende a pesquisa para descoberta e avaliação da viabilidade econômica da jazida e a produção do gás natural, representadas por extração, recuperação e tratamento da molécula em escala comercial.

É nessa fase inicial da indústria de rede que se observam grandes volumes de investimentos e grande risco associado ao negócio, de modo que é comum a criação de *join ventures* para gerenciar mais adequadamente os riscos e dividir os custos substanciais.

A atividade de exploração e produção se desenvolve no mercado concorrencial, por meio dos leilões promovidos pela ANP, mas a Petrobras tem se mantido ao longo dos anos e, mais precisamente em 2019, a concessionária que mais produziu gás natural, com participação

de 75% do total do mercado. Como operadora, a Petrobras, no mesmo ano, contribuiu com 95,1% do total de gás natural produzido (EPE, 2019, p. 76).

Os dados do boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural, produzido pelo MME (janeiro/2021), mostram que a produção nacional atingiu volumes de 136,4 milhões de m³/dia, sendo mais de 112 milhões de m³/dia vindos do gás associado. Desse total produzido, a parcela ofertada ao mercado é, na média de 2021, 57 milhões de m³/dia, sendo abatidos os valores referentes ao consumo nas atividades de exploração e produção, queima e perda, reinjeção e absorção em Unidades de Processamento. O gás produzido no Brasil se destina a vários mercados consumidores, sendo os principais, a geração de energia termelétrica e os segmentos industriais.¹²

Segundo dados da EPE, projeta-se um aumento significativo na oferta do produto no país. A produção líquida nacional de gás natural pode passar de um volume de 59 milhões de m³/dia em 2018 para 147 milhões de m³/dia em 2030 (EPE, 2019, p. 78).

Grande parte do aumento de produção projetado para o país vem da fronteira do pré-sal, principalmente da Bacia de Santos, em reservatórios de gás associado. A produção comercial de gás associado concorre com a reinjeção no próprio reservatório, cujos níveis são crescentes ao longo dos anos. A reinjeção pode ocorrer por fatores técnicos, devido a altos índices de CO² ou para manter a pressão no poço, mas também podem ocorrer por deficiências na infraestrutura para escoar a produção ou pela incerteza quanto à demanda.

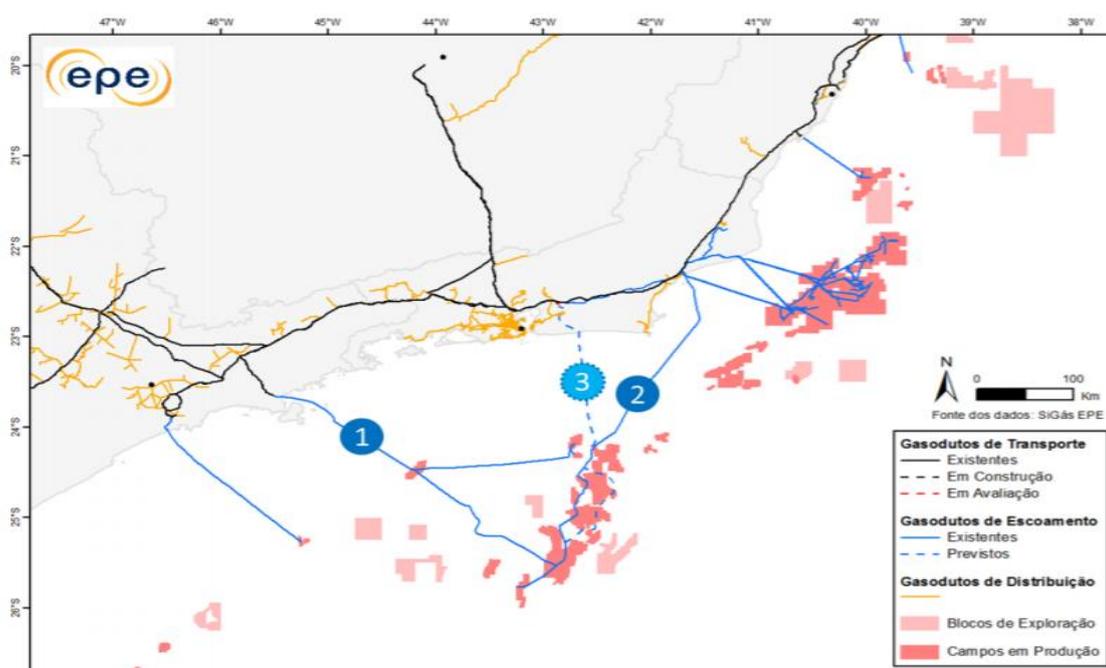
O Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2020 demonstrou que, em 2019, 35,3% da produção nacional foi reinjetada. Em comparação a 2018, a reinjeção cresceu 23,1% (ANP, 2020).

Com a produção predominantemente associada ao petróleo e em campos marítimos de águas profundas e longe da costa (*offshore*), o país depende de vultosos investimentos em infraestrutura para escoamento da produção até as unidades de tratamento do gás (UPGN), processo descrito a seguir.

¹² MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, janeiro de 2021.

O Brasil conta hoje com dois gasodutos em operação e um em construção para escoamento da produção dos campos do pré-sal da Bacia de Santos. Como se vê na Figura 2, a Rota 1 conecta a Bacia de Santos a Caraguatatuba (SP), com capacidade de 10 milhões de m³/dia; a Rota 2 conecta Santos a Cabiúnas (RJ), com capacidade de 16 milhões de m³/dia; a Rota 3 está em fase de construção e conectará a Bacia de Santos a Itaboraí (RJ), com capacidade de 18 milhões de m³/dia, com previsão de conclusão em 2020.

Figura 2- Gasodutos de escoamento da produção do pré-sal.



Fonte: EPE (2019b).

Os proprietários desses gasodutos de escoamento, normalmente o consórcio detentor da concessão de cada campo produtor – na maioria dos casos formados pela Petrobras e parceiros – não são obrigados a fornecer o acesso a terceiros, embora o compartilhamento possa ser realizado por meio de negociação direta entre o proprietário e o terceiro interessado (ANP, 2018).

A última fase do *upstream* é o processamento do gás natural, realizado em instalações industriais que separam das frações líquidas e

sólidas do gás para que esse tenha as especificações adequadas à comercialização da molécula.

Segundo dados da ANP, o Brasil possui quatorze Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) com capacidade total de processar 95,65 MMm³/d e a Petrobras detém 99% da capacidade de processamento (ANP, 2018).

Após a fase de exploração e produção, passa-se ao *midstream*, que compreende as etapas de transporte e estocagem de gás natural das Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs – ou das fronteiras, no caso de importação até que o produto chegue os centros de consumo.

A etapa do transporte pode ser realizada por gasodutos em alta pressão, caminhões ou navios. Aqui dar-se-á destaque ao meio preponderantemente utilizado para o transporte de gás natural, objeto do trabalho, que são os gasodutos.

O transporte por gasodutos se apresenta na forma de monopólio natural, estrutura de mercado mais eficiente para o desenvolvimento da atividade nesse estágio da técnica, já que a duplicação da infraestrutura acarretaria desvantagens econômicas.

Segundo Patrícia Regina Pinheiro Sampaio (*apud* DIAZ, 2013), o transporte de gás natural apresenta características típicas de monopólio natural, tais como: barreiras à entrada devido aos altos custos afundados e os elevados investimentos para a instalação dos gasodutos; formação de economias em escala devido à técnica até hoje utilizada, que mostra ineficiência caso mais de uma transportadora ofereça serviços na mesma área geográfica; custo do gasoduto, que é relativamente proporcional ao diâmetro do tubo e à máxima pressão que pode operar, enquanto a capacidade de transporte é proporcional ao seu diâmetro quadrado; e, por fim, um gasoduto utilizado por vários produtores reduz riscos de corte no fornecimento, se algum produtor apresentar problemas temporários na produção.

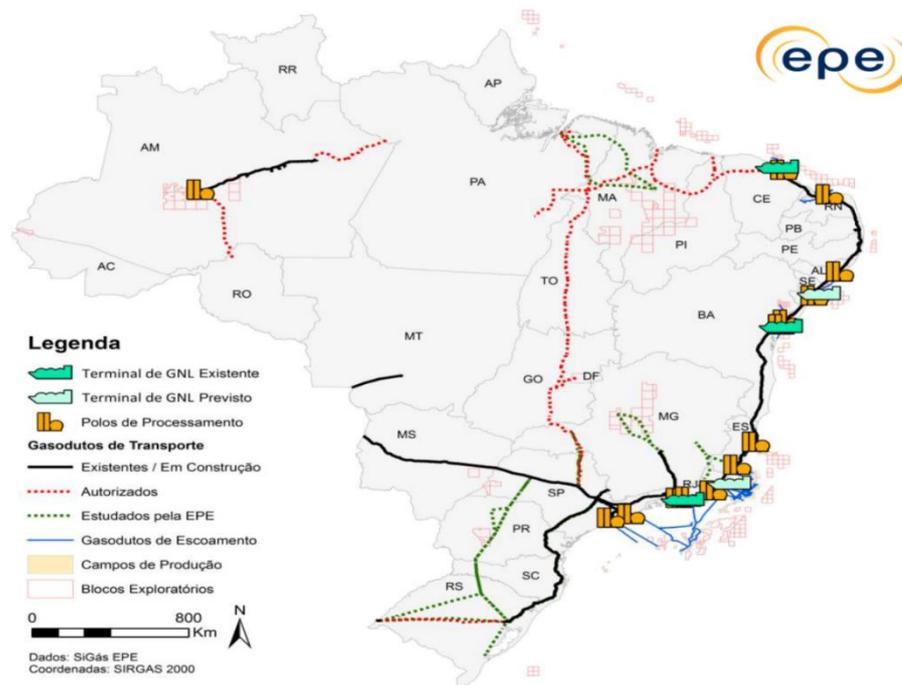
O modelo brasileiro de transporte, mesmo com os recentes movimentos de saída da Petrobras de empresas do segmento em consequência de seu plano de desinvestimentos e de acordo assinado com o CADE, como será detalhado mais adiante, sofre grande influência da Companhia, pois como define a Nota Técnica Propostas

para o Mercado Brasileiro de Gás Natural, do Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil (2019, p. 6):

O exercício de poder de mercado no segmento de transporte não se resume ao controle acionário das transportadoras de gás natural. De acordo com as transportadoras TBC, TAG e NTS, as operadoras da rede de transporte interconectada, a totalidade da capacidade de transporte encontra-se integralmente contratada pela Petrobras. Na prática, ao deter toda a capacidade contratada e o controle das instalações de processamento e dos Terminais de Regaseificação de GNL, além de ser um dos maiores consumidores próprios de gás natural em refinarias e unidades de fertilizante, a empresa atua como um 'operador do sistema' do transporte de gás natural, o que configura uma barreira adicional para o surgimento de novos entrantes no mercado de comercialização de gás natural. Tal fato é agravado pelo fato de a empresa possuir, como dito acima, relação de controle e coligação com as mencionadas transportadoras de gás natural.

A malha de gasodutos de transporte no Brasil tem hoje 9.400 km de extensão e é tímida, quando comparada à de países como Argentina, que tem 30.000 km, ou Estados Unidos, com 485.000 km. O mapa de gasodutos de transporte disponibilizado pela EPE, empresa pública responsável por elaborar análises e projeções sobre petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis no âmbito dos estudos de médio e longo prazo, mostra que a malha nacional atende basicamente a costa brasileira e a importação de gás vinda da Bolívia, como se vê na Figura 3, a seguir.

Figura 3 - Malha de gasodutos de transporte no Brasil.



Fonte: EPE (2020).¹³

Importante abordar também a importação de gás natural, que pode ser feita via navios de GNL e que necessitam de terminais de regaseificação para que o produto retome o estado gasoso e possa ser inserido na malha de transporte.

O Brasil conta com três terminais de GNL de propriedade da Petrobras e operados por ela (Baía de Guanabara/RJ, Salvador/BA e Pecém/CE). Observa-se a baixíssima utilização do conjunto de instalações, representando 36,4% da capacidade operacional, na média, no período de 2014 a 2018.

Conforme argumenta a ANP:

Mesmo diante de tamanha ociosidade nestas instalações, a Petrobras encontra poucos incentivos a oferecer voluntariamente acesso às mesmas, sendo poucos os casos de conhecimento da ANP de agentes da indústria que realizaram tratativas comerciais para tentar obter acesso a estas instalações de regaseificação. No entanto nenhuma das

¹³<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/mapa-da-infraestrutura-de-gasodutos-de-transporte>> Acesso em 11/03/2021.

tratativas resultou na celebração de um acordo de uso do Terminal de GNL (ANP, 2018, p.16).

O último segmento da indústria é o *downstream*, representado pela distribuição de gás natural, que ocorre a partir dos *citygates* (instalações de medição, redução de pressão e odorização do gás) que marcam a passagem do gás para os gasodutos de distribuição.

A distribuição de gás natural, assim como o transporte, apresenta características de monopólio natural, tendo em vista a necessidade de se construir e manter a rede física de gasodutos.

No Brasil, a regulação desse mercado é de competência dos estados e as empresas públicas ou privadas que operam esse serviço o fazem por contratos de concessão geográfica exclusiva.

Aqui, também se observa forte participação da Petrobras: o país tem 27 distribuidoras, presentes em 23 estados e no Distrito Federal, conforme se pode ver no mapa da Figura 4, apresentado a seguir.

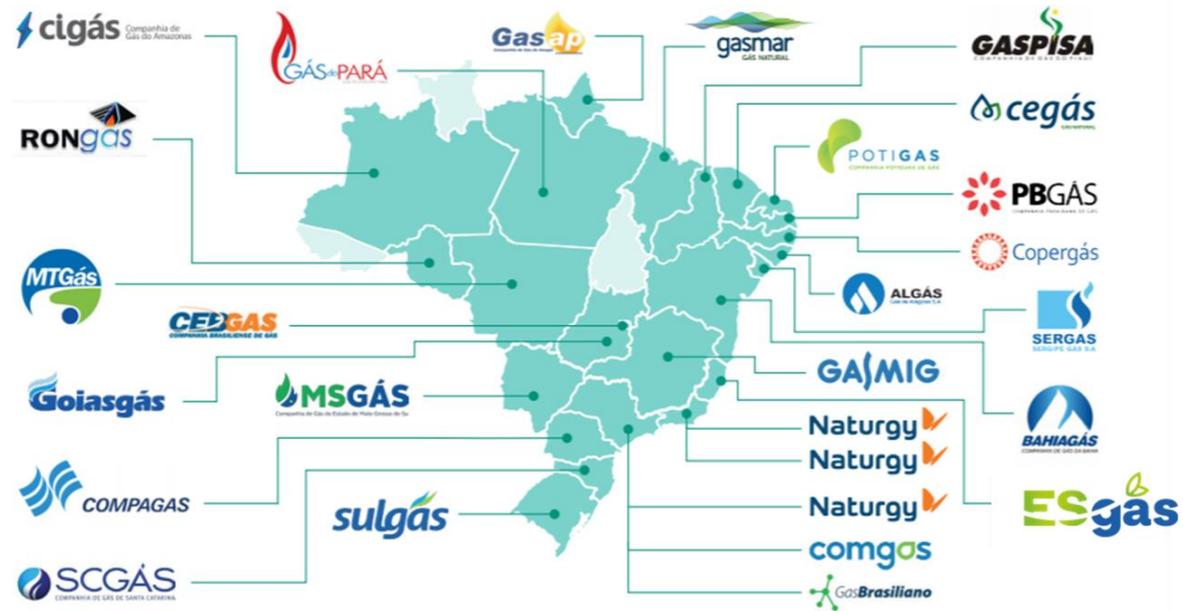
A Petrobras está presente em 19 distribuidoras locais de gás natural através da Gaspetro¹⁴ e em uma pela BR distribuidora. Esses dados encontram-se na Tabela 1, a seguir.

Assim, como bem explica a própria ANP (2018), devido à estrutura de mercado formada por apenas cinco empresas com poder de influenciar decisões sobre compra de gás natural no atacado no Brasil, a Petrobras, graças a participações na Gaspetro e na BR Distribuidora, tem direito a indicar os diretores comerciais em vinte distribuidoras, como Cosan, Naturgy, Gasmig e Furnas, como único consumidor livre com um contrato em vigor no sistema integrado

¹⁴ Criada em maio de 1998, a Petrobras Gás S.A. – Gaspetro – é uma sociedade por ações (*holding* de participações), com sede e foro na cidade do Rio de Janeiro (RJ) e tem por objeto social, observados os preceitos legais, a participação em sociedades as quais desempenhem as atividades de comercialização, importação, exportação, armazenamento e distribuições de gás natural. Em dezembro de 2015, a Petrobras concretizou a venda para a Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. de 49% de sua participação na Gaspetro. A Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. é uma subsidiária integral da Mitsui & Co. Ltd. (Japão) e já possui participação societária em oito companhias estaduais de distribuição de gás natural no Brasil. Essa operação, realizada através de processo competitivo, fez parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da Petrobras (<https://gaspetro.com.br/pt/institucional/a-companhia>).

brasileiro. Daí ocorrerem também falhas de mercado de parte da demanda.

Figura 4 - Mapa do Brasil discriminando as 27 distribuidoras locais de gás natural.



Fonte: BNDES (2018), adaptado pela Autora.

Tabela 1 - Empresas distribuidoras de gás natural no Brasil.

Distribuidora	Estado	Acionistas/Participação (%)
1. Algás	AL	Governo do Estado de Alagoas 17,00 Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil 41,50
2. BahiaGás	BA	Governo do Estado da Bahia 17,00 Gaspetro Bahia Participações (Grupo Mitsui) 41,50
3. CEBGás Companhia	DF	Energética de Brasília (CEB) 17,00 BrasiliaGás (CS Participações 90%/Shell 10%) 51,00

			Gaspetro	32,00
4. CEG (Naturgy)	RJ		Naturgy Distribución Latinoamérica S.A. 54,16 BNDES Participações S.A – BNDESPAR 34,56 FI Dinâmica Energia 8,84 Pluspetrol Energy Sociedad Anônima 2,26 Demais acionistas 0,18	
5. CEG (Naturgy)	RIO RJ		Naturgy Pluspetrol Energy SA Gaspetro	54,20 2,80 43,00
6. Cegás	CE		Governo do Estado do Ceará 17,00 Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil 41,50	41,50
7. Cigás	AM		Governo do Estado do Amazonas 17,00 CS Participações	83,00
8. COMGÁS	SP		COMPASS Gás e Energia Outros (free float)	99,14 0,86
9. Compagás	PR		Copel (Governo do Estado do Paraná) 51,00 Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil 24,50	24,50
10. Copergás	PE		Gaspetro Mitsui Gas e Energia do Brasil 41,50 Governo do Estado de Pernambuco 17,00	41,50
11. EsGás	ES		Estado do Espírito Santo 51,00 BR Distribuidora	49,00

12. Gás Brasileiro	SP	Gaspetro	100,00
13. Gás do Pará	PA	Governo do Estado do Pará 51,00 Termogás S.A. (100% CS Participações) 49,00	
14. Gás natural São Paulo (Naturgy)	SP	Naturgy Distribución Latinoamérica S.A 99,99 Katia Brito Repsold	0,01
15. Gasap	AP	Governo do Estado do Amapá 25,50 Gaspetro Termogás S.A. (100% CS Participações) 37,25	37,25
16. Gasmar	MA	Governo do Estado do Maranhão 25,50 Termogás S.A. (100% CS Participações) 51,00 Gaspetro	32,50
17. Gasmig	MG	Cemig (Governo do Estado de Minas) 99,60 Município de Belo Horizonte 0,40	
18. Gaspisa	PI	Governo do Estado do Piauí 25,50 Termogás S.A. (100% CS Participações) 37,25 Gaspetro	37,25
19. GoiasGás	GO	Governo do Estado de Goiás 17,00 TERMOGÁS S. A 42,17 Gaspetro EMSA Goiás Construtora LTDA GAE Construção e Comércio 2,05 Sobrado Construções 2,05	30,46 2,05 2,05

			GOIARTE	2,16
20.	MSGás	MS	Governo do Estado do Mato Grosso do Sul 51,00	
			Gaspetro	49,00
21.	MTGás	MT	Governo do Estado do Mato Grosso 100,00	
22.	Potigás	RN	Governo do Estado do Rio Grande do Norte 17,00	
			Gaspetro	83,00
23.	PBGás	PB	Governo do Estado da Paraíba 17,00	
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil 41,50	
24.	Rongás	RO	Governo do Estado de Rondônia 17,00	
			Gaspetro	41,50
			Outros	41,50
25.	SCGás	SC	Celesc-Governo do Estado de Santa Catarina 17,00	
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil 41,50	
26.	Sergás	SE	Governo do Estado de Sergipe 17,00	
			Gaspetro	41,50
			Mitsui Gas e Energia do Brasil 41,50	
27.	Sulgás	RS	Governo do Estado do Rio Grande do Sul 51,00	
			Gaspetro	49,00

Fonte: Confederação Nacional da Indústria (2018) – Gás natural: Mercado e competitividade. (Dados atualizados pela Autora).

A comercialização do gás natural é uma atividade potencialmente competitiva ao longo de toda a cadeia, pois, ao contrário do transporte e da distribuição, não tem significativas economias de escala nem necessidade de vultosos investimentos para o estabelecimento do negócio.

Na comercialização, surge a figura do carregador, que fecha contratos de compra e/ou venda da molécula com os produtores e distribuidores, contratos de transporte com o transportador. O carregador pode ser um produtor, um distribuidor, um consumidor ou um comercializador independente. Pelas regras vigentes, o carregador só não pode ser um transportador.

No Brasil, a distribuidoras de gás natural acabam por realizar a comercialização da molécula, sendo responsáveis pela compra do produtor e pela posterior venda ao cliente final.

Como se pode ver ao longo do Capítulo, apesar de a indústria do gás estar dividida em várias etapas, existe grande interdependência entre cada segmento. Tal característica de indústria de rede impõe severas barreiras à entrada de novos agentes.

2.3 A Regulação da Indústria do Gás Natural no Brasil

No Brasil, a história do gás natural começou na Bahia, na década de 1940, mesmo antes da criação da Petrobras e da definição do monopólio da União sobre pesquisa, lavras de jazidas, refino e transporte marítimo de petróleo e hidrocarbonetos, que ocorreu em 1953.

A Constituição de 1988 estabeleceu que os estados exerceriam o monopólio da distribuição de gás natural, o que impediu a Petrobras de vender o gás diretamente aos consumidores finais e acabou induzindo uma estratégia de participação societária da companhia nas recém-criadas empresas estaduais de distribuição de gás.

As Emendas Constitucionais nº 5 e 9, de 1995, respectivamente, permitiram a concessão do serviço de gás canalizado pelos estados e quebrou o monopólio da União no setor de óleo e gás.

A Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997), que veio regulamentar a Emenda Constitucional nº 9, trouxe princípios e objetivos da política energética nacional e regras para a participação das empresas nas atividades da indústria petrolífera. Os direitos de prospecção e produção de gás natural permaneceram com a União, podendo ser concedidos a empresas públicas ou privadas. O gás natural foi inserido como opção energética e recebeu tratamento regulatório análogo ao do petróleo, disputando com ele o mercado e a atração de capitais para o desenvolvimento das indústrias desses segmentos de atividade.

Especificamente, em relação à cadeia de transporte, a Lei do Petróleo determinou em seu artigo 56¹⁵ que qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, pode ser autorizada pela ANP para construir instalações de transporte e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para fornecimento interno, importação ou exportação. Estabeleceu também o livre acesso negociado de terceiros às infraestruturas (art. 58).¹⁶ A lei não trouxe restrições à integração vertical ou horizontal na cadeia, permitindo que qualquer agente participe de empresas em qualquer segmento da cadeia de valor da indústria do gás. Entretanto determinou à Petrobras o dever de constituir empresas subsidiárias com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, demandando, assim, que as atividades de produção e transporte sejam realizadas por empresas juridicamente distintas (artigo 65).¹⁷

Movidos pela crescente demanda por um ordenamento jurídico próprio para o setor de gás natural, o Congresso Nacional aprovou a Lei 11.909/2009, originária de projeto de Lei de autoria do Executivo Federal.

Conforme se observa da exposição de motivos, a grande preocupação à época era de fato a falta de uma regulação específica para o gás natural, já que a utilização de mecanismos regulatórios semelhantes ao do mercado de petróleo e derivados não se mostrava eficiente para alavancar o desenvolvimento da indústria de gás natural.

Como argumentos para demonstrar a relevância de uma Lei própria, estavam: o descompasso como desenvolvimento da indústria de combustíveis líquidos, já consolidado; menor complexidade de logística para abastecimento de petróleo e seus derivados; transporte

¹⁵ Lei 9.478/1997, em seu Art. 56, determina que “Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.”

¹⁶ Lei 9.478/1997, em seu Art. 58, estabelece: “Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL – mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.”

¹⁷ Lei 9.478/1997, no Art. 65 determina: “A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.”

interno de gás natural em monopólio natural, necessitando, portanto, de regulamentação própria; diferença na formação de preços (o mercado de gás tem a comercialização aproximada com prestação de serviços); o gás natural possui cadeia de valor diferente do energético líquido e está com o seu comércio institucionalmente mais delimitado, sendo dos Estados a competência constitucional para executar a prestação do serviço local de gás canalizado.

Os principais objetivos foram assim definidos:

- a) a introdução do regime de concessão para a construção e operação de gasodutos, preservando, para os dutos de menor relevância a possibilidade de serem executados por meio de autorização, posto que o regime de concessão busca conferir maior estabilidade ao contrato com a União para a exploração do serviço de transporte, ao mesmo tempo em que é possibilitada a definição de regras específicas para o serviço;
 - b) os contratos e as autorizações existentes serão mantidos;
 - c) são estabelecidas as diretrizes para o acesso regulado aos gasodutos de transporte, em decorrência de suas características de monopólio natural, sem que desestimulem o investimento privado em novas instalações;
 - d) estão sendo disciplinados o armazenamento do gás natural, no subsolo ou não, a liquefação e o tratamento físico-químico desse gás, bem como, a sua comercialização fora da área de competência estadual; e
 - e) para a supervisão dessas atividades, está sendo proposta a adequação das atribuições da ANP, conferindo-lhe maior competência para a execução de suas atribuições de regulação, contratação e fiscalização das atividades da indústria do gás natural, incluindo, em seu âmbito, a criação de um organismo destinado a supervisionar a operação da rede de gasodutos e a coordená-la em situações.
- (PL 6673/2006)¹⁸

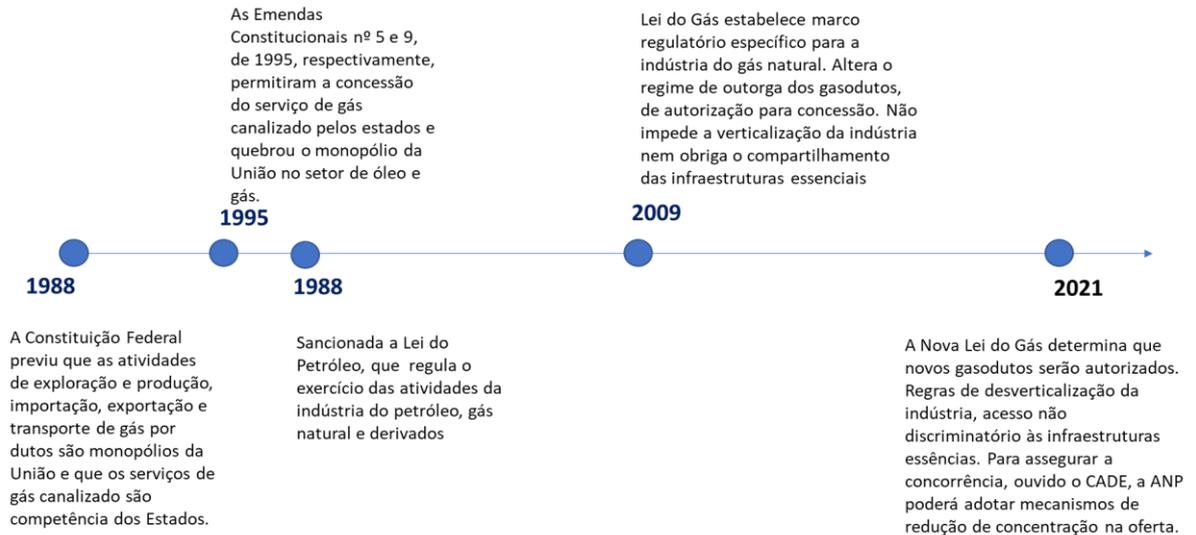
Apesar de todo o esforço regulatório empreendido até aqui, a indústria do gás natural não demonstrou significativa expansão ao longo dos anos e os preços ofertados ao consumidor final são mais elevados do que no mercado internacional chegando a valores médios de U\$ 11,8 MM/BTU no ano de 2018 em comparação com U\$ 3,8 MM/BTU nos Estados Unidos. Esse cenário abriu caminho para movimentos de

¹⁸ Projeto de Lei 6.673/2006 – transformado em Lei Ordinária 11.909/2009. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=316516> Acesso em 11/5/2021.

revisão da regulação existente com propostas de novo modelo de mercado.

A Figura 5, a seguir, mostra a linha do tempo dos marcos regulatórios definidos para a indústria do gás.

Figura 5 - Marcos Regulatórios da indústria do Gás Natural no Brasil.



Fonte: A Autora.

3

3

**RESULTADO DA AVALIAÇÃO
DAS VARIÁVEIS E DADOS**

3. A LEI 14.134 DE 8 DE ABRIL DE 2021

A nova Lei do Gás teve origem no Projeto de Lei nº 6.407/2013, de autoria dos Deputados Federais Antonio Carlos Mendes Thame e Eduardo Sciarra, e tratava inicialmente sobre medidas de fomento à indústria do gás natural.

De forma resumida, em seu original, o projeto previa:

- a) Controle de preços do gás natural, através de uma política de precificação. Tal proposta estava baseada no argumento de que a concentração de mercado exigia controle de preços até que se viabilizasse o consumo e o crescimento setorial de forma equilibrada e estável;
- b) Separação societária e a desverticalização entre transportadores e carregadores nos gasodutos, justificada pela necessidade de se reduzir a possibilidade de práticas anticompetitivas que dificultam o crescimento do setor;
- c) Criação de um mercado secundário de gás natural, com o intuito de ampliar o mercado para as novas empresas supridoras;
- d) Redução a zero das alíquotas de PIS/COFINS incidentes sobre toda a cadeia produtiva e de comercialização do gás natural;
- e) Criação de uma entidade para coordenar e controlar a operação da rede de gasodutos (nos moldes do que se vê no setor elétrico nacional com o ONS), sob a justificativa de que a desverticalização da cadeia promoveria a entrada de novos agentes e seria necessária a coordenação para garantir a máxima eficiência e a segurança no suprimento.

O projeto permaneceu sem movimentação nas comissões a que fora distribuído até que, em 2017, na esteira da iniciativa “Gás para Crescer” do MME, o então relator da matéria na Comissão de Minas e Energia, Deputado Marcus Vicente, apresentou substitutivo defendendo a necessidade de ampla revisão no marco legal do gás natural e referendando o trabalho realizado pelo Ministério de Minas e Energia:

O trabalho desenvolvido no âmbito da iniciativa “Gás para Crescer” culminou com a elaboração de relatórios que apresentaram minucioso diagnóstico do setor de gás natural e várias propostas de ação. De posse desse material, promovemos várias reuniões com representantes do Governo Federal e com os agentes interessados, tendo recebido

contribuições de várias entidades de classe e órgãos do governo federal e estadual.¹⁹

Porém, devido à falta de consenso, o texto somente foi apreciado pela Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados em 2019, sob a forma do substitutivo apresentado pelo deputado Silas Câmara.

O mesmo texto foi aprovado no Plenário da CD no dia 01 de setembro de 2020. Como justificativas apresentadas pelo relator de Plenário, deputado Laércio Oliveira, figuram a necessidade de se fomentar a indústria do gás natural e de concluir “[...] *parte indispensável de um conjunto de medidas e ações com vistas à instituição de um pujante mercado de gás natural que vêm sendo tomadas, desde 2016, pelo governo federal, ANP, Petrobras e órgãos reguladores estaduais*”.²⁰

Ainda, segundo o Relator da proposta aprovada pela Câmara dos Deputados, o país já experimentava a transição para um mercado concorrencial devido aos movimentos da Petrobras em seu programa de desinvestimento e da assinatura do TCC com o CADE. Assim, a aprovação de uma nova Lei traria segurança jurídica e contribuiria para obtenção de ambiente favorável à atração de investimentos ao setor.

Com a aprovação pela Câmara dos Deputados, o projeto seguiu para o Plenário do Senado Federal, sem passar pelas Comissões Permanentes da Casa, devido às novas regras de tramitação de propostas legislativas em vigor durante a pandemia causada pelo Coronavírus. Na Câmara Alta, foram aprovadas emendas que acabaram rejeitadas, quando do retorno do texto à Câmara dos Deputados, que tinha a palavra final, por ser a Casa iniciadora da proposta.

De forma esquemática, a nova Lei 14.134/2021 (Anexo A) se divide em 9 capítulos, organizados como se segue:

O Primeiro Capítulo trata das disposições preliminares: define o escopo da nova lei; as atribuições da ANP para o exercício da regulação setorial; as obrigações dos agentes da indústria de gás e estabelece quarenta e seis definições para fins de interpretação da própria Lei e de sua posterior regulamentação (muitas delas apenas transcritas da antiga Lei 11.909/2009).

Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como, para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

¹⁹ Substitutivo 1 CME de 21 de novembro de 2017.

²⁰ Parecer Preliminar de Plenário n. 1 (PL 6407/2013).

O Capítulo II trata sobre o transporte de gás natural e está dividido em três seções.

A primeira Seção define a atividade de transporte. Importante mudança se observa na alteração do regime de exploração, que passa a ser a autorização, precedida de chamada pública.

Aqui se observa um dos focos de discussão deste trabalho: a desverticalização do serviço de transporte.

O Artigo 5º determina independência dos transportadores, os quais exercerão suas atividades, típicas de monopólio natural, separados estruturalmente daqueles agentes que desempenham atividades concorrenciais, vedando a relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural e também o *interlocking board*.²¹

O artigo define ainda que aquelas empresas que não conseguirem se adequar aos requisitos de independência terão que se submeter à certificação da ANP.

Art. 5º O transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural.

§ 1º É vedada relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

§ 2º É vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrenciais sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador.

§ 3º A empresa ou o consórcio de empresas que tenham obtido autorização para o exercício da atividade de transporte de gás natural

²¹ *Interlocking board*: toda e qualquer vinculação que ocorra entre as esferas administrativas de duas companhias e que permita, direta ou indiretamente, de forma efetiva ou potencial, que uma das companhias tenha acesso a informações geradas pelos órgãos de administração da outra companhia, independentemente da identidade de administradores ou do nível de relacionamento que essas companhias tenham no mercado, podendo esse vínculo representar, ou não, um mecanismo de influência de uma das companhias em relação à outra (FALCÃO, 2013, p. 14).

até a data de publicação desta Lei, e não atendam aos requisitos e critérios de independência estabelecidos no caput e nos §§ 1º e 2º deste artigo terão que se submeter à certificação de independência expedida pela ANP, nos termos de sua regulação, no prazo de até 3 (três) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 2 (dois) anos, contados da edição de mencionada norma, o que expirar por último.

§ 4º A certificação de independência de que trata o § 3º deste artigo terá validade máxima até 4 de março de 2039.

Como se percebe, para os novos entrantes no setor de transporte, a proposta prevê a desverticalização total ou a chamada segregação estrutural, onde se impede que proprietários de segmentos não competitivos sejam também possuidores ou participem de sociedade em segmentos competitivos. Porém importa destacar que aqueles agentes que já tenham autorização para exercício da atividade, até a data da publicação, da Lei poderão submeter-se à certificação de independência pelo Regulador.

Finalizando a Seção, são definidos critérios para classificação dos gasodutos de transporte; obrigatoriedade da permissão para interconexão com outros gasodutos de transporte; definição da tarifa de transporte; casos de revogação da autorização para transporte por gasodutos; e período de contestação para processos de autorização.

Na Seção II, são definidos os sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

- a) Serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída;
- b) Constituição de gestores de áreas de mercado por transportadores que operem uma mesma área, com obrigações definidas;
- c) Constituição, pelos carregadores, de conselho de usuários para monitoramento do desempenho, da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores;

O acesso de terceiros aos gasodutos de transportes é tratado na Seção III. Segundo o texto, tal acesso será disciplinado pela ANP “[...] *que deverá regular e fiscalizar o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e disciplinar a cessão de capacidade mediante a fixação de condições e critérios para sua liberação e contratação.*”.

O Capítulo III trata da importação e exportação do gás natural, deixando a cargo da ANP a expedição de autorização para a atividade.

No Capítulo IV, é regulada a estocagem subterrânea, realizada por meio de autorização e regulamentada pela ANP. O acesso de terceiros às instalações também será assegurado pela Agência.

O acondicionamento do gás natural está disciplinado no Capítulo V, também submetido ao regime de autorização, por conta e risco do empreendedor e com as regras estabelecidas pela ANP.

Os gasodutos de escoamento da produção e das unidades de processamento, tratamento, liquefação e regaseificação de gás natural são regidos pelo Capítulo VI. Nesse, uma importante regra sobre o acesso de terceiros foi incluída, determinando-se o acesso não discriminatório e negociado aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Vale ressaltar que a legislação anterior não trazia obrigatoriedade de cessão de acesso a tais infraestruturas.

O Capítulo VII versa sobre distribuição e comercialização do gás natural. Nesse, outro ponto chave para este trabalho é abordado: a desverticalização funcional da atividade de distribuição. Em seu artigo 30, a Lei prevê a desverticalização funcional da distribuição, ao vedar a prática de *self-dealing*.²²

A redação veta acesso a responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas, que atuem ou exerçam funções em atividades competitivas da cadeia produtiva de gás, a informações concorrencialmente sensíveis ou que exerçam poder para designar ou tenham direito a voto, para eleger membros da diretoria comercial, de suprimento ou representante legal de distribuidora de gás canalizado.

No mesmo Capítulo, são ainda encontrados mecanismos de incentivo ou manutenção da concorrência, como redução da concentração na oferta de gás e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento; um programa de venda compulsória de gás natural e restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção.

O Capítulo VIII trata da contingência no suprimento de gás natural de forma análoga à antiga lei.

As disposições finais, dentre outras previsões, determinam que a União, por intermédio do MME e da ANP, em conjunto com os estados e o Distrito Federal, deverão promover a harmonização e o

²² *Self-dealing*: são transações comerciais entre partes relacionadas que possibilitam redirecionar valor das firmas para seus controladores, prejudicando investidores e consumidores das distribuidoras. A prática do *self-dealing* possui potencial para prejudicar os consumidores finais e, uma vez comprovada, configura uma prática anticoncorrencial, já que o produtor/vendedor com participação na distribuidora/compradora teria acesso às condições comerciais das ofertas de gás de outros vendedores e utilizaria essas informações na precificação de seu gás natural, favorecendo sua oferta em detrimento de seus competidores, que deveriam acessar o mercado em igualdade de condições (ANP, 2018-b, p. 22).

aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.

Por fim, foi revogada a Lei 11.909/2011 (Lei do Gás Natural) e alguns dispositivos da Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo) – incompatíveis com as novas definições da Lei 14.134/2021.

Também foi revogado o artigo 16 da Lei 10.438/2002, que veta à concessionária e à permissionária de serviço público federal de energia elétrica, bem como à sua controlada ou coligada, à sua controladora direta ou indireta e a outra sociedade igualmente controlada ou coligada da controladora comum, explorar serviço público estadual de gás canalizado, salvo quando o controlador for pessoa jurídica de direito público interno, esse ato não é extensivo aos agentes autorizados de geração de energia elétrica.

4

4

**RESULTADO DA AVALIAÇÃO
DAS VARIÁVEIS E DADOS**

4. A DESVERTICALIZAÇÃO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

As indústrias de rede se estruturam, por razões econômicas, sob a forma de monopólios estatais verticalmente integrados. É o caso, como se viu, da indústria do gás natural no Brasil.

Porém, com a evolução do mercado e a necessidade de maior desenvolvimento das indústrias, diante dos novos arranjos globais e, também, com a visão de que o Estado não consegue dar conta de tantos papéis, surge a necessidade de reformulação do modelo de organização desses setores.

As mudanças mobilizadas pelo mundo se basearam na combinação de três ações para promover a reforma estrutural da indústria do gás natural: privatização, regulamentação e competição.

A regulamentação tem papel relevante para estimular a competição em mercados onde a competição é possível. Neste ponto, as regras de desverticalização atuam exatamente no centro do objetivo, que é a indução da competição, além de evitar o abuso do poder de mercado e garantir a qualidade do serviço.

Como forma de esclarecer e dar ferramentas para a ampliação do debate, o item deste Capítulo demonstrará a seguir as melhores práticas de desverticalização da indústria de gás natural, bem como, seus benefícios e riscos.

Para melhor compreensão dos objetivos a serem alcançados com a abertura de mercado buscada com a desverticalização, será demonstrada a formação de preço do gás natural e as oportunidades de sua redução, advindas da desverticalização.

4.1 A Importância da desverticalização das atividades da cadeia do gás natural – O Brasil e as melhores práticas internacionais

No Brasil, até a publicação da nova Lei do Gás, em 08 de abril de 2021, vigia a obrigação de separação jurídica para o segmento do transporte. A Lei até então obrigava a constituição de empresas transportadoras de gás natural, mas não proibia a propriedade cruzada.

Tal regra não foi capaz de restringir danos à concorrência, causados pela integração vertical. Mesmo com empresas juridicamente distintas, o transportador, controlado pelo carregador, mostrou que tende a atuar na defesa dos interesses desse e restringir acesso a suas infraestruturas, levando ao fechamento do mercado. No

caso brasileiro, como visto, a Petrobras tem presença dominante em toda a cadeia produtiva do gás natural até a chegada ao consumidor final.

Apesar de haver outros produtores de molécula, esses acabam vendendo seu gás à Petrobras na boca do poço. Assim ocorre porque a empresa incumbente é responsável por escoamento, processamento, transporte (mesmo com a venda de parte das transportadoras, após o TAC assinado com o CADE),²³ carregamento da molécula, comercialização do produto e, também, é uma das principais consumidoras, devido a sua maciça participação nas distribuidoras locais.

A partir dessa constatação, percebe-se que os esforços legais para promover a competição, empreendidos até a edição da Lei 14.134/2021, não foram suficientes para abertura do mercado e redução de preço do insumo, uma vez que novos *players* continuam com restrições de acesso às infraestruturas essenciais, por causa da discriminação imposta pelo agente dominante, que atua verticalizado.

Para comprovar a importância da desverticalização dessa indústria como pressuposto para alcançar um mercado competitivo, foram utilizadas evidências contidas na experiência da União Europeia que, desde os anos 1990, vem implementando medidas sistemáticas para a liberação do mercado de gás e da OCDE que, desde 2001, tem recomendações que apontam para a necessidade de se avaliar a possibilidades de desverticalização das indústrias prestadoras de serviços públicos ou que sofrem regulação econômica.

Como será visto, a desverticalização foi tida como a principal chave para se alcançar um mercado concorrencial e eficiente.

23 O compromisso, firmado em 08 de julho de 2019, com base no artigo 85, da Lei 12.529/2011, teve como fundamento as investigações em curso sobre “[...] supostas condutas anticompetitivas da Petrobras no mercado de gás natural no Brasil, entre elas, abuso de posição dominante e discriminação de concorrentes por meio da fixação diferenciada de preços.” (CADE, 2019).

Nesse acordo, a Petrobras se compromete a vender ativos relacionados ao mercado de gás, com o objetivo de impedir a ocorrência futura dos mesmos fatos investigados pelo CADE, além de estimular a concorrência no setor, pela entrada de novos agentes.

Dentre as ações avançadas, destacam-se: a) desverticalização no segmento de transporte e distribuição, com a saída total da Petrobras das empresas transportadoras (Nova Transportadora do Sudeste – NTS – e participação da Petrobras de 10%; a Transportadora Associada de Gás – TAG – com participação da Petrobras de 10% e a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil – TBC – com participação da Petrobras de 51%) e da sua participação acionária indireta em companhias distribuidoras, seja alienando suas ações na própria GASPETRO, seja buscando a alienação da participação da GASPETRO nas companhias distribuidoras; b) liberação de capacidade ociosa na TAG e na NTS, para permitir acesso ao transporte por meio de chamada pública no modelo de entradas e saídas regulado pela ANP; c) arrendamento de um dos três terminais de GNL, para facilitar a importação da molécula; d) publicação das regras de acesso de terceiros aos dutos de escoamento e unidades de processamento, para permitir que os produtores tragam o gás até a costa e façam seu tratamento; e) redução/limitação da compra de gás de terceiros, para que outros produtores comercializem o gás que produzem.

O prazo estipulado no acordo para conclusão do processo de desinvestimento é dezembro de 2021, podendo ser estendido por um ano, a critério do CADE, desde que o pedido de prorrogação seja devidamente justificado pela Petrobras.

Para garantir a efetividade da medida, os compradores dos ativos não podem possuir, direta ou indiretamente, participação societária da Petrobras ou de suas afiliadas. Além disso, devem apresentar recursos financeiros e incentivos suficientes para manter e desenvolver os ativos adquiridos como um concorrente forte no mercado.

Antes do início das reformas na UE, a grande maioria dos mercados de gás do Bloco era dominada por empresas nacionais e verticalmente integradas, sem concorrência ou com fluxo livre de gás, regidas por contratos de longo prazo que resultavam em preços relativamente altos para os consumidores e um mercado fechado.

A primeira diretiva europeia, adotada em 1998 (98/30/EC),²⁴ determinava regras comuns para o mercado interno e a separação contábil dos elos da cadeia. Apesar de ter sido um movimento importante, foi insuficiente para alcançar o objetivo de abertura do mercado. Como bem explica o estudo da OCDE (2001), que recomenda a necessidade de reestruturação de serviços públicos para a concorrência em suas determinações finais:

Uma empresa de gás integrada que determina as condições de transporte para seus concorrentes tem incentivo para impedir ou excluir potenciais concorrentes de usar sua infraestrutura. Tem acesso privilegiado a informações comercialmente sensíveis, que pode e vai explorar. A regulamentação não pode resolver tudo isso. Problemas de informação são prováveis que permaneçam. As informações falsas fornecidas pelo agente, muitas vezes, não podem ser verificadas (ou reconhecida como tal) pelo regulador. Isso tornará muito difícil, senão impossível, garantir um tratamento não discriminatório de concorrentes/clientes. Desagregar as atividades de transporte e as atividades de distribuição de gás são, portanto, uma necessidade. A este respeito, contas internas separadas para cada atividade, conforme exigido pela Diretiva de Gás, não constituem uma separação suficiente. Isso não resolve o acesso privilegiado à informação sensível. As empresas podem ficar tentadas a produzir dois conjuntos de contas: um conjunto falso para o regulador e a reserva às contas verdadeiras para uso próprio. A desagregação eficaz requer, pelo menos, a divisão das atividades de transporte e comércio em duas subsidiárias. Isso não parece ser muito exigente para empresas de gás e seria politicamente fácil de introduzir. Porém, de uma perspectiva puramente de política de concorrência, a desagregação teria de ir mais longe. A subsidiária de transporte teria que ser totalmente independente da tomada de decisão no nível de exploração e comercialização.

Em 2003, foi editada nova Diretiva (2003 55/EC),²⁵ com mudanças que incluíam a desagregação jurídica das atividades verticalmente integradas de conglomerados de gás. As companhias verticalizadas precisaram dividir-se legal, organizacional e operacionalmente para realizar as atividades de transporte e distribuição. As empresas

²⁴ Diretiva 98/30/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 22 de junho de 1998, estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural
<<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/db658716-b025-4cb7-9235-d24f25578b13/language-en>> Acesso em 12/02/2021.

²⁵A Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho de 2003, estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e revoga a Diretiva 98/30/CE
<<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX%3A32003L0055>> Acesso em 10/02/2021.

deveriam ter quadros próprios de funcionários e controle de seus ativos, porém não foram impostas restrições a participações cruzadas entre atividades monopolísticas e competitivas.

Após a implementação dessa segunda Diretiva Europeia, os consumidores e os novos agentes do mercado manifestaram preocupação diante da baixa disponibilidade de escolha dos consumidores e da dificuldade de acesso de novos agentes. A partir daí, foi lançada uma pesquisa sobre o mercado europeu de gás natural. Foram detectados problemas, tais como: grau elevado de concentração de mercado; verticalização da cadeia; ausência de transparência e desconfiança quanto à formação dos preços.

A partir dessa pesquisa, a UE concluiu que a legislação em vigor, sobretudo, a que tratava de desagregação da cadeia produtiva, não foi capaz de lidar com os problemas do mercado. Ainda se observava discriminação de acesso com relação a empresas que não eram integradas, tanto no que se referia a descontos no preço quanto à oferta de capacidade de transporte, além da ocorrência de vazamentos de informações e incentivos distorcidos. A partir desse diagnóstico, foi lançado o terceiro pacote de gás, com objetivo de fortalecer a concorrência (IEA, 2019). Assim, ficou claro para a UE que apenas a separação jurídica não era suficiente para a abertura do mercado.

Cabe aqui um paralelo com o mercado brasileiro, que também definia necessidade de separação jurídica para o segmento de transporte, e não alcançou os benefícios esperados de um mercado competitivo. Observam-se no Brasil os mesmos problemas definidos na pesquisa realizada na UE em 2003, quais sejam: discriminação de acesso, incentivos distorcidos e falta de transparência na composição de preços.

O terceiro pacote europeu (2009/73/CE)²⁶ de regras para separação da atividade de transporte das demais atividades competitivas da cadeia de valor do gás natural buscou eliminar comportamentos discriminatórios, conflitos de interesse, alavancando investimentos em infraestrutura e assegurando o acesso à rede para novos operadores em condições justas de mercado (ANP, 2018).

As novas regras reforçaram a separação e a independência da atividade de transporte das demais atividades da cadeia de gás natural. A separação total da propriedade dos segmentos monopolísticos foi tida como a ferramenta mais eficaz, modelo para promover investimentos em infraestrutura, acesso não discriminatório aos novos participantes e transparência no mercado.

²⁶ Directiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e revoga a Directiva 2003/55/CE <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0073>> Acesso em 10/02/2021.

A Diretiva, porém, permitiu duas outras formas de arranjo das indústrias para alcançar a independência do segmento de transporte: criação de um operador de sistema independente e operador de transporte independente. Os Estados Membros puderam optar pela implementação de, pelo menos, um desses três modelos de desagregação. A partir daí, foi possível desenvolver a concorrência na indústria de gás natural da UE, eliminando os conflitos de interesse, promovendo novos investimentos na infraestrutura, acesso à rede e transparência na formação de preços do mercado (ANP, 2018; OECD/IEA, 2012). A Figura 5, a seguir, mostra esses modelos de independência adotados na UE.

Figura 6 - Modelos de independência do transporte adotados na terceira diretiva da UE.

MODELO OU separação completa da propriedade	MODELO ISO operador independente de sistema	MODELO ITO Transportador independente
A empresa transportadora (proprietária dos ativos e operadora do sistema) totalmente separada dos elos competitivos da cadeia de gás.	Ativos de transporte podem pertencer à empresa verticalizada com organização legal distinta e o sistema de transporte operado por uma companhia independente.	A empresa verticalizada segue proprietária dos ativos de transporte por meio de um ente legalmente separado. Devem ser tomadas medidas organizacionais e de governança para garantir a operação independente.

Fonte: A Autora, a partir de dados da ANP (2018) e da IEA (2012).

A mudança no mercado de gás natural da UE foi gradual e somente apresentou resultados consideráveis depois de dez anos de sucessivas mudanças regulatórias.

Aproveitando essa experiência, percebe-se que o Brasil já está no meio do caminho para a transição gradual, até agora, a passos mais lentos do que a vivida nos mercados comparados, mas com a vantagem de poder aproveitar as experiências para corrigir possíveis falhas.

Reafirmando, o novo modelo brasileiro determina a separação total do segmento de transporte, permitindo que a ANP²⁷ crie regras

27 Em 2020, a ANP lançou Consulta e Audiência Pública nº 18/2020, com o objetivo de tomar subsídios e informações adicionais sobre a minuta de resolução que regulamenta os critérios de independência e autonomia dos transportadores de gás natural e a certificação de independência, permitindo o envio de sugestões e o prévio conhecimento da minuta da resolução.

Acostada aos documentos para a consulta, está a Nota Técnica nº 4/2020/SIM/ANP-RJ (ANP, 2020b). Nela, o órgão detalha a proposta de resolução, demonstrando os níveis de desverticalização possível e fundamenta sua proposta. Em síntese a nota detalha as formas de desverticalização possíveis para o elo do transporte, conforme debatidas desde o programa Gás para Crescer e o NMG e sustenta a necessidade de independência, para possibilitar concorrência nos elos a jusante e a montante.

Baseado nas contribuições dos agentes setoriais, foram elencadas estas propostas:

a) Separação completa de propriedade para novos investimentos “[...] os transportadores devem ser empresas completamente separadas e independentes de empresas verticalmente integradas na indústria do gás natural”.

b) Certificação de independência regulamentada pela ANP – baseada no modelo europeu. Esse modelo utiliza três critérios denominados OU (separação completa da propriedade/*ownership unbundling*), ISO (operador independente de sistema/*independent system operator*) e ITO (transportador independente/*independent transmission operator*), a fim de definir o grau de separação para transportadores que operem vinculados a uma empresa verticalmente integrada.

O modelo OU é praticamente autoexplicativo e representa a constituição de uma empresa completamente separada e independente da empresa verticalmente integrada. O modelo ISO representa a situação em que uma empresa verticalmente integrada, a qual estava relutante em vender os seus ativos de transporte, poderia colocar sua operação nas mãos de um operador completamente separado, assim evitando conflito de interesses no que diz respeito à operação da rede. O modelo ITO mantém a propriedade dos ativos com a empresa verticalmente integrada, mas essa tem que garantir a independência do transportador como uma organização autônoma. Esse modelo também é condicionado a uma série de restrições e verificações (ANP, 2020b, p. 9).

A minuta prevê adoção dos modelos de separação OU ISO, deixando de considerar o modelo ITO, devido ao maior custo regulatório e às medidas já adotadas pelo CADE, quando da assinatura do TCC com a Petrobras, empresa verticalmente integrada e detentora dos ativos de transporte, que já se comprometeu a alienar seus ativos no segmento.

Durante a fase de contribuições, foram enviados seis subsídios por agentes do setor. Chama a atenção a contribuição da Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – ATGás, pleiteando que a resolução permita também a possibilidade de algum modelo de independência baseado no modelo ITO. Segundo os transportadores, o modelo “[...] oferece uma transição suave e segura para o mercado de gás e foi fator determinante nos processos de avaliação e investimento nas transportadoras de gás pelos seus respectivos acionistas.”

Alertam ainda para o risco de confiabilidade causado pela mudança de postura ao não considerar o modelo ITO, que poderia desfavorecer “[...] investimento industrial e fomentando o compromisso financeiro de natureza mais fluida e especulativa.” (ANP, 2020c, p. 1).

Digna de nota a contribuição da Petrobras Transporte S.A. – Transpetro. Os signatários pleiteiam, à luz do que define a LINB, a Lei da Liberdade Econômica e a Nova Lei das Agências Reguladoras, a realização de Análise de Impacto Regulatório – AIR – para avaliar os possíveis reflexos causados nos agentes econômicos atingidos pela proposta de resolução. Solicitam especificamente: definição dos objetivos desejados pela resolução; estratégia de fiscalização e de monitoramento; dados de experiência internacional; mensuração dos impactos; avaliação de custos e benefícios; abordagem do risco na AIR; e utilização de métodos quantitativos. Em conclusão “[...] que fossem avaliados os impactos de cada um dos macro temas abordados em nossas proposições, especialmente no que tange ao afastamento, pela via regulatória, de um agente econômico importante para o setor, como a TRANSPETRO.”

para certificar a independência daquelas empresas que já operem no mercado, e não consigam se adequar à Lei, nos moldes dos padrões de independência propostos na terceira diretiva europeia.

No caso da distribuição, foram introduzidas regras tidas como comportamentais pela OCDE, que se configuram como proibições a eventuais participações cruzadas entre empresas de distribuição e atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

O texto da nova Lei acaba com a possibilidade de se repetir a estratégia utilizada pela Petrobras ao longo dos anos, qual seja a de formação da indústria do gás, que foi dominar a cadeia de ponta a ponta, e avança para a terceira fase das mudanças produzidas pela EU.

A OCDE editou, em 2001, recomendação sobre a segregação estrutural em indústrias reguladas, notadamente em setores como o gás natural. Segundo o estudo, que já sofreu revisões em 2011 e 2016, para evitar comportamentos anticompetitivos e, assim, facilitar a entrada de novos agentes em indústrias integradas verticalmente, pode ser necessária a imposição regulatória da separação das cadeias verticais. Tal determinação pode ocorrer em vários graus, indo desde a simples segregação contábil das empresas verticalizadas até a separação mais radical ou completa, onde as empresas devem ser totalmente divididas e independentes (OCDE, 2001, 2011, 2016).

Os estudos da OCDE corroboram a validade de todo movimento da UE, agregando novos exemplos de países que tiveram sucesso na abertura de mercado.

A OCDE sugere que países membros devam considerar benefícios e custos das medidas estruturais que venham a separar empresas com atividades potencialmente competitivas vinculadas a atividades não competitivas, como atividades de monopólio natural. A recomendação defende que a separação estrutural é o mecanismo que melhor fomenta a concorrência, em contraposição às medidas comportamentais – como a regulação de acesso ou mesmo a separação contábil – particularmente, no contexto de privatizações, liberalização ou reformas da regulação (OCDE, 2001).

Em realidade, o que se busca com as medidas de desverticalização são formas de proteger e promover a concorrência. A principal vantagem da separação vertical é a redução ao incentivo do elo não competitivo para restringir a concorrência na atividade competitiva.

A desverticalização da indústria do gás tende a elevar a qualidade da regulação nos elos não competitivos, pois o regulador passa a ter informações mais precisas sobre os custos do agente regulado, como os ativos a serem incluídos na base tarifária regulatória. Um regulador é mais capaz de identificar e precificar os ativos usados na prestação do

serviço não competitivo quando esses ativos são fisicamente separados dos ativos usados para fornecer outros serviços (OCDE, 2011).

Fica claro que, em empresas verticalizadas, o regulador pode realizar controle sobre preços, termos e condições de acesso. E o órgão de defesa da concorrência também pode atuar sobre o abuso de poder dominante e outros comportamentos anticompetitivos, mas o bom desempenho da regulação não consegue eliminar inteiramente a capacidade da firma verticalmente integrada de inibir a concorrência. A empresa tem mais informações e fortes incentivos para se envolver na evasão regulatória. A separação vertical reduz o incentivo do proprietário do componente não competitivo para discriminar e restringir a concorrência e, portanto, reduz as demandas de regulamentação, permitindo uma forma de regulamentação mais leve e eficiente (OCDE, 2000).

Outro ponto relevante é que empresas separadas não têm incentivo à discriminação de acesso. A empresa dona dos gasodutos, por exemplo, terá interesse em ofertar o maior espaço possível em sua malha, independentemente de quem for o cliente, tomando como premissa que a regulação de preços seja definida acima do custo. Vale dizer que cada novo *player* que queira acesso para carregar gás natural poderá promover mais competição e trazer junto inovação, diferenciação de produtos e, por conseguinte, mais demanda para o transportador.

Por último, para reforçar ainda mais o argumento quanto à importância da desverticalização está o incentivo ao elo não competitivo de expandir sua capacidade de serviços - no caso do transporte, a capacidade da malha. Quando há integração vertical, o proprietário da atividade não competitiva tem um forte incentivo para limitar a capacidade. Como resultado, ele pode limitar a quantidade de concorrência a montante ou a jusante. A recusa em expandir a capacidade pode impedir novas empresas produtoras de entrarem no mercado.

No Brasil, os agentes do Governo aproveitaram a experiência internacional e partiram para a mudança de regras de mercado mais alinhadas à terceira fase das transformações promovidas na UE.

As evidências coletadas nos estudos da OCDE e na própria evolução das diretivas da UE mostram que a transição de uma situação de monopólio para um mercado de gás aberto e competitivo passa pela desverticalização da indústria. Tal constatação se sustenta pela observação de que a integração vertical tende a favorecer comportamentos discriminatórios, exercício de poder de mercado e até subsídios entre segmentos da indústria de rede, permitindo que a parte não competitiva auxilie o elo competitivo da cadeia, impedindo ou dificultando a entrada de novas empresas no mercado e, conseqüentemente, mantendo preços acima dos níveis de mercado.

Pode-se perceber, em um comparativo com as experiências internacionais, que as regras de desverticalização da indústria do gás natural, definidas na Lei 14.134/2021, estão alinhadas com o que já foi implementado e defendido pela UE e, também, pela OCDE. Os benefícios perseguidos são também os mesmos: melhorar a competitividade no mercado e reduzir preços ao consumidor final, permitindo a entrada de novos players e incentivando a ampliação da infraestrutura.

4.2 Riscos associados à desverticalização

Segundo a OCDE, em seu relatório sobre as experiências com separação estrutural nos países membros, nem todas as desagregações ocorreram de forma fácil nem foram tão bem-sucedidas (OCDE, 2011).

Deve-se levar em conta os custos elevados das medidas de separação, tanto para dividir as empresas, quanto os custos resultantes de possíveis perdas de economias de escala e escopo.

A integração vertical favorece que empresa coordene a produção de gás com as atividades de transporte e, assim, garanta suprimentos para seus gasodutos sem ficar suscetível a comportamentos oportunistas em negociações dos melhores termos de contratos para transporte de gás em suas instalações já construídas.

Porém o maior impacto a ser analisado é o efeito potencialmente prejudicial que a separação estrutural tem sobre os incentivos ao investimento, em particular, investimentos em larga escala nas infraestruturas de rede e em inovação também.

O impacto das políticas de separação das indústrias de rede nos incentivos aos investimentos tem sido um problema em todos os setores e em muitos dos Membros da OCDE. Se, por um lado, a incerteza regulatória – resultante da possibilidade de implementação da separação estrutural – tem o potencial de reduzir os incentivos corporativos para investir, por outro, a integração vertical pode levar a um sub-investimento estratégico para limitação da capacidade da empresa incumbente, a fim de excluir seus concorrentes (OCDE, 2011).

Tal situação ocorreu no país, até o mês de abril de 2021, já que tínhamos uma empresa verticalmente integrada, sem incentivos para investimentos e também a incerteza das mudanças regulatórias.

Especialmente no Brasil, qualquer forma de desincentivo aos investimentos deve ser fator de grande preocupação dos formuladores das políticas públicas. Resta claro que o mercado de gás natural no país ainda é pouco desenvolvido e, para que o insumo venha a atender mais

consumidores ao longo do tempo e com novas formas de serviços, serão necessários aportes em infraestrutura. Dessa feita, o risco observado nos modelos aplicados em países membros da OCDE vale também para o Brasil e deverá ser monitorado.

Ademais, o modelo adotado pelo Brasil, de separação total no transporte, recebe críticas na medida em que exemplos mais brandos de intervenção, como a separação societária, poderiam induzir a maior aporte de investimentos, já que as *holdings* criadas poderiam desenvolver novos ativos com a diluição de custos fixos, graças ao aumento de escala. Haveria também possibilidade de diversificação do portfólio de produtos, o que geraria economias de escopo. É o que pode ser visto no setor elétrico brasileiro, regido por modelos de desverticalização, nos quais as companhias podem criar subsidiárias para diversificar seus negócios em vários segmentos, atraindo novos clientes e gerando mais opções de produtos.

A separação estrutural também pode resultar em problemas de coordenação entre operadores de rede e usuários. Tal falta de coordenação pode não apenas levar ao uso ineficiente de infraestrutura, como também ter consequências negativas em termos de desempenho e até mesmo de segurança. Não é forçoso dizer que, para a indústria do gás natural, esse não é um problema de pequena monta, haja vista que a falta de suprimento por descoordenação, por exemplo, pode levar a prejuízos financeiros graves para consumidores que não tenham flexibilidade de uso, sem mencionar os riscos de acidentes.

A OCDE (2011) não encontrou evidências de que essa dificuldade de coordenação esteja relacionada à desverticalização, porém a literatura sobre o assunto sempre alerta para a possibilidade de se enfrentar tal problema.

Outra preocupação importante para o setor de gás está na desverticalização do *downstream* (distribuição do gás), quando se tem o suprimento controlado por poucos produtores, como no caso do Brasil. Sempre existirá um risco de interrupção do fornecimento para reduzir o poder de barganha de compradores. Para resolver esse problema, volta-se à necessidade de se ter mais produtores da molécula, o que deve ser incentivado com a melhoria do acesso às infraestruturas de escoamento e transporte, fato que se pretende ver implementado com a desverticalização do transporte.

Seguindo a linha de riscos incorridos com a desverticalização, a OCDE cita como exemplo de necessidade de revisão do modelo de separação utilizado na Nova Zelândia, onde as leis foram revisadas para permitir certo grau de reintegração entre distribuição e comercialização, vista como uma alteração necessária para desafiar o poder de mercado contínuo dos produtores varejistas combinados que

persistiu, mesmo após a implementação da separação estrutural (OCDE, 2011).

Explorando as propostas do novo modelo brasileiro para o mercado de gás, Carlos Augusto Arentz Pereira (2018) aponta para as lições de alerta que o caso europeu pode oferecer, sem primeiro definir como acertada a comparação entre os casos, tendo em vista que se podem comparar distâncias físicas e, também, o modelo de governança (aqui, temos competências federal e estaduais e na UE a competência é dividida entre o bloco e os países membros).

No entanto – segue esse Autor – há que se ter atenção quanto a algumas diferenças significativas, como o tamanho da malha de gasodutos, que à época da liberalização europeia tinha 180.000 km, e o consumo, também expressivamente maior em países da Europa. Além disso, uma maior diversidade de supridores externos, com capacidade de atendimento de metade da demanda. Aqui no Brasil, contamos com um único supridor externo e um único agente incumbente e temos uma malha de transporte de 9.400 Km. Com essas diferenças, o Brasil começa a sua escalada para um mercado aberto e competitivo precisando de muito mais investimentos no segmento de transporte, mais oferta e também mais demanda. Pereira (2018) ainda chama a atenção para as inovações tecnológicas e a grande penetração de fontes renováveis na matriz energética nos próximos anos.

Magda Chambriard (2020) chama atenção para um risco importante de elevação tributária que pode surgir com as novas regras impostas:

[...] a desverticalização tem o condão de criar fatos geradores de tributos, além de reduzir a capacidade da compensação tributária prevista em lei. Há que se estar atento a essas questões, para que o ganho de redução de preços, que certamente advirá de toda a modificação regulatória em curso, não termine anulada por acréscimo de tributos.

A preocupação não é nada irrelevante, já que os tributos representam hoje 24% na composição média do preço ao consumidor final.

Como se pode perceber analisando experiências vividas em outros países, não há garantia de que mercados irão se desenvolver após a implementação da separação estrutural nos mercados monopolísticos da indústria do gás no Brasil.

Assim é que os reguladores e, igualmente, os órgãos de defesa da concorrência deverão avaliar continuamente, a partir da implementação das medidas definidas na Lei 14.134/2021, se outras

barreiras à entrada permanecerem, como a formação de novos monopólios de fato.

Muita atenção deverá ser dada à regulamentação da nova Lei, a qual desempenhará papel preponderante na implementação dos institutos e também no monitoramento dos resultados alcançados. É certo ainda que caberá ao CADE papel relevante de prevenir novos comportamentos que venham a fechar mercados ou criar novas companhias que incorram em abuso do poder de mercado.

4.3 Formação do Preço

Após a demonstração dos benefícios e custos da determinação legal da desverticalização dos elos não competitivos da cadeia produtiva do gás natural, apresenta-se agora uma análise do preço desse insumo.

A demonstração da formação do preço e um comparativo com outras economias se revestem de importância porque é a redução do valor do insumo o principal benefício esperado com a aprovação da Nova Lei do Gás e a desverticalização da indústria é um dos principais instrumentos para se chegar a ele.

Em todos os mercados mundiais, o preço do gás natural é formado pela soma de algumas parcelas que refletem cada um dos elos da cadeia produtiva dessa indústria de rede.

No Brasil, o preço é composto pela soma das parcelas: a) valor da molécula, produzida no País ou importada; b) tarifa de transporte; c) margem aplicada pela distribuição, regulada pelas agências reguladoras estaduais, em conformidade com os contratos de concessão assinados entre o Estado e as companhias locais de gás canalizado; e d) tributos (PIS, Cofins, ICMS). O Gráfico 1, a seguir, representa esquematicamente a composição das tarifas no preço final do insumo.

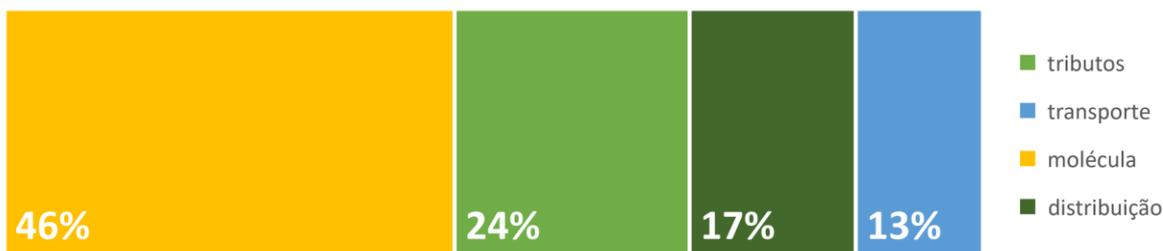
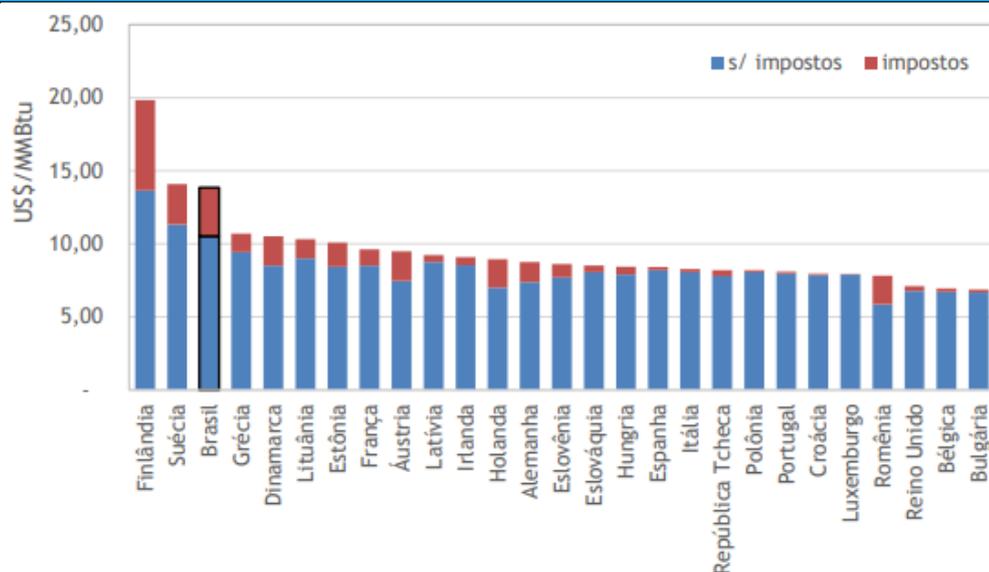


Gráfico 1 - Composição média dos preços ao consumidor final no Brasil (2019).

Fonte: A Autora, a partir de dados do MME (2019).

A EPE (2019 b) comparou preços da molécula e preços finais ao consumidor em alguns países e concluiu que o Brasil tem preço de molécula que pode ser comparável ao mercado do Reino Unido, fazendo ressalvas à comparação com o valor americano – cujo preço é muito mais baixo devido a especificidades locais. Segundo a empresa de pesquisa, os preços que chegam ao consumidor final no Brasil são expressivamente mais altos do que em diversos países da Europa. Uma das causas está no fato de a infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural desses países já estar amortizada e com custos menores devido à maior maturidade do mercado. Como pode ser observado na Figura 6, a seguir, extraída do estudo já referido:

Figura 7 - Comparação dos preços de gás natural para o consumidor industrial em países selecionados. – média para o primeiro semestre de 2018.



Fonte: EPE (2019; p. 17).

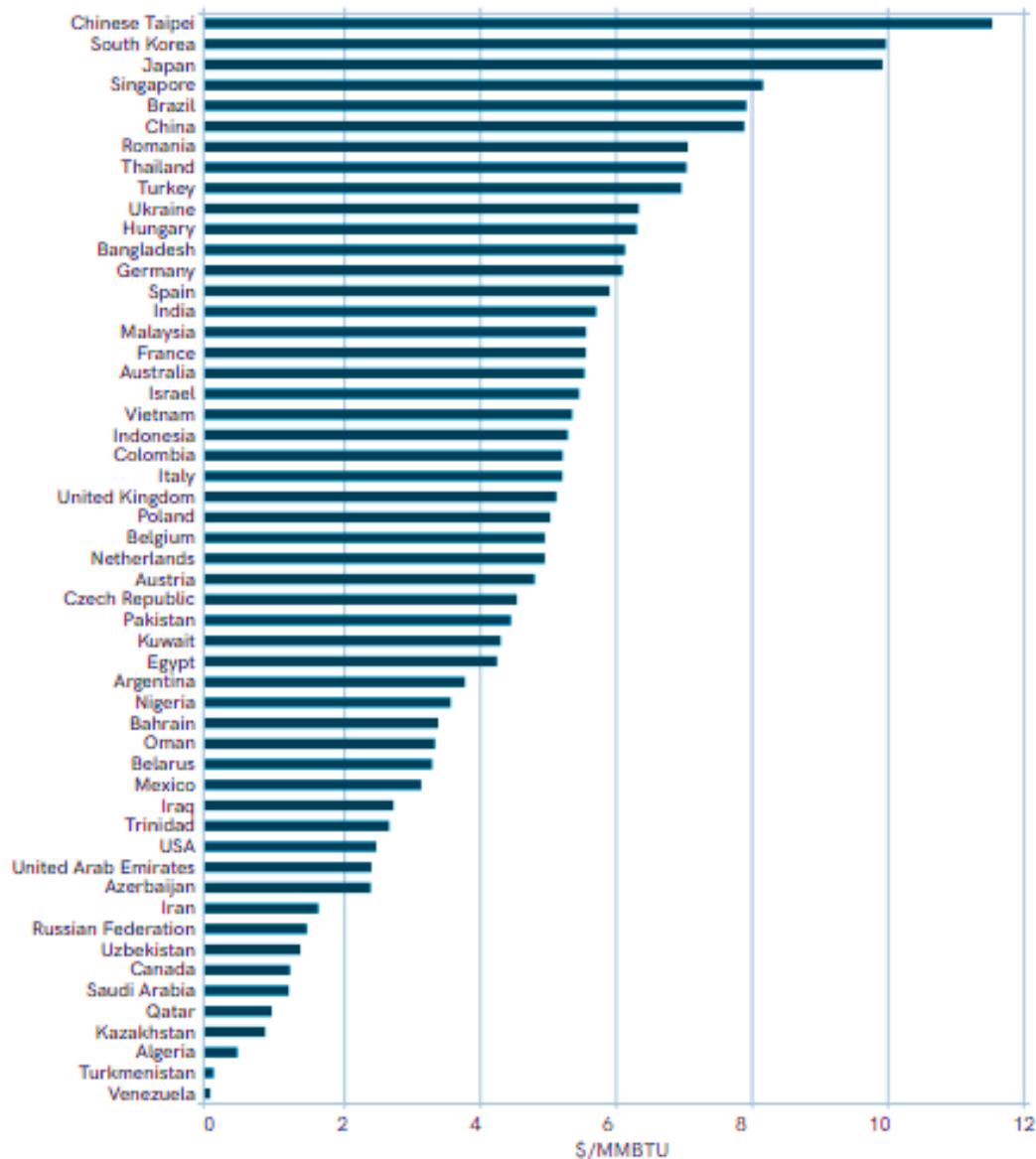
Outro ponto observado foi a influência dos tributos nos preços finais, que podem variar de quase zero até 30% dos preços finais em alguns países da Europa, e equivalendo a cerca de 24% dos preços de gás natural para consumidores no Brasil.

A parcela indicativa do valor da molécula representa o maior componente tarifário e compreende todas as atividades, desde a extração até o tratamento para que o gás possa ser entregue nas saídas das UPGNs ou em terminais de regaseificação, prontos para o transporte e já nas especificações necessárias. Porém, no Brasil, são consideráveis as margens do transporte e também a incidência alta de tributos, que acabam por elevar o preço do produto muito acima do mercado internacional. Em outras palavras, o preço do gás brasileiro tem três desafios a vencer: o alto preço da molécula, o alto custo logístico e os impostos.

A última pesquisa de preços mundiais de gás natural no atacado, feita pela Internacional Gas Union e publicada em junho de 2020, mostra que o Brasil é o quarto lugar em preços mais altos do mundo, só perdendo para Taiwan, Coréia do Sul, Japão e Singapura, como visto no gráfico, a seguir:

Gráfico 2 - Preços de venda no atacado por país em 2019, calculados em U\$/MMBTU.

Fonte: Wholesale Gas Price Survey (2020).



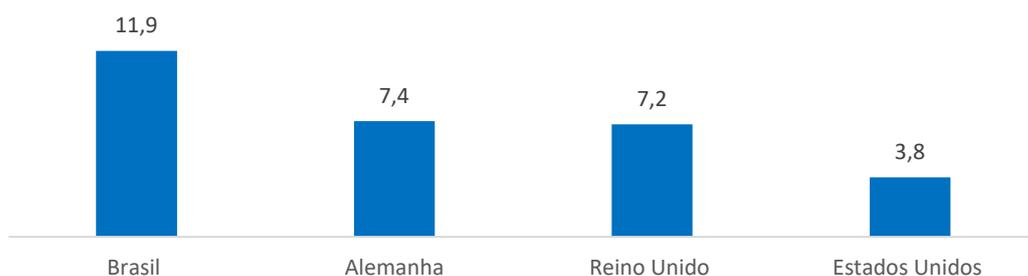
Analisando os dados colhidos pelo MME em seu boletim mensal para o mercado de gás, vê-se que a molécula já tem um preço elevado em comparação com o mercado mundial. Tomando por base o boletim de janeiro de 2021, o gás brasileiro vendido pela Petrobras às distribuidoras estava custando US\$ 5,35/MMBtu e chegou ao consumidor industrial final a US\$ 11,85/MMBtu, em média.

Comparando com dados mundiais, no mesmo mês, o gás comercializado nos EUA, chamado de Henry Hub, custou US\$ 2,67/MMBtu.

Em uma comparação de preços de gás natural aos consumidores industriais em diferentes países, percebe-se que o Brasil ainda está distante dos preços internacionais. Fruto não só do valor da molécula como também, por outros componentes da tarifa. O Gráfico a seguir

compara preços ao consumidor final no ano de 2019, antes da pandemia.

Gráfico 3 - Valores médios do preço de gás em U\$ por MM/BTU ao consumidor final em 2019



Fonte: A Autora, a partir de dados dos boletins de acompanhamento da indústria do gás do MME.²⁸

Outro ponto de atenção. No Brasil, o preço do gás está atrelado à variação cambial e ao preço do petróleo. Países com mercado mais desenvolvido já têm o preço da molécula definido por competição, oferta e demanda do próprio produto. Pelas características de monopólio de fato assumidas pela Petrobras na venda do gás, o mercado brasileiro fica submetido ao modelo imposto pela companhia de indexação ao *brent*.²⁹

Adrianno Lorenzon (2021) argumenta que mercados onde o preço do gás é formado pela competição gás-gás, que já representam mais de 80% do total negociado do produto no mundo, respondem melhor a variações de mercado, como a queda da demanda durante a pandemia. O autor destaca que um dos maiores mercados de gás da Europa, a Holanda, respondeu rapidamente, reduzindo expressivamente seus preços e impulsionando a demanda. Enquanto no Brasil, mesmo com a queda nos preços do petróleo em 2020, não se observou queda na mesma proporção no preço gás.

Não é forçoso concluir, após a análise dos preços fora do nosso mercado que o Brasil tem grande possibilidade de se beneficiar com a abertura do mercado de gás. Há espaço para redução de preços,

²⁸ <<http://antigo.mme.gov.br/web/quest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em 10/03/2021.

²⁹ A palavra *brent* designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres.

primeiramente porque, com novos *players* vendendo gás, distribuidoras e consumidores livres não ficarão obrigados a comprar gás apenas da Petrobras.

Com um mercado aberto à competição, a formação de preços da molécula poderá se descolar do preço do petróleo e partir para uma competição gás-gás. Em segundo lugar, a formação de preços da parcela do transporte será mais facilmente regulada pela ANP, que não sofrerá com assimetrias de informação e possibilidades de transferência de custos do elo competitivo para o não competitivo.

O aumento da produção da molécula, como já abordado anteriormente, também pode contribuir para a redução do custo. Porém, nesse tópico, retoma-se a preocupação quanto à necessidade de investimentos em infraestrutura para escoamento e transporte da produção, os quais requerem muito capital investido.

Quanto ao ponto que se refere a tributos, esse deverá receber atenção do Governo e dos agentes, para que se evitem elevações em uma parcela já tão relevante na formação do preço.

CONSIDERAÇÕES
FINAIS

**CONSIDERAÇÕES
FINAIS**

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho mostra o caminho trilhado para a elaboração de uma nova Lei para o mercado de gás no Brasil e os desafios encarados para alcançar o objetivo principal, defendido por legisladores e destinatários da norma, que é a criação de um mercado de gás aberto, dinâmico, competitivo que propicie redução do preço desse insumo de grande importância para a economia do país.

Valendo-se dos estudos sobre as teorias da regulação, corrobora-se a ideia de que a agenda política para a regulação está baseada na sintonia entre os grupos organizados que se beneficiarão da norma e os políticos, todos maximizadores de seu bem-estar, que acabam por dar andamento à agenda quando o assunto toma relevância suficiente para trazer benefícios a todos os seus integrantes.

Reafirmando os argumentos de Stiglitz (2003), a norma, quando elaborada corretamente, impulsiona a competição e ajuda a conter conflitos de interesse e de práticas abusivas. Sempre haverá empresas que buscam vantagens na posição dominante e a regulação impede esse tipo de prática, quando se está diante de um monopólio natural. A boa regulação permite aos investidores confiança de que o mercado dará condições iguais de competição. Por outro lado, essa situação pode representar restrição aos lucros. Daí a constante tensão entre os destinatários e os formuladores e a vigilância necessária.

No caso da agenda regulatória do gás natural, acabou por se observar convergência entre os principais grupos interessados, produtores, transportadores e consumidores e agentes públicos, todos motivados pela possibilidade de ganhos econômicos com a nova regulação.

Ao longo deste trabalho, constatou-se como correta a verificação da necessidade de intervenção estatal produzindo novo regramento para o setor, que se desenvolve há muito tempo com a maciça participação de uma única empresa estatal que, sem dúvida, foi capaz de criar e desenvolver o mercado de gás até os dias atuais, mas agora não sustenta mais condições de seguir promovendo o crescimento do mercado e permitindo que novos *players* acessem essa indústria de rede.

Mercados de gás natural no mundo, em especial na Europa, se desenvolveram da mesma forma como o mercado do Brasil vem evoluindo e passaram por uma transição semelhante à encaminhada até aqui e agora consolidada na Nova Lei do Gás. Tal fato traz evidências do acerto das medidas, mas não se pode deixar para trás a necessidade de se avaliarem as diferenças demonstradas nos mercados comparados. O Brasil tem um mercado pouco desenvolvido, que atende basicamente a costa e o traçado que traz o gás da Bolívia. Aqui,

a atenção especial está na chegada de novos *players* e, também, na expansão da infraestrutura, a qual, muitas vezes, não foi necessária nos mercados da UE.

Por todo o levantamento realizado, a desverticalização proposta na nova Lei corrobora as evidências de que o mercado de gás desverticalizado favorece o compartilhamento de infraestruturas e, em conjunto com outras regras, como a que determina acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais, representa mecanismo eficaz para reduzir barreiras à entrada de novos agentes.

A separação estrutural do transporte, conforme definida na Nova Lei, segue as recomendações de melhores práticas da OCDE no que diz respeito ao potencial avanço do processo de liberalização do mercado.

Ademais, a desverticalização permite que o regulador faça seu trabalho de forma mais assertiva e focada nos segmentos onde não é possível competição. Como já abordado, o regulador consegue informações mais fideis quanto aos custos do agente regulado e é mais capaz de identificar e precificar os ativos usados na prestação do serviço não competitivo, tendo em vista que esses ativos são fisicamente separados dos ativos usados para fornecer outros serviços nos segmentos competitivos.

Em outra linha argumentativa, a competição influencia na redução de preços e induz à inovação, tudo isso gerando bem-estar aos usuários.

Porém vale deixar claro que somente as regras de desverticalização não têm o condão de mudar completamente o mercado e, mais ainda, elas precisam passar por rigorosos mecanismos de acompanhamento, já que o principal risco apontado na literatura diz respeito à possível inibição de investimentos em infraestrutura. Ponto nodal para o desenvolvimento do mercado brasileiro, ainda pouco explorado, haja vista nossa rede de transporte de apenas 9.400km e poucas rotas de escoamento da produção do pré-sal, fonte maior da capacidade de expansão da produção. Sem mencionar o desenvolvimento das distribuidoras locais de gás canalizado, que seguem a regulação estadual, mas se veem impactadas aqui pelas regras de desverticalização.

Por isso, o trabalho identifica que há necessidade de total atenção aos decretos regulamentadores da norma, inclusive no que se refere à regulamentação do artigo que trata da desverticalização das distribuidoras (art. 30). Aliás, a regulação estadual deve ser objeto de atenção e pronta revisão por todos os entes subnacionais, pois, para além da ampliação da oferta de gás natural tão esperada e que poderá ser beneficiada pela desverticalização definida na nova Lei, o mercado de gás precisa também de ampliação, ou de criação em muitos Estados, da figura do consumidor livre. Os consumidores potenciais

desse mercado livre são geralmente indústrias e termoelétricas grandes consumidoras de gás.

Alguns estados da Federação, como: São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Maranhão e Amazonas, já regulamentaram as condições de acesso ao Mercado Livre. Para otimizar o mercado, deve-se ter vários ofertantes e vários demandantes, pois, sem o consumidor livre, a abertura do mercado tende a ficar incompleta.

Percebe-se ainda a necessidade de rápida regulação pela ANP de todas as regras quanto à independência daqueles transportadores que já operavam ao tempo da entrada em vigor na Nova Lei. Os modelos e a independência também se mostraram, em maior ou menor grau, indutores de abertura do mercado.

Não se pode subestimar o papel da defesa da concorrência, exercido pelo CADE, que deve zelar pelo cumprimento do TCC assinado com a Petrobras e, mais ainda, ficar atento a novos arranjos comerciais que possam vir a prejudicar o mercado, impedindo a concorrência. Atenção especial deve ser dada aos mercados regionais.

O aprendizado com as experiências passadas e a atuação de outros agentes de governo pelo mundo trouxeram benefícios à construção da política pública para o mercado de gás natural, que tende a se mostrar mais eficiente e adaptado às demandas da sociedade.

Por fim, quanto à formação do preço do insumo, fator determinante para o sucesso da política pública, ficou claro que a nova Lei, e mais precisamente as regras para desverticalização da indústria, têm o condão de facilitar o alcance desse objetivo. Porém deve-se ficar atento ao modelo de produção do gás brasileiro, vindo do pré-sal, que tende a ser mais caro do que de outras fontes, como o *shale* gás americano e, também, o custo de novas infraestruturas, que precisarão ser amortizadas, sem esquecer o impacto dos tributos, tema esse agora discutido no Congresso Nacional com a reforma tributária.



REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

ARAUJO JR, José Tavares. Regulação e Concorrência em Setores de Infraestrutura. **XVII Fórum Nacional China e Índia como desafio e exemplo e a reação do Brasil... para cima**. Rio de Janeiro, maio de 2005. Disponível em: <<file:///C:/Users/COAL/Downloads/G%C3%A1s%20natural/2064724.PDF>> Acesso em 11/09/2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo e biocombustíveis. **Considerações sobre alguns aspectos do desenvolvimento da indústria do gás natural**. Contribuições para o aprimoramento do Marco Regulatório da Indústria do Gás Natural. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM – maio de 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/TPC/TPC6-2018/Nota_04_2017.pdf>. Acesso em 11/09/2020.

_____. **Desverticalização na Indústria do Gás Natural**. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM. Rio de Janeiro. Julho de 2018. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>. Acesso em 15/08/2020.

_____. **A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural**. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM. Rio de Janeiro. Setembro 2018b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>> Acesso em 15/08/2020.

_____. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis**. Rio de Janeiro. 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2020/anuario-2020.pdf>> Acesso em 05/11/2020.

BRASIL. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. **Departamento de Gás Natural**. Edição nº 166. Dez/2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/-/document_library_display/M02KzA2dNdQq/view_file/1457467?_110_INSTANCE_M02KzA2dNdQq_redirect=http%3A%2F%2Fantigo.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Fsecretarias%2Fpetroleo-gas-natural-e-biocombustiveis%2Fpublicacoes%2Fboletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural%2F-%2Fdocument_library_display%2FM02KzA2dNdQq%2Fview%2F119340>

<http://www.fantigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/Fpetroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>
 Acesso em 08/05/2021.

_____. **Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018.** Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 que regulamenta os Capítulos I a VI e VIII da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição, e sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

_____. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.** Acesso em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm Acesso em: 21/12/2020.

_____. Câmara dos Deputados. **Substitutivo 1 CME de 21 de novembro de 2017.** Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1623560&filename=SBT+1+CME+%3D%3E+PL+4476/2020+%28N%C2%BA+Anterior:+PL+6407/2013%29. Acesso em 20/12/2020.

_____. Câmara dos Deputados. **Parecer Preliminar do Plenário 1 de 06 de agosto de 2020.** Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2260479>. Acesso em 20/12/2020.

_____. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei nº 6.673 de 07 de março de 2006.** Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=379517&filename=PL+6673/2006 Acesso em: 21/12/2020.

_____. COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL DO BRASIL. **Nota Técnica conjunta: Rumo ao novo mercado de gás.** Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/notas-tecnicas/2019/nota-tecnica-conjunta-rumo-novo-mercado-gas/view> Acesso em 02/01/2021.

_____. COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL DO BRASIL. **Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural.** Nota técnica. Julho de 2019.

_____. **Comparações de Preços de Gás Natural:** Brasil e Países Selecionados. Nov. 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>> Acesso em 11/11/2020.

_____. CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA DA CONCORRÊNCIA. **TCC CADE Petrobras/Versão Pública.** Brasília, 2019. Disponível em: <https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQA8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z>. Acesso em: 28/01/2020.

_____. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo** (Documento de Apoio ao PNE 2050). Dez 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considera%C3%A7%C3%B5es%20sobre%20a%20Participa%C3%A7%C3%A3o%20do%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20%20Matriz%20Energ%C3%A9tica%20no%20Longo%20Prazo.pdf>> Acesso em 11/09/2020.

_____. Ministério de Minas e Energia (MME). **GÁS PARA CRESCER.** Relatório Técnico versão beta. out/2016.

_____. **Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE.** Abril 2019b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-369/INFORME%20-%20Compara%C3%A7%C3%B5es%20de%20Pre%C3%A7os%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>> Acesso em 11/11/2020.

CHAMBRIARD, Magda. O Novo Mercado de Gás e o PL n° 6.407/2013. **Brasil Energia**, set. 2020. Disponível em: <<https://editorabrasilenergia.com.br/o-novo-mercado-de-gas-e-o-pl-no-6-407-2013/>> Acesso em: 12/02/2021.

CNI. Confederação Nacional da Indústria. **Gás natural:** Mercado e competitividade. (Propostas da indústria para eleições 2018, v. 28); 82p; Brasília, 2018.

COASE, R. The Nature of the Firm. **Economica**, 1937. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/3805762/mod_resource/content/5/coasefirma.pdf> Acesso em 10/03/2021.

DECKER, Christofer. **Modern economic regulation.** An introduction to theory and practice. Cambridge: Cambridge University Press, 2014.

FALCÃO, Diego Billi. **Interlocking board**: Aspectos societários da interligação administrativa no direito brasileiro. Janeiro 2013. 145 f. Dissertação – Faculdade de Direito, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2013. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/2/2132/tde-08012014-084713/publico/TESE_Diego_Billi_Falcao.pdf> Acesso em: 28/12/2020.

FGV ENERGIA. Gás Natural. **Cadernos**, Rio de Janeiro, nº 2, Ano 1, novembro 2014.

GÓMEZ-IBÁÑEZ, J. A. **Regulating Infrastructure** – Monopoly, Contracts, and Discretion. Cambridge:Harvard University Press, 2009.

HOLLANDA, Lavínia (Coord.) Gás Natural. **Cadernos FGV Energia**, 2, ano 1. 2014. Disponível em: <http://www.fgv.br/fgvenergia/caderno_gas_natural/files/assets/common/downloads/Caderno_G.pdf> Acesso em 22/08/2020.

IEA. **World Energy Outlook 2019**, IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>> Acesso em 21/10/2020.

_____. **Gas**. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas>. Acesso em 03/12/2020.

_____. **Fast-tracking gás Market reforms**. Paris, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/fast-tracking-gas-market-reforms>>. Acesso em 03/11/2020.

_____. **Towards a competitive natural gas market in Brazil**: Review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil Insights Series 2018. Outubro de 2019. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/insights-series-2018-towards-a-competitive-natural-gas-market-in-brazil-brazilian-portuguese>>. Acesso em 10/10/2020.

JUSTEN FILHO, Marçal; SILVA, Marco Aurélio de Barcelos (Coords). **Direito da Infraestrutura**: Estudos de temas relevantes. 1. Reimpressão. Belo Horizonte: Fórum. 2019.

MATTOS, Paulo T. L. et al. (coords.). **Regulação econômica e democracia**: O debate norte-americano. São Paulo: Editora 34, 2004.

OCDE. **Structural Separation in Regulated Industries**, Paris, 2001. Disponível em: <https://www.oecd.org/daf/competition/OECD-Recommendation-on-Structural-separation-regulated-industries.pdf>. Acesso em 21/08/2020

_____. **Recommendation of the Council concerning Structural Separation in Regulated Industries** (amended in 2011), 2011. Disponível

em: <<https://www.oecd.org/daf/competition/50119298.pdf>>. Acesso em 21/08/2020.

_____. **Structural separation in regulated industries** – Report on implementing the OECD Recommendation 2016. Disponível em: <<https://www.oecd.org/daf/competition/Structural-separation-in-regulated-industries-2016report-en.pdf>>. Acesso em: 21/08/2020.

_____. **Promoting Competition in the Natural Gas Industry**, 2000. Disponível em: <<http://www.oecd.org/regreform/sectors/1920080.pdf>>. Acesso em 10/09/2020.

SAMPAIO, Patrícia Regina Pinheiro. **Regulação e Concorrência** – A atuação do CADE em setores de infraestrutura. São Paulo: Saraiva, 2013.

STIGLER, George J. The Theory of Economic Regulation. **The Bell Journal of Economics and Management Science**, vol. 2, no. 1, 1971, pp. 3–21. JSTOR, Disponível em: www.jstor.org/stable/3003160. Acesso em: 26/12/2020.

STIGLITZ, Joseph. **Os Exuberantes anos 90**: Uma nova interpretação da década mais próspera da História. Rio de Janeiro: Companhia das Letras, 2003.

VISCUSI, W. Kip; HARRINGTON, Joseph E.; VERNON Jr., John M. **Economics of regulation and antitrust**. 4th ed. Massachusetts: MIT PRESS, 2005.



ANEXOS

ANEXOS

ANEXO A – Lei 14.134 de 08 de abril de 2021.

Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis n.ºs. 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei n.º 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

Disposições Preliminares

Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como, para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

§ 1º As atividades econômicas de que trata este artigo serão reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e poderão ser exercidas por empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

§ 2º A exploração das atividades decorrentes das autorizações de que trata esta Lei correrá por conta e risco do empreendedor e não constitui, em qualquer hipótese, prestação de serviço público.

§ 3º Incumbe aos agentes da indústria do gás natural:

I – explorar as atividades relacionadas à indústria do gás natural, na forma prevista nesta Lei, nas normas técnicas e ambientais aplicáveis e nas respectivas autorizações, respeitada a legislação específica sobre os serviços locais de gás canalizado de que trata o [§ 2º do art. 25 da Constituição Federal](#);

II – permitir ao órgão fiscalizador competente o livre acesso, em qualquer época, às obras, aos equipamentos e às instalações vinculadas à exploração de sua atividade, bem como, a seus registros contábeis.

Art. 2º O proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, transporte, estocagem e terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) deverá disponibilizar, em meio eletrônico acessível aos interessados, informações sobre as características de suas instalações,

os serviços prestados, as capacidades disponíveis, os dados históricos referentes aos contratos celebrados, às partes, aos prazos e às quantidades envolvidas, na forma de regulação da ANP.

Art. 3º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:

I – acondicionamento de gás natural: confinamento de gás natural na forma gasosa, líquida ou sólida em tanques ou outras instalações para seu armazenamento, movimentação ou consumo;

II – agente da indústria do gás natural: empresa ou consórcio de empresas que atuam em uma ou mais das atividades da indústria do gás natural;

III – área de mercado de capacidade: delimitação do Sistema de Transporte de Gás Natural, onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados;

IV – autoimportador: agente autorizado a importar gás natural que, nos termos da regulação da ANP, utiliza parte ou a totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou em instalações industriais de empresas controladas e coligadas;

V – autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que, nos termos da regulação da ANP, utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais ou em instalações industriais de empresas controladas e coligadas;

VI – balanceamento: 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 [sic] e à execução eficiente e segura dos serviços de transporte;

VII – base regulatória de ativos: conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural;

VIII – capacidade de transporte: volume máximo diário de gás natural que o transportador pode movimentar nos pontos de entrada ou de saída de um gasoduto ou sistema de transporte de gás natural;

IX – carregador: agente que utiliza ou pretende utilizar o serviço de transporte de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP;

X – certificação de independência do transportador: procedimento para verificação do enquadramento do transportador nos requisitos de independência e autonomia, consoante regulação da ANP;

XI – chamada pública: procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade estimar a demanda efetiva por serviços de transporte de gás natural, na forma da regulação da ANP;

XII – código comum de rede: conjunto de regras para promover a operação, de forma uniforme, harmônica, eficiente, segura e não discriminatória, dos sistemas de transporte de gás natural pelos transportadores;

XIII – comercialização de gás natural: atividade de compra e venda de gás natural;

XIV – consumidor cativo: consumidor de gás natural que é atendido pela distribuidora local de gás canalizado por meio de comercialização e movimentação de gás natural;

XV – consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente que realiza a atividade de comercialização de gás natural;

XVI – consumo próprio: volume de gás natural consumido exclusivamente nos processos de produção, coleta, escoamento, transferência, estocagem subterrânea, acondicionamento, tratamento e processamento do gás natural;

XVII – distribuição de gás canalizado: prestação dos serviços locais de gás canalizado consoante o disposto no [§ 2º do art. 25 da Constituição Federal](#);

XVIII – distribuidora de gás canalizado: empresa que atua na atividade de distribuição de gás canalizado;

XIX – entidade administradora de mercado de gás natural: agente habilitado para administrar o mercado organizado de gás natural mediante celebração de acordo de cooperação técnica com a ANP;

XX – estocagem subterrânea de gás natural: armazenamento de gás natural em formações geológicas produtoras ou não de hidrocarbonetos;

XXI – gás natural: todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais;

XXII – Gás Natural Comprimido (GNC): gás natural processado e acondicionado para o transporte em ampolas ou cilindros à temperatura ambiente e a uma pressão que o mantenha em estado gasoso;

XXIII – Gás Natural Liquefeito (GNL): gás natural submetido a processo de liquefação para acondicionamento e transporte;

XXIV – gasoduto de escoamento da produção: conjunto de instalações destinadas à movimentação de gás natural produzido, após o sistema de medição, com a finalidade de alcançar as instalações onde será tratado, processado, liquefeito, acondicionado ou estocado;

XXV – gasoduto de transferência: duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, com início e término em suas próprias instalações de produção, coleta de produção, transferência, estocagem subterrânea, acondicionamento e processamento de gás natural;

XXVI – gasoduto de transporte: duto, integrante ou não de um sistema de transporte de gás natural, destinado à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento, conforme os critérios estabelecidos nesta Lei, ressalvados os casos previstos nos incisos XXIV e XXV do caput deste artigo, 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;

XXVII – gestor de área de mercado de capacidade: agente regulado e fiscalizado pela ANP responsável pela coordenação da operação dos transportadores na respectiva área de mercado de capacidade;

XXVIII – indústria do gás natural: conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, escoamento, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural;

XXIX – mercado organizado de gás natural: espaço físico ou sistema eletrônico, destinado à negociação ou ao registro de operações com gás natural por um conjunto determinado de agentes autorizados a operar, que atuam por conta própria ou de terceiros;

XXX – plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte: plano proposto pelos transportadores que contempla as providências para otimização, reforço, ampliação e construção de novas instalações do sistema de transporte, conforme regulação da ANP;

XXXI – plano de contingência: plano que estabelece os critérios para caracterização de situações como de contingência, as regras de atuação dos agentes da indústria do gás natural nessas situações, o protocolo de comunicação, a prioridade de atendimento das demandas, entre outros;

XXXII – ponto de entrega ou ponto de saída: ponto nos gasodutos de transporte, no qual o gás natural é entregue pelo transportador ao carregador ou a quem este venha a indicar;

XXXIII – ponto de recebimento ou ponto de entrada: ponto nos gasodutos de transporte no qual o gás natural é entregue ao transportador pelo carregador ou por quem este venha a indicar;

XXXIV – processo de alocação de capacidade: processo ou mecanismo que estabelece a ordem de prioridade e/ou a atribuição de capacidade entre carregadores interessados na contratação de serviços de transporte em pontos de entrada e saída de sistema ou gasoduto de transporte de gás natural;

XXXV – programação logística: programação operativa realizada pelo transportador, em atendimento às solicitações dos carregadores, com base nos contratos de serviço de transporte, considerando, para todos os efeitos, o gás natural como bem fungível;

XXXVI – receita máxima permitida de transporte: receita máxima permitida ao transportador a ser auferida mediante contraprestação de serviços de transporte, estabelecida com base nos custos e despesas vinculados à prestação dos serviços e às obrigações tributárias, na remuneração do investimento em bens e instalações de transporte e na depreciação e amortização das respectivas bases regulatórias de ativos, na forma da regulação da ANP;

XXXVII – serviço de transporte: serviço por meio do qual o transportador se obriga a receber ou entregar volumes de gás natural em atendimento às solicitações dos carregadores, nos termos da regulação da ANP e dos contratos de serviço de transporte;

XXXVIII – serviço de transporte interruptível: serviço de transporte sem garantia firme de recebimento ou entrega de volumes de gás natural, que poderá ser interrompido pelo transportador nas situações previstas em contrato, nos termos da regulação da ANP;

XXXIX – sistema de transporte de gás natural: sistema formado por gasodutos de transporte interconectados e outras instalações necessárias à manutenção de sua estabilidade, confiabilidade e segurança, nos termos da regulação da ANP;

XL – terminal de GNL: instalação, terrestre ou aquaviária, destinada a receber, movimentar, armazenar ou expedir gás natural na forma liquefeita, podendo incluir os serviços ou instalações necessárias aos processos de regaseificação, liquefação, acondicionamento, movimentação, recebimento e entrega de gás natural ao sistema dutoviário ou a outros modais logísticos;

XLI – transportador: empresa ou consórcio de empresas autorizadas a exercer a atividade de transporte de gás natural;

XLII – transporte de gás natural: movimentação de gás natural em gasodutos de transporte;

XLIII – tratamento ou processamento de gás natural: conjunto de operações destinadas a tratar ou processar o gás natural, a fim de permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

XLIV – unidade de liquefação: instalação na qual o gás natural é liquefeito, de modo a facilitar seu acondicionamento e transporte, podendo compreender unidades de tratamento de gás natural, trocadores de calor e tanques para acondicionamento de GNL;

XLV – unidade de regaseificação: instalação na qual o gás natural liquefeito é regaseificado para ser introduzido no sistema dutoviário, podendo compreender tanques de acondicionamento de GNL e regaseificadores, além de equipamentos complementares;

XLVI – zona de balanceamento: delimitação de gasoduto ou sistema de transporte de gás natural dentro da qual serão apurados os desequilíbrios entre os volumes de gás natural injetados e retirados.

§ 1º Os gasodutos não enquadrados nas definições constantes dos incisos XXIV, XXV e XXVI do caput deste artigo, incluídos os que conectam unidades de processamento ou de tratamento de gás natural, de instalações de estocagem ou terminal de GNL a instalações de transporte ou de distribuição, serão classificados nos termos da regulação da ANP, observado o disposto no [§ 2º do art. 25 da Constituição Federal](#).

§ 2º Para fins do disposto nesta Lei, o gás que não se enquadrar na definição de gás natural de que trata o inciso XXI do caput deste artigo poderá ter tratamento equivalente, desde que aderente às especificações estabelecidas pela ANP.

CAPÍTULO II

Do transporte de gás natural

Seção I

Da Atividade de Transporte de Gás Natural

Art. 4º A atividade de transporte de gás natural será exercida em regime de autorização, abrangidas a construção, a ampliação, a operação e a manutenção das instalações.

§ 1º A ANP regulará a habilitação dos interessados em exercer a atividade de transporte de gás natural e as condições para a autorização e a transferência de titularidade, observados os requisitos técnicos, econômicos, de proteção ambiental e segurança.

§ 2º A outorga de autorização de atividade de transporte que contemple a construção ou ampliação de gasodutos será precedida de chamada pública, nos termos da regulamentação da ANP.

§ 3º Dependem de prévia autorização da ANP a cisão, a fusão, a transformação, a incorporação, a redução de capital da empresa autorizatória ou a transferência de seu controle societário, sem prejuízo do disposto na [Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011](#).

Art. 5º O transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural.

§ 1º É vedada relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, nos termos da [Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976](#), entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

§ 2º É vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrenciais sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador.

§ 3º A empresa ou o consórcio de empresas que tenham obtido autorização para o exercício da atividade de transporte de gás natural até a data de publicação desta Lei e não atendam aos requisitos e critérios de independência estabelecidos no caput e nos §§ 1º e 2º deste artigo terão que se submeter à certificação de independência expedida pela ANP, nos termos de sua regulação, no prazo de até 3 (três) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 2 (dois) anos, contados da edição de mencionada norma, o que expirar por último.

§ 4º A certificação de independência de que trata o § 3º deste artigo terá validade máxima até 4 de março de 2039.

Art. 6º. O transportador deverá permitir a interconexão de outras instalações de transporte de gás natural, nos termos da regulação estabelecida pela ANP, respeitados os direitos dos carregadores existentes.

Art. 7º Será considerado gasoduto de transporte aquele que atenda a, pelo menos, um dos seguintes critérios:

I – gasoduto com origem ou destino nas áreas de fronteira do território nacional, destinado à movimentação de gás para importação ou exportação;

II – gasoduto interestadual destinado à movimentação de gás natural;

III – gasoduto com origem ou destino em terminais de GNL e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

IV – gasoduto com origem em instalações de tratamento ou processamento de gás natural e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

V – gasoduto que venha a interligar um gasoduto de transporte ou instalação de estocagem subterrânea a outro gasoduto de transporte; e

VI – gasoduto destinado à movimentação de gás natural, cujas características técnicas de diâmetro, pressão e extensão superem limites estabelecidos em regulação da ANP.

§ 1º Fica preservada a classificação do gasoduto enquadrado exclusivamente no inciso VI do caput deste artigo que esteja em implantação ou em operação na data da publicação desta Lei.

§ 2º Gasoduto e instalações enquadrados exclusivamente no inciso II do caput deste artigo destinados à interconexão entre gasodutos de distribuição poderão ter regras e disciplina específicas, nos termos da regulação da ANP, ressalvadas as respectivas regulações estaduais.

Art. 8º Os gasodutos de transporte somente poderão movimentar gás natural que atenda às especificações estabelecidas pela ANP, salvo convenção em contrário entre transportadores e carregadores, previamente aprovada pela ANP, que não imponha prejuízo aos demais usuários.

Art. 9º A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União.

Parágrafo único. As tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos.

Art. 10. A autorização para a atividade de transporte de gás natural somente será revogada, após o devido processo legal e assegurado o contraditório, nas seguintes hipóteses:

I – liquidação ou falência homologada ou decretada;

II – requerimento da empresa autorizada;

III – desativação completa e definitiva da instalação de transporte;

IV – descumprimento, de forma grave, das obrigações decorrentes desta Lei, das regulações aplicáveis e dos contratos de serviços de transporte, nos termos da regulação da ANP; e

V – inobservância dos requisitos de independência e autonomia estabelecidos nesta Lei e nas regulações aplicáveis.

§ 1º Quando necessário à manutenção do abastecimento nacional, a ANP poderá designar outro transportador para operar e manter as instalações vinculadas à autorização revogada até que ocorra a alienação dessas instalações.

§ 2º Na hipótese de que trata o § 1º deste artigo, o agente cuja autorização tenha sido revogada fará jus à parcela da receita de transporte associada aos investimentos realizados, nos termos da regulação da ANP.

§ 3º Os bens vinculados à atividade de transporte de gás não reverterão à União nem caberá indenização por ativos não depreciados ou amortizados.

Art. 11. O processo de autorização para construção de gasoduto de transporte deverá prever, nos casos estabelecidos em regulamentação, período de contestação, no qual outros transportadores poderão manifestar interesse na implantação de gasoduto com mesma finalidade.

Parágrafo único. Se houver mais de um transportador interessado, a ANP deverá promover processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso, considerados os aspectos técnicos e econômicos.

Art. 12. A ANP poderá, a qualquer momento, na forma da regulação, conduzir processo seletivo público para identificar a existência de transportador interessado na construção ou ampliação de gasoduto ou instalação de transporte, cuja necessidade tenha sido identificada e que não tenha sido objeto dos planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte.

Parágrafo único. Fica assegurado o direito de preferência ao transportador cuja instalação estiver sendo ampliada, nas mesmas condições da proposta vencedora.

Seção II

Dos Sistemas de Transporte de Gás Natural

Art. 13. A malha de transporte poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

§ 1º Os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, e a entrada e a saída de gás natural poderão ser contratadas independentemente uma da outra.

§ 2º As tarifas nos sistemas de transporte de gás natural devem ser estruturadas pelos transportadores, observados os mecanismos de repasse de receita entre eles, consoante regulação da ANP.

§ 3º O cômputo da receita máxima permitida de transporte e o cálculo das tarifas de transporte devem considerar a sinalização dos determinantes de custos associados à área de mercado de capacidade e ao sistema de transporte, além de incluir critérios de eficiência e competitividade, de acordo com a regulação estabelecida pela ANP.

Art. 14. Os transportadores que operem em uma mesma área de mercado de capacidade deverão constituir gestor de área de mercado, nos termos da regulação da ANP.

Art. 15. Constituem obrigações do gestor de área de mercado, sem prejuízo de outras que lhe sejam atribuídas na regulação:

I – publicar, de forma transparente, informações acerca das capacidades e tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte oferecidos;

II – conciliar os planos de manutenção das instalações integrantes da área de mercado;

III – submeter o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural à aprovação da ANP;

IV – submeter à aprovação da ANP os códigos comuns de redes e o plano de contingência, elaborados de forma transparente e conjunta pelos transportadores e carregadores; e

V – assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores para:

a) oferecer, aos carregadores potenciais, serviços de transporte padronizados na área de mercado de capacidade, de forma transparente e não discriminatória, por meio de plataforma eletrônica conjunta;

b) balancear as áreas de mercado de capacidade, de forma a garantir integridade do sistema de transporte de gás natural;

c) prestar serviços de transporte nas áreas de mercado de capacidade de forma eficiente e transparente, em observância aos códigos comuns de rede;

d) calcular e alocar a capacidade de transporte dos pontos de entrada e saída da área de mercado de capacidade, nos termos da regulação estabelecida pela ANP;

e) elaborar o plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte, na periodicidade determinada pela ANP;

f) executar o plano de contingência de que trata o art. 34 desta Lei; e

g) atender de forma diligente a requisições de informações do conselho de usuários.

§ 1º O gestor de área de mercado responderá perante a ANP pelo descumprimento das obrigações previstas em lei e em regulação.

§ 2º Para fins de balanceamento das áreas de mercado de capacidade, os transportadores poderão contratar serviços de armazenamento, acesso a terminais de GNL ou outros serviços eventualmente necessários para essa finalidade, nos termos da regulação da ANP.

§ 3º O plano coordenado de desenvolvimento do sistema de transporte terá como objetivo o atendimento da demanda por transporte de gás natural no sistema de transporte, a diversificação das fontes de gás natural e a segurança de suprimento pelo prazo de 10 (dez) anos, conforme regulação da ANP.

§ 4º Incumbe à ANP a avaliação dos planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural e, após realização de consulta pública, sua aprovação.

Art. 16. Instalações de transporte não integrantes de sistema de transporte de gás natural poderão passar a integrá-lo, após aprovação da ANP, precedida de consulta pública.

Art. 17. Os carregadores deverão constituir conselho de usuários para monitoramento do desempenho, da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores.

§ 1º O conselho de usuários deverá permitir representatividade de produtores, autoprodutores, importadores, autoimportadores, comercializadores, distribuidoras, consumidores livres e membros independentes, com a estrutura de governança aprovada pela ANP.

§ 2º As informações necessárias para o monitoramento deverão ser requisitadas aos respectivos gestores de áreas de mercado.

§ 3º O conselho de usuários deverá elaborar, periodicamente, relatório sobre as não conformidades verificadas no exercício de sua competência e encaminhá-lo à ANP, para fins de apuração e devidas providências.

Seção III

Do Acesso de Terceiros aos Gasodutos e da Cessão de Capacidade

Art. 18. A ANP deverá regular e fiscalizar o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e disciplinar a cessão de capacidade mediante a fixação de condições e critérios para sua liberação e contratação.

§ 1º Entende-se por cessão de capacidade a transferência, no todo ou em parte, do direito de utilização da capacidade de transporte contratada.

§ 2º A regulação da ANP deverá estabelecer mecanismos compulsórios de cessão de capacidade, cuja necessidade de uso de forma continuada não possa ser comprovada por seus contratantes.

§ 3º A ANP poderá estabelecer, para novos gasodutos que não integrem o sistema de transporte de gás natural, período no qual o acesso não será obrigatório.

CAPÍTULO III

Da Importação e Exportação de Gás Natural

Art. 19. A empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer as atividades de importação e exportação de gás natural.

Parágrafo único. O exercício das atividades de importação e exportação de gás natural observará as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), particularmente as relacionadas com o cumprimento do disposto no [art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991](#).

CAPÍTULO IV

Da Estocagem Subterrânea de Gás Natural

Art. 20. A empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer a atividade de estocagem subterrânea de gás natural e essa atividade deverá ocorrer por conta e risco do interessado.

§ 1º Compete à ANP definir as formações geológicas e as regras para a outorga de autorização de que trata o caput deste artigo.

§ 2º Não constitui atividade de estocagem subterrânea de gás natural, nos termos desta Lei, a reinjeção de gás natural em reservatórios produtores, com o objetivo de evitar descarte ou de promover a recuperação secundária de hidrocarbonetos.

§ 3º A autorização para atividade de estocagem subterrânea de gás natural somente será revogada nas hipóteses dispostas no art. 10 desta Lei.

Art. 21. A ANP disponibilizará aos interessados, de forma onerosa, os dados geológicos relativos às áreas com potencial para estocagem subterrânea de gás natural para análise e confirmação de sua adequação.

§ 1º A realização das atividades de pesquisas exploratórias não exclusivas necessárias à confirmação da adequação das áreas com potencial para estocagem dependerá de autorização da ANP.

§ 2º Os dados obtidos nas atividades exploratórias de que trata o § 1º deste artigo serão repassados, de forma não onerosa, para a ANP.

Art. 22. Fica assegurado o acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

Parágrafo único. Caberá à ANP estabelecer o período em que o acesso às instalações não será obrigatório, considerados os investimentos que viabilizaram sua implementação.

Art. 23. O gás natural importado ou extraído nos termos das [Leis nºs. 9.478, de 6 de agosto de 1997](#), e [12.276, de 30 de junho de 2010](#), e armazenado em formações geológicas não constitui propriedade da União, a que alude o [art. 20 da Constituição Federal](#).

§ 1º O armazenador de gás natural não poderá retirar da formação geológica volume de gás natural superior ao originalmente armazenado.

§ 2º A infração ao disposto no § 1º deste artigo sujeitará o infrator às penalidades de cancelamento automático da autorização e às penalidades previstas no [art. 2º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991](#).

CAPÍTULO V

Do Acondicionamento de Gás Natural

Art. 24. A atividade de acondicionamento de gás natural será exercida por empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante autorização da ANP.

§ 1º O enchimento de gasoduto, bem como o aumento ou rebaixamento de pressão não se enquadram como acondicionamento de gás natural.

§ 2º O acondicionamento de gás natural em tanques, na sua forma gasosa ou liquefeita, será autorizado isoladamente ou no âmbito dos terminais ou plantas às quais pertencem.

Art. 25. A ANP regulará o exercício da atividade de acondicionamento para transporte e comercialização de gás natural ao consumidor final por meio de modais alternativos ao dutoviário.

§ 1º Entende-se por modais alternativos ao dutoviário a movimentação de gás natural por meio rodoviário, ferroviário e aquaviário.

§ 2º A ANP articular-se-á com outras agências reguladoras para adequar a regulação do transporte referido no § 1º deste artigo, quando for o caso.

CAPÍTULO VI

Dos Gasodutos de Escoamento da Produção e das Unidades de Processamento, Tratamento, Liquefação e Regaseificação de Gás Natural

Art. 26. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para exercer as atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento de gás natural.

Parágrafo único. O exercício da atividade de processamento ou tratamento de gás natural poderá ser autorizado para as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos na regulação.

Art. 27. Empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para construir e operar unidades de liquefação e regaseificação de gás natural, bem como, gasodutos de transferência e de escoamento da produção.

Parágrafo único. A regulação deverá disciplinar a habilitação dos interessados e as condições para a outorga da autorização, bem como, para a transferência de sua titularidade, respeitados os requisitos de proteção ambiental e segurança das instalações.

Art. 28. Fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL.

§ 1º O proprietário da instalação terá preferência para uso da própria infraestrutura, na forma da regulação da ANP.

§ 2º Os proprietários das instalações relacionadas no caput deste artigo deverão elaborar, em conjunto com os terceiros interessados, observadas as boas práticas da indústria e as diretrizes da ANP, código

de conduta e prática de acesso à infraestrutura, bem como assegurar a publicidade e transparência desses documentos.

§ 3º A remuneração a ser paga ao proprietário de gasoduto de escoamento da produção, de instalações de tratamento ou processamento de gás natural e de terminal de GNL pelo terceiro interessado, bem como, o prazo de duração do instrumento contratual, serão objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de que trata o § 2º deste artigo.

§ 4º Na eventualidade de controvérsia sobre o disposto neste artigo, caberá à ANP decidir sobre a matéria, considerado o código de conduta e prática de acesso à infraestrutura de que trata o § 2º deste artigo, ressalvada a possibilidade de as partes, de comum acordo, elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil.

§ 5º O acesso de terceiros a terminal de GNL situado em instalação portuária deverá observar as regulações setoriais pertinentes.

CAPÍTULO VII

Da Distribuição de Comercialização de Gás Natural

Art. 29. O consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador, cujas necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora de gás canalizado estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora de gás canalizado estadual a sua operação e manutenção, e as instalações e dutos deverão ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, por ocasião da sua total utilização.

§ 1º As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 2º Caso as instalações e os dutos sejam construídos e implantados pela distribuidora de gás canalizado estadual, na fixação das tarifas estabelecidas pelo órgão regulador estadual deverão ser considerados os custos de investimento, de operação e de manutenção, em observância aos princípios da razoabilidade, da transparência e da publicidade e às especificidades de cada instalação.

§ 3º Caso as instalações de distribuição sejam construídas pelo consumidor livre, pelo autoprodutor ou pelo autoimportador, na forma prevista no caput deste artigo, a distribuidora de gás canalizado

estadual poderá solicitar-lhes que as instalações sejam dimensionadas de forma a viabilizar o atendimento a outros usuários, negociando com o consumidor livre, o autoprodutor ou o autoimportador as contrapartidas necessárias, sob a arbitragem do órgão regulador estadual.

Art. 30. É vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros da diretoria comercial, de suprimento ou representante legal de distribuidora de gás canalizado.

§ 1º O prazo para adequação aos requisitos estabelecidos no caput deste artigo será de 3 (três) anos, contados da publicação desta Lei.

§ 2º O não atendimento ao disposto no § 1º deste artigo sujeitará o infrator às penalidades previstas na legislação.

Art. 31. A comercialização de gás natural dar-se-á mediante a celebração de contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP ou em entidade por ela habilitada, nos termos de sua regulação, ressalvada a venda de gás natural pelas distribuidoras de gás canalizado aos respectivos consumidores cativos.

§ 1º A ANP deverá estabelecer o conteúdo mínimo dos contratos de comercialização, bem como, a vedação a cláusulas que prejudiquem a concorrência.

§ 2º Poderão exercer a atividade de comercialização de gás natural, por sua conta e risco, mediante autorização outorgada pela ANP, as distribuidoras de gás canalizado, os consumidores livres, os produtores, os autoprodutores, os importadores, os autoimportadores e os comercializadores.

§ 3º Não está sujeita à autorização da ANP a venda de gás natural, pelas distribuidoras de gás canalizado, aos respectivos consumidores cativos.

§ 4º A comercialização de gás natural no mercado organizado de gás natural deve ser efetuada por meio de contratos de compra e venda padronizados, nos termos da regulação da ANP.

§ 5º Os contratos de comercialização de gás natural deverão conter cláusula para resolução de eventuais divergências, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem, nos termos da [Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996](#).

§ 6º As empresas públicas e as sociedades de economia mista, suas subsidiárias ou controladas, titulares de concessão ou autorização ficam autorizadas a aderir ao mecanismo e à convenção de arbitragem a que se refere o § 5º deste artigo.

§ 7º Consideram-se disponíveis os direitos relativos a créditos e débitos decorrentes da celebração de contratos de compra e venda de gás natural de que trata este artigo.

Art. 32. O agente interessado em atuar como entidade administradora do mercado de gás natural deverá celebrar acordo de cooperação técnica com a ANP, no qual serão estabelecidas, no mínimo, as obrigações de:

I – facultar o acesso da Agência a todos os contratos registrados no termos do art. 31 desta Lei;

II – certificar-se de que os contratos estão aderentes à regulação da ANP de que trata o art. 31 desta Lei;

III – atender ao fluxo e ao sigilo de informações entre as entidades administradoras do mercado e os gestores das áreas de mercado de capacidade, nos termos da regulação.

Parágrafo único. A celebração de acordo de cooperação técnica com a ANP não afasta a obrigatoriedade de atendimento da regulação nem a necessidade de autorização de outros órgãos competentes.

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

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

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

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

III – restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.

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

CAPÍTULO VIII

Da Contingência no Suprimento de Gás Natural

Art. 34. Os transportadores, em conjunto com os carregadores, deverão elaborar plano de contingência para o suprimento de gás natural, consoante diretrizes do CNPE, e submetê-lo à aprovação da ANP.

§ 1º Entende-se por contingência a incapacidade temporária, real ou potencial, de atendimento integral da demanda de gás natural fornecido em base firme, decorrente de fato superveniente imprevisto e involuntário, em atividades da esfera de competência da União, que acarrete impacto significativo no abastecimento do mercado de gás natural.

§ 2º Em situações de contingência, entende-se por base firme a modalidade de fornecimento ajustada entre as partes, pela qual o fornecedor obriga-se a entregar o gás regularmente, enquadrado nesse conceito o consumo comprovado dos fornecedores em suas instalações de produção, de transporte, de processamento e industriais.

§ 3º O plano de contingência deverá dispor, entre outros aspectos, sobre:

- I – medidas iniciais, quando couberem;
- II – protocolo de comunicação;
- III – medidas que mitiguem a redução na oferta de gás;
- IV – consumos prioritários;

V – distribuição de eventuais reduções na oferta de gás de forma isonômica, atendidos os consumos prioritários e respeitadas as restrições de logística.

Art. 35. Os contratos de comercialização e de serviço de transporte de gás natural deverão prever cláusula de observância compulsória do plano de contingência, incluída a possibilidade de suspensão de obrigações e penalidades em situações caracterizadas como de contingência.

Art. 36. Os gestores das áreas de mercado deverão celebrar acordo de cooperação técnica com distribuidoras de gás canalizado situadas nas respectivas áreas de mercado para atuação conjunta e coordenada e para atendimento dos consumos prioritários de que trata o inciso IV do § 3º do art. 34 desta Lei em situações caracterizadas como de contingência no suprimento de gás natural.

Art. 37. A ANP estabelecerá procedimentos de contabilização e liquidação, de aplicação compulsória a todos os agentes da indústria do gás natural, destinados a quitar as diferenças de valores decorrentes das operações comerciais realizadas entre as partes, em virtude da execução do plano de contingência.

§ 1º Até o limite dos volumes contratados, os fornecedores e transportadores afetados pela execução do plano de contingência, mas não envolvidos na situação de contingência, têm assegurada a manutenção dos preços contratados, ainda que venham a fornecer parte do volume ofertado a outros consumidores ou distribuidoras.

§ 2º Fica facultada a utilização de entidade existente para efetuar a contabilização e liquidação de que trata este artigo, com os custos decorrentes da operacionalização suportados pelos agentes da indústria de gás natural, nos termos da regulação da ANP.

Art. 38. A execução do plano de contingência será de responsabilidade dos transportadores, coordenados pelos gestores das áreas de mercado, com acompanhamento da ANP.

Parágrafo único. Caberá à ANP homologar o início e o fim das situações de contingência.

Art. 39. O descumprimento das determinações do plano de contingência implicará penalidades pecuniárias, correspondentes ao dobro do prejuízo provocado, conforme apuração da ANP, a serem aplicadas ao agente infrator e dele cobradas pela ANP.

Parágrafo único. A aplicação da penalidade prevista neste artigo não elimina ou restringe o direito dos agentes prejudicados pelo descumprimento do plano de contingência de exigir reparações, na forma da legislação civil, perante o responsável, pelos eventuais prejuízos causados.

Art. 40. A aplicação do plano de contingência não exime o agente que deu causa ao prejuízo de ser responsabilizado por culpa ou dolo.

CAPÍTULO IX

Disposições Finais e Transitórias

Art. 41. Fica assegurada a manutenção dos regimes de consumo de gás natural em unidades de produção de fertilizantes e instalações de refinação de petróleo nacional ou importado existentes em 5 de março de 2009.

Art. 42. Fica assegurada a manutenção dos regimes e modalidades de exploração dos gasodutos que, em 5 de março de 2009, realizavam o suprimento de gás natural em instalações de refinação de petróleo nacional ou importado e unidades de produção de fertilizantes.

Art. 43. Ficam ratificadas as autorizações para o exercício da atividade de transporte de gás natural expedidas pela ANP até a data de publicação desta Lei.

Parágrafo único. Ficam preservadas as classificações dos gasodutos em implantação ou em processo de licenciamento ambiental em 5 de março de 2009.

Art. 44. As novas modalidades de serviço de transporte não prejudicarão os direitos dos transportadores decorrentes dos contratos vigentes na data da publicação desta Lei.

§ 1º Os contratos de serviço de transporte vigentes na data de publicação desta Lei serão adequados, no prazo de até 5 (cinco) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 3 (três) anos, contados da edição de mencionada norma, o que expirar por último, de modo a refletir os novos regimes de contratação de capacidade, preservando a receita auferida pelos transportadores com os respectivos contratos.

§ 2º A ANP poderá considerar, no processo de definição ou revisão das tarifas de transporte, a compensação por eventuais prejuízos às partes, desde que devidamente comprovados.

Art. 45. A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, deverá articular-se com os Estados e o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre.

Parágrafo único. Os mecanismos necessários à implementação do disposto no caput deste artigo serão definidos em regulamento.

Art. 46. Os arts. 2º, 8º, 8º-A, 23 e 58 da [Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#), passam a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 2º [...]

XIV – estabelecer diretrizes para o suprimento de gás natural nas situações caracterizadas como de contingência, nos termos previstos em lei.

[...]” (NR)

“Art. 8º [...]

VIII – declarar a utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, bem como, à construção de refinarias, de unidades de processamento de gás natural, de instalações de estocagem subterrânea, de dutos e de terminais;

[...]

XIX – regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos de transporte;

[XX](#) – (revogado);

[XXI](#) – (revogado);

[XXII](#) – (revogado);

XXIII – regular e fiscalizar o exercício da atividade de estocagem de gás natural e o acesso de terceiros às instalações autorizadas;

[XXIV](#) – (revogado);

[XXV](#) – (revogado);

[XXVI](#) – autorizar e fiscalizar a prática da atividade de comercialização de gás natural;

[...]

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

XXX – regular, autorizar e fiscalizar o autoprodutor e o autoimportador de gás natural;

XXXI – estabelecer os procedimentos para as situações caracterizadas como de contingência no suprimento de gás natural e supervisionar a execução dos planos de contingência;

XXXII – certificar transportadores quanto ao enquadramento em critérios de independência e autonomia estabelecidos em regulação;

XXXIII – regular e aprovar os planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural, bem como fiscalizar a sua execução;

XXXIV – regular, autorizar e fiscalizar o exercício da atividade de transporte de gás natural com vistas ao acesso não discriminatório à capacidade de transporte e à eficiência operacional e de investimentos;

XXXV – estabelecer princípios básicos para a elaboração dos códigos de condutas e práticas de acesso aos terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL) e às infraestruturas de escoamento, tratamento e processamento de gás natural.

[...]” (NR)

“[Art. 8º-A](#) Caberá à ANP supervisionar a movimentação de gás natural na rede de transporte e as medidas adotadas nas situações caracterizadas como de contingência.

[§ 1º](#) (Revogado).

§ 2º [...]

V – estabelecer padrões e parâmetros para a operação e manutenção eficientes do sistema de transporte e estocagem subterrânea de gás natural.

[...]” (NR)

“Art. 23. [...]

§ 3º Será dispensada da licitação prevista no caput deste artigo a extração residual de hidrocarbonetos resultante do exercício da atividade de estocagem subterrânea de gás natural, nos termos de regulação da ANP.” (NR)

“Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração da instalação com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

[...]” (NR)

Art. 47. Os arts. 3º e 10 da [Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999](#), passam a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º [...]

XX – comercializar gás natural em desacordo com a legislação aplicável:

Multa – de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) a R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais).” (NR)

“Art. 10. [...]

VI – descumprir a regulação referente às normas de independência e autonomia, editadas pela ANP, relativas ao transporte de gás natural ou à influência dos agentes da indústria do gás natural na gestão das distribuidoras de gás canalizado.

[...]” (NR)

Art. 48. Ficam revogados:

I – a [Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009](#);

II – os seguintes dispositivos da [Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997](#):

a) [inciso XXII do caput do art. 6º](#);

b) [incisos XX, XXI, XXII, XXIV e XXV do caput do art. 8º](#);

c) [§ 1º do art. 8º-A](#);e

III – o [art. 16 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#).

Art. 49. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 8 de abril de 2021; 200º da Independência e 133ºda República.

JAIR MESSIAS BOLSONARO

Anderson Gustavo Torres

Carlos Alberto Franco França

Bento Albuquerque



idp

Bo
pro
cit
ref
Nos
são

idp

A ESCOLHA QUE
TRANSFORMA
O SEU CONHECIMENTO