

Nota Técnica Conjunta nº 7/2024/ANP

ACESSO REGULADO E NEGOCIADO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM
Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP
Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC
Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

ACESSO REGULADO E NEGOCIADO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM

Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP

Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Patricia Huguenin Baran

Versão institucional da Nota Técnica Conjunta nº 7/2024/ANP (SEI nº 3985464), processo ANP nº 48610.205614/2022-48, elaborada pelos membros do Grupo de Trabalho (GT) de Infraestruturas Essenciais instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022:

Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM (Coordenação)

Mário Jorge Figueira Confort

Tatiana Paranhos Cerqueira de Macau

Guilherme de Biasi Cordeiro

Alessandra Silva Moura

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

Saulo Quadros Santiago

Luis Eduardo Esteves

Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP

Luciano de Gusmão Veloso

Mariana Cavadinha Costa da Silva

Marcelo Vitor Martins de Meneses

Superintendência de Produção de Combustíveis – SPC

Bruno Valle de Moura

Helio da Cunha Bisaggio

Rio de Janeiro, maio de 2024

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	5
1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	8
2. ACESSO DE TERCEIROS NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL	9
2.1. Razões Econômicas para o Acesso de Terceiros às Infraestruturas de Gás Natural	9
2.2. Acesso Regulado e Negociado de Terceiros	13
3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL - ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL.....	16
3.1. Estados Unidos da América (Federal)	16
3.2. Reino Unido	20
3.3. Noruega	24
3.4. União Europeia.....	27
3.5. Austrália	32
4. A EVOLUÇÃO DO ACESSO DE TERCEIROS NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL	40
4.1. Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo)	41
4.2. Lei nº 11.909/2009 (Primeira Lei do Gás)	42
4.3. Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás)	44
5. CONCLUSÃO	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54

SUMÁRIO EXECUTIVO

Esta Nota Técnica Conjunta nº 7/2024/ANP tem como objetivo apresentar os principais conceitos associados às modalidades de acesso regulado e negociado, suas diferenciações e seus limites, com base principalmente na experiência internacional relativa à regulação das infraestruturas de gás natural, especialmente aquela afeta ao acesso de terceiros. O estudo foi desenvolvido com fundamento na solicitação de complementação processual constante do Despacho de Encaminhamento da Diretoria IV (SEI nº 3767302), de 17/02/2024.

A Seção 2 desta Nota trata das razões econômicas para a regulação do acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural (Seção 2.1). Em especial, é dado destaque para o fato de a indústria do gás natural (IGN) ter características de uma indústria de rede, as quais estão associadas a elevados investimentos iniciais em ativos físicos específicos e irreversíveis, sendo classificados como custos afundados (*sunk costs*). Além de tais investimentos iniciais, muitas das vezes considerados elevados, e de longo prazo de maturação, na IGN são observados elevados níveis de economias de escala, de escopo e de densidade, que produzem exemplos clássicos de monopólios naturais, notadamente nos segmentos de transporte dutoviário (“transporte”) e de distribuição de gás natural canalizado (“distribuição”), o que justifica regulação econômica mais estrita destas atividades.

A Tabela S.1 resume as principais características conceituais das duas modalidades de acesso apresentadas na Seção 2.2 da Nota Técnica Conjunta nº 7/2024/ANP. Dentre tais características, pode ser considerado o elemento mais relevante para conceituar e definir a modalidade regulada de acesso a aprovação, ou definição prévia, pelo órgão regulador, de receitas máximas permitidas em um determinado período ou das tarifas a serem praticadas. Para estabelecimento da tarifa ou da receita máxima permitida, a estrutura de custos deve ser conhecida e definida em detalhes, sendo importante o conhecimento de investimentos realizados (CAPEX), custos operacionais e de manutenção (O&M), dentre outros.

Tabela S.1 – Principais Características dos Regimes de Acesso Regulado e Negociado

Acesso Regulado	Acesso Negociado
- Regime de acesso baseado em tarifas e termos e condições de acesso elaboradas pelo operador das instalações e previamente aprovadas pelo órgão regulador, e publicadas para todos os interessados em acessar as instalações. - O regime regulado tem caráter mais objetivo e tende a ter regras de acesso sem ambiguidades, o que mitiga o potencial de conflitos entre as partes. - A adoção deste regime requer um grau considerável de intervenção por parte do regulador. Por exemplo, a estrutura de custos das empresas (proprietários/operadores) precisa ser conhecida e definida em detalhes de modo a permitir uma fixação tarifária justa e razoável pelo regulador.	- Regime baseado em contratos/acordos que refletem acordos comerciais voluntários negociados de boa-fé entre as partes (operadores das instalações e terceiros interessados). - Este regime de acesso implica maior grau de liberdade para as partes na definição dos termos e condições de acesso. - A empresa (operador) deve a publicar, <i>ex-ante</i>, as principais condições comerciais de uso de sua instalação, incluindo os termos contratuais, os produtos oferecidos, as regras e requisitos técnicos, bem como exemplos de preços dos produtos padronizados. - Atuação <i>ex-post</i> do regulador para verificar, por exemplo, se foram publicadas as condições comerciais de uso e preços padronizados e para mediar ou resolver conflitos, contribuindo para assegurar que a negociação tenha ocorrido de forma não discriminatória e que as condições, termos e preços sejam justos e razoáveis para as partes.

Já a modalidade de acesso negociada é aquela em que o terceiro interessado utiliza as infraestruturas do operador de acordo com termos e condições, inclusive remunerações, negociadas entre as partes de forma não discriminatória. Para que não haja discriminação e para que os termos, condições e remunerações do ambiente comercial sejam justos e razoáveis, a publicação *ex-ante* das principais condições comerciais é crucial. A atuação *ex-post* do órgão regulador, nesta modalidade de acesso, também é de grande relevância e pode se materializar por meio da fiscalização da publicação das principais condições comerciais ou por sua intermediação em situações em que não tenha sido possível alcançar um acordo entre as partes, ou seja, em situações em que uma das partes envolvidas na negociação entenda que os termos, condições e remunerações não são justos ou razoáveis.

Com relação à experiência internacional, trazida na Seção 3, têm-se dois enfoques para o acesso aos gasodutos de escoamento nos Estados Unidos. Os gasodutos regulados pela FERC estão sujeitos ao regime de acesso regulado, tal qual no transporte, dado que nestes casos o proprietário é uma companhia de gás natural, que realiza transporte ou comercialização de gás natural. Já os gasodutos de escoamento regulados pela *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) são submetidos a um regime de acesso negociado, com acesso aberto e não discriminatório tanto para os carregadores proprietários quanto para os não proprietários, que é supervisionado pelo órgão, com a possibilidade de aplicação de remédios nos casos para os quais o proprietário de um duto não fornece o acesso ou atua de maneira discriminatória. Para os terminais de importação e regaseificação de GNL norte-americanos, por sua vez, há um sistema de livre acesso dicotômico, com os terminais autorizados antes de 2002 sujeitos ao livre acesso regulado e os autorizados após esta data isentos de ofertar tal obrigação.

No Reino Unido, o acesso aos gasodutos de transporte e aos terminais de GNL se dá na modalidade regulada, ao passo que, para as estocagens subterrâneas, os gasodutos de escoamento e instalações de processamento ou tratamento de gás natural, o acesso é o do tipo negociado. Em especial, a experiência britânica na regulação do transporte de gás natural é paradigmática, sendo a principal influência da regulação deste segmento na Europa no estabelecimento dos códigos de rede ("*network codes*") e da separação vertical ("*unbundling*") da atividade de transporte da produção e da comercialização de gás natural.

O caso do Reino Unido também é exemplar no acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento e das instalações de processamento, onde é adotado, de forma voluntária, o código de práticas "*Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf – ICOP*" ou código de conduta e prática de acesso à infraestrutura das indústrias do petróleo e gás do Reino Unido, elaborado pelos produtores e participantes do mercado, com consultoria do governo, utilizado para auxiliar as negociações de acesso às infraestruturas de produção de petróleo e gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido.

A experiência da Noruega, conforme exposto com mais detalhes na Nota Técnica Conjunta nº 25/2025/ANP (SEI 2699024), apresenta o exemplo de um sistema de acesso singular às instalações de escoamento, processamento e transporte. No caso norueguês, observa-se a existência do Gasled, o qual detém a propriedade da maior parte da rede de gasodutos e instalações de tratamento e processamento interligadas ao sistema, e da figura de um operador independente de sistema (*Independent System Operator – ISO*) único e instituído por lei, a Gassco. Nesse contexto, a Gassco tem o papel de garantir, de forma neutra e não discriminatória, de que os terceiros interessados e elegíveis tenham acesso à rede de gasodutos. Para garantir as condições de igualdade entre os interessados, o acesso ocorre na forma regulada, sendo os contratos previamente elaborados pela Gassco e as tarifas estabelecidas em regulamento. Na Noruega, não foram identificados regramentos acerca do acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural e terminais de GNL para importação (terminais de regaseificação).

A experiência da regulação do acesso de terceiros na União Europeia se concentrou na análise do seu normativo mais importante, a Diretiva nº 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, peça que fez parte do Terceiro Pacote Energético Europeu. De uma forma geral, a Diretiva nº 2009/73/CE estabelece regras comuns para o mercado

interno do gás natural, e tem, como uma de suas principais características, reforçar a separação e a independência do transporte de elos concorrenciais da cadeia de gás natural, tais como a comercialização e a produção, de forma a promover o acesso às redes e aos mercados de gás da Europa.

A Diretiva nº 2009/73/CE é a norma que mais claramente estabelece os limites aos regimes de acesso regulado e negociado, especialmente ao tratar do acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural, onde cada país membro pode optar pela adoção de um regime ou outro. Neste sentido, de maneira a orientar a forma de regulação a ser aplicada, diversos balizadores à ação do regulador são estabelecidos, como por exemplo o afastamento da possibilidade de alterações ou revisões dos preços no caso do regime de acesso negociado. Da mesma forma, a mesma norma estabelece, nos casos dos gasodutos de transporte e de distribuição e dos terminais de GNL, onde o regime de acesso é o regulado, a prerrogativa dos órgãos reguladores nacionais de estabelecer ou modificarem as tarifas dos serviços prestados por estas infraestruturas.

A principal experiência da Austrália no acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural ocorre no âmbito dos gasodutos de transporte e de distribuição. Em relação aos gasodutos, há dois possíveis modelos de acesso, dependendo da classificação das instalações em *scheme pipelines* (regulação completa ou *full regulation*) ou *non-schemes pipelines* (regulação branda ou *light regulation*), aplicável tanto a gasodutos de transporte, quanto de distribuição.

No caso da *full regulation*, que corresponde ao regime de acesso regulado, há a submissão à autoridade regulatória das condições tarifárias e não-tarifárias para a sua aprovação *ex-ante*, com a prestação de informações periodicamente para o regulador e com resolução de conflitos arbitrada pelo regulador. Já, no que tange à *light regulation*, que se equipara ao regime de acesso negociado, há maior liberdade para a definição de preços e condições de acesso, sem necessidade de aprovação *ex-ante* pela autoridade regulatória dos termos e condições tarifários e não tarifários, sendo a resolução de conflitos arbitrada por agente comercial. Comum a ambos os casos, é a obrigação de publicidade de um conjunto de informações, definido por norma, por parte do proprietário/operador do gasoduto. Além disso, proprietário/operador do gasoduto está sujeito a uma série de salvaguardas e proibições, voltadas para a manutenção de um ambiente competitivo.

A Seção 4 traça a evolução da regulação do acesso de terceiros no Brasil às infraestruturas de gás natural a partir da publicação da Lei do Petróleo, passando pela Primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), até a publicação da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021). Merece destaque a alteração no regime de acesso dos gasodutos de escoamento, instalações de tratamento e processamento de gás natural e terminais de GNL, que passou a ser pelo acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados (art. 28), em contraposição ao acesso voluntário previsto no art. 45 da Lei nº 11.909/2009.

Concluindo, a Nota Técnica Conjunta teve como objetivo principal a conceituação dos regimes de acesso, de maneira a permitir inferir, de forma clara, quais são seus limites. Ou seja, ela buscou estabelecer as condições de contorno de cada regime, como por exemplo, nos casos de acesso negociado apresentados na seção que tratou da experiência internacional, não se observa o papel do órgão regulador de aprovar ou definir preços ou receitas máximas, cujos valores são negociados entre as partes. Pelo que foi demonstrado, no regime de acesso negociado, o preço, os termos e as condições resultam de um processo de negociação, o qual precisa ocorrer sob determinados critérios e condições para que se garanta que eles de fato representam o melhor resultado possível da negociação. Tais condições, critérios e diretrizes são estabelecidos de forma a assegurar que não ocorram ações, por parte do operador ou do terceiro interessado, que se configurem como conduta discriminatória ou anticoncorrencial. Dentre critérios e condições possíveis a serem postas para assegurar que o resultado da negociação seja de fato justo e razoável, podem ser citadas a exigência da prática de remunerações iguais para serviços idênticos e a vedação ao estabelecimento de condições favoráveis a parceiros comerciais ou agentes coligados ao operador.

A transparência das informações é mais um elemento fundamental para assegurar o acesso, sendo ainda mais imprescindível na modalidade negociada. A ampla e atualizada publicação das características técnicas das instalações, suas capacidades disponíveis e ociosas, e das condições comerciais das negativas de acesso, dentre outros, contribuem não somente para que o acesso de fato possa ocorrer, mas também para que se atinjam bons termos no processo negocial.

A definição, as características e especificidades supracitadas das modalidades de acesso regulada e negociada encontram amplo amparo na experiência internacional, conforme exposto na presente Nota Técnica Conjunta, sendo particularmente cristalinas na experiência europeia.

No caso do Brasil, a Nova Lei do Gás foi um instrumento legal amplamente inspirado na experiência europeia, o que pode ser evidenciado não somente pelos seus dispositivos referentes ao acesso de terceiros, foco da Nota Técnica Conjunta nº 7/2024/ANP, como também pelas regras de desverticalização e de independência para o setor de transporte dutoviário de gás natural. O conceito do acesso regulado e do acesso negociado, na verdade, já era sedimentado desde a Diretiva 1998/30/EC, do Primeiro Pacote Energético de 1998, e, como exposto, diversas normas brasileiras infralegais refletiram tais características, bem antes dos termos negociado e regulado estarem explícitos nos dispositivos da Lei nº 14.134/2021, especialmente em seu art. 28, e do Decreto nº 10.712/2021 (art. 13, § 1º). Os detalhamentos contidos tanto nos parágrafos do art. 28 da Lei nº 14.134/2021 como no art. 13 do Decreto 10.712/2021 reforçam de forma cristalina o alcance e os limites impostos pela própria conceituação das modalidades de acesso, anteriormente destacados. Tais alcances e limites foram e são observados nos processos de regulamentação do acesso de qualquer infraestrutura de gás natural sob a égide federal.

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar os principais conceitos associados às modalidades de acesso regulado e negociado, suas diferenciações e seus limites, com base principalmente na experiência internacional relativa à regulação das infraestruturas de gás natural, especialmente aquela afeta ao acesso de terceiros. O estudo foi desenvolvido com fundamento na solicitação de complementação processual constante do Despacho de Encaminhamento da Diretoria IV (SEI nº 3767302), de 17/02/2024.

Para avaliação da prática regulatória internacional, foram escolhidas nações ou regiões com robusta infraestrutura de gás ou com experiência consagrada na regulação do acesso. Neste sentido, foram esmiuçadas, na Seção 3, as regras federais dos Estados Unidos da América (EUA), do Reino Unido, da Noruega, da União Europeia e da Austrália.

Além dos aspectos regulatórios dos países ou regiões selecionados, são apresentadas na Seção 2 as principais razões econômicas que justificam a instituição do acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural, setor cuja interligação entre seus diferentes elos a categoriza como uma indústria de rede. Nessa mesma seção também são descritas as características das modalidades de acesso regulada e negociada e os princípios que as regem.

Logo após a seção relativa à experiência internacional, a Seção 4 apresenta a evolução dos marcos legais da indústria do gás natural no Brasil sob a perspectiva do acesso de terceiros, destacando as três principais normas da história do setor de gás natural: a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009 (“Primeira Lei do Gás”) e a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás”). Por fim, são tecidas as principais conclusões e considerações finais.

2. ACESSO DE TERCEIROS NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

2.1. Razões Econômicas para o Acesso de Terceiros às Infraestruturas de Gás Natural

A indústria do gás natural (IGN) é caracterizada pela interligação entre as diferentes etapas de sua cadeia produtiva por meio de uma estrutura física, configurando-se como uma indústria de rede (Ver Figura 1). As indústrias de rede são associadas a elevados investimentos iniciais em ativos físicos específicos¹ e irreversíveis², sendo classificados como custos afundados (*sunk costs*)³. Os elevados investimentos iniciais para a construção dos ativos, além de demandarem longo prazo para o seu retorno, geram funções custos subaditivas⁴, permitindo

¹ Ativos específicos são aqueles que, uma vez construídos, só podem ser utilizados primordialmente para a sua finalidade original, com pouca ou nenhuma alternativa de uso. Com relação aos dutos de movimentação de gás natural, é possível considerar que estes podem ser reaproveitados para a movimentação de outros gases, como o hidrogênio e dióxido de carbono, assim como para derivados líquidos de petróleo e gás natural (como por exemplo, o GLP), contudo é preciso fazer uma avaliação acerca das condições técnicas e operacionais dos gasodutos, em razão da adequação das características físico-químicas dos produtos alternativos às especificações dos dutos. A este respeito, foi realizado um estudo no âmbito da União Europeia, Reino Unido e Noruega para avaliar o potencial de reaproveitamento de dutos de óleo e gás natural para movimentação de hidrogênio e dióxido de carbono intitulado “*Re-stream - Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe*”. Dentre suas conclusões, com base na amostra de instalações avaliadas, a maioria dos dutos *offshore* podem ser reaproveitados para a movimentação de dióxido de carbono na fase gasosa e hidrogênio, enquanto um pouco mais da metade dos dutos *offshore* podem ser utilizados para a movimentação de dióxido de carbono na sua fase densa (líquida ou em estado supercrítico). Contudo, em se tratando de dutos *onshore*, a proporção de dutos que podem ser reaproveitados para movimentar dióxido de carbono em fase densa é muito pequena, ao passo que aproximadamente 70% destes dutos poderia ser reaproveitada para movimentar hidrogênio, de acordo com o atual estágio de conhecimento e padrões (DNV, 2022).

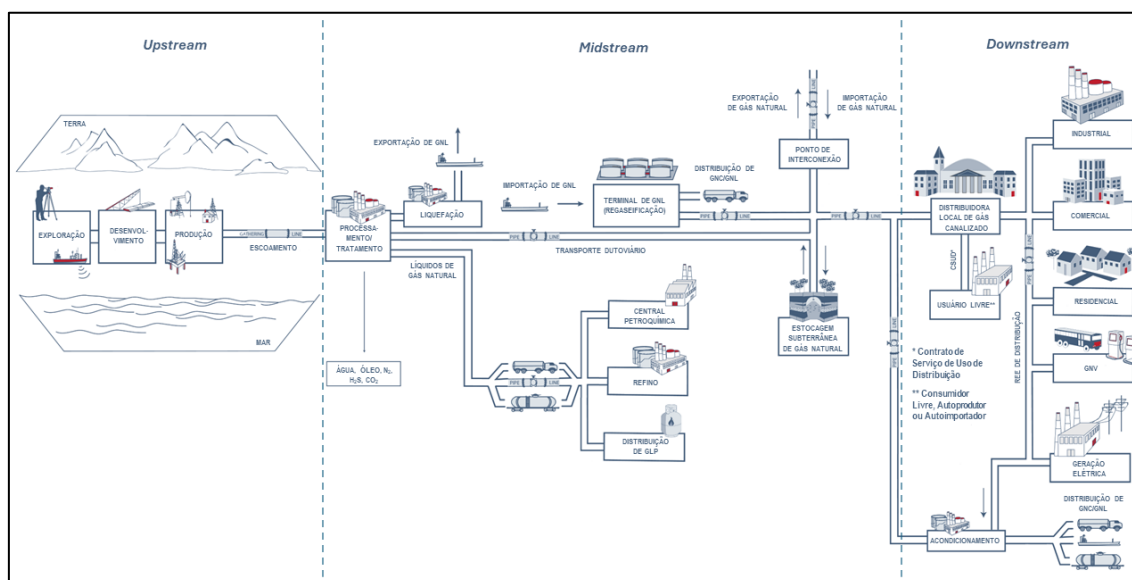
² No caso de gasodutos, uma vez destinado o investimento à construção dessa infraestrutura, se obtém um ativo irreversivelmente imobilizado que conecta dois (ou mais) pontos.

³ “*Sunk costs are associated with investments made in long-lived physical or human assets whose value in alternative uses (i.e. to produce different products) or at different locations (when transportation costs are high) is lower than in its intended use.*” (Joskow, 2007, p. 1240).

⁴ As funções custo subaditivas demonstram que a divisão das atividades relacionadas ao provimento do serviço ou produto por mais de uma firma ocorrerá com uma elevação de custos e, portanto, será ineficiente. Dito de outra forma, a operação de uma única firma resulta em um custo de provimento do produto/serviço inferior à soma dos custos de diversos agentes para o provimento do mesmo produto/serviço, resultando em funções custos que, quando associadas, resultam em valores inferiores à sua adição (função custo subaditiva).

elevados níveis de economias de escala⁵, de escopo⁶ e de densidade⁷. A associação entre essas diversas características produz exemplos clássicos de monopólios naturais, notadamente nos segmentos de transporte dutoviário (“transporte”) e de distribuição de gás natural canalizado (“distribuição”).

Figura 1 – Cadeia de Valor do Gás Natural



Fonte: Elaboração própria com base em *Energy Infrastructure* (2021).

⁵ As economias de escala são definidas pela expansão da produção com a redução do custo médio do produto (Joskow, 2007, p. 1233). Os gasodutos de transporte de gás apresentam economias de escala consideráveis, pelas seguintes razões (OCDE, 2020):

- grande parte dos custos de um novo gasoduto são os custos de obtenção de direitos de passagem e de colocação da tubulação. Esses custos são relativamente insensíveis ao diâmetro e à capacidade do duto;
- a capacidade de um tubo aumenta a uma taxa mais do que proporcional ao quadrado do seu diâmetro, enquanto o custo de capital de um tubo aumenta a uma taxa inferior à proporcional ao quadrado do seu diâmetro;
- a pressão cai ao longo do comprimento de uma tubulação para um determinado fluxo por unidade de área, mas a taxa de queda de pressão diminui à medida que o diâmetro aumenta. Além disso, o custo de capital das estações compressoras aumenta a uma taxa menor do que o aumento da relação de pressão que elas causam.

⁶ Existem economias de escopo em processo produtivo quando os custos unitários de produção de dois ou mais bens ou serviços diferentes em combinação são menores do que ocorreriam em processos de produção separados (Panzar and Willig, 1981 [apud Oliver, 2016]). Na configuração de uma rede de transporte de gás natural, a entrega para diferentes localizações geográficas na rede é análoga à produção de diferentes bens ou serviços em um modelo tradicional de economias de escopo. Assim, as economias de escopo existem quando a redução de custos emerge à medida que a capacidade de entrega é expandida espacialmente para atender a um maior número de clientes geograficamente dispersos (Oliver, 2016).

⁷ Já as economias de densidade correspondem à expansão de somente um dos fatores produtivos com elevação mais que proporcional do produto ou serviço. No caso da IGN, a expansão da rede de transporte ou de distribuição visa atender a maior quantidade de ofertantes e demandantes para intensificar a sua operação. Considerando o alto custo associado à expansão da rede, há substancial redução do custo médio de operação com o acréscimo de demandantes e ofertantes. Por este motivo, a expansão da rede é viabilizada em regiões de alta densidade, garantindo substancial redução dos custos médios devido às economias de densidade. Por fim, destaca-se que existe uma relação entre as economias de escala e de densidade que tendem a se auto reforçarem. Assim, quanto maior for a economia de densidade em determinada região, maior será o nível resultante das economias de escala, aumentando o incentivo para a instalação da infraestrutura naquela região (Shy, 2001).

Outra característica da IGN é que a maior parte do gás natural não é consumido onde é produzido. Raramente os poços produtores de gás natural estão localizados perto dos principais centros de consumo. Dessa forma, é comum que o gás natural seja movimentado por longas distâncias. Embora seja tecnicamente viável movimentar o gás na forma líquida ou comprimida e transportá-lo por modais alternativos ao dutoviário (ferroviário, rodoviário, marítimo), na prática este processo não é competitivo, exceto em algumas circunstâncias específicas (OCDE, 2000).

As indústrias de rede têm como características adicionais a padronização do produto, a sua compatibilidade entre as diversas interconexões que permitem um fluxo ao longo da rede, conectando demandantes e ofertantes, e a complementaridade entre os produtos oferecidos pelo sistema (Shy, 2001; Economides, 1996).

Em especial, quanto a complementaridade, destaca-se que o consumo do gás natural é dependente de outros serviços, tal como do transporte do produto. Portanto, a complementaridade significa que o consumo do gás natural só é possível em conjunto com a utilização do sistema e de seus diversos elos, incluindo, no caso brasileiro, os serviços de escoamento, processamento, transporte e distribuição.

Este fato leva a que as atividades da IGN sejam essencialmente correlacionadas, gerando, portanto, uma interdependência sistêmica, o que traz à tona a questão da coordenação entre estas diferentes atividades e a questão das economias de escala e escopo. Nesse contexto, a prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria. Por esse motivo, para auferir os benefícios da coordenação, dos ganhos de escala e de escopo e da redução de custos de transação⁸, a lógica econômica favorece a integração das atividades da cadeia⁹.

Ao mesmo tempo em que a integração vertical das atividades de uma cadeia redundaria nos benefícios acima citados, ela também pode resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como a possibilidade de abuso do poder de mercado e a adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria. Por meio desta última prática, por exemplo, uma empresa verticalizada poderia subsidiar uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopólica, na qual não está sujeita à competição. Desta forma, ela estaria adotando uma estratégia de concorrência desleal para eliminar a presença ou impedir a entrada de outras empresas nos elos competitivos da cadeia de valor do gás natural. A fim de evitar a adoção destas medidas, é necessário haver algum grau de separação entre as

⁸ Por custos de transação entende-se aqueles referentes à negociação, redação e cumprimento de um contrato (Williamson, 1985). O interesse em reduzir custos de transação e, portanto, na verticalização das atividades de uma cadeia, é tão maior quanto mais complexa a transação, pois estas demandam sistemas de monitoramento mais sofisticados com o objetivo de evitar comportamentos oportunistas e diminuir a assimetria de informações em relação a outra parte contratada. Portanto, para o caso específico da IGN, a presença de atividades nas quais há monopólios naturais torna a transação mais complexa, estimulando a verticalização entre os diferentes segmentos da cadeia (ANP, 2017).

⁹ No caso específico da IGN o produtor possui interesse em se verticalizar para garantir a monetização de sua produção. A característica da produção brasileira de gás natural, predominantemente associada ao petróleo, torna essa verticalização ainda mais interessante, pois o gás natural não necessariamente é tratado como um produto em si mesmo, sendo até então considerado um subproduto da produção do óleo. Neste sentido, o gás natural é produzido conjuntamente com o óleo e é importante que haja mercado para a colocação deste subproduto. Por outro lado, os distribuidores buscam se verticalizar com o intuito de garantir o suprimento de gás natural para o atendimento a seus clientes (ANP, 2017).

atividades da cadeia do gás natural, ou seja, a desverticalização (*unbundling*)¹⁰ das atividades da IGN.

No caso específico das indústrias de rede, como a energia elétrica e o gás natural, diferentes segmentos possuem naturezas distintas no que se refere ao nível de concorrência. Assim sendo, a IGN pode ser dividida entre as denominadas “atividades concorrenciais”¹¹, que contempla as atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural, as “atividades consideradas monopólios naturais”, como os segmentos de transporte e distribuição, e as “demais atividades”, dentre as quais se encontram aquelas consideradas infraestruturas essenciais^{12,13} (gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento processamento de gás natural, terminais de GNL e estocagem subterrânea e gás natural¹⁴).

Dessa forma, a partir do objetivo de abertura do mercado de gás natural, a concorrência deve ser introduzida em todos os elos da cadeia de valor do gás natural onde esta for viável, de modo a minimizar o potencial de poder de mercado em qualquer parte da indústria (IEA, 2000). Nesse sentido, diversos países estabeleceram mudanças nas últimas décadas em seus arcabouços legais e regulatórios no sentido de promover a competição e a abertura do mercado de gás natural e, parte importante destas alterações estão relacionadas a dispositivos implementados para promover e assegurar o acesso de terceiros aos segmentos de monopólio natural, bem como às infraestruturas consideradas essenciais.

¹⁰ Existem diferentes tipos e graus de desverticalização com distintos níveis de eficácia, sendo os seguintes os principais:

- separação contábil;
- separação funcional;
- separação legal;
- operador independente; e
- separação de propriedade.

Para uma descrição de cada destes tipos, ver o Anexo C da Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP (ANP, 2022).

¹¹ “atividades concorrenciais - atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural autorizadas nos termos da regulação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e exploradas de acordo com os princípios da livre concorrência e da livre iniciativa” (inciso I do art. 2º do Decreto nº 10.712/2021).

¹² A Doutrina das Infraestruturas (Instalações) Essenciais (“*Essential Facilities Doctrine*” ou EFD) estabelece que o proprietário de uma instalação considerada “essencial” ou um “gargalo” (“*bottleneck*”) deve providenciar acesso a terceiro para esta instalação a um preço “razoável” (ou seja, com justificativa técnica e econômica objetiva). Para uma descrição da EFD, ver a Subseção IV.6 da Nota Técnica nº 04/2017-SCM (ANP, 2017), bem como a fundamentação de arcabouços legais e regulatórios de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais à luz da EFD realizada pela Empresa de Pesquisa Energética por meio do documento intitulado “Doutrina de Infraestruturas Essenciais Aplicada a Gasodutos de Escoamento, UPGNs e Terminais de GNL” (EPE, 2020).

¹³ Tanto o Decreto nº 10.712/2021 (art. 6, § 1º), quanto a Resolução CNPE nº 3/2022 (inciso V do art. 8º e *caput* do art. 10), ao fazerem referência às infraestruturas (instalações) essenciais, o fazem com relação aos gasodutos de escoamento, as instalações de tratamento e processamento e os terminais de GNL. Não obstante, em determinadas circunstâncias, a estocagem subterrânea de gás natural pode ser considerada uma infraestrutura essencial para o acesso ao mercado de gás natural, razão pela qual o acesso de terceiros a estas instalações encontra-se previsto nos mercados liberalizados (Cavaliere, 2007).

¹⁴ Embora os custos de estocagem de gás natural sejam afetados por economias de escala, a estocagem subterrânea de gás natural não pode ser considerada um monopólio natural. Qualquer instalação de estocagem pode fornecer serviços de armazenamento em concorrência com outras instalações existentes, uma vez que a escala mínima de eficiência está geralmente distante da quantidade de demanda total dos supridores de gás (Bertoletti et al., 2008).

2.2. Acesso Regulado e Negociado de Terceiros

De acordo com Machado *et al.* (2018) a experiência internacional revela que o acesso de terceiros a gasodutos de transporte é condição necessária, mas não suficiente, para permitir a concorrência e a diversidade de agentes no mercado. Nessa toada, o arcabouço legal e regulatório da indústria do gás natural em diversos países tem buscado promover o acesso de terceiros (*Third Party Access* – TPA, em inglês) ao conjunto das demais infraestruturas de gás natural. Assim, além de aplicável a gasodutos de transporte, o acesso de terceiros passou a abranger gasodutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento, terminais de GNL e instalações de estocagem subterrânea de gás natural.

Para que o acesso de terceiros seja eficaz e eficiente é necessário que seus procedimentos e condições sejam não-discriminatórios, justos para as partes, e promovam o ingresso de novos agentes e a concorrência (IEA, 2000).

Há dois regimes¹⁵ por meio dos quais se pode conceder acesso a terceiros interessados: regulado (*Regulated Third Party Access* – rTPA) e negociado (*Negotiated Third Party Access* – nTPA)¹⁶.

O acesso regulado é um sistema de acesso baseado em tarifas publicadas, e/ou outras condições e obrigações, conforme determinado por uma autoridade reguladora competente (OFGEM, 2012). Essa abordagem tem caráter mais direto e tende a ter regras de acesso sem ambiguidades e a reduzir o potencial de disputas entre participantes¹⁷. Esse regime requer um grau considerável de regulação. Neste caso, a estrutura de custos das empresas (operadores) precisa ser conhecida e definida em detalhes de modo a permitir uma fixação tarifária justa pelo regulador. Isso inclui ter o conhecimento acerca da prestação dos serviços no seu sentido mais amplo, como por exemplo, saber em detalhes, para cada operador (ou instalação): os investimentos realizados (CAPEX); os custos operacionais e de manutenção (O&M); despesas gerais e administrativas (G&A); o número de funcionários, seus cargos e salários; os serviços terceirizados; aluguéis etc. Além disso, o detalhamento das tarifas aplicáveis e dos critérios tarifários para cada tipo de instalação pode se mostrar uma tarefa de alta complexidade (IEA, 2000)¹⁸.

Em contrapartida, o regime negocial pode oferecer a vantagem de evitar a imposição de mudanças estruturais complexas. Sob o regime de acesso negociado, o operador da instalação teria que, ao menos internamente, estabelecer uma estrutura de custos (separação contábil interna) com o objetivo de publicar os termos e condições de acesso e serviços correspondentes (IEA, 2000). É importante ressaltar que a previsão de separação contábil interna para as empresas de gás natural é considerada aplicável a todas as atividades sujeitas ao acesso de terceiros, independente do seu regime de acesso, a exemplo do artigo 31(3) da Diretiva n° 2009/73/CE, de 13 de julho de 2009, do Parlamento Europeu e do Conselho:

“3. As empresas de gás natural devem manter, na sua contabilidade interna, contas separadas para cada uma das suas atividades de transporte, distribuição, GNL e armazenamento, como lhes seria exigido se as atividades em questão fossem

¹⁵ Cabe ressaltar que essa categorização dos regimes de acesso, acesso regulado (rTPA) e acesso negociado (nTPA), se baseia fundamentalmente na experiência europeia de liberalização do mercado de gás natural (ver Subseção 3.4).

¹⁶ Na Europa, os estados membros poderiam, nos estágios iniciais da liberalização, escolher entre as duas opções, mas com o tempo as Diretivas avançaram progressivamente para o acesso regulamentado, de acordo com IEA (2012).

¹⁷ No entanto, uma dificuldade apontada refere-se a como garantir a operação eficiente e o desenvolvimento da indústria, ou seja, padrão de qualidade dos serviços e expansão da infraestrutura.

¹⁸ Em um mercado com muitas empresas, ou onde uma empresa opera diversas instalações integradas, como no observado no caso Europeu, a definição centralizada de tarifas e regras de preços geralmente aplicáveis, considerando diversas empresas com suas próprias características de rede e de custos, pode se tornar um problema adicional.

exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subvenções cruzadas e distorções de concorrência. Devem também manter contas, que podem ser consolidadas, para as restantes atividades do sector do gás não ligadas ao transporte, distribuição, GNL e armazenamento. Até 1 de Julho de 2007 devem manter ainda contas separadas para as atividades de comercialização a clientes elegíveis e a clientes não elegíveis. Os rendimentos provenientes da propriedade da rede de transporte ou distribuição devem ser especificados nas contas. Se adequado, devem manter contas consolidadas para outras atividades não ligadas ao sector do gás. A contabilidade interna deve incluir um balanço e uma conta de ganhos e perdas para cada atividade. (Grifos nossos).

O acesso negociado é baseado em contratos que refletem acordos comerciais voluntários negociados de boa-fé entre as partes (operadores das instalações e usuários) (OFGEM, 2015 e IEA, 2012). Este tipo de acesso implica maior grau de liberdade para as partes na definição dos termos e condições de acesso. Contudo, o principal desafio no regime de acesso negociado é atingir o mesmo nível de tratamento não discriminatório entre os terceiros interessados, em especial entre os ramos de negócios do próprio operador, ou seus parceiros comerciais, e os seus concorrentes, e ainda assim garantir suficientes graus de liberdade para as negociações acerca das condições de acesso à instalação (IEA, 2000).

A questão da não discriminação pode ser enfrentada por meio da auditoria das contas das empresas, assim como a obrigatoriedade de publicar, *ex-ante*, as principais condições comerciais de uso de sua instalação, que podem incluir, por exemplo, os termos contratuais, o produto oferecido, as regras e requisitos técnicos, bem como exemplos de remunerações pelos serviços prestados (IEA, 2012). Além disso, nesse regime de acesso é relevante um controle *ex-post*, que pode ser realizado pelo regulador competente por meio da fiscalização da publicação das principais condições comerciais ou por meio de sua intermediação em situações em que não tenha sido possível alcançar um acordo entre as partes. Além disso, a atuação *ex-post* pode incluir situações em que órgãos de defesa da concorrência, com base em indícios apontados pelo órgão regulador, agem quando identificadas infrações contra a ordem econômica. Por fim, a supervisão das contas das empresas pode ser uma tarefa difícil que exige a aplicação de recursos consideráveis e capacitação por parte do regulador.

Cabe reforçar que a aplicação do princípio da não discriminação é basilar nas questões que envolvem acesso de terceiros, seja ele regulado ou negociado, sendo que tal princípio pressupõe, como regra geral, a igualdade de tratamento de um indivíduo ou grupos, independentemente de suas características particulares, de tal forma que sejam estabelecidos critérios neutros aplicáveis a todos, com o objetivo de prevenir a ocorrência de efeitos desfavoráveis aos membros de um grupo que possuem determinadas características.

Nesse contexto, para se definir a alocação da capacidade quando há disputa entre diversos interessados são utilizados critérios de alocação de capacidade bem-conhecidos por todos os partícipes. Podemos citar como soluções usualmente utilizadas para o acesso não discriminatório e concorrencial os critérios *pro-rata*, “primeiro a chegar, primeiro a ser servido” (“*first come, first served*”) e o procedimento de realização de leilão.

Contudo, determinar se tarifas/remunerações específicas ou determinados termos e condições de acesso são discriminatórios não é trivial. Por exemplo, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), com base na jurisprudência, emprega um teste de duas partes para determinar se as taxas ou práticas são indevidamente discriminatórias, que considera: (I) se duas classes de clientes são tratadas de forma diferente; e (II) se as duas classes de clientes estão situadas proximamente ou similarmente. Para constatar que existe, de fato, uma discriminação indevida, o tratamento díspar deve ser substancial e sem uma justificativa razoável (ou seja, diferenças no tratamento econômico, na qualidade do serviço ou no uso da instalação ou do gás natural). A discrepância nas tarifas/remunerações, por si só, não é suficiente para constituir discriminação indevida no âmbito da lei, o *Natural Gas Act* (NGA), de 1938 (Graubeger e Downer, 2016).

Além disso, de acordo com IEA (2000, 2020a), no acesso negociado, por questão de eficiência (bem como de não discriminação entre clientes), deve-se assegurar que as negociações e a permissão de acesso ocorram com celeridade. Nesse sentido, procedimentos claros, eficientes e obrigatórios de negociação e acesso devem ser estabelecidos para evitar atrasos indevidos ou barreiras ao acesso, ou que uma parte possa explorar sua posição dominante nas negociações.

Como será demonstrado mais adiante, cada jurisdição, em seu esforço de abertura de mercado, adotou uma série de medidas relativas ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural que, em maior ou menor medida, se aproxima de uma destas duas categorias.

Em alguns casos, contudo, é possível encontrar elementos característicos de ambos os regimes aplicados a um tipo de instalação, como por exemplo a possibilidade de negociação dos termos e condições da prestação de serviço, ao mesmo tempo em que as remunerações/tarifas dos serviços padronizados são sujeitas à avaliação e aprovação do ente regulador. Ou seja, a regulação do acesso de terceiros em cada país está correlacionada com a maturidade e a estrutura do mercado local de gás natural, bem como com o papel que cada infraestrutura¹⁹ exerce e o arcabouço legal vigente, em especial no que diz respeito ao direito concorrencial.

Vale indicar que, independentemente de o acesso de terceiros ser regulado ou negociado, é essencial a existência de procedimentos rápidos de solução de controvérsias. Contudo, tal mecanismo se faz particularmente importante no acesso negociado, visto que essa modalidade é mais propensa a disputas de todos os tipos, tais como, preço de capacidade, preço de flexibilidade, tempo e duração.

Além disso, em ambos os regimes, é necessária uma definição clara do direito e das justificativas para uma recusa de acesso por parte do operador (IEA, 2000). Por exemplo, um operador poderia se recusar a conceder acesso, em razão de limitação de capacidade, ou ameaça à segurança ou integridade das instalações sob sua gestão.

Importante ressaltar que, conforme destacado na Seção 4, a Lei nº 14.134/2021 e seu decreto regulamentador (Decreto nº 10.712/2021) foram estabelecidos diferentes regimes de acesso para as infraestruturas de gás natural no Brasil. Entretanto, não foram editadas as normas que regulamentem o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento (acesso negociado), às instalações de tratamento ou processamento de gás natural (acesso negociado), aos terminais de GNL (acesso negociado)²⁰ e às estruturas de estocagem subterrânea de gás natural (acesso regulado ou negociado). Por seu turno, as normas que tratam do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte (acesso regulado), embora venham sendo aplicadas com êxito para favorecer a diversificação de produtos de transporte e de carregadores (usuários do sistema), carecem de revisão.

Outro elemento que possibilita um contraste entre os diferentes regimes de acesso é considerar a dinâmica existente no estabelecimento dos preços em mercados competitivos e a definição das tarifas a partir dos custos com construção e operação. Em relatório elaborado pelo Brattle Goup (2019)²¹ objetivando analisar alterações nas normativas relacionadas as diferentes modalidades de acesso aos gasodutos na Austrália, os autores sintetizam essa dificuldade ao tomar como guia preços baseados nos custos de construção e operação, elemento que desconsidera todas as demais variáveis obtidas em um mercado real para a delimitação de preços. Os autores afirmam que em mercados reais, por vezes, os produtores operam com

¹⁹ Por exemplo, em países não produtores de gás natural ou que a concorrência entre instalações de tratamento e processamento se faz presente, não existe qualquer previsão de acesso de terceiros a estas instalações. Ao passo que, em países importadores de gás natural existe uma grande ênfase no acesso de terceiros aos terminais de GNL e aos pontos de interconexão com gasodutos de importação.

²⁰ Apesar dos arts. 6º e 7º da Resolução ANP nº 50, de 22 de setembro de 2011, tratarem do acesso de terceiros aos terminais de GNL, estes dispositivos tão somente disciplinam a modalidade de acesso voluntária, sem qualquer exigência quanto à negativas não justificadas, ou um direito de acesso assegurado por meio de uma negociação. Portanto, não é possível enquadrar o acesso de terceiros disciplinado na referida norma como sendo regulado ou negociado.

²¹ "Financial Information Disclosed by Gas Pipelines in Australia: UNDER PART 23 OF THE NATIONAL GAS RULES".

preços que proporcionam altos lucros e, em outras situações, operam com perdas. A diferença que explica a operação com prejuízo ou alto lucro são as condições de mercado. Neste caso, os autores concluem que os preços determinados pela interação entre proprietário da instalação e terceiro interessado no acesso não devem refletir somente os custos do proprietário, elemento usual na determinação da tarifa, mas não sendo elemento relevante em mercados reais. Assim, em eventuais disputas relacionadas ao acesso, o preço obtido a partir da delimitação dos custos podem ser um guia para a análise da remuneração obtida pelo proprietário da instalação, porém não o único item a ser analisado, tal como o caso da delimitação da tarifa de acesso na modalidade de acesso regulado.

Assim sendo, a análise da experiência internacional, objeto da próxima Seção, é de suma importância para a definição da forma e das balizas para a implantação do acesso de terceiros a cada uma das infraestruturas de gás natural no Brasil.

3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL - ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Na presente Seção, são apresentadas as principais características do acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural em países ou regiões consideradas importantes no setor, tanto pela presença de grande número de gasodutos, terminais, polos de processamento ou tratamento de gás e instalações de estocagem, dentre outras, como pelo arcabouço legal e regulatório já desenvolvido nessas localidades. Assim, as próximas subseções abordarão, respectivamente: Estados Unidos da América (Federal), Reino Unido, Noruega, União Europeia e Austrália.

3.1. Estados Unidos da América (Federal)

A produção de óleo e gás do Golfo do México ainda pode ser considerada relevante, com perspectivas de descobertas de volumes economicamente viáveis de petróleo e gás natural. Hoje, em razão da exploração do *shale gas* e *shale oil*, existem obstáculos e desafios para a produção de tais descobertas em bases econômicas. Dentre estes desafios encontram-se os altos custos associados à operação de instalações de produção em águas profundas e na limitada, se não inexistente, infraestrutura de produção e de dutos em certas áreas Externas da Plataforma Continental (*Outer Continental Shelf* – OCS) do Golfo do México, em contraponto à existência de uma vasta infraestrutura de escoamento de gás natural em águas rasas, em parte composta por dutos antigos e cuja tendência é pelo seu descomissionamento (Graubeger e Downer, 2016).

Neste sentido, cabe uma avaliação acerca das condições para o acesso de terceiros nos Estados Unidos às infraestruturas de escoamento de gás natural na OCS, similar às brasileiras em águas profundas e ultra profundas.

Existem 2 (dois) regulamentos federais que tratam do acesso de terceiros aos dutos de movimentação de gás natural na OCS: a Lei do Gás Natural de 1938 (*Natural Gas Act* – NGA) e a Lei das Terras Externas da Plataforma Continental de 1953 (*Outer Continental Shelf Lands Act* – OCSLA), sendo a primeira de âmbito mais geral e aplicável às instalações tanto dentro quanto fora da OCS.

A NGA aborda quase todos os aspectos do negócio de uma companhia de gás natural²² (companhia de gás natural é aquela envolvida no transporte interestadual e comercialização de

²² ‘§ 717a (...) (6) “Natural-gas company” means a person engaged in the transportation of natural gas in interstate commerce, or the sale in interstate commerce of such gas for resale.’

gás natural)], desde o início do serviço até o abandono do gasoduto. Esta lei exige que as empresas que operam gasodutos adquiram um certificado de conveniência e necessidade pública junto à *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) antes de iniciar o serviço e a empresa deve demonstrar que a instalação ou serviço proposto é de interesse público. A este respeito, uma companhia de gás natural não pode abandonar nenhuma instalação ou descontinuar qualquer serviço sem a aprovação da FERC, mediante avaliação se tal abandono ou descontinuidade é prejudicial ou não ao interesse público (Graubeger e Downer, 2016).

Este foco da NGA no interesse público se manifesta, também, em disposições destinadas a promover a concorrência e o acesso a todos os usuários e terceiros interessados. Neste sentido, a NGA estabelece que as tarifas cobradas pelas empresas que operam gasodutos devem ser “justas e razoáveis”, bem como determina que não seja dada preferência ou tratamento discriminatório entre usuários contratantes de serviços similares. Este tratamento não discriminatório e de isonomia entre usuários se aplica igualmente aos volumes, qualidade e duração dos serviços prestados nas regulamentações da FERC.

De acordo com a legislação norte-americana, uma companhia proprietária ou operadora de instalação de movimentação de gás natural abrangida pela NGA deverá obter a aprovação da FERC para seus termos e condições de uso, além de ter que detalhar as tarifas para os diferentes serviços ofertados. A FERC tem, ainda, ao seu dispor uma gama de instrumentos para prevenir e remediar tratamento discriminatório entre usuários, assim como garantir o acesso aos terceiros interessados, incluindo a autoridade para forçar o operador ou proprietário de gasodutos a prestar serviço em determinadas circunstâncias (Graubeger e Downer, 2016).

Embora muitos dutos na OSC estejam sob a jurisdição da FERC com base na NGA, esta lei tem seu alcance limitado, uma vez que ela não possui abrangência sobre as instalações de coleta da produção (*gathering facilities*), tão somente aos gasodutos de transporte envolvidos na comercialização interestadual de gás natural, além das atividades de importação e exportação.

Uma vez que a NGA não contém uma definição objetiva de “produção” e “coleta” para fins da sua aplicação, a FERC utiliza um teste de “função primária modificada” para determinar se uma instalação está envolvida na coleta de gás natural e, portanto, além do escopo da NGA quanto aos requisitos de acesso de terceiros. Este teste examina critérios físicos e não físicos da instalação, sendo que os não físicos são considerados secundários. Os critérios físicos incluem: o comprimento e o diâmetro da tubulação, se a instalação se estende além do ponto central no campo relevante, a configuração geográfica, a localização das estações de compressão e plantas de processamento, a localização dos poços ao longo de parte ou de toda a instalação, a pressão de operação da linha etc. Já os critérios não físicos incluem: a finalidade pretendida, localização e operação da instalação, a atividade principal do proprietário da instalação e se as atividades do proprietário são consistentes com os objetivos da NGA e da Lei de Política de Gás Natural de 1978 (*Natural Gas Policy Act*) (Graubeger e Downer, 2016).

No contexto offshore, a FERC tem indicado que, se um sistema de dutos tem uma instalação onde o gás é entregue por várias linhas menores, para agregação e transporte por meio de linha maior, esta linha tronco terá peso maior quando aplicado o teste de “função primária modificada”. Assim sendo, os dutos localizados antes da linha tronco são considerados dutos de coleta, e estão fora da jurisdição da NGA. Por sua vez, mesmo que a função primária da linha tronco seja a de agregação da produção, a FERC possui o entendimento de que a NGA é aplicável a estes gasodutos quando eles são propriedade de uma companhia de gás natural e se encontram conectados, de alguma forma, a uma rede de gasodutos de transporte interestadual (Graubeger e Downer, 2016).

Enquanto a NGA tem como objeto as atividades de transporte e comercialização de gás natural, o objetivo da OCSLA é a organização do desenvolvimento da OCS. Dentre as várias finalidades desta lei, encontra-se o objetivo de promover a “manutenção da concorrência” na OCS, o que por sua vez se reflete no incentivo ao acesso de terceiros aos gasodutos de produção de óleo e gás natural. Nesse sentido, a Seção 5(e) da OCSLA, que trata do direito de passagem (*rights-of-way*), determina que:

“(…) os dutos de óleo ou gás devem transportar ou comprar, sem discriminação, óleo ou gás natural produzidos a partir de terrenos submersos ou terrenos externos da Plataforma Continental nas proximidades dos dutos em quantias proporcionais às que a Comissão Reguladora Federal de Energia (FERC) (...) pode, após uma audiência completa (...) determinar serem razoáveis.”²³ (Tradução livre)

Da mesma forma, a Seção 5(f)(1)(A) OCSLA estabelece que:

“(1) Exceto conforme previsto no parágrafo (2), toda permissão, licença, servidão, direito de passagem ou outra concessão de autoridade para o transporte por oleoduto na ou através da Plataforma Continental externa de petróleo ou gás exigirá que o gasoduto seja operado de acordo com os seguintes princípios competitivos:

(A) O gasoduto deve fornecer acesso aberto e não discriminatório tanto para os carregadores proprietários quanto para os não proprietários.

(...)”²⁴ (Grifos nossos). (Tradução livre).

A entidade responsável pela regulamentação de tais princípios relacionados com o acesso de terceiros é o Escritório de Segurança e Fiscalização Ambiental (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement* - BSEE), órgão do Departamento do Interior. Os regulamentos emitidos pela BSEE descrevem o procedimento de reclamação formal e informal para os terceiros interessados que alegam terem tido seu direito de acesso na OCS indevidamente negado.

Caso o agente opte pela reclamação informal, o BSEE realizará uma averiguação do caso e poderá realizar a sua mediação, assim como poderá prestar aconselhamento não vinculativo não escrito. Em ambos os casos todas as informações fornecidas ao BSEE serão consideradas confidenciais na medida que a lei assim permitir (Grauburger e Downer, 2016).

Os terceiros interessados também podem apresentar uma reclamação formal ao Diretor da BSEE, independentemente do andamento de uma eventual reclamação informal. Se houver a constatação de que o proprietário de um duto não forneceu acesso ou que atuou de maneira discriminatória, o BSEE pode aplicar uma série de remédios, incluindo: a determinação para que o acesso seja dado; aplicação de penalidades na esfera cível; perda do direito de passagem subjacente; entre outros recursos que julgar adequados (Grauburger e Downer, 2016).

²³ “§ 1334 (...) (e) (...) Rights-of-way through the submerged lands of the outer Continental Shelf, whether or not such lands are included in a lease maintained or issued pursuant to this subchapter, may be granted by the Secretary for pipeline purposes for the transportation of oil, natural gas, sulphur, or other minerals, or under such regulations and upon such conditions as may be prescribed by the Secretary, or where appropriate the Secretary of Transportation, including (as provided in section 1347(b) of this title) assuring maximum environmental protection by utilization of the best available and safest technologies, including the safest practices for pipeline burial and upon the express condition that **oil or gas pipelines shall transport or purchase without discrimination, oil or natural gas produced from submerged lands or outer Continental Shelf lands in the vicinity of the pipelines in such proportionate amounts as the Federal Energy Regulatory Commission, in consultation with the Secretary of Energy, may, after a full hearing with due notice thereof to the interested parties, determine to be reasonable**, taking into account, among other things, conservation and the prevention of waste. Failure to comply with the provisions of this section or the regulations and conditions prescribed under this section shall be grounds for forfeiture of the grant in an appropriate judicial proceeding instituted by the United States in any United States district court having jurisdiction under the provisions of this subchapter.” (grifos nossos)

²⁴ “§ 1334 (...) (f) (...) (1) Except as provided in paragraph (2), every permit, license, easement, right-of-way, or other grant of authority for the transportation by pipeline on or across the outer Continental Shelf of oil or gas shall require that the pipeline be operated in accordance with the following competitive principles:
(A) The pipeline must provide open and nondiscriminatory access to both owner and nonowner shippers, (...)” (Grifos nossos).

Embora a OCSLA conceda jurisdição ao Departamento de Interior, representado pelo BSEE, sobre os dutos de escoamento da produção no OCS, o BSEE entende que seus regulamentos de acesso de terceiros não se aplicam aos dutos sob jurisdição da FERC. Isto é, gasodutos que já são regulados de acordo com a NGA. Tal decisão tem o objetivo de evitar a duplicidade de esforços por parte de diferentes reguladores acerca do mesmo objeto. Como resultado, a determinação de quais dutos se encontram sob a jurisdição da NGA ou da OCSLA se tornou uma questão jurídica extremamente complexa (Graubeger e Downer, 2016).

Como observado os gasodutos de escoamento regulados pela FERC estão sujeitos ao acesso regulado, tal qual no transporte, dado que nestes casos o proprietário é uma companhia de gás natural, que realiza transporte ou comercialização de gás natural, já os dutos de escoamento regulados BSEE possui um acesso negociado, com acesso aberto e não discriminatório tanto para os carregadores proprietários quanto para os não proprietários, que é supervisionado pelo regulador, com a possibilidade de aplicação de remédios nos casos para os quais o proprietário de um duto não fornece o acesso ou atua de maneira discriminatória.

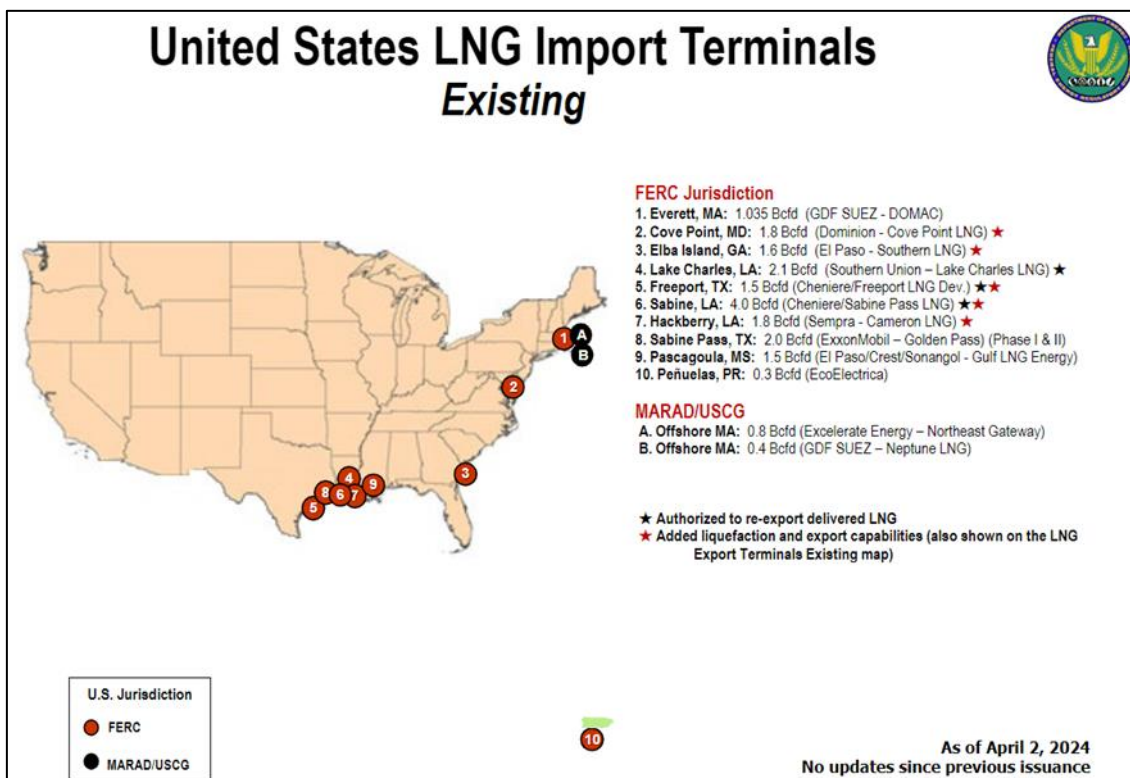
Em relação a terminais de GNL, originalmente, nos Estados Unidos eram considerados parte dos sistemas de transporte, seguindo, portanto, o regramento do *Natural Gas Act* de 1938, sendo obrigados a conceder o livre acesso regulado aos terceiros interessados, tal como descrito na seção 3.1.1. Sob este arcabouço regulatório foram construídos quatro terminais nos anos de 1970 e 1980. Do início dos anos 1980 até o ano 2000, o volume importado era menos relevante, porém até meados da primeira década deste século a produção americana de gás natural estava em declínio²⁵, fazendo com que as regras de acesso fossem alteradas, em razão da falta de atratividade que o modelo regulatório de livre acesso regulado estava trazendo para a construção de novos terminais de importação (KAPSARC, 2017).

Com base neste entendimento, a FERC decidiu em 2002 rever o conceito dos terminais de GNL como integrantes do sistema de transporte e passou a encará-los como sendo fontes de abastecimento, o que ficou conhecido como "*Hackberry Decision*". Essa política foi regulamentada quando da edição do *Energy Policy Act* de 2005 (KAPSARC, 2017).

Todos os terminais autorizados desde 2002 não estão sujeitos ao livre acesso. Com isso nos Estados Unidos, tem-se um sistema de livre acesso dicotômico, sendo os terminais que foram autorizados antes de 2002 obrigados a conceder o livre acesso, enquanto os terminais que obtiveram sua autorização após este período não estão obrigados a ofertá-lo, embora possam fazê-lo caso desejem. Recentemente, em razão da crescente oferta de gás não convencional no mercado americano, diversos terminais de importação de GNL receberam autorização para passar a implementar plantas de liquefação, a fim de que também possam exportar gás natural. Apesar disso, as políticas de livre acesso foram preservadas (KAPSARC, 2017). A Figura 2 apresenta os terminais de GNL existentes nos EUA autorizados pela FERC.

²⁵ A produção de gás nos EUA voltou a subir de forma significativa após o início do fenômeno do *shale gas*.

Figura 2 – Terminais americanos de importação de GNL autorizados pela FERC.



Fonte: FERC (2022).

3.2. Reino Unido

No Reino Unido existem diferentes normas que tratam do acesso de terceiros (*third party access to infrastructure* – TPA), a depender do tipo de infraestrutura.

No que se refere ao acesso aos sistemas de estocagem de gás natural e aos terminais de GNL da Grã-Bretanha, a partir de 2011 os proprietários e operadores dessas instalações passaram a ter a obrigação de cumprir os dispositivos da Diretiva nº 2009/73/CE de Gás do Terceiro Pacote Energético da União Europeia de 2009 (*EU Third Package*) que foram transpostos e incorporados à norma britânica existente (*Gas Act* de 1986). As responsabilidades e competências relativas à garantia do seu cumprimento são da Autoridade de Mercados de Gás e Eletricidade (*Gas and Electricity Markets Authority* - GEMA), um conselho formado por membros da Agência Reguladora dos Mercados de Gás e Energia do Reino Unido (*Office of Gas and Electricity Markets* - Ofgem).

A norma supramencionada define que todas as instalações de estocagem estão sujeitas ao seu cumprimento, exceto aquelas que foram formalmente isentas, com base em um termo de exceção²⁶, que especifica: (i) o período da isenção ou a forma como esse período deve ser

²⁶ Após o requerimento de isenção pelo interessado, a GEMA deve publicar sua decisão de conceder ou recusar o pedido, devidamente motivada. A GEMA deve considerar alguns requisitos acerca da instalação ou a alteração na instalação existente cujo direito de isenção está em análise: se a instalação promoverá a segurança do abastecimento; há risco de que o investimento para construção ou alteração da instalação não seja realizado sem a isenção; se a instalação de estocagem é de propriedade de uma organização que não é o transportador de gás que explora ou irá explorar a rede de gasodutos ligada ou que será ligada à rede de gasodutos; se serão cobradas taxas aos utilizadores da instalação ou por eventual aumento da sua capacidade; se a isenção não

determinado; (ii) se a isenção aplica apenas à totalidade da capacidade da instalação ou a parte dessa capacidade; e, por fim, (iii) se o proprietário ou operador deve cumprir o mecanismo de repartição de capacidade aprovado em conformidade com a secção 19DB do *Gas Act* de 1986.

O acesso às instalações de estocagem é negociado (nTPA), devendo ser baseado em condições não discriminatórias.

Os operadores de sistemas de estocagem (*Storage System Operators* – SSOs) de uma instalação de armazenamento relevante devem publicar, ao menos anualmente, as principais condições comerciais relativas à concessão do direito de armazenar gás de terceiros nas referidas instalações, sendo mandatório divulgar tempestivamente eventuais mudanças nessas condições comerciais.

Além disso, ao menos dois meses antes da publicação dessas condições comerciais, ou de quaisquer alterações nas que já foram publicadas, o SSO deve dar ampla publicidade de minuta das condições que estão sendo propostas, devendo levar em consideração quaisquer contribuições recebidas após a divulgação pública.

O terceiro interessado no acesso à instalação de estocagem de gás natural deverá iniciar a negociação solicitando acesso ao SSO, indicando na sua solicitação, pelo menos: (i) o período durante o qual o gás deve ser armazenado na instalação; (ii) a especificação de qualidade (tipo de gás) a ser armazenado e (iii) as quantidades de gás que pretende armazenar, seja na forma liquefeita ou gasosa.

O SSO ou proprietário deve negociar de boa-fé com o interessado no acesso, visando chegar a acordo sobre o pedido. Caso as partes não consigam chegar a esse acordo, o requerente pode solicitar instruções adicionais que garantam ao requerente o direito especificado no anúncio das condições comerciais publicado.

No caso dos terminais de GNL, o *Gas Act* de 1986 define que uma instalação de GNL é toda aquela que realiza uma ou todas das seguintes atividades: a liquefação de gás natural, a armazenagem temporária de gás na forma liquefeita e a regaseificação do GNL.

O regime de acesso definido na Lei para as instalações de GNL é o regulado (rTPA) e os proprietários de instalações relevantes de GNL, abarcadas por essa lei, devem publicar as principais condições comerciais para o acesso de terceiros, sendo que a metodologia para a definição do custo do serviço deve ser previamente aprovada pela OFGEM.

Entretanto, conforme dispõe a Diretiva n° 2009/73/CE, é possível solicitar ao órgão regulador isenção²⁷ do acesso de terceiros, sob determinadas condições. É importante destacar que no caso das instalações de GNL que já existiam quando foi incorporada a diretiva europeia na lei britânica, o órgão regulador determinou a exceção ao acesso de terceiros por período de 20 (vinte) anos, ou mais, dependendo da instalação.

A OFGEM pode solicitar ao proprietário ou operador das instalações de GNL a realização de consultas ao mercado acerca das condições de acesso, que devem ser não discriminatórias. Caso o operador ou proprietário se recuse a prover acesso, o requerente pode entrar com um pedido de resolução de disputa junto à OFGEM. A entidade também tem a prerrogativa de impor sanções e penalidades.

Cumprе ressaltar que em abril de 2012 a OFGEM publicou o documento intitulado *Guidance on the regulated Third Party Access regime for Liquefied Natural Gas facilities in Great*

prejudicará a concorrência, o funcionamento de um mercado de gás economicamente eficiente ou o funcionamento eficiente do sistema de gasodutos conectado ou a ser conectado à instalação. Uma das possibilidades de exceção se aplica às instalações que a autoridade britânica considerou que sua utilização por terceiros não é técnica ou economicamente necessária para o funcionamento de mercado de gás eficiente (*minor facility*). Destaca-se que há possibilidade de revogação das isenções concedidas.

²⁷ A OFGEM pode retirar a instalação da exceção ao livre acesso caso, por exemplo, sejam desrespeitadas as condições impostas ou caso haja alguma violação à lei da competição.

*Britain*²⁸, com subsídios para a adequada interpretação dos aspectos relativos ao acesso de terceiros às instalações de GNL.

Dentre outros aspectos, o guia supramencionado estabelece que o proprietário ou operador das instalações de GNL deve: oferecer o máximo de capacidade²⁹ disponível para os participantes do mercado, considerando a integridade do sistema e sua operacionalidade; consultar o mercado acerca dos serviços que se pretende oferecer; prover aos participantes do mercado uma cesta de serviços sob condições e termos³⁰ não discriminatórios; implementar acordos de acesso regulado de terceiros que sejam objetivos, transparentes e não discriminatórios; tornar públicos detalhes técnicos associados a suas instalações; informar regularmente aos participantes do mercado acerca das capacidades contratadas e disponíveis; tornar públicas as quantidades de entradas e saídas de gás de cada uma de suas instalações de GNL, bem como a capacidade disponível; realizar consultas junto ao mercado antes de desenvolver as principais condições comerciais aplicáveis a suas instalações; incluir medidas em seus contratos para garantir que toda capacidade ociosa se torne pública para os mercados de forma a maximizar a utilização da capacidade.

Acerca dos gasodutos de transporte, o *Gas Act 1986* em sua Seção 9 define poderes e deveres gerais dos transportadores no Reino Unido: (i) é dever de um transportador desenvolver e manter um sistema de gasodutos eficiente e econômico para o transporte de gás; e (ii) atender, na medida em que seja econômico fazê-lo, qualquer solicitação razoável de conexão ao seu sistema de transporte e o uso do sistema para transportar gás para qualquer local, incluindo a interconexão do seu sistema de dutos com o de outro transportador.

Ademais, é dever do transportador facilitar a concorrência no fornecimento de gás natural, evitando qualquer preferência ou discriminação indevida na conexão de instalações ou na prestação do serviço de transporte.

Já a Seção 19 trata da aquisição de direitos de utilização de gasodutos de transporte, qualquer interessado pode, após avisar o transportador com pelo menos 28 dias de antecedência, solicitar instruções quanto ao direito de acesso para transporte de gás, desde que esse gás: (a) seja aderente à especificação; e (b) seja do tipo ou semelhante ao tipo que o sistema de transporte foi projetado para transmitir.

No Reino Unido, na prática, foi abandonada para os gasodutos de transporte a visão inicial de acesso negociado (nTPA). O acesso não discriminatório ao sistema de transporte foi implementado por uma combinação de dois fatores: acesso regulado (rTPA) e separação vertical do incumbente, com desenvolvimento de códigos comuns de rede, coordenados pelo gestor da área de mercado, junto à separação estrutural (“*unbundling*”) e à publicação transparente das tarifas (Lapuerta e Moselle, 2019).

Uma das funções dos códigos comuns de rede é o desenho de um arcabouço contratual multilateral para as regras de acesso ao sistema de transporte. Apesar de não fazer mais parte da União Europeia, os agentes estão sujeitos ao *EU Third Package*, citado anteriormente e que será mais detalhado à frente no documento.

No que se refere às infraestruturas de escoamento e de produção de óleo e gás natural (infraestruturas de *upstream*) da Plataforma Continental do Reino Unido (*UK Continental Shelf* – UKCS), o acesso de terceiros é disciplinado no Capítulo 3 da Parte 2 da Lei da Energia de 2011 (*Energy Act 2011*). De acordo com o disposto nessa lei, proprietários ou operadores das

²⁸ Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/04/guidance-on-the-regulated-third-party-access-regime-for-liquefied-natural-gas-facilities-in-gb_0.pdf. Acesso em: 02/05/2024.

²⁹ Tal capacidade máxima deve refletir a capacidade técnica máxima da infraestrutura, inclusive o número de berços, molhes, capacidades úteis dos tanques de estocagem temporária de GNL e a capacidade de regaseificação.

³⁰ A OFGEM pode requerer a modificação dos termos e condições de acesso, inclusive tarifas e metodologias, para garantir que sejam proporcionais e aplicados de forma não discriminatória. Abusos de poder ou comportamento anticompetitivo podem ser investigados, inclusive a partir de reclamações. A entidade pode requerer ao proprietário ou operador das instalações de GNL quaisquer informações necessárias para a verificação do cumprimento das normas aplicáveis.

infraestruturas de *upstream* devem permitir o acesso à essas infraestruturas em condições justas, razoáveis e não discriminatórias.

Para fins de acesso de terceiros, de acordo com a Seção 82 da Energy Act 2011, são consideradas infraestruturas de *upstream* os dutos de escoamento da produção, as instalações onde há tratamento e/ou processamento de petróleo ou de gás natural ³¹, inclusive as plataformas do tipo *Floating, Production, Storage and Offloading* - FPSOs.

O regime é o de acesso às instalações supramencionadas é o negociado, baseado em um código de práticas: o *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf* – ICOP ou código de conduta e prática de acesso à infraestrutura das indústrias do petróleo e gás britânico, que é não estatutário e de adoção voluntária pelos partícipes.

Espera-se que tanto os proprietários da infraestrutura quanto os terceiros interessados conduzam as negociações para acesso da infraestrutura de boa-fé e em tempo hábil, com base nos princípios estabelecidos no ICOP.

O ICOP estabelece princípios e procedimentos para orientar todos os envolvidos na negociação do TPA, além de estipular regras e trâmites para a resolução de conflitos de acesso por meio de guia específico que trata desse tema.

Um terceiro interessado em solicitar o direito de utilizar uma infraestrutura *upstream* precisa requerer o acesso ao proprietário da infraestrutura em questão, informando detalhes da operação pretendida, iniciando formalmente a negociação.

As remunerações são acordadas entre as partes e devem ser justas e razoáveis. O proprietário ou operador tem obrigação de publicar as disposições comerciais após o término das negociações.

Caso bem-sucedida, a negociação culminará na assinatura de instrumento contratual de construção, sendo aconselhável que esse contrato seja derivado do modelo denominado *Construction and Tie-in Agreement* – CTIA e, caso necessário, um contrato de transporte (escoamento).

Há controle regulatório *ex-post*, para evitar abusos e comportamentos anticoncorrenciais. Caso surjam conflitos ou caso notificada pelo interessado de que não estão sendo atendidos princípios do ICOP na negociação de TPA, a Autoridade de Transição do Mar do Norte (*North Sea Transition Authority* – NSTA) poderá intervir e até mesmo aplicar sanções aos proprietários ou operadores de infraestrutura *upstream*. A NSTA pode, ainda, agir de ofício em caso de atrasos injustificáveis ou de fracasso insanável da negociação.

No Reino Unido, no que se refere ao acesso de terceiros às instalações de processamento cuja finalidade é de especificar o gás natural para o seu uso final (“*downstream purpose*”) estas estão sujeitas às regras contidas na Seção 12 (1) da Lei do Gás de 1995 (*Gas Act 1995*). O acesso a estas instalações de processamento de gás natural também segue o regime negociado. Ademais, assim como no caso das infraestruturas de *upstream*, o terceiro interessado e o proprietário da instalação de processamento de gás deverão negociar de boa fé e se esforçar para chegar a um acordo sobre o pedido de acesso.

E como forma de prover transparência sobre as condições comerciais envolvidas no acesso, os proprietários ou operadores destas instalações de processamento são obrigados a publicar, no mínimo com periodicidade anual, as principais condições comerciais para acesso às suas instalações e mudanças nessas condições, à medida que se tornam efetivas. Com base nessas informações publicadas acerca da instalação, um terceiro interessado que queira exercer o direito de acessar uma instalação de processamento de gás natural deve fazer o requerimento ao proprietário ou operador da instalação, especificando os detalhes da operação relacionada ao pedido de acesso.

³¹ As instalações conhecidas no Brasil como unidades de processamento de gás natural (UPGNs) não são consideradas infraestrutura de *upstream* no Reino Unido e o acesso de terceiros para as UPGNs é disciplinado pela Seção 12 da Lei do Gás de 1995 (*Gas Act 1995*).

Caso o interessado e o proprietário ou operador não cheguem a um bom termo durante a negociação do acesso, primeiro o requerente deve questionar o proprietário ou operador. Se após recorrer ainda assim não lograr sucesso negocial, pode acionar a GEMA. Caso o pedido do interessado seja considerado pertinente, a GEMA deve abrir a oportunidade de serem ouvidos os *stakeholders*, inclusive entes governamentais. Ao final da sua análise, caso avalie que a solicitação não é prejudicial aos negócios do proprietário ou operador, ou de qualquer outro usuário da instalação, a GEMA poderá solicitar que proprietário ou operador permita o acesso a instalação de processamento.

Em sua orientação, a GEMA pode especificar as questões nas quais as partes devem entrar em acordo, tais como a quantidade envolvida e a remuneração a ser paga pelo terceiro interessado. Por fim, tais orientações são impostas pela OFGEM (agindo em nome da GEMA).

É importante notar que o ICOP informa, em seu item 76, que é improvável que, havendo disputa por uma capacidade limitada, a NTSA decida no sentido de conceder essa capacidade ao agente que a valoriza menos. Pelo contrário, o usuário disposto a pagar a maior “tarifa” pelo serviço deve obter tal capacidade ao final, o que evidencia que a determinação de “tarifas” com base em custos não é uma regra absoluta da regulação aplicável.

Tal fato, associado com a com a previsão de que o operador tem obrigação de publicar as disposições comerciais após o término das negociações, constitui evidência de que o modelo de acesso negociado adotado no Reino Unido não exige a definição das tarifas de forma antecipada pelo regulador.

Assim sendo, não é necessário e nem conveniente que exista atuação prévia do regulador. A regulação do acesso aos gasodutos de escoamento no Reino Unido busca não apenas garantir o acesso aos dutos existentes, mas também permitir que as interconexões técnica e economicamente possíveis e atrativas venham a se concretizar de modo célere e eficiente.

Nesse contexto, a concessão do acesso a um terceiro pode envolver a redução da produção de determinados campos ou o não cumprimento de determinado compromisso contratual, para o que há previsão regulatória de compensação, em análise realizada caso-a-caso.

Ou seja, uma possível conclusão é que as especificidades dos contratos nos dutos *upstream* tornam a tarefa de padronização de serviços de escoamento - o que incluiria a aprovação de suas tarifas e termos contratuais associados - excessivamente custosa do ponto de vista regulatório e traz risco de que operações lucrativas para ambas as partes sejam impedidas de ocorrer em decorrência de atrasos no processo de aprovação dos serviços pela autoridade regulatória.

3.3. Noruega

Em relação à Noruega, a política do setor nacional do gás natural é definida pelo Parlamento e pelo governo, sendo que o Ministério do Petróleo e Energia (*Ministry of Petroleum and Energy* - MPE) é o principal órgão responsável pelas políticas regulatórias relacionadas com a gestão dos recursos do setor de gás, com destaque para a *Petroleum Act* no setor de gás *upstream* e a *Natural Gas Act* para o setor *downstream*.

No que se refere às atividades petrolíferas na plataforma continental norueguesa (*Norwegian Continental Shelf* - NCS), o principal estatuto é a *Petroleum Act*, que rege tanto as atividades offshore quanto as atividades *onshore* que integram a produção petrolífera offshore. Adicionalmente, o acesso à infraestrutura de terceiros está sujeito a outras regulamentações governamentais, em especial às “Regulações de Petróleo” (*Petroleum Regulations*) e às Regulações Tarifárias (*Tariff Regulations*).

A maior parte do sistema de transporte de gás (gasodutos e terminais) na plataforma continental norueguesa é de propriedade da Gassled, uma joint venture criada em 2003 que compreende empresas de petróleo e gás natural e vários fundos de investimentos. O estado norueguês é o proprietário majoritário da Gassled, detendo uma participação de 46,7% na empresa.

A Gassled é gerenciada por um operador independente, a Gassco, uma empresa estatal criada em 2001. A Gassco é a operadora do sistema integrado de transporte de gás natural do NCS para outros países europeus e esta função lhe confere a responsabilidade geral pela gestão da infraestrutura em nome dos proprietários. Na prática, a Gassco atua como um operador independente do sistema (*Independent System Operator* – ISO), de maneira similar ao modelo de independência preconizado no Artigo 14º da Diretiva nº 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho³².

Em relação às permissões para a construção de gasodutos e outras instalações offshore e onshore (incluindo instalações de GNL regidas pelo *Petroleum Act*), elas são analisadas pelo MPE, e ocorrem, normalmente, no contexto da aprovação dos planos de desenvolvimento de novos campos.

Contudo, as aprovações também podem ser concedidas em decorrência de um pedido específico para instalar um novo gasoduto, nos termos da Seção 4-3 da *Petroleum Act*. Em regra, os gasodutos de gás processado e não processado, bem como as instalações específicas de processamento serão operados pela Gassco³³. A exceção é o gasoduto de escoamento da produção do campo de Ormen Lange para a instalação de processamento de Nyhamna, que é operado pela Shell.

O acesso de terceiros ao sistema de transporte de gás natural no NCS é regido, entre outras normas, pela Seção 4-9 da *Petroleum Act* e pelo Capítulo 9 da *Petroleum Regulation*. De acordo com as regras desse país, os terceiros elegíveis que tenham uma necessidade razoável e devidamente fundamentada de transporte ou processamento de gás natural terão acesso às redes de gasodutos de escoamento sujeitos a determinados critérios:

- a capacidade solicitada deve estar disponível no sistema de transporte;
- o terceiro interessado deve demonstrar uma necessidade razoável de transporte devidamente fundamentada;
- o gás natural a ser escoado deverá obedecer a determinadas especificações técnicas (qualidade e pressão); e
- o terceiro interessado deve demonstrar deter recursos financeiros suficientes ou fornecer uma garantia.

O acesso de terceiros é gerido pela Gassco, que atua como um ente neutro e não discriminatório. A Gassco determina se as condições de acesso são cumpridas, organiza a oferta de produtos de capacidade e os aloca de acordo com os princípios e requisitos da *Petroleum Act* e outros regulamentos. A capacidade disponível é disponibilizada para reservas de longo e médio prazo duas vezes por ano, enquanto as reservas de curto prazo podem ser feitas diariamente.

O regime de acesso norueguês compreende um mercado primário e um mercado secundário. Os contratos no mercado primário são celebrados de acordo com um contrato modelo elaborado pela operadora e aprovado pelo MPE. Os contratos de mercado primário incluem o direito de utilização de capacidade não utilizada nas redes de gasodutos de escoamento (gás não processado) e de transporte/exportação (gás processado) (“rede de gasodutos”).

Já com relação à determinação do valor cobrado dos usuários pelo operador no mercado primário, a Seção 63 do *Petroleum Regulation* determina que as tarifas devem ser estruturadas

³² Ver Subseção IV.1 da Nota Técnica nº 4/2018-SCM para maiores detalhes acerca do modelo ISO e dos modelos de independência do transporte (ANP, 2018).

³³ Gassco (2024).

a partir de dois elementos: os elementos de capital e operação. Na parte do capital, deve-se dar ao proprietário uma taxa de retorno razoável sobre o capital investido. Já o elemento operação deve garantir que nem o operador, nem o proprietário da instalação, seja deficitário ou tenha lucro na operação da rede de gasodutos. Além disso, as tarifas devem ser pagas pelo usuário independentemente do uso da capacidade contratada (cláusula *ship-or-pay*). Por sua vez, as *Tariff Regulations* permitem que diferentes zonas de rede de gasodutos tenham diferentes tarifas, de forma que cada zona tem uma tarifa de entrada e saída específica (Grondalen e Lower, 2016).

Por sua vez, um acordo no mercado secundário significa um acordo para a transferência de direitos de utilização de capacidade na rede de gasodutos que não foram contratados no mercado primário. Embora as tarifas no mercado primário sejam regidas pela *Petroleum Act* e demais regulamentos, a tarifa no mercado secundário será o preço de equilíbrio do mercado e não é controlada diretamente pelo MPE. No entanto, as autoridades também dispõem de ferramentas legais para lidar com preços inadequados no mercado secundário.

Os terceiros interessados em acessar a rede de gasodutos não têm o direito de exigir que o proprietário de um gasoduto pertencente à rede expanda as suas instalações. Podem, no entanto, através de uma necessidade comprovada de acesso à capacidade, sugerir à Gassco a elaboração de planos para expansão da capacidade das instalações existentes.

Por outro lado, no que se refere a novas instalações atreladas ao desenvolvimento de novos campos, a Gassco coloca uma ênfase considerável na exploração de várias soluções de transporte para garantir a melhor gestão possível dos recursos. Em muitos casos, o operador determina a construção de gasodutos um pouco maiores do que o inicialmente necessário, permitindo assim que o gás de potenciais novos campos seja movimentado no sistema a ser construído.

Além de gasodutos de escoamento e transporte, a Gassled também oferece serviços de processamento de gás em Kårstø, Kollsnes e Nyhamna, localizadas, localizadas na costa oeste da Noruega. Estas plantas de processamento de gás também são operadas pela Gassco, e os serviços devem ser contratados e pagos separadamente pelos terceiros interessados. O acesso de terceiros ao sistema de processamento no NCS também é regido pela Seção 4-9 da *Petroleum Act* e pelo Capítulo 9 do *Petroleum Regulation*. Além destas três plantas de processamento operadas pela Gassco, o sistema está interligado com as unidades de processamento de Mangstad e Tjeldbergodden, que não são operadas pela Gassco e pertencem a complexos industriais de refino, produção de metanol e liquefação de GNL.

É importante ressaltar que, na Noruega, não foram identificados regramentos acerca do acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural e terminais de GNL para importação (terminais de regaseificação). A respeito da atividade de estocagem de gás natural, a Noruega não possui instalações operacionais. Já com relação aos terminais de GNL, as instalações existentes são de pequeno porte e para atendimento da demanda local do país, que é um dos maiores exportadores de gás natural. O acesso aos terminais existentes ocorre em bases comerciais, não havendo qualquer previsão na legislação local acerca da obrigatoriedade do acesso de terceiros. A Noruega não é obrigada a seguir o disposto na Diretiva n° 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, uma vez que não é membro da União Europeia.

Em suma, percebe-se que a Noruega detém um sistema de acesso de terceiro às instalações de escoamento, processamento e transporte muito singular pelo fato de a Gasled deter a propriedade da maior parte do sistema de transporte de gás e de a Gassco ser o operador único do sistema. Nesse contexto, a Gassco deve garantir, de forma neutra e não discriminatória, de que os terceiros interessados e elegíveis tenham acesso à rede de gasodutos. Para garantir as condições de igualdade entre os interessados, o acesso ocorre na forma regulada, sendo os contratos previamente elaborados pela Gassco e as tarifas estabelecidas em regulamento.

3.4. União Europeia

O normativo mais importante para o mercado de gás natural da União Europeia é a Diretiva nº 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, peça que fez parte do Terceiro Pacote Energético Europeu. De uma forma geral, a Diretiva nº 2009/73/CE, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural e que revogou a Diretiva nº 2003/55/CE (Segundo Pacote Energético) teve, como uma de suas principais características, reforçar a separação e a independência do transporte de elos concorrenciais da cadeia de gás natural, tais como a comercialização e a produção, de forma a promover o acesso às redes e aos mercados de gás da Europa.

Dentre seus diversos dispositivos, vale ressaltar aquele relativo ao acesso de terceiros e sua relação com a aprovação de tarifas, qual seja, o Artigo 32º (1), a seguir reproduzido:

*“Artigo 32º. 1. Os Estados-Membros devem garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às **redes de transporte e distribuição e às instalações de GNL** baseado em tarifas publicadas, aplicáveis a todos os clientes elegíveis, incluindo as empresas de comercialização, e aplicadas objetivamente e sem discriminação aos utilizadores da rede. Os Estados-Membros devem assegurar que essas tarifas, ou as metodologias em que se baseia o respectivo cálculo, sejam **aprovadas** em conformidade com o artigo 41º pela entidade reguladora a que se refere o n. 1 do artigo 39º antes de entrarem em vigor, e que essas tarifas — e as metodologias, no caso de apenas serem aprovadas metodologias — sejam publicadas antes de entrarem em vigor. (Grifos nossos).*

Este artigo aponta que os Estados-Membros devem assegurar que tarifas, ou as metodologias de cálculos destas, para o acesso de terceiros ao transporte, à distribuição e às instalações de GNL sejam aprovadas nos termos do Artigo 41º, o qual trata das obrigações e competências das entidades reguladoras. Dentre tais obrigações, a primeira é estabelecer ou aprovar tarifas regulamentadas de transporte ou distribuição ou as suas metodologias [item 1(a)³⁴]. Ainda em relação à aprovação tarifária, o item 10 do Artigo 41º indica que entidades reguladoras devem possuir competências para obrigar, se necessário, os operadores das redes de transporte, armazenamento (estocagem), terminais de GNL e distribuição a alterarem os termos e condições, incluindo as tarifas e as metodologias, para que sejam praticadas e aplicadas de forma não discriminatória. No entanto, e como enfatizado mais adiante, as modificações e alterações de que tratam o item 10 não podem alcançar as tarifas das instalações de armazenamento de gás natural cujo regime de acesso tenha sido aquele estabelecido pelo item 3 do Artigo 33º (acesso negociado).

Artigo 33º é aquele que trata do acesso às instalações de armazenamento e que objetivamente diferencia as modalidades aplicáveis para a efetivação deste acesso. De acordo com item 1 do Artigo 33º, os Estados-Membros podem escolher um ou ambos os sistemas de acesso preconizados nos itens 3 e 4 deste mesmo artigo, respectivamente, o negociado e o regulado, sendo que os dois sistemas devem funcionar segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios.

Nos termos do Artigo 33º (3), caso escolham a modalidade de acesso negociado:

*“(...) os Estados-Membros ou, quando os Estados-Membros tiverem disposto nesse sentido, as entidades reguladoras devem tomar as medidas necessárias para que as empresas de gás natural e os clientes elegíveis, dentro ou fora do território abrangido pela rede interligada, **possam negociar o acesso ao armazenamento e ao***

³⁴ “1. As entidades reguladoras têm as seguintes obrigações: a) Estabelecer ou aprovar, mediante critérios transparentes, tarifas regulamentadas de transmissão ou distribuição ou as suas metodologias; (...)”

armazenamento na rede, quando tal seja técnica e/ou economicamente necessário para permitir um acesso eficiente à rede, bem como para a organização do acesso a outros serviços auxiliares. Na negociação do acesso ao armazenamento, ao armazenamento na rede e a outros serviços auxiliares, as partes devem agir de boa-fé.” (grifos nossos).

Este mesmo item 3 prossegue, em seu segundo parágrafo, estabelecendo que:

*“[os] **contratos de acesso** ao armazenamento, ao armazenamento na rede e a outros serviços auxiliares **devem ser negociados** com o operador do sistema de armazenamento ou com as empresas de gás natural em causa. As entidades reguladoras, quando os Estados-Membros tiverem disposto nesse sentido, ou os Estados-Membros devem exigir que os operadores do sistema de armazenamento e as empresas de gás natural **publiquem as suas principais condições comerciais** de utilização do armazenamento, do armazenamento na rede e de outros serviços auxiliares até 1 de Janeiro de 2005 e, seguidamente, com uma periodicidade anual.” (Grifos nossos).*

Sendo que, os operadores e as empresas devem consultar os usuários da rede para o desenvolvimento tais termos e condições de acesso.

Já nos termos do Artigo 33° (4), caso escolham a modalidade de acesso regulado para o armazenamento:

*“(…) os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias **para conferir às empresas de gás natural e aos clientes elegíveis**, dentro e fora do território abrangido pela rede interligada, **o direito de acesso ao armazenamento, ao armazenamento na rede e a outros serviços auxiliares com base nas tarifas ou noutras condições e obrigações publicadas** para utilização desse mesmo armazenamento ou armazenamento na rede, quando tal seja técnica ou economicamente necessário para permitir um acesso eficiente à rede, bem como para a organização do acesso a outros serviços auxiliares. As entidades reguladoras, quando os Estados-Membros tiverem disposto nesse sentido, ou os Estados-Membros devem consultar os utilizadores **ao definir essas tarifas ou as metodologias aplicáveis a essas tarifas**. O direito de acesso aos clientes elegíveis pode ser-lhes concedido mediante a autorização de firmarem contratos de fornecimento com empresas de gás natural concorrentes que não sejam o proprietário e/ou operador da rede ou uma empresa coligada.” (Grifos nossos).*

Esses dispositivos ilustram de forma muito clara as principais distinções entre as duas modalidades de acesso. Resumidamente, segundo o Artigo 33°:

- o acesso negociado se baseia na negociação dos contratos de acesso, devendo ser publicadas, pelos operadores, as principais condições comerciais;
- o acesso regulado também tem como premissa a publicação de condições comerciais, mas se diferencia pela definição, pelos Estados-Membros ou entidades reguladoras, das tarifas ou metodologias aplicáveis a essas tarifas relativas à prestação dos serviços.

A Tabela 1, a seguir, apresenta as escolhas realizadas pelos Estados-Membros da União Europeia acerca do regime de acesso aplicável às instalações de estocagem de gás natural existentes. Dos 18 (dezoito) países que possuem instalações operacionais, 11 (onze) optaram pelo regime regulado e 7 (sete) pelo regime negociado.

Tabela 1 – Regimes de Acesso na Estocagem de Gás Natural – União Europeia

País	Acesso Regulado	Acesso Negociado
Alemanha		X
Áustria		X
Bélgica	X	
Bulgária	X	
Croácia	X	
Dinamarca		X
Espanha	X	
Eslováquia		X
França	X	
Holanda (Países Baixos)		X
Hungria	X	
Itália	X	
Letônia	X	
Polônia	X	
Portugal	X	
República Tcheca		X
Romênia	X	
Suécia		X
TOTAL	11	7

Fonte: ACER (2022).

Portanto, a norma europeia, conforme destacado, em diversos pontos, indica claramente o alcance da modalidade negociada de acesso ao afastar a possibilidade de alterações ou revisões das tarifas, conforme os itens 1(n) e 10 do Artigo 41º, a seguir reproduzidos

*“Artigo 41º. 1. As entidades reguladoras têm as seguintes obrigações: (...) (n) Monitorizar e rever as condições de acesso ao armazenamento em instalações e na rede e a outros serviços auxiliares, conforme previsto no artigo 33º. Caso o regime de acesso ao armazenamento seja definido nos termos do nº 3 do Artigo 33º, **esta função deve excluir a revisão das tarifas**” (grifos nossos);*

*“Art. 41º. 10. As entidades reguladoras devem dispor de competências para obrigar, se necessário, os operadores das redes de transporte, armazenamento, GNL e distribuição a alterarem os termos e condições, incluindo as tarifas e metodologias a que se refere o presente artigo, a fim de garantir que sejam proporcionadas e aplicadas de forma não discriminatória. Caso o regime de acesso ao armazenamento seja definido nos termos do nº 3 do Artigo 33º, **esta função deve excluir a modificação das tarifas**. Em caso de atraso na fixação das tarifas de transporte e distribuição, as entidades reguladoras podem fixar ou aprovar tarifas ou metodologias provisórias de transporte e distribuição e decidir das medidas compensatórias adequadas no caso de as tarifas definitivas se desviarem dessas tarifas provisórias”. (Grifos nossos).*

Assim, em relação às modalidades do acesso, essa diretiva, a exemplo de sua antecessora, a Diretiva nº 2003/55/CE, é um dos normativos do arcabouço internacional que mais precisamente conceitua o acesso negociado e o acesso regulado, especialmente quando trata do armazenamento, ou estocagem, de gás natural³⁵.

³⁵ No início do processo de liberalização do mercado de gás natural na Europa, com a edição da Diretiva nº 98/30/EC, a opção pelos Estados-Membros pela adoção do regime de acesso regulado ou negociado, não se restringia apenas à estocagem subterrânea de gás natural. De acordo com esta diretiva, os proprietários de infraestruturas de monopólio natural, redes de transporte, instalações de armazenamento e terminais de GNL eram obrigados a dar acesso a terceiros às suas infraestruturas, devendo os Estados-Membros optar pelo regime de acesso negociado ou regulado, ou ambos, devendo o procedimento escolhido ser objetivo, transparente e não discriminatório (Artigo 14 da Diretiva nº 98/30/EC). Os Estados-Membros deviam, ainda, garantir que as partes

Na visão da Diretiva nº 2009/73/CE, o estabelecimento ou modificação de tarifas para o acesso de terceiros a uma infraestrutura por iniciativa da entidade reguladora (ou órgão regulador) ou de seus Estados-Membros é o elemento que define como esse acesso como regulado, sendo este o caso aplicável às redes de transporte e distribuição de gás natural, e aos terminais de GNL. Ao mesmo tempo, como evidenciam especialmente os itens 1n e 10 do Artigo 41º, esta diretiva impõe uma série de limitações aos normativos editados pelos Estados-Membros quando se trata do regime de acesso negociado, em especial, no que se refere à possibilidade de haver definição ou modificação de tarifa por iniciativa do Estado-Membro ou de suas entidades reguladoras.

Partindo deste princípio, nos termos da Diretiva nº 2009/73/CE, o acesso de terceiros às redes de transporte, GNL e distribuição se dá por meio da modalidade regulada, ao passo que o acesso de terceiros ao armazenamento (ou estocagem) de gás, inclusive a subterrânea, pode ocorrer por meio da modalidade regulada e/ou negociada, a depender da escolha do Estado-Membro. Cumpre frisar que a Diretiva nº 2009/73/CE também trata do acesso de terceiros às redes de gasodutos *upstream*, a qual é definida como sendo: “*um gasoduto ou rede de gasodutos explorados e/ou construídos como parte de uma instalação de produção de petróleo ou de gás ou utilizados para escoar gás natural de uma ou mais dessas instalações para uma instalação de processamento, um terminal ou um terminal costeiro de desembarque.*”³⁶ O acesso de terceiros aos gasodutos *upstream*, que seriam o equivalente na legislação brasileira aos gasodutos de escoamento da produção (inciso XXIV do art. 3º da Lei nº 14.134/2021) encontra-se disposto no Artigo nº 34 da Diretiva nº 2009/73/CE transcrito a seguir:

“Artigo 34º. 1. Os Estados-Membros devem tomar as medidas necessárias para assegurar que as empresas de gás natural e os clientes elegíveis, onde quer que se encontrem, [possam ter acesso] às redes de gasodutos a montante, incluindo as instalações que prestam serviços técnicos relacionados com tal acesso, nos termos do presente artigo, exceto às partes dessas redes e instalações que sejam utilizadas para operações de produção local nos campos onde o gás é produzido. (...)

Artigo 34º. 2. O acesso a que se refere o n.º 1 deve ser permitido em condições determinadas por cada Estado-Membro de acordo com os instrumentos relevantes. Os Estados-Membros devem pautar-se pelos objetivos de um acesso justo e aberto, tendo em vista a realização de um mercado competitivo do gás natural e evitando abusos resultantes de uma posição dominante tendo em conta a segurança e a regularidade nos fornecimentos, as capacidades existentes ou que possam ser razoavelmente disponibilizadas e a proteção do ambiente. (...)

Artigo 34º. 3. Os Estados-Membros devem garantir o estabelecimento de acordos para a resolução de litígios, incluindo uma autoridade independente das partes com acesso a todas as informações existentes, [de maneira] a permitir a rápida resolução de litígios relacionados com o acesso a redes de gasodutos [upstream], tendo em conta os critérios definidos no n.º 2 e o número de partes eventualmente envolvidas nas negociações do acesso a essas redes”. (Grifos nossos).

negociassem o acesso ao sistema de boa-fé e que nenhuma delas incorresse em abuso de sua posição no curso da negociação com vistas impedir que estas viessem a ter sucesso [Artigo 21(1)]. Além desta escolha entre regimes de acesso, a única exigência de desverticalização aplicável às infraestruturas consideradas monopolísticas natural foi a separação contábil, podendo estas empresas permanecerem verticalmente integradas [Artigo 13(3)].

³⁶ “‘upstream pipeline network’ means any pipeline or network of pipelines operated and/or constructed as part of an oil or gas production project, or used to convey natural gas from one or more such projects to a processing plant or terminal or final coastal landing terminal” (UE, 2009).

Como pode ser visto, diferentemente das redes de transporte e distribuição, dos terminais de GNL e das instalações de estocagem de gás natural, a Diretiva nº 2009/73/CE tão somente atribui aos Estados-Membros a atribuição de tomar as medidas necessárias para garantir o acesso de terceiros às redes de gasodutos *upstream* (ou de escoamento da produção), sem fazer qualquer menção ao regime de acesso que deve ou pode ser adotado, mas da forma como cada Estado-Membro entender ser mais adequado de acordo com os instrumentos legais relevantes.

Esta menor necessidade de detalhar e harmonizar as regras de acesso aos gasodutos de escoamento da produção pode ter explicação no fato da menor parte dos países da União Europeia poderem ser classificados como produtores de gás natural³⁷. Conforme a Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022 (SEI 2704653), apenas 3 (três) membros da União Europeia podiam ser considerados países produtores³⁸, sendo eles: Dinamarca, Holanda (Países Baixos) e Romênia. Destes, merece destaque o caso da Dinamarca, que regulamentou o acesso de terceiros à sua rede de gasodutos *upstream* por meio da Ordem Executiva nº 1.410³⁹ (Ordem nº 1.410/2019), de 16 de dezembro de 2019.

A Seção 1 da Ordem nº 1.410/2019 determina que qualquer interessado pode ter acesso às “(...) *redes de gasodutos upstream e para instalações upstream, incluindo as instalações que fornecem serviços técnicos em conexão com esse acesso, exceto para as partes dessas redes e instalações que são usadas para atividades locais de produção em um campo onde o gás natural é produzido*”, mediante o pagamento de uma remuneração ao proprietário ou operador. Sendo que, as instalações *upstream* abrangem as redes de gasodutos de escoamento e instalações de tratamento/processamento em terra associadas aos gasodutos e que são operadas em conjunto (Seção 2(2), da Ordem nº 1.410/2019).

Já a Seção 3 determina que as negociações entre o proprietário ou operador e o requerente para o acesso à rede de gasodutos ou à instalação *upstream* devem ser iniciadas e concluídas dentro de um prazo razoável. No entanto, o procedimento de negociação descrito não determina tempo máximo para a conclusão das negociações. O único prazo estabelecido é de resposta do proprietário ou operador em caso de negativa de acesso, que deve ser de no máximo 14 (quatorze) dias.

A Seção 5 determina que as condições e o preços negociados não devem ser discriminatórios, além da necessidade de sua submissão ao ente regulador de energia dinamarquês:

“5. Os preços e condições dos serviços relacionados ao acesso são determinados pela negociação entre o requerente para acesso a uma rede de gasodutos upstream ou a uma instalação upstream e seu proprietário ou operador.

(2) Os preços e condições devem ser determinados de tal forma que não haja discriminação entre os requerentes.

(3) Os preços e condições devem ser notificados ao Regulador de Serviços Públicos Dinamarquês.” (Grifos nossos). (Tradução livre).

As recusas de acesso devem ser devidamente justificadas, sendo necessário serem baseadas em um dos seguintes itens obtidos na Seção 5(5) da Ordem nº 1.40/2019:

“(5) O proprietário ou operador pode se recusar a conceder acesso à sua rede de gasodutos upstream ou à sua instalação upstream quando necessário:

³⁷ São considerados países produtores aqueles em que a produção corresponde a, no mínimo, 50% do seu consumo.

³⁸ Os demais países da Europa, não membros da União Europeia, que atenderam ao critério de país produtor são o Reino Unido e a Noruega.

³⁹ *Executive Order on Access to the Upstream Pipeline Network and to Upstream Facilities*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2019/1410> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 25/03/2024.

- 1) se as especificações técnicas forem mutuamente incompatíveis e este problema não puder ser resolvido facilmente de forma razoável,
- 2) evitar dificuldades que não podem ser razoavelmente superadas facilmente e que possam ser prejudiciais à efetiva produção futura de hidrocarbonetos existentes e planejadas, inclusive de campos com rentabilidade econômica marginal, ou
- 3) respeitar as necessidades razoáveis devidamente documentadas do proprietário ou operador da rede de gasodutos upstream ou das instalações de transporte e processamento de gás a montante e os interesses de todos os outros usuários potencialmente afetados da rede de gasodutos upstream ou instalações relevantes de processamento ou tratamento.” (Tradução livre).

A Subseção 5.4 da Nota Técnica Conjunta nº 25/2025/ANP (SEI 2699024) faz uma análise mais pormenorizada dos demais elementos que definem o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção na Dinamarca, bem como da regulação do acesso de terceiros às instalações de processamento de gás natural⁴⁰.

3.5. Austrália

A experiência australiana no acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural ocorre no âmbito dos gasodutos de transporte e de distribuição.

A *Australian Energy Regulator* (AER) é o órgão da Austrália responsável pela regulação dos serviços prestados pelos proprietários/operadores de gasodutos de transporte e de distribuição em quase todas as jurisdições/estados do país, exceto no estado da Austrália Ocidental (*Western Australia* – WA), onde esse papel é desempenhado pela *Economic Regulation Authority* (ERA). A AER também é o órgão responsável pela classificação e reclassificação dos gasodutos em transporte ou distribuição e por estabelecer a forma de regulação aplicável a estas instalações, em substituição ao *National Competition Council* (NCC), que tinha esta atribuição até março de 2023, que apenas preserva algumas funções no estado da WA, onde ainda é adotada uma versão anterior da *National Gas Rules* (NGR)⁴¹.

Atualmente, os gasodutos de transporte e de distribuição podem ser enquadrados em 2 (duas) categorias distintas (AER, 2023):

- *Scheme pipelines*: gasodutos que estão sujeitos a uma regulação mais forte (“regulação completa” ou *full regulation*), o que inclui uma regulação de preços pela AER; e
- *Non-scheme pipelines*: gasodutos que estão sujeitos a uma forma mais branda de regulação (“regulação branda” ou *light regulation*).

O critério de enquadramento regulatório dos gasodutos contido na *National Gas Law* (NGL), crucial para a definição da regulação de acesso a ser adotada, tem como objetivo avaliar se o acesso ao gasoduto por terceiros interessados é essencial para a promoção da competição em outros segmentos do mercado, a montante ou a jusante. Para tal, a decisão quanto ao enquadramento de um gasoduto pelo regulador entre umas das categorias acima mencionadas

⁴⁰ A Ordem Executiva nº 805 (Ordem nº 805/2019), de 13 de agosto de 2019, em atendimento ao disposto na Seção 16(8) da Lei de Subsolo dinamarquesa regulamentou o uso por terceiros interessados às instalações de processamento de gás natural na Dinamarca. As traduções não oficiais para inglês da Ordem nº 805/2019 e da Lei de Subsolo se encontram nos seguintes endereços eletrônicos, respectivamente: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/executive_order_no.805_of_13_august_2019_on_the_use_of_facilities_for_the_production_processing_and_transportation_etc._of_hydrocarbons_by_third_parties.pdf e https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/consolidated_act_no.1190_of_21_september_2018_in_the_use_of_the_danish_subsoil.pdf (Acesso em 26/03/2024).

⁴¹ https://ncc.gov.au/making-an-application/national_gas_law.

leva em consideração tanto o poder de mercado do proprietário/operador do gasoduto, quanto os custos e benefícios da regulação. Dessa forma, caso o poder de mercado do proprietário/operador seja elevado e o benefício da regulação seja superior ao custo, adota-se a “regulação completa”. Caso contrário, adota-se a regulação branda.

Uma alteração recente na legislação australiana é a determinação que todos os gasodutos, independentemente do seu enquadramento (*scheme* ou *non-scheme pipelines*), devem permitir o acesso de terceiros, e estão sujeitos aos mesmos requisitos de publicidade de informações e medidas de prevenção a condutas anticoncorrenciais.

Além disso, o regulador deve monitorar o comportamento dos proprietários/operadores de gasodutos com relação: (i) aos preços e tarifas cobrados pelos serviços dos gasodutos; (ii) às informações publicadas pelos prestadores de serviço; (iii) aos resultados das negociações de acesso; (iv) às negociações com partes relacionadas; entre outros. Com base nestas informações, o regulador pode dar início a um processo de reavaliação do enquadramento dos gasodutos se as circunstâncias forem apropriadas.

Para dar apoio a esta função, a AER possui o poder de notificar os agentes a prestarem informações que considerar necessárias, assim como poderá exigir que os prestadores de serviços realizem auditorias de conformidade.

Projetos de gasodutos considerados *greenfields*⁴² podem ser elegíveis a determinações de incentivos, que os isentam do enquadramento como *scheme pipelines* por 15 (quinze) anos a partir da data da sua entrada em operação comercial, ou seja, ficam isentos do cumprimento das obrigações da regulação completa durante este período. Estes projetos podem, ainda, receber uma proteção de preços, por meio da qual, em caso de haver alguma resolução de conflito que envolva o acesso de terceiros, certos termos e condições ficam preservados. Existindo uma determinação de proteção de preços, devem ser estabelecidos termos e condições tarifárias e não tarifárias sempre aplicáveis ao gasoduto. Dessa forma, se houver uma disputa de acesso relacionada ao gasoduto, qualquer árbitro dessa disputa deverá dar cumprimento aos termos e condições que estão na determinação da proteção de preços.

Ainda se tratando de resolução de conflitos, os considerados pequenos carregadores (pequeno usuário ou terceiro interessado) possuem maior proteção durante os conflitos de acesso. As seguintes proteções se aplicam aos pequenos carregadores (AGS, 2023):

- permitir que pequenos carregadores optem por ter uma associação de usuários associada como parte no conflito;
- permitir que pequenos carregadores optem pela mediação do conflito;
- evitar que os custos sejam imputados a pequenos carregadores⁴³;
- evitar que os pequenos carregadores sejam obrigados a pagar mais de metade dos custos do órgão de resolução de conflitos ou do árbitro.

A seguir são apresentadas as principais características de cada um dos modelos de regulação aplicáveis aos gasodutos de transporte e distribuição na Austrália.

Scheme Pipelines (Full Regulation ou Regulação Completa)

Segundo a NGR, os prestadores de serviço dos *scheme pipelines* devem submeter à autoridade regulatória os serviços de referência ofertados no âmbito do gasoduto, as tarifas, os termos não-tarifários e demais condições de acesso aplicáveis à cada serviço de referência, que devem ser submetidos e aprovadas *ex-ante* pelo regulador, com a possibilidade dos terceiros interessados negociarem junto aos prestadores de serviço termos e condições específicos para o atendimento de suas necessidades. Em outras palavras, o acesso aos gasodutos sujeitos à

⁴² Projeto de gasoduto *greenfields* significa um projeto para a construção de (a) um gasoduto que será estruturalmente separado de qualquer gasoduto existente ou (b) uma grande extensão de um gasoduto existente (AER, 2023).

⁴³ A qualquer momento, o órgão de resolução de conflitos pode ordenar que uma parte (que não seja um pequeno carregador) pague a totalidade ou uma parte específica dos custos de outra parte numa audiência de conflito (Seção 185(2) da NGL, versão 75).

regulação completa corresponde ao regime de acesso regulado, em que o prestador de serviço responsável pela infraestrutura submete de forma prévia termos e condições tarifários e não-tarifários de acesso para apreciação do regulador, de maneira similar ao observado no caso da regulação de gasodutos de transporte nos EUA (ver Subseção 3.1 desta Nota Técnica)⁴⁴.

Com relação especificamente às tarifas que podem ser praticadas, é importante ressaltar que pode haver alguma diferenciação de preços, com descontos para determinado usuário ou grupo deles, que levem a uma utilização eficiente de gasoduto ou que atenda critérios distributivos, considerando as necessidades de um grupo de consumidores em relação a determinados serviços de referência.

Com vistas a permitir a regulação tarifária pela AER, os prestadores de serviços devem submeter periodicamente informações financeiras e operacionais consideradas relevantes para a regulação da tarifa e da receita por parte da regulador, tais como despesas de capital, custos operacionais, taxa de retorno, entre outras, além de outras informações que podem ser solicitadas pela autoridade regulatória, de forma a possibilitar uma avaliação das condições de acesso.

No modelo de regulação completa, além da prestação de informação ao regulador, os prestadores de serviço dos gasodutos devem preparar, dar publicidade e manter disponível as seguintes informações ao mercado, de acordo com o padrão, prazos e nível de detalhamento estabelecidos nas Seções 100 a 101E da NGR:

- informações sobre os serviços prestados e sobre o acesso (Seção 101B da NGR), as quais incluem:
 - classificação do gasoduto (transporte ou distribuição), mapa esquemático do gasoduto com a descrição e localização de seus pontos de recebimento e pontos de entrega, extensão e diâmetro da linha-tronco e ramais etc. [Subseção 101B(2) da NGR];
 - descrição dos serviços disponíveis, limitações quanto à disponibilidade local e *ranking* de prioridade dos serviços [Subseção 101B(3) da NGR]; e
 - movimentação de gás (volume total de gás natural programado e efetivamente injetado e retirado do gasoduto durante o mês) [Subseção 101B(4) da NGR];
- os termos e condições tarifários e não-tarifários vigentes, e estrutura de preços/tarifas aplicáveis (Subseção 101C da NGR);
- informações financeiras, dados sobre o histórico da demanda e a metodologia de alocação de custo (Subseção 101D da NGR);
- a quantidade contratada e as tarifas cobradas (Subseção 101E da NGR).

Ainda no âmbito da regulação completa, a legislação australiana confere determinado grau de proteção aos demandantes do acesso aos gasodutos, caso haja qualquer conflito em relação ao acesso, inclusive quando haja algum tipo de restrição a ele por parte do proprietário/operador. Caso as negociações acerca de termos e condições específicos para a prestação do serviço falhem, as partes envolvidas na negociação podem acionar as autoridades regulatórias competentes para arbitrar o processo de resolução de conflitos. É importante destacar que pode ser considerado como parte um terceiro interessado, ou seja, alguma empresa que se manifeste sobre o assunto junto à autoridade regulatória e que esta considere como tendo interesse no assunto.

Cumpra ressaltar também que autoridade regulatória pode requerer que as partes envolvidas busquem um processo alternativo para a resolução de conflitos, ao invés daquele arbitrado pelo regulador.

⁴⁴ Vale destacar, porém, que, apesar de semelhante, nos Estados Unidos não é prevista a resolução de controvérsia pela FERC no caso de conflito entre as partes na negociação das tarifas e termos e condições específicos, diferentemente do caso da Austrália, em que o regulador deve atuar como árbitro das questões relacionadas com acesso de terceiros nos gasodutos sujeitos à regulação completa.

Por fim, como forma de assegurar uma dinâmica concorrencial competitiva, as normas australianas impõem as seguintes salvaguardas e proibições aos *scheme pipelines* (AGS, 2023)⁴⁵:

- os prestadores de serviço são proibidos de impedir ou dificultar o acesso;
- é vedada a oferta de serviços agrupados (“*bundled services*”) no gasoduto;
- um terceiro interessado tem o direito de se interconectar a um gasoduto ou outra instalação de um gasoduto sempre que tal interligação seja tecnicamente viável e esteja de acordo com o funcionamento seguro e confiável do gasoduto, e esta pessoa concorde em financiar os custos associados à interligação;
- Os prestadores de serviço devem segregar contabilmente as atividades de prestação de serviços no âmbito gasoduto das demais atividades que exercem (separação contábil);
- Os prestadores de serviço não podem atuar em atividades relacionadas, tais como produção e comercialização de gás natural, tampouco podem os funcionários responsáveis pelas vendas de serviços do gasoduto tomarem parte em negócios nestas atividades (e vice-versa);
- Os proprietários/operadores não devem possuir contratos com partes relacionadas (“*associate contracts*”)⁴⁶ que tenham efeitos anticompetitivos ou que seja inconsistente com a regra de paridade⁴⁷, a não ser que o contrato seja aprovado pelo regulador.

Non-Scheme Pipelines (Light Regulation ou Regulação Branda)

Os *non-scheme pipelines* são sujeitos a uma regulação mais branda, quando comparado ao caso dos *scheme pipelines*. Neste caso, ao invés de preços e condições de acesso aprovadas *ex-ante*, os proprietários/operadores dos gasodutos possuem maior liberdade para a definição dos preços dos serviços prestados e das demais condições de acesso. Ou seja, o modelo de regulação branda se enquadra na definição de um regime de acesso negociado, por meio do qual as tratativas de acesso ocorrem de forma mais livre, sem uma regulação dos preços e dos termos e condições tarifárias e não-tarifárias por parte do regulador, com objetivo de facilitar o acesso em condições razoáveis, de modo a refletir, na medida do possível, os resultados de um mercado competitivo. No entanto, cumpre ressaltar que a Seção 228L da NGL veda a discriminação de preços por ocasião da oferta de serviços por gasodutos de transporte, exceto se esta prática leve a um aumento de eficiência na prestação dos serviços⁴⁸.

Assim como na regulação completa, a regulação branda impõe a obrigatoriedade de publicidade ao mercado do mesmo conjunto de informações pelos proprietários/operadores dos *scheme pipelines*, apresentados anteriormente.

Além disso, as normas australianas possibilitam que os demandantes dos serviços do gasoduto notifiquem o órgão regulador, caso haja qualquer conflito em relação ao acesso, inclusive quando haja algum tipo de restrição a ele por parte do proprietário/operador. Nesse caso, as partes podem acionar um processo de arbitragem orientado comercialmente,

⁴⁵ AGS (2023).

⁴⁶ “*associate contract means—*

(a) a contract, arrangement or understanding between a service provider and an associate of the service provider in connection with the provision of an associate pipeline service; or

(b) a contract, arrangement or understanding between a service provider and any person in connection with the provision of an associate pipeline service—

(i) that provides a direct or indirect benefit to an associate; and

(ii) that is not at arm's length;” (Seção 2 “Definições” da NGL).

⁴⁷ A regra de paridade busca assegurar que, em qualquer contrato de prestação de serviços de gasoduto com empresas pertencentes a um mesmo grupo econômico, estas são tratadas como instituições independentes. Mais informações podem ser encontradas no seguinte sítio eletrônico em AGS (2023).

⁴⁸ “(1) A transportation service provider must not engage in price discrimination when providing operational transportation services.

(2) Subsection (1) does not apply if the transportation service provider engages in price discrimination that is conducive to efficient service provision.” (Seção 228L da NGL).

intermediado por um agente privado escolhido pela autoridade regulatória. O árbitro não pode possuir qualquer relação com as partes, deve ser devidamente qualificado para a resolução do conflito e não deve ter interesse direto ou indireto no resultado da disputa.

Por fim, cumpre ressaltar que os *non-schemes pipelines* também são sujeitos às mesmas salvaguardas e proibições voltadas para a manutenção de um mercado competitivo aplicáveis aos *scheme pipelines*.

As principais características de cada uma das formas de regulação são apresentadas na Tabela 2, a seguir:

Tabela 2 – Resumo das regulações aplicadas aos gasodutos na Austrália.

Tipo de Regulação	Regulação Completa	Regulação Branda
Obrigações de Acesso	<i>Scheme pipelines</i> e <i>non-scheme pipelines</i> devem fornecer acesso a terceiros aos serviços do gasoduto	
Regulação de preço	Preços/Tarifas para os serviços de referência são aprovados pela autoridade reguladora, nos <i>scheme pipelines</i> . Prestadores de serviços devem submeter para aprovação as condições tarifárias e não-tarifárias para o acesso aos serviços de referência.	Preços para os serviços prestados no âmbito de <i>non-scheme pipelines</i> não são regulados.
Disponibilização de informações	Tantos os <i>scheme pipelines</i> quanto os <i>non-scheme pipelines</i> devem publicar as seguintes informações: • Informações sobre o serviço e sobre o acesso: classificação do gasoduto, mapa esquemático, descrição dos pontos de recebimento e entrega; descrição dos serviços prestados e da utilização dos serviços; e informações sobre a disponibilidade dos serviços. • Termos vigentes: termos e condições tarifárias e não-tarifárias para o acesso, os preços dos serviços de referência e sua metodologia de cálculo. • Informações financeiras, informações sobre o histórico da demanda e a metodologia de alocação de custo. • Informações sobre cada serviço prestado via contrato de acesso, incluindo os termos do serviço, o tipo de serviço, a quantidade contratada e os preços cobrados.	
Resolução de conflitos	Autoridade regulatória resolve os conflitos.	Conflitos são sujeitos à arbitragem comercial.
	Se um usuário pequeno ou um usuário prospectivo esteja envolvido em um conflito quanto ao acesso, ele pode optar por ter o conflito resolvido por um mediador.	
Salvaguardas e proibições concorrenciais	Todos os gasodutos são sujeitos a salvaguardas e proibições concorrenciais.	

Fonte: AER (2023).

Demais Infraestruturas de Gás Natural

Em março de 2023, foi inserido o Capítulo 5A (“*Third-party access obligations for non-pipeline facilities*”) na NGL, contendo diretrizes para a elaboração das regras regulatórias para o acesso de terceiros as instalações não dutoviárias de gás natural. Merece destacar que, os gasodutos de escoamento, tubulações internas ou dutos que façam parte de uma planta de processamento e os sistemas de coleta estão excluídos da definição de “*pipeline*” (gasoduto) contida na referida lei⁴⁹:

⁴⁹ O Anexo 2 do *National Gas (South Australia) Regulations* apresenta uma lista exaustiva das exclusões da definição de duto, e acordo com a definição constante da Seção 2 da NGL.

“gasoduto significa -

(a) um duto ou sistema de dutos para a movimentação de gás coberto [i.e. gás natural, hidrogênio, biometano, metano sintético e suas misturas] e quaisquer tanques, reservatórios, máquinas ou equipamentos diretamente ligados a essa tubulação ou sistema de tubulações; ou

(b) um duto ou sistema de dutos proposto para a movimentação de gás coberto, e quaisquer tanques, reservatórios, máquinas ou equipamentos propostos para serem diretamente conectados ao duto ou sistema de duto proposto; ou

(c) uma parte de um duto ou sistema de dutos ou duto ou sistema de dutos proposto referido no parágrafo (a) ou (b),

mas não inclui—

(d) a menos que o parágrafo (e) seja aplicável, **qualquer instalação a montante de um flange de saída prescrito em uma tubulação que movimenta gás coberto de uma planta de processamento de gás prescrita**; ou

(e) se for prescrito um ponto de conexão a montante de um flange de saída de tal tubulação, qualquer instalação a montante desse ponto; ou

(f) Um sistema de coleta operado como parte de uma operação de produção a montante de gás processável; ou

(g) quaisquer tanques, reservatórios, máquinas, instalações, instalações ou equipamentos utilizados para remover ou adicionar componentes ou alterar o gás coberto (exceto instalações de odorização), tais como uma planta de processamento de gás ou instalação de processamento de mistura; ou

(h) Qualquer instalação a jusante de um ponto de um gasoduto de onde uma pessoa retira gás coberto para fins de consumo;

(i) em relação a uma instalação de processamento de mistura – qualquer coisa desde o ponto de um gasoduto a partir do qual o gás coberto é retirado para processamento de mistura até o ponto onde a mistura de gás é injetada no gasoduto ou em outro gasoduto;⁵⁰. (Grifos nossos). (Tradução livre).

⁵⁰ “pipeline means—

(a) a pipe or system of pipes for the haulage of covered gas, and any tanks, reservoirs, machinery or equipment directly attached to that pipe or system of pipes; or

(b) a proposed pipe or system of pipes for the haulage of covered gas, and any proposed tanks, reservoirs, machinery or equipment proposed to be directly attached to the proposed pipe or system of pipes; or

(c) a part of a pipe or system of pipes or proposed pipe or system of pipes referred to in paragraph (a) or (b), but does not include—

(d) unless paragraph (e) applies, anything upstream of a prescribed exit flange on a pipeline conveying covered gas from a prescribed gas processing plant; or

(e) if a connection point upstream of an exit flange on such a pipeline is prescribed, anything upstream of that point; or

(f) a gathering system operated as part of an upstream producing operation for processable gas; or

(g) any tanks, reservoirs, machinery, plant, facility or equipment used to remove or add components to or change covered gas (other than odourisation facilities) such as a gas processing plant or blend processing facility; or

(h) anything downstream of a point on a pipeline from which a person takes covered gas for consumption purposes;

(i) in relation to a blend processing facility—anything from the point on a pipeline from which covered gas is taken for blend processing to the point where the gas blend is injected into the pipeline or another pipeline.” (Seção 2 “Definições” da NGL).

O entendimento de que apenas os gasodutos que se prestam ao transporte e distribuição se encontram no escopo da aplicação das regras de acesso contidas na NGL é corroborado pela leitura da sua Seção 13(1), que trata dos critérios de classificação dos dutos, mediante deve-se adotar o critério de função primária para que seja determinado, por parte do regulador, se um gasoduto é de transporte ou de distribuição:

“13—Critério de classificação de dutos

(1) O critério de classificação do gasoduto é saber se a função principal do gasoduto é:

a) Capilarizar o gás dentro de um mercado (que é a função primordial de um gasoduto de distribuição); ou

b) Transportar gás para um mercado (que é a função principal de um gasoduto de transporte).”⁵¹ (Tradução livre).

Com relação às instalações abrangidas pelo Capítulo 5A da NGL, foram criadas obrigações de transparência de informações para as instalações de serviços de compressão, de estocagem de gás natural e instalações para a mistura de gás natural (*“blend processing facilities”*) com outros gases (hidrogênio, biometano etc.), mas apenas foi criada uma obrigação de acesso de terceiros às *blend processing facilities*, no modelo de regulação branda (acesso negociado).

Com relação às instalações de estocagem de gás natural, os prestadores de serviço de estocagem devem preparar, dar publicidade e manter disponível as seguintes informações ao mercado, de acordo com o padrão, prazos e nível de detalhamento estabelecidos nas Seções 198D a 198G da NGR:

- os termos e condições aplicáveis à instalação (Subseção 198F(2)(a) da NGR);
- os preços vigentes pelos serviços prestados, de acordo com os termos e condições publicados (Subseção 198F(2)(b) da NGR);
- outras informações sobre preços e encargos aplicáveis ao serviço da instalação, incluindo a estrutura de cobrança do serviço da instalação (preço fixo, preço variável ou uma combinação de ambos), qualquer encargo mínimo e quaisquer encargos adicionais que possam ser pagos (Subseção 198F(2)(b) da NGR);
- o prazo contratual (data de início e fim do contrato), qualidade do serviço (firme ou interruptível), a quantidade contratada, os preços e a estrutura de encargos cobrada etc. (Subseção 198G da NGR).

Além das obrigações de transparência, o prestador do serviço de estocagem deve garantir que as informações históricas sobre preços aplicáveis para suas instalações continuem disponíveis ao público por um período de 5 anos: (a) a partir da data em que os preços deixaram de ser aplicáveis sob o contrato de acesso relevante; ou (b) a partir da data em que o contrato de acesso relevante termina, o que ocorrer primeiro [Subseção 198E(6)] da NGR.

Importa ressaltar que tanto com relação às obrigações de transparência, quanto ao acesso de terceiros às demais instalações de gás natural, as Subseções 197(d) e 200(b) da NGL dão margem à inclusão de outras instalações de gás natural, não apenas que já encontram mencionadas na NGL, podendo estas serem futuramente incluídas por meio de posterior regulamentação da lei:

“Parte 1—Transparência das informações

197—Definições

Nesta parte-

⁵¹ “13—Pipeline classification criterion

(1) The pipeline classification criterion is whether the primary function of the pipeline is to—

(a) reticulate gas within a market (which is the primary function of a distribution pipeline); or

(b) convey gas to a market (which is the primary function of a transmission pipeline).” (Seção 13(1) da NGL).

instalação significa o seguinte:

(...)

(d) uma instalação, que não seja um gasoduto, prescrita pelos Regulamentos [National Gas (South Australia) Regulations] para efeitos desta definição;

(...)

Parte 2—Acesso a certas instalações

200—Definições

Nesta parte—

instalação relevante significa—

(...)

(b) uma instalação de um tipo prescrito pelos Regulamentos [National Gas (South Australia) Regulations] para os fins deste parágrafo⁵². (Grifos nossos). (Tradução livre).

A este respeito, merece menção a recomendação por parte da *Australian Competition & Consumer Commission* (ACCC), feita com base na análise das contribuições recebidas em razão de diagnóstico feito pela própria comissão, realizado em 2021⁵³, acerca da efetividade da concorrência no segmento de *upstream*, constante do relatório intermediário de janeiro de 2022, no âmbito da iniciativa “*Gas Inquiry 2017-2025*”⁵⁴:

“(...) considerar a implementação de um regime de acesso de terceiros para infraestruturas upstream (ou seja, gasodutos de escoamento, processamento de gás natural, instalações de tratamento de água e compressão) e instalações de estocagem que, à semelhança da forma de regulação mais branda aplicável aos gasodutos, preveja o recurso a um mecanismo de resolução de litígios comercialmente orientada em caso de conflito de acesso”. (Grifos nossos).

Ou seja, para as infraestruturas de *upstream*, que contemplam os gasodutos de escoamento e instalações de tratamento e processamento de gás natural, e às instalações de estocagem de gás natural, aplicar-se-ia um regime de acesso de terceiros equivalente ao dos gasodutos *non-scheme* (regulação branda), descrito anteriormente.

Com base nesta recomendação da ACCC, de agosto de 2022, o Conselho de Ministros de Energia da Austrália, apresentou manifestação favorável para que fosse, então, dado início em 2023 aos estudos de impacto regulatório para a adoção do regime de acesso de terceiros às infraestruturas de *upstream* e às instalações de estocagem de gás natural⁵⁵. Contudo, até a

⁵² “Part 1—Information transparency

197—Definitions

In this Part—

facility means the following:

(...)

(d) a facility, other than a pipeline, prescribed by the Regulations for the purpose of this definition;

(...)

Part 2—Access to certain facilities

200—Definitions

In this Part—

relevant facility means—

(...)

(b) a facility of a type prescribed by the Regulations for the purposes of this paragraph.” (Capítulo 5A da NGL).

⁵³ ACCC (2021).

⁵⁴ ACCC (2022).

⁵⁵ Energy Ministers (2022).

conclusão da presente nota técnica, não foram identificados documentos relacionados com estes estudos.

Por fim, assim como no caso da Noruega, a Austrália não possui regulação acerca do acesso de terceiros aos terminais e importação de GNL, cuja primeira instalação, ainda está em construção. Dessa forma, diferentemente das demais infraestruturas de gás natural do país, atualmente não existe uma preocupação por parte do legislador em regulamentar o acesso de terceiros a este tipo de instalação no país.

4. A EVOLUÇÃO DO ACESSO DE TERCEIROS NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

No Brasil, os primeiros dispositivos atinentes ao acesso de terceiros a infraestruturas do setor de petróleo e gás natural surgiram com a edição da Lei do Petróleo, Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na esteira da reforma do setor ocorrida a partir da promulgação da Emenda Constitucional (EC) nº 9, de 1995, que flexibilizou o monopólio da União de que trata o artigo 177 da Constituição Federal.

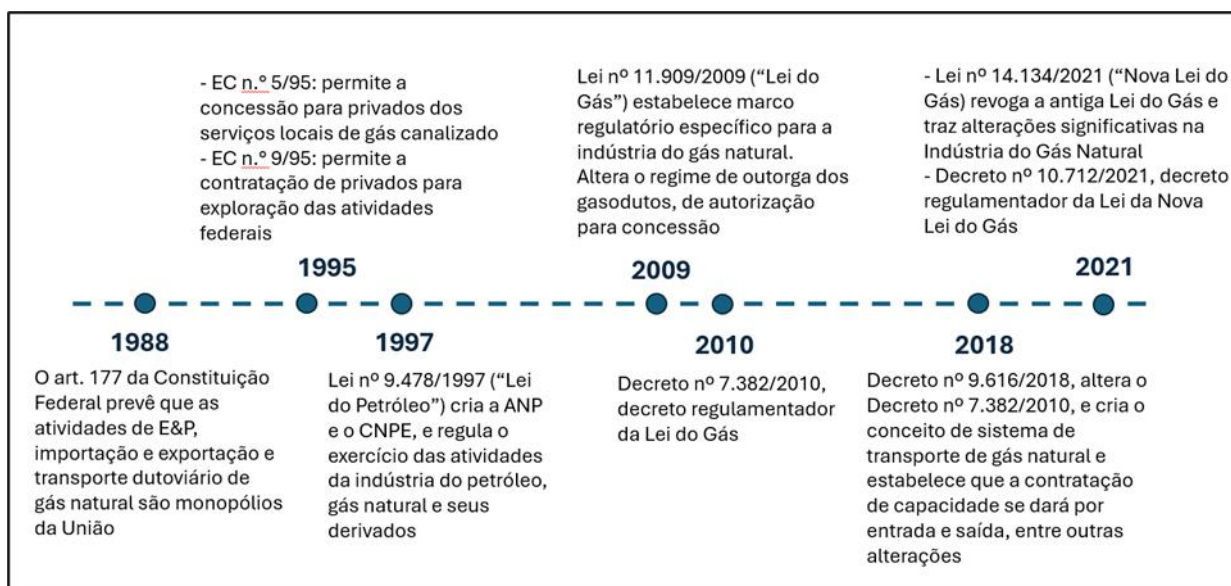
Naquela época, apenas a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e suas subsidiárias eram legalmente admitidas como órgão executor do exercício do monopólio da União, condição que foi modificada pela supracitada EC, que modificou o § 1º do art. 177, o qual passou a dispor que a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do artigo, dentre as quais se incluem o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem.

Assim, à época da edição da Lei do Petróleo, praticamente toda a infraestrutura de movimentação de petróleo, seus derivados e gás natural pertenciam à incumbente. Neste contexto, os dispositivos referentes ao acesso neste ato legal buscaram acrescentar elementos que levassem em consideração a realidade daquele momento e minimamente conferissem condições para a diversificação de agentes no setor, que se materializaria com os leilões de blocos vindouros. Tais dispositivos foram sendo aperfeiçoados ao longo das reformas legais seguintes, que tiveram grande foco no gás natural, principalmente a Lei nº 11.909, de 3 de março de 2009, e a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, a “Nova Lei do Gás”.

A partir da perspectiva desses atos legais e de seus dispositivos relativos ao acesso a terceiros, é possível analisar a questão da modalidade do acesso na realidade brasileira, análise esta que é o objeto do presente capítulo.

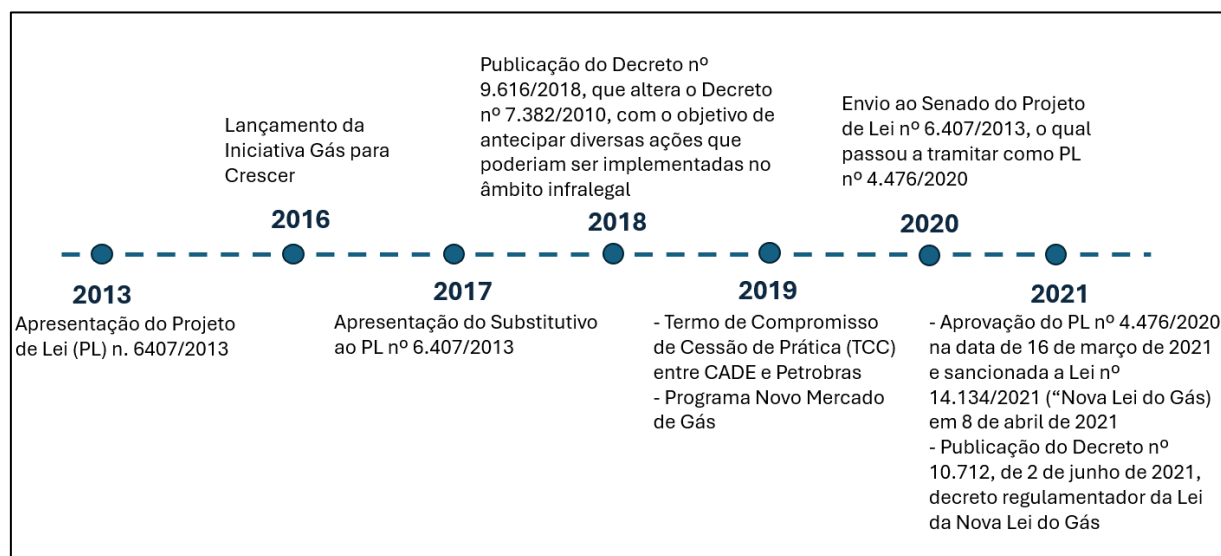
A Figura 3 ilustra a evolução do arcabouço constitucional, legal e infralegal atinente ao gás natural entre 1988 e 2021. A Figura 4, por sua vez, aponta os principais marcos relativos à instituição da Nova Lei do Gás.

Figura 3 – Evolução do arcabouço constitucional, legal e infralegal do setor de gás natural no Brasil entre 1988 e 2021.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4 – Principais marcos que levaram à instituição da Nova Lei do Gás.



Fonte: Elaboração própria.

4.1. Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo)

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei nº 9.478/1997) foi o primeiro diploma legal a tratar do acesso a infraestruturas do setor de petróleo e gás. Já em suas definições, categorizou como de transporte ou transferência a movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis⁵⁶ ou gás natural. O transporte se referia àquela em meio ou percurso considerado de interesse geral (art. 6º, VII), ao passo que a transferência apontava equivalia à

⁵⁶ Os biocombustíveis foram inseridos nas definições de transporte e transferência da Lei do Petróleo a partir da edição da Lei nº 12.490, de 2011.

movimentação em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (art. 6º, VIII). Tais definições foram empregadas no Capítulo VII desta Lei (do Transporte de Petróleo, Seus Derivados e Gás Natural), cujo art. 58 estabelece que *“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 aplicável⁵⁷”*. Ou seja, caso um duto fosse classificado como de transporte, ele estaria sujeito ao acesso de terceiros. Em relação à remuneração, o § 1º deste mesmo art. 58 estabelece que cabe à ANP fixar *“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 verificar se o valor acordado é compatível com o mercado⁵⁸”*. Por fim, o art. 59 estabelece que os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização.

A Lei do Petróleo não estabeleceu explicitamente a modalidade de acesso a ser adotada, ou seja, não mencionou se o acesso era negociado ou regulado. No entanto, essa Lei, ao citar que a remuneração só seria estabelecida pelo regulador caso não houvesse acordo entre as partes, ou seja, caso a negociação entre as partes não tivesse chegado a um consenso, já conferia elementos importantes para que o seu acesso pudesse ser interpretado como sendo no regime negociado.

No entanto, na ausência de leis específicas relativas ao gás natural, que viriam a surgir apenas a partir de 2009, foram editadas resoluções que adotaram as características da modalidade de acesso regulada (tal como a Resolução ANP nº 27/2005, que regulamentava o uso de gasodutos de transporte, ou a Resolução ANP nº 29/2005, que regulamentava os critérios para o cálculo das tarifas de transporte de gasodutos de transporte) como a negociada (por exemplo, a Portaria ANP nº 115/2000, que regulamentava o livre acesso a dutos de transporte e foi substituída pela Resolução ANP nº 35/2012, e a Portaria ANP nº 251/2000, referente ao acesso a terminais aquaviários, que viria a ser substituída pela Resolução ANP nº 881/2022). Somente a partir da edição da Lei nº 11.909, de 2009, é que os dispositivos da Lei do Petróleo passaram a embasar legalmente apenas normativos em que a modalidade do acesso era a negociada (por exemplo, as já citadas Resolução ANP nº 35/2012 e Resolução ANP nº 881/2022), restando à Primeira Lei do Gás o fundamento legal para resoluções envolvendo o acesso regulado.

4.2. Lei nº 11.909/2009 (Primeira Lei do Gás)

A primeira lei dedicada ao gás natural no Brasil, publicada em 5 de março de 2009, foi a Lei nº 11.909, de 4 de março daquele mesmo ano, que dispôs principalmente sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, mas também contemplou as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização.

A “Primeira Lei do Gás” trouxe uma série de dispositivos específicos para o setor de transporte, tais como estabelecimento da concessão, precedida por licitação, como o regime de outorga para gasodutos de transporte considerados de interesse geral, e a autorização para gasodutos de transporte que envolvessem acordos internacionais (art. 3º). Além disso, trouxe regras para a concessão da atividade de estocagem de gás natural, para a autorização de gasodutos de escoamento da produção, instalações de processamento e tratamento de gás e terminais de GNL, dentre outras diversas disposições.

Especificamente em relação ao acesso, a Lei nº 11.909/2009, em conjunto com o decreto que a regulamentou, o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010 (posteriormente alterado

⁵⁷ Redação dada pela Lei nº 14.134, de 2021.

⁵⁸ Redação dada pela Lei nº 14.134, de 2021.

pelo Decreto nº 9.616, de 2018, e revogado pelo Decreto nº 10.712/2021), determinou-se que gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não eram obrigados a permitir o acesso de terceiros (art. 62), ressalvando, em seu parágrafo único, posteriormente incluído por meio do Decreto nº 9.616/2018, que negativas de acesso que configurassem conduta anticompetitiva sujeitaria o agente a sanções cabíveis.

Em relação aos gasodutos de transporte, o acesso era assegurado, respeitados os períodos de exclusividade, nos termos do art. 32, observado o disposto no § 2º do art. 3º e no § 3º do art. 30 da Lei nº 11.909/2009. Em relação a tarifas, seus valores eram fixados pela ANP no decorrer de processos de chamada pública prévios à construção ou ampliação de gasodutos de transporte (art. 5º, §2º). Além disso, a ANP também era responsável por estabelecer a tarifa e transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para gasodutos objeto de concessão, a partir da aplicação, à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública, o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação (§ 2º do art. 13). Para novos gasodutos objeto de autorização, as tarifas de transporte de gás natural seriam propostas pelo transportador e posteriormente aprovadas pela ANP, nos termos do art. 28, e, por fim, foram preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data de publicação da Lei nº 11.909/2009 (art. 31).

O critério para a seleção da proposta vencedora, no caso dos gasodutos concedidos, era o de menor receita anual, que correspondia ao montante anual a ser recebido pelo transportador para a prestação do serviço de transporte contratado (art. 13). A receita anual máxima prevista e os critérios utilizados para seu cálculo eram itens obrigatórios do edital de licitação, dentre outros elementos, tais como o percurso do gasoduto e os requisitos exigidos dos concorrentes (art. 17).

Como se pode inferir, as tarifas de transporte de gás natural, nos termos da Primeira Lei do Gás, eram aprovadas ou estabelecidas pelo órgão regulador, tal qual a receita máxima e a receita anual advinda da contraprestação dos serviços de transporte. Dessa forma, apesar de a Lei nº 11.909/2009 não mencionar explicitamente que a modalidade de acesso aos gasodutos de transporte, não havia dúvidas quanto à sua categorização como regulado. Esta conceituação é inequivocamente consolidada pelo relatório que embasou e justificou a aprovação do Projeto de Lei (PL) que se converteu na Primeira Lei do Gás. De acordo com o item 8.c do Relatório do PL nº 6.673/2006⁵⁹, um dos objetivos do referido PL era o de “*estabelecer 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*” (grifos nossos).

De fato, a partir de então, como anteriormente mencionado, as regras relativas ao transporte de gás natural emanadas pela ANP, tiveram como base legal específica a Lei nº 11.909/2009. Dentre tais regulamentos, podem ser citados a Resolução ANP nº 11/2016 (“Resolução de Acesso de Terceiros aos Gasodutos de Transporte”), que regulamentou a oferta de serviços de transporte, a cessão de capacidade contratada, a troca operacional de gás natural e a aprovação e registro dos contratos de serviço de transporte, a Resolução ANP nº 15/2014 (“Resolução de Critérios Tarifários”), que estabeleceu os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural e o procedimento para a aprovação das propostas de tarifa de transporte de gás natural encaminhadas pelos transportadores para os gasodutos de transporte objeto de autorização.

As Resoluções ANP nº 15/2014 e 11/2016, em conjunto, materializam a regulação de acesso regulado aos gasodutos de transporte. O primeiro normativo é responsável por guiar o processo de definição da receita máxima permitida e das tarifas de transporte a serem cobradas, enquanto o segundo estabelece as balizas para o processo de oferta e contratação dessa

⁵⁹ Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=381243&filename=Avulso%20PL%206673/2006. Acesso: 17 abr. 2024.

capacidade e para a aprovação dos instrumentos contratuais aplicáveis, notadamente o contrato de transporte, seus termos e condições gerais e o regulamento do processo de oferta e contratação.

Entretanto, a primeira Lei do Gás foi insuficiente para promover o desenvolvimento do mercado de gás natural conforme esperado. Além disso, mudanças importantes no setor de gás natural brasileiro, em especial a alienação, pela Petrobras, de seus principais ativos de transporte dutoviário de gás natural, levaram a novas discussões que objetivavam reavaliar um novo desenho para o mercado de gás natural no Brasil. Tais debates, que tiveram início no programa governamental “Gás para Crescer”, deram origem ao substitutivo de 2017 do Projeto de Lei nº 6.407/2013, que, após aprovação no Congresso Nacional e sanção presidencial, converter-se-ia na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, a “Nova Lei do Gás”, tema da próxima seção.

4.3. Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás)

A Lei nº 14.134, editada em 08 de abril de 2021 e publicada no Diário Oficial da União de 09 de abril de 2021, resultou da conversão em lei do substitutivo de 2017 do Projeto de Lei nº 6.407/2013, debatido ao longo de quase cinco anos no Congresso Nacional. A Nova Lei do Gás 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 nº 9.478, de 06 de agosto de 1997 (“Lei do Petróleo”), e nº 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

A Nova Lei do Gás trouxe avanços importantes para a promoção da concorrência no mercado de gás natural, dentre as quais se destacam: o reforço da separação entre a operação dos gasodutos de transporte e os agentes que atuam em elos concorrenciais da cadeia, tais como produção e comercialização; a extinção do modelo de outorga de concessão para construção e operação de gasodutos de transporte e de outras instalações da indústria de gás, tal como a estocagem subterrânea de gás natural; e a possibilidade de adotar mecanismos de estímulo à promoção do aumento da oferta de gás natural, que podem incluir cessão compulsória de capacidade de transporte e programa de venda obrigatória, por meio de leilões, de volumes de gás natural por comercializadores que detenham elevada participação no mercado. A Tabela 3, a seguir, apresenta uma comparação entre as Leis nº 11.909/2009 e nº 14.134/2021:

Tabela 3 – Comparação entre as Leis nº 11.909/2009 e nº 14.134/2021.

Atividade/Tema	Lei nº 11.909/2009	Lei nº 14.134/2021
Importação e Exportação de Gás Natural	Competência do MME	Competência da ANP
Transporte de Gás Natural por meio dutoviário	Regime de outorga de concessão, precedido por um processo de licitação pública	Regime de outorga de autorização
Estocagem Subterrânea de Gás Natural	Regime de outorga de concessão de uso de bem público, precedido por um processo de licitação pública	Regime de outorga de autorização
Regras de Desverticalização do Transporte	Separação jurídica, sem restrições para os controladores ou acionistas/cotistas com influência significativa	Separação societária (novos transportadores) / Certificação de Independência para os existentes
Processo de Alocação de Capacidade	O acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível, dar-se-á mediante Chamada Pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do MME	A outorga de autorização de atividade de transporte que contemple a construção ou ampliação de gasodutos será precedida de Chamada Pública
Acesso de Terceiro às Infraestruturas Essenciais	Acesso não obrigatório	Acesso negociado e não discriminatório, com direito de preferência do proprietário para o uso de suas instalações
Comercialização	Atividade autorizada pela ANP, dentro da esfera de competência da União	Atividade autorizada e fiscalizada pela ANP, exceto a venda de gás natural pelas distribuidoras de gás para atendimento aos consumidores cativos*
Distribuição de Gás Canalizado	Nenhuma restrição à atuação das empresas ou aos consórcios que realizam atividades concorrenciais (exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação e comercialização de gás natural) com relação às distribuidoras de gás canalizado	Proibição que empresas ou consórcios que realizam atividades concorrenciais tenham acesso a informações sensíveis de empresas de distribuição de gás canalizado ou exerçam controle ou tenha influência significativa em distribuidoras de gás canalizado
Contingência	Durante o período considerado de contingência, a ANP assumirá a coordenação da movimentação de gás natural na rede de transporte do Brasil	A execução do plano de contingência será de responsabilidade dos transportadores, coordenados pelos gestores das áreas de mercado, com acompanhamento da ANP

* O art. 48 da Lei nº 14.134/2021 revogou o inciso XXII do art. 6º da Lei do Petróleo que definia Distribuição de Gás Canalizado com sendo os serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Com respeito ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural na Nova Lei do Gás, merecem destaque os arts. 2º e 28, transcritos abaixo:

*“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. 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.**” (Grifos nossos).*

O art. 2º tem como foco a publicidade das informações consideradas essenciais para o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural, incluindo as instalações de estocagem e os gasodutos de transporte, independentemente do regime de acesso ao qual estas instalações estão sujeitas, seja ele o negociado ou o regulado. São informações tanto técnicas, acerca das características físicas das instalações, bem como comerciais, a respeito do histórico de utilização, da capacidade atualmente contratada e disponível.

Por sua vez, o art. 28 da Lei nº 14.134/2021 assegura o acesso não discriminatório e negociado de terceiros, em contraposição ao antigo art. 45 da Lei nº 11.909/2009, que previa que o acesso não obrigatório aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Ou seja, o acesso de terceiros a estas infraestruturas de gás natural deixou de ser voluntário para se tornar obrigatório e objeto de negociação entre os terceiros interessados e os proprietários ou operadores destas instalações, nos limites e ditames trazidos pela Nova Lei do Gás. Importante destacar que, pela expressão “acesso obrigatório”, entende-se que, a partir da edição da Nova Lei do Gás, o terceiro interessado passou a ter assegurado o direito a negociar seu acesso a

capacidades dessas infraestruturas, nos termos legais⁶⁰. Em outras palavras, a capacidade não é garantida sem que haja uma prévia negociação que chegue a bons termos, nas bases dos parâmetros⁶¹ a serem regulamentados.

Além da garantia do acesso não discriminatório e negociado, o art. 28 traz em seus parágrafos uma série de dispositivos complementares necessários à efetivação do uso não discriminatório das instalações de que trata o seu *caput*. O § 1º do art. 28 aponta como direito do proprietário a preferência para o uso de suas próprias instalações, na forma da regulação da ANP. A preferência do proprietário não é uma novidade no setor de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. A Lei nº 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”), no § 2º do art. 58, já estabelecia que seria devida preferência para movimentação dos seus próprios produtos, aos proprietários de dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte. Na prática, o direito de preferência do proprietário representa uma exceção ao princípio da isonomia e não discriminação entre os terceiros interessados e os usuários, com o objetivo de não prejudicar o agente que realizou os investimentos na infraestrutura e que a dimensionou para seu próprio uso.

O § 2º do art. 28 da Nova Lei do Gás atribui aos proprietários e aos terceiros interessados a elaboração, em conjunto, de código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, segundo diretrizes da ANP. Trata-se de inovação inclusive em relação ao acesso a dutos de transporte e terminais estabelecido na Lei nº 9.478/1997. Já os §§ 3º e 4º abordam o aspecto negocial da determinação da remuneração e da duração contratual, com base no código de que trata o § 2º, bem como a possibilidade de a ANP decidir sobre matéria em caso de controvérsia, salvo eleição de outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil.

É importante notar que, apesar da remuneração e do prazo dos contratos negociados serem objeto da livre negociação entre as partes, estes devem ser determinados a partir de critérios objetivos, previamente definidos e amplamente divulgados. Isto significa que as negociações devem transcorrer a partir de condições gerais pré-estabelecidas, com vistas a facilitar o processo negociação e garantir a transparência e isonomia de tratamento entre os interessados no acesso. Trata-se de medidas determinadas pelo legislador que visam reduzir a discricionariedade das negociações bilaterais, de tal forma que estas não gerem resultados substancialmente distintos em termos da remuneração dos serviços e das condições de prestação do serviço, exceto pelas particularidades do pedido de acesso, como por exemplo a especificação do gás natural que será movimentado na instalação.

Adicionalmente ao disposto nos arts. 2º e 28 da Lei do Gás, o Decreto nº 10.712, de 02 de junho de 2021 (Decreto nº 10.712/2021), o decreto regulamentador da Nova Lei do Gás, trouxe disposições complementares para a regulamentação do acesso negociado das infraestruturas de gás natural por meio dos seus artigos. 16 e 17, transcritos a seguir:

“Art. 16. 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 se dará de forma transparente.”

⁶⁰ Embora não seja um documento normativo, a menção ao livre acesso consta também, por exemplo, no “Manual Orientativo de Boas Práticas Regulatórias do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural”, ao tratar das alterações da Nova Lei do Gás em relação ao antigo marco legal do gás natural (CMGN, 2021): “A Nova Lei do Gás cobre outros elos da cadeia de valor do gás natural, além do transporte e distribuição, determinando um conjunto de regras específicas para o escoamento da produção, o tratamento ou processamento, a estocagem, a importação e a exportação de gás. A nova Lei passou a determinar o acesso obrigatório às instalações de escoamento, tratamento, processamento, estocagem e aos terminais de GNL, e trouxe de volta à ANP a competência de autorizar a importação e a exportação de gás natural.” (p. 44). (Grifos nossos). Já com relação ao aspecto negocial do acesso, este se distingue do acesso regulado na medida em que este último ocorre com base em tarifas e termos e condições gerais previamente aprovados pelo ente regulador, enquanto o primeiro ocorre com base na negociação entre as partes a partir da publicação das principais condições comerciais de utilização da instalação ou do sistema.

⁶¹ Parâmetros tais como a existência de capacidade disponível ou ociosa, dentre outros.

§ 1º A regulação da ANP poderá estabelecer prazos e condições para a negociação do acesso de que trata o caput, inclusive em relação às cláusulas de confidencialidade, observada a comunicação tempestiva à referida Agência sobre o início das tratativas e a ocorrência de controvérsia.

§ 2º Quando a negociação para obtenção dos serviços de que trata o caput não for concluída no prazo a ser definido na regulação, a ANP poderá atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.

§ 3º As cláusulas de confidencialidade em relação às tratativas não afastam o acesso da ANP às informações, nos termos do inciso XVII do caput do art. 8º da Lei nº 9.478, de 1997.

Art. 17. A ANP poderá dar publicidade aos projetos de construção de gasodutos de escoamento e de unidades de processamento de gás natural, de forma a possibilitar a coordenação entre os proprietários das instalações e os agentes interessados no acesso.” (Grifos nossos).

Já no *caput*, o art. 16 aponta a necessidade de o acesso se dar de forma transparente, aspecto essencial para a garantia de acesso não discriminatório. Por sua vez, o § 1º do art. 16 atribui a prerrogativa para a ANP estabelecer um prazo máximo para as negociações transcorrerem, além de prever que as partes devem prontamente comunicar à Agência o início efetivo das tratativas para o acesso, bem como comunicar a ocorrência de controvérsia. As medidas previstas no § 1º são complementadas pela previsão contida no § 2º, que dispõe que findo o prazo estabelecido para a conclusão das negociações, a ANP pode atuar de ofício para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes.

São medidas inspiradas na experiência internacional, especificamente no Reino Unido, após a identificação, naquele país, de impasses frequentes em negociações que envolviam o acesso às infraestruturas de produção de óleo e gás natural, bem como da acusação de que operadores de instalações estariam explorando sua posição de monopólio para extrair o máximo de renda dos agentes interessados no acesso. Além disso, apesar da previsão legal de que os agentes teriam o direito de recorrer ao governo para impor termos e condições de acesso por ocasião de conflito, alguns agentes se mostravam relutantes em fazê-lo, ou tomavam esta atitude tardiamente.

De acordo com a experiência do Reino Unido, o acesso às infraestruturas de produção de óleo e gás natural enfrentavam diversos problemas, como por exemplo: o fato que, para as grandes operadoras, a receita tarifária decorrente da prestação de serviço de escoamento ser pouco significativa em relação à sua operação, sendo preferível o foco na sua própria produção; os proprietários por vezes desejam reter capacidade para uso próprio, uma vez que pode ser difícil prever o seu uso no futuro; e a falta de recursos (pessoal) para lidar com negociações demoradas.

Além das questões acima, identificou-se a necessidade de se considerar a adoção de acesso de terceiros às infraestruturas de produção de óleo e gás em decorrência de vários fatores estruturais, tais como: o fato de pequenas produções de hidrocarbonetos não justificarem o investimento e desenvolvimento de infraestruturas de escoamento; a dependência de conexão a infraestruturas existentes, o que muitas vezes limitam as rotas de escoamento; e o risco de alguns produtores verem seus ativos encalhados, caso não cheguem a termos e condições de acesso justas e em tempo razoável.

Foi com base neste diagnóstico que, em 2012, o *Infrastructure Code of Practice* (ICOP)⁶², foi revisado para tornar obrigatório notificar a *Oil and Gas Authority* (OGA), atualmente *North*

⁶² O ICOP é o código voluntário que estabelece princípios e procedimentos de boas práticas para orientar as negociações para o acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás na Plataforma Continental do Reino

Sea Transition Authority (NSTA), o início das negociações e, no caso de não haver acordo dentro de 6 (seis) meses, o encaminhamento automático para a NSTA para arbitragem, sendo ela a entidade responsável pela resolução de conflitos que envolvem o acesso às infraestruturas de produção de óleo e gás no Reino Unido. É importante ressaltar que a Seção 83 *Energy Act 2011*⁶³, do Reino Unido, prevê que a NSTA, como sucessora da OGA, pode agir por iniciativa própria, tal como prevê o § 2º do art. 16 do Decreto nº 10.712/2021 para a ANP.

Já o art. 17 do Decreto nº 10.712/2021 estabelece que a ANP poderá dar publicidade prévia aos projetos de construção de gasodutos de escoamento da produção e polos de processamento de gás natural, em complemento às medidas de transparência do art. 2º da Nova Lei do Gás para fins de acesso. Previsão similar já existe para os sistemas de escoamento da produção de petróleo e gás natural no âmbito da aprovação dos Planos de Desenvolvimento dos campos produtores (inciso VII do art. 11 da Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015); os gasodutos de escoamento não integrantes de áreas sob contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural (inciso V do art. 1º e art. 14⁶⁴ da Resolução ANP nº 52, de 02 de dezembro de 2015); e os polos de processamento de gás natural (§ 3º do art. 3º da Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021). No entanto, é preciso avaliar se o grau de detalhamento das informações publicadas atualmente atende ao objetivo para fins de coordenação entre proprietários e potenciais interessados, conforme dispõe o art. 17 do Decreto nº 10.712/2021.

Em relação ao transporte de gás natural por gasoduto, permanece na Nova Lei do Gás o dispositivo que determina que as tarifas referentes à contraprestação dos serviços de transporte por meio de gasodutos autorizados são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP. Além disso, cabe também à Agência determinar a receita máxima permitida, nos termos do art. 9º e eu parágrafo único, a seguir reproduzidos.

“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.”

Em especial, o parágrafo único do art. 9º torna explícitas as características do regime de acesso regulado para o transporte de gás natural por meio dutoviário no Brasil, em contraposição ao disposto no acesso às infraestruturas de gás natural citadas no art. 28 da Nova Lei do Gás (gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento e processamento

Unido, elaborado com a participação de representantes da indústria e do governo (ver Subseção X.1.2 para uma descrição mais detalhada o ICOP).

⁶³ “(...) (2) The OGA may on its own initiative give a notice under subsection (11) of section 82 which would secure to the applicant the right sought in the application; but this is subject to subsection (8) of that section and subsections (3) and (4).

(3) The OGA may not exercise the power conferred by subsection (2) unless the OGA is satisfied that—

(a) the applicant and the owner have had a reasonable time in which to reach agreement on the application; and

(b) there is no realistic prospect of them doing so.

(4) In considering whether to exercise the power conferred by subsection (2) the OGA must—

(a) take into account (so far as relevant) the matters mentioned in paragraphs (a) to (g) of subsection (7) of section 82;

(b) give the persons mentioned in subsection (5) an opportunity to be heard.

(5) Those persons are—

(a) the applicant and the owner;

(b) any person with a right to have anything conveyed by the pipeline or processed by the facility;

(c) the Health and Safety Executive; and

(d) such other persons as the OGA considers appropriate.”

⁶⁴ O art. 14 da Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2005 determina a publicidade de projetos para todas as instalações abarcadas pelo regulamento (dutos e suas instalações auxiliares, terminais terrestres e aquaviários, terminais de GNL, dentre outras), exceto para dutos de transferência restritos a áreas industriais.

de gás natural e terminais de GNL), sujeitas ao regime de acesso negociado. Como demonstrado nas seções anteriores, a aprovação prévia por parte do regulador é um dos elementos fundamentais do regime de acesso regulado, assim como a aprovação dos termos e condições tarifárias e não tarifárias, bem como de minutas de contratos de serviço de transporte, elaborados pelos transportadores.

Como mencionado, a Primeira Lei do Gás já continha a previsão de aprovação das tarifas de transporte propostas pelos transportadores autorizados, sendo a Resolução ANP nº 15/2014 a norma que trata dos critérios de cálculo e procedimentos para a submissão das propostas tarifárias. A referida resolução se encontra em processo de revisão, conforme a última versão da Agenda Regulatória 2022-2023 (estendida até o final do ano de 2024) da ANP, para a sua adequação para a nova forma de organização do transporte de gás natural como um sistema de gasodutos interligados. No entanto, apesar da necessidade de ajustes, foi possível aplicá-la nos processos de aprovação das tarifas de transporte após a introdução do modelo tarifário por entradas e saídas no Processo de Chamada Pública da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) – 2019⁶⁵.

Outros dispositivos relacionados com o regime de acesso regulado são aqueles que tratam do processo de alocação de capacidade e de chamada pública, assim como a aprovação dos códigos comuns de rede:

Lei nº 14.134/2021

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

(...)

*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;*

(...)

*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;*

(...)

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.

(...)

*§ 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.***

(...)

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

⁶⁵ <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/chamadas-publicas>.

(...)

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

(...)

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.

(...)”. (Grifos nossos).

Processos de alocação de capacidade, com regras e minutas de contratos previamente aprovados pela ANP, são procedimentos similares aos observados atualmente na Europa para a contratação de capacidade, e representa um dos elementos que definem o regime de acesso regulado, conjuntamente com a previsão de aprovação por parte do regulador dos códigos comuns de rede elaborados pelos agentes responsáveis pela gestão/operação das redes de transporte, em conjunto com os carregadores (usuários da rede).

Uma mudança relevante entre Primeira Lei do Gás e a Nova Lei do Gás reside no fato dos processos de chamada pública passarem a ser o procedimento de alocação de capacidade necessariamente aplicável nos casos de construção de novos gasodutos ou ampliação daqueles existentes. Isto quer dizer, não é mais obrigatória a realização de processo que pode ser burocrático, moroso e com custos tantos para os agentes e para a Agência para a contratação de capacidade disponível já existente, que passam a poder ser alocados por meio de leilões, de maneira não discriminatória, transparente e mais célere, a exemplo do que ocorre no Reino Unido e na União Europeia.

Cumprе ressaltar que as resoluções da ANP que tratam diretamente do processo de alocação de capacidade, a Resolução ANP nº 11/2016 (“Acesso de Terceiros aos Gasodutos de Transporte de Gás Natural”) e nº 51/2013 (“Autorização para o Exercício da Atividade de Carregamento”) foram recentemente alteradas pela Resolução ANP nº 961, de 24 de novembro de 2023, para refletir as mudanças trazidas pela Nova Lei do Gás, em especial aquelas relacionadas ao novo conceito de Chamada Pública e à simplificação dos processos de oferta e contratação de capacidade de transporte dutoviário de gás natural. A morosidade e inadequação dos procedimentos de oferta e contratação de capacidade, em particular capacidade existente, às necessidades dos carregadores, foram substituídas por processos eletrônicos ágeis e periódicos, alinhados com a nova dinâmica do mercado.

Já o acesso às estocagens subterrâneas de gás natural é assegurado pelo art. 22 da Lei nº 14.134/2021, cujo parágrafo único indica que cabe à ANP determinar o período em que o acesso às instalações não é obrigatório, conforme reproduzido abaixo. O Decreto nº 10.712/2021, por sua vez, indica que caso o acesso às estocagens subterrâneas se dê na modalidade regulada, as tarifas seriam aprovadas pela ANP (art. 13).

Lei nº 14.134/2021.

“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.”

Decreto nº 10.712/2021.

“Art. 13. (...)

§ 1º Na hipótese de acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea por meio da modalidade de acesso regulado, as tarifas

referentes à contraprestação devida ao titular da instalação serão aprovadas pela ANP.

(...)”.

A Nova Lei do Gás, portanto, colocou de forma clara e explícita a modalidade de acesso aplicável a cada categoria de instalações, deixando em aberto apenas o regime de acesso à estocagem subterrânea, a ser definida em regulamentação da ANP, sendo que, para esta última, o Decreto nº 10.712/2021 ressaltou que a aprovação das tarifas pela ANP é item necessário quando a modalidade de acesso escolhida é a regulada.

Essa faculdade de determinar o regime de acesso às instalações de estocagem subterrâneas de gás natural, que pode ocorrer caso a caso, a depender da relevância da infraestrutura para o mercado, tem sua inspiração também na experiência do Reino Unido e da União Europeia (ver Subseções 3.2 e 3.4, respectivamente). Portanto, a experiência da regulação nestes locais será de suma importância para a futura regulamentação do acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural no Brasil.

A Tabela 4 apresenta resumidamente os regimes de acesso dos gasodutos de transporte, gasodutos de escoamento, instalações de tratamento ou processamento de gás, terminais de GNL e estocagens subterrâneas no Brasil, tendo em vista o disposto na Nova Lei do Gás e no Decreto nº 10.712/2021:

Tabela 4 – Regimes de Acesso das Infraestruturas de Gás Natural no Brasil

Infraestrutura(s)	Regime de Acesso
Gasoduto de Transporte	Regulado
Gasoduto de Escoamento, Polo de Processamento e Terminal de GNL	Negociado
Estocagem Subterrânea de Gás Natural	Regulado ou Negociado

5. CONCLUSÃO

Esta Nota Técnica teve como objetivo apresentar os principais conceitos associados às modalidades de acesso regulado e negociado, suas principais diferenciações e seus limites, levando-se em conta, mas não se limitando a, experiência internacional, tendo em vista a solicitação de complementação processual constante do Despacho de Encaminhamento da Diretoria IV (SEI nº 3767302), de 17/02/2024.

A Tabela 5 resume as principais características conceituais que envolvem essas duas modalidades de acesso. Dentre tais características, a aprovação ou definição prévia, pelo órgão regulador, de receitas máximas permitidas em um determinado período ou das tarifas a serem praticadas pode ser considerado o elemento mais relevante para conceituar e definir a modalidade regulada de acesso. Para estabelecimento da tarifa ou da receita máxima permitida, a estrutura de custos deve ser conhecida e definida em detalhes, sendo importante o conhecimento de investimentos realizados (CAPEX), custos operacionais e de manutenção (O&M), dentre outros.

Já a modalidade de acesso negociada é aquela em que o terceiro interessado utiliza as infraestruturas do operador de acordo com termos e condições, inclusive remunerações, negociadas entre as partes de forma não discriminatória. Para que não haja discriminação e para que os termos, condições e remunerações do ambiente negocial sejam justos e razoáveis, a publicação *ex-ante* das principais condições comerciais é crucial. A atuação *ex-post* do órgão regulador, nesta modalidade de acesso, também é de grande relevância e pode se materializar por meio da fiscalização da publicação das principais condições comerciais ou por sua

intermediação em situações em que não tenha sido possível alcançar um acordo entre as partes, ou seja, em situações em que uma das partes envolvidas na negociação entenda que os termos, condições e remunerações não são justos ou razoáveis.

A conceituação das modalidades de acesso permite inferir, de forma clara, quais são seus limites. Em outras palavras, não cabe, na modalidade de acesso do tipo regulado, que tarifas sejam acordadas e praticadas livremente sem que o órgão regulador aquiesça com o seu valor. Da mesma forma, não cabe, em um ambiente de acesso negociado, que o órgão regulador previamente aprove ou defina preços ou que permita receitas máximas, cujos valores são negociados entre as partes. No acesso negociado, o preço, os termos e a condições resultam de um processo de negociação, o qual precisa ocorrer sob determinados critérios e condições para que se garanta que eles de fato representam o melhor resultado possível da negociação. Tais condições, critérios e diretrizes são estabelecidos de forma a assegurar que não ocorram ações, por parte do operador ou do terceiro interessado, que se configurem como conduta discriminatória ou anticoncorrencial. Dentre critérios e condições possíveis a serem postas para assegurar que o resultado da negociação seja de fato justo e razoável, podem ser citadas a exigência da prática de remunerações iguais para serviços idênticos e a vedação ao estabelecimento de condições favoráveis a parceiros comerciais ou agentes coligados ao operador.

Tabela 5 – Principais Características dos Regimes de Acesso Regulado e Negociado

Acesso Regulado	Acesso Negociado
- Regime de acesso baseado em tarifas e termos e condições de acesso elaboradas pelo operador das instalações e previamente aprovadas pelo órgão regulador, e publicadas para todos os interessados em acessar as instalações. - O regime regulado tem caráter mais objetivo e tende a ter regras de acesso sem ambiguidades, o que mitiga o potencial de conflitos entre as partes. - A adoção deste regime requer um grau considerável de intervenção por parte do regulador. Por exemplo, a estrutura de custos das empresas (proprietários/operadores) precisa ser conhecida e definida em detalhes de modo a permitir uma fixação tarifária justa e razoável pelo regulador.	- Regime baseado em contratos/acordos que refletem acordos comerciais voluntários negociados de boa-fé entre as partes (operadores das instalações e terceiros interessados). - Este regime de acesso implica maior grau de liberdade para as partes na definição dos termos e condições de acesso. - A empresa (operador) deve a publicar, <i>ex-ante</i>, as principais condições comerciais de uso de sua instalação, incluindo os termos contratuais, os produtos oferecidos, as regras e requisitos técnicos, bem como exemplos de preços dos produtos padronizados. - Atuação <i>ex-post</i> do regulador para verificar, por exemplo, se foram publicadas as condições comerciais de uso e preços padronizados e para mediar ou resolver conflitos, contribuindo para assegurar que a negociação tenha ocorrido de forma não discriminatória e que as condições, termos e preços sejam justos e razoáveis para as partes.

A transparência das informações é mais um elemento fundamental para assegurar o acesso, sendo ainda mais imprescindível na modalidade negociada. A ampla e atualizada publicação das características técnicas das instalações, suas capacidades disponíveis e ociosas, e das condições comerciais das negativas de acesso, dentre outros, contribuem não somente para que o acesso de fato possa ocorrer, mas também para que se atinjam bons termos no processo negocial.

A definição, as características e especificidades supracitadas das modalidades de acesso regulada e negociada encontram amplo amparo na experiência internacional, conforme exposto na presente Nota Técnica, sendo particularmente cristalinas na experiência europeia.

A Diretiva nº 2009/73/CE, tal qual já apontava sua predecessora, a Diretiva nº 2003/55/CE, confere aos Estados-Membros a prerrogativa da escolha entre um ou ambos os sistemas de acesso (regulado e negociado) para as estocagens de gás. No caso do acesso negociado, devem ser publicadas as principais condições comerciais para que seja possível negociar o acesso ao armazenamento e ao armazenamento na rede (Artigo 33º, 3). Já na modalidade de acesso regulado, tarifas e outras condições e obrigações são publicadas e definidas pelos Estados-Membros ou pelas entidades reguladoras desses estados, os quais devem consultar os utilizadores para definir as tarifas ou as metodologias aplicáveis a elas (Artigo 33º, 4). Para a União Europeia, tanto o acesso negociado como o regulado devem funcionar segundo critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios.

Ainda de acordo com a Diretiva nº 2009/73/CE, o estabelecimento ou modificação de tarifas para o acesso de terceiros a uma infraestrutura por iniciativa da entidade reguladora (ou órgão regulador) ou de seus Estados-Membros é o elemento que define como esse acesso como regulado, sendo este o caso aplicável às redes de transporte e distribuição de gás natural e aos terminais de GNL. Ao mesmo tempo, como evidenciam especialmente os itens 1n e 10 do Artigo 41º, esta diretiva impõe uma série de limitações aos normativos editados pelos Estados-Membros quando se trata do regime de acesso negociado, em especial, no que se refere à possibilidade de haver definição ou modificação de tarifa por iniciativa do Estado-Membro ou de suas entidades reguladoras.

No caso do Brasil, a Nova Lei do Gás foi um instrumento legal amplamente inspirado na experiência europeia, o que pode ser evidenciado não somente pelos seus dispositivos referentes ao acesso de terceiros, foco da presente nota técnica, como também pelas regras de desverticalização e de independência para o setor de transporte dutoviário de gás natural. O conceito do acesso regulado e do acesso negociado, na verdade, já era sedimentado desde a Diretiva 1998/30/EC, do Primeiro Pacote Energético de 1998, e, como exposto, diversas normas brasileiras infralegal refletiram tais características, bem antes dos termos negociado e regulado estarem explícitos nos dispositivos da Lei nº 14.134/2021, especialmente em seu art. 28, e do Decreto nº 10.712/2021 (art. 13, § 1º). Os detalhamentos contidos tanto nos parágrafos do art. 28 da Lei nº 14.134/2021 como no art. 13 do Decreto 10.712/2021 reforçam de forma cristalina o alcance e os limites impostos pela própria conceituação das modalidades de acesso, anteriormente destacados. Tais alcances e limites foram e são observados nos processos de regulamentação do acesso de qualquer infraestrutura de gás natural sob a égide federal.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACCC, 2021. Australian Competition and Consumer Commission. Review of upstream competition and the timeliness of supply. Disponível em: https://www.accc.gov.au/system/files/Issues%20Paper_1.pdf. Acesso: 7 mai. 2024.

ACCC, 2022. Australian Competition and Consumer Commission. Gas Inquiry 2017-2025. Disponível em: https://www.accc.gov.au/system/files/Gas%20Inquiry%202017-2025%20Interim%20Report%20-%20January%202022_FA.pdf. Acesso: 7 mai. 2024.

ACER, 2022. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Report on Gas Storage Regulation and Indicators. 7 april 2022. Disponível em: <https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%20Report%20on%20Gas%20Storage%20Regulation%20and%20Indicators.pdf>. Acesso: 8 mai. 2024.

AER, 2023. Australian Energy Regulator. Pipeline Regulatory Determinations and Election Guide. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/industry/registers/resources/guidelines/pipeline-regulatory-determinations-and-elections-guide>. Acesso: 7 mai. 2024.

AGS, 2023. Australian Government Central Legal Service. Legal Briefing – Gas Pipeline Reforms. Disponível em: <https://www.ags.gov.au/publications/legal-briefing/lb-20230317>. Acesso: 7 mai. 2024.

ANP, 2017. Nota Técnica nº 4/2017-SCM. Considerações Sobre Alguns Aspectos do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2017/nota-tecnica-04-2017-scm.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

ANP, 2018. Nota Técnica nº 4/2018-SCM. Desverticalização na Indústria de Gás Natural. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/NT042018SCG.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

ANP, 2022. Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP. Estudo Prévio para Regulamentação do Acesso de Terceiros Negociado e Não Discriminatório às Infraestruturas Essenciais de Gás Natural no Brasil: Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), de 23 de dezembro de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/cp-01-2023/nt-conjunta-n-25-2022.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

Battle Group, 2019. Financial Information Disclosed by Gas Pipelines in Australia: UNDER PART 23 OF THE NATIONAL GAS RULES. Disponível em: https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/05/18330_financial_information_disclosed_by_gas_pipelines_in_australia.pdf. Acesso: 25 abr. 2024.

Bertoletti et al., 2008. The Regulation of Access to Gas Storage with Capacity Constraints. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/228787212_The_regulation_of_access_to_gas_storage_with_capacity_constraints. Acesso: 7 mai. 2024.

Brasil, 1997. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. “Lei do Petróleo”. ‘Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências’. Diário Oficial da União de 7 de agosto de 1997.

Brasil, 2021. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. “Nova Lei do Gás”. ‘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’, dentre outras providências. Diário Oficial da União de 9 de março de 2021.

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

Cavaliere, A., 2007. The Liberalization of Natural Gas Markets: Regulatory Reform and Competition Failures in Italy. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG20-TheLiberlizationofNaturalGasMarketsRegulatoryReformAnCompetitionFailuresInItaly-AlbertoCavaliere-2007.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

DNV, 2022. *Re-stream - Study on the reuse of oil and gas infrastructure for hydrogen and CCS in Europe*. Disponível em: <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Re-stream-final-report-Oct2021.pdf>. Acesso: 06 mar. 2024.

Economides, 1996. Nicholas Economides, “The Economics of Networks”, Int. J. Ind. Organ., 1996, 27.

Energy Infrastructure, 2021. Natural Gas Supply Chain. Disponível em: <https://www.energyinfrastructure.org/energy-101/natural-gas-supply-chain>. Acesso: 7 mai. 2024.

Energy Ministers, 2022. Austrália. Priority Reforms for a More Secure, Resilient and Flexible East Coast Gas Market. Disponível em: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/2022-08/EMM%20-%20Summary%20of%20Measures%20-%202012%20August%202022.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

EPE, 2020. Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais: Doutrina de Infraestruturas Essenciais aplicada a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL. Nota Técnica. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-462/NT%20Infraestruturas%20Essenciais.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

FERC, 2022. Federal Energy Regulatory Commission. North American LNG Import Terminals (Existing). 2 abr. 2024. Disponível em: <https://www.ferc.gov/media/us-lng-import-terminals-existing-approved-not-yet-built-and-proposed>. Acesso: 7 mai. 2024.

Gassco, 2022. Disponível em: <https://www.gassco.no/en/about-gassco/owners/>. Acesso: 5 out. de 2022.

Gassco, 2024. Disponível em: <https://map.gassco.eu/map?lang=en>. Acesso: 7 mai. 2024.

Grauberger, J.L. e Downer, J. P., 2016. Third Party Access to Infrastructure in the United States, 4 LSU J. of Energy L & Resources (2016). Disponível em <https://digitalcommons.law.lsu.edu/jelr/vol4/iss2/10/>. Acesso: 21 dez. 2022.

Grondalen, Torkjel e Lower, Cato, 2016. Third Party Access to Infrastructure on the Norwegian Continental Shelf, 4 LSU J. of Energy L. & Resources (2016). Disponível em: <https://digitalcommons.law.lsu.edu/jelr/vol4/iss2/11/>. Acesso: 7 mai. 2024.

ICOP, 2017. *OIL & GAS UK. Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf*. Agosto de 2017.

IEA, 2000. International Energy Agency (AIE, Agência Internacional de Energia). Regulatory Reform: European Gas. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a2bf645f-3420-4889-b1a3-7d7788956891/RegulatoryReformEuropeanGas.pdf>. Acesso: 8 nov. de 2022.

IEA, 2000a, Regulatory Reform: European Gas, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/regulatory-reform-european-gas>. Acesso: 6 dez. de 2012.

IEA, 2012. Gas pricing and regulation – China’s challenges and IEA experience, France. Pag.48.

Joskow, P. L., 2007. “Regulation of Natural Monopoly”, em Handbook of Law and Economics, vol. 2 (Mitchell Polinsky and Steven Shavell, 2007), 1229–1340.

KAPSARC, 2017. King Abdullah Petroleum Studies and Research Center; Sammy Six & Anne-Sophie Corbeau. Third-Party Access to Regasification Terminals: Adapting to the LNG Markets’ Reconfiguration. KS-1760-DP054A. Fevereiro de 2017. Riad. Arábia Saudita.

Lapuerta, C. e Moselle, B., 1999. Third Party Access and Competition Law in the European Union. Northwestern Journal of International Law & Business, Volume 19, Issue 3 Spring 1999. Disponível em: <https://scholarlycommons.law.northwestern.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1497&context=njilb>. Acesso: 7 mai. 2024.

Machado, G.; Bonelli, C. M. C.; Rangel, H. P. G., (2018). Doutrina de Infraestruturas Essenciais e o Acesso de Terceiros a Gasodutos de Escoamento, Unidades de Processamento e Terminais de GNL. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE 2018. Bloco III – Gás e Energia. Rio de Janeiro: IBP1441_18.

OCDE, 2020. Promoting Competition in the Natural Gas Industry. Disponível em: <https://www.oecd.org/daf/competition/1920080.pdf>. Acesso: 7 mai. 2024.

OFGEM, 2012. Guidance on the regulated Third-Party Access regime for Liquefied Natural Gas facilities in Great Britain, Ofgem, Londres. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/guidance-regulated-third-party-access-regime-liquefied-natural-gas-facilities-great-britain>. Acesso: 8 nov. 2022.

OFGEM, 2015. Guidance on the regulatory regime for gas storage facilities in Great Britain (version 2), Ofgem, Londres. Disponível em: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/09/guidance_on_the_regulatory_regime_for_gas_storage_facilities_in_great_britain_version_2_0.pdf. Acesso: 7 mai. 2024.

Oliver, 2016. Economies of Scale and Scope in Expansion of the U.S. Natural Gas Pipeline Network. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/283579761_Economies_of_Scale_and_Scope_in_Expansion_of_the_US_Natural_Gas_Pipeline_Network. Acesso: 7 mai. 2024.

Shy, O., 2001. The Economics of Network Industries.

UE, 2003. União Europeia. Diretiva 2003/55/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de junho de 2003 que estabelece regras comuns para o mercado interno de gás natural e que revoga a Diretiva 98/30/CE.

UE, 2009. União Europeia. Diretiva 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 que revoga a Diretiva 2003/55/CE.

Williamson, O. E., 1985. The Economic Institutions of Capitalism.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

