

Nota Técnica Conjunta ANP nº 25/2022

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)



**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

**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)**

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



## **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

### **Diretor-Geral**

Rodolfo Henrique de Saboia

### **Diretores**

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Claudio Jorge Martins de Souza

**Nota Técnica 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

Luciana Peres Pimentel de Gay Ger

Superintendência de Defesa da Concorrência – SDC

Maria Tereza de Oliveira Rezende Alves

Luis Claudio da Silva Carvalho

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

Luís Eduardo Esteves

Diogo Felin Cantarelli

## ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO.....	6
1. INTRODUÇÃO.....	15
2. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL.....	15
3. A REGULAMENTAÇÃO SETORIAL VIGENTE E O EXERCÍCIO DE DIREITO DE PREFERÊNCIA DO PROPRIETÁRIO APLICÁVEL ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL .....	30
4. ACESSO REGULADO E ACESSO NEGOCIADO .....	42
5. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL – ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL) .....	44
6. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL – ACESSO DE TERCEIROS AOS TERMINAIS DE GNL	68
7. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E NACIONAL – - PROCEDIMENTOS DE RESOLUÇÃO DE CONFLITOS NO ACESSO DE TERCEIROS.....	94
8. ELEMENTOS FUNDAMENTAIS PARA O PROVIMENTO DE ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL .....	113
9. CONSIDERAÇÕES SOBRE OS “CADERNOS DE BOAS PRÁTICAS DE GÁS NATURAL” PUBLICADOS PELO IBP .....	119
10. QUESTÕES PARA COMPOR A CONSULTA PRÉVIA DA AIR .....	130
11. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	142
12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	143
ANEXO A – O PROCESSO DE DISPUTA DE ACESSO NA AUSTRÁLIA .....	148
ANEXO B – O SIE E O SIP .....	154
ANEXO C – TIPOS DE SEPARAÇÃO (DESVERTICALIZAÇÃO).....	162

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo do posicionamento dos membros do subcomitê SC1 CT-GN, do programa Gás para Crescer .....	17
Tabela 2 - Produção Bruta de Gás Natural dos Estados Unidos, em Milhões de m <sup>3</sup> /dia .....	56
Tabela 3 - Principais características dos terminais de GNL brasileiros, existentes e projetados .....	69
Tabela 4 - Calendário mínimo de pedidos à NSTA com prazos indicativos de ações .....	100

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade de movimentação da Resolução ANP nº 881/2022 .....	36
Figura 2 - Rede de gasodutos do Reino Unido .....	45
Figura 3 - Rede de gasodutos da NCS .....	50
Figura 4 - Produção, consumo, importações e exportações de gás natural nos EUA entre 1949 e 2021... 55	55
Figura 5 - Rede de dutos offshore de óleo e gás natural do Golfo do México .....	57
Figura 6 - Produção Dinamarquesa de Óleo e Gás Natural no Mar do Norte .....	62
Figura 7 - Distribuição global do TPA em terminais de GNL .....	71
Figura 8 - Terminais de GNL na Europa e regimes de acesso. ....	74
Figura 9 - Terminais de GNL na Europa, regime de acesso e capacidades contratadas e disponíveis. ....	75
Figura 10 - Duração de uma janela de recepção de navios metaneiros. ....	83
Figura 11 - Perfil de janela de armazenamento .....	84
Figura 12 - Terminais de regaseificação de GNL (LNG Import Terminals) existentes na América do Norte. ....	85
Figura 13 - Terminais de regaseificação de GNL (LNG Import Terminals) aprovados, ainda não construídos, na América do Norte. ....	86
Figura 14 - Terminais de liquefação de GNL (LNG Export Terminals) existentes na América do Norte.....	86
Figura 15 - Terminais de liquefação de GNL (LNG Export Terminals) aprovados, ainda não construídos, na América do Norte.....	87
Figura 16 - Localização dos terminais de regaseificação de GNL no Japão. ....	88
Figura 17 - Volumes Regaseificados de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil. ....	93
Figura 18 - Níveis de armazenamento de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil. ....	93
Figura 19 - Processo de escalonamento da NSTA, com dados do final de novembro de 2021.....	98
Figura 20 - Fluxograma do processo de disputa de acesso australiano .....	104
Figura 21 - Fluxograma dos estágios de negociação no ICOP .....	126
Figura 22 - Preferência do proprietário debatida no SC1 do Gás para Crescer .....	133

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Questionamentos do tema supervisão regulatória de agentes verticalizados e desverticalizados .....	133
Quadro 2. Questionamentos do tema preferência do proprietário.....	134
Quadro 3. Questionamentos sobre o tema negociação .....	135
Quadro 4. Questionamentos sobre as diretrizes do Código de Conduta e Prática de Acesso .....	136
Quadro 5. Questionamentos sobre resolução de conflito .....	137
Quadro 6. Questionamentos sobre disponibilização de informações .....	138
Quadro 7. Questionamentos do tema congestionamento de capacidade .....	139
Quadro 8. Questionamentos do tema SIE e SIP.....	140
Quadro 9. Questionamentos do tema cessão compulsória de capacidade.....	141
Quadro 10. Questionamentos sobre outros temas .....	141

## SUMÁRIO EXECUTIVO

### 1. INTRODUÇÃO

Esta Nota Técnica Conjunta tem por objetivo embasar a futura análise de impacto regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que disciplinará o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, estabelecido pelo art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás” ou Lei nº 14.134/2021), conforme Ação Regulatória nº 2.12 da Agenda Regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Para tal, primeiramente são apresentadas as fundamentações legais, bem com o longo processo de construção da regulamentação do acesso às infraestruturas essenciais (Seção 2). Em seguida, são descritos, com base na regulamentação setorial vigente, alguns fundamentos presentes na Nova Lei do Gás referentes ao acesso negociado, mas que já faziam parte do arcabouço regulatório nacional, como a preferência do proprietário (Seção 3). Também são trazidos conceitos que diferenciam o acesso negociado e o regulado (Seção 4). É reservado um espaço de destaque para a apresentação das experiências internacionais referentes ao acesso (Seções 5 e 6). É feita uma análise acerca dos elementos considerados fundamentais pela ANP para o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais e dos cadernos de boas práticas para acesso instituídos pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) (Seções 8 e 9) e são, por fim, propostas questões e temas para debate em processos de participação social (Seção 10), bem como as considerações finais (Seção 11).

### 2. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

A opção pelo regime de acesso negociado aos gasodutos de escoamento da produção, aos polos de processamento e aos terminais de GNL (infraestruturas de gás natural) previsto no novo marco legal da indústria do gás natural, a Lei nº 14.134/2021, decorreu dos debates no âmbito da iniciativa Gás para Crescer do Governo Federal, lançado em junho de 2016.

O objetivo da iniciativa Gás para Crescer foi o de estudar e elaborar propostas para aprimorar o funcionamento da indústria do gás natural, diante de um cenário de redução da participação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, a partir do anúncio pela companhia do seu plano de desinvestimento em meados do ano de 2015. A previsão do regime de acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de gás natural foi incorporada no Substitutivo do Deputado Marcus Vicente ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 (“Substitutivo do PL nº 6.407/2013”), apresentado em dezembro de 2017 na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

Após aprovação na Câmara dos Deputados e no Senado Federal e sanção da Presidência da República, a Lei nº 14.134 foi editada em 08 de abril de 2021 e publicada no Diário Oficial da União de 09 de abril de 2021. 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.

Em relação 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).*

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 arts. 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.*

*§ 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).*

Em 3 de maio de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de nº 3, de 7 de abril de 2022 (Resolução CNPE nº 03/2022), que estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e dá outras providências.

Por fim, a Resolução CNPE nº 03/2022 surgiu como resultado dos trabalhos realizados pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), responsável pelo acompanhamento da implantação do Programa Novo Mercado de Gás. O art. 10 da Resolução é inteiramente dedicado ao acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais e aponta princípios gerais que deverão ser observados até a regulamentação do acesso às infraestruturas de gás natural, objeto do grupo de trabalho instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022 (Processo 48610.205614/2022-48), dentre os quais se incluem: (i) a necessidade de todos os envolvidos na negociação em cooperar ativamente para que o acesso ocorra de forma efetiva; (ii) a necessidade de as negociações entre o proprietário e o usuário em relação ao uso de uma instalação serem organizadas e conduzidas em um espírito de integridade e boa-fé, de acordo com a boa governança corporativa e de forma que as negociações não forneçam a uma das partes uma vantagem excessiva às custas do outro; (iii) a necessidade de estabelecer previamente, com ampla divulgação, as condições do acesso; (iv) não exigir participação societária como condição de acesso; (v) a necessidade de estabelecer remuneração com base em critérios objetivos e considerando um retorno justo e adequado ao investimento; e (vi) a necessidade de justificar as recusas ao acesso, dentre outros.

### 3. A REGULAMENTAÇÃO SETORIAL VIGENTE E O EXERCÍCIO DE DIREITO DE PREFERÊNCIA DO PROPRIETÁRIO APLICÁVEL ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Atualmente, as resoluções da ANP que tratam de gasodutos de escoamento, unidades de tratamento ou processamento e terminais de GNL predominantemente trazem exigências relacionadas à engenharia e segurança dos projetos, tais como: (i) a Resolução ANP nº 52, 2 de dezembro de 2015, que regulamenta a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP, norma que inclui terminais de GNL e dutos de Exploração e Produção (E&P) não integrantes de áreas sob contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural e suas instalações auxiliares (complementos e



componentes), não contemplados no Plano de Desenvolvimento, conforme definido na Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015; e (ii) a Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021, regulamenta o exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, que contempla o processamento de gás natural.

#### 4. ACESSO REGULADO E ACESSO NEGOCIADO

Em se tratando dos tipos de acesso existentes, há dois regimes por meio dos quais se pode conceder acesso a terceiros interessados: regulado (*Regulated Third Party Access - rTPA*) e negociado (*Negotiated Third Party Access - nTPA*).

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). 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). A Lei nº 14.134/2021 estabeleceu apenas o regime negociado para o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. Mesmo a opção normativa tendo sido pelo modelo negociado, uma série de dispositivos legais demandam regulamentação por parte da ANP para que se efetive o acesso não discriminatório, conforme destaca o objetivo da regulamentação de que trata a Ação Regulatória nº 2.12 da ANP do biênio 2022-2023, e como sinalizam o Decreto nº 10.712/2021 e a Resolução CNPE nº 3/2022.

De acordo com IEA (2000), por questão de eficiência (bem como de não discriminação entre clientes) nesse tipo de acesso 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. Independentemente do acesso regulado ou negociado de terceiros, é essencial a existência de procedimentos rápidos de solução de controvérsias, particularmente no que se refere ao acesso negociado.

#### 5. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL – ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL)

Foram reunidas experiências internacionais acerca do acesso a gasodutos de escoamento da produção e a unidades de processamento de gás natural. Na presente Nota Técnica, a opção de apresentá-las em conjunto decorre dos resultados das pesquisas realizadas pela equipe responsável pela elaboração do estudo, os quais evidenciaram ser comum a regulação de alguns países tratar o escoamento e o processamento de forma agregada. São apresentadas as experiências do Reino Unido, e da Noruega, dos Estados Unidos e da Dinamarca.

Em relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento no Reino Unido, destacam-se:

- A necessidade de ser dada publicidade às condições comerciais para o acesso;
- A elaboração de um Código de Conduta e Prática para o Acesso, documento de adesão voluntário que estabelece princípios e procedimentos para orientar todos

os envolvidos na negociação do acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido, elaborado com a consultoria do ente governamental responsável pelo licenciamento e regulação das atividades de produção de petróleo e gás natural;

- A estipulação de regras e procedimentos para a resolução de conflitos de acesso às infraestruturas de petróleo e gás natural por meio de Guia de Resolução de Conflitos;

Em relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento na Noruega, podem ser citadas:

- A operação integrada de gasodutos de escoamento da produção, instalações de processamento e gasodutos de transporte (rede de gasodutos *upstream*), com o objetivo principal de exportação para o mercado de gás natural europeu, por um operador de sistema independente;
- A oferta de serviços de transporte em capacidade disponível e ociosa por parte do operador da rede de gasodutos *upstream*, em nome dos proprietários, de maneira não discriminatória e com o objetivo de maximização da utilização da rede;

Em relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento nos Estados Unidos, destaca-se:

- O estímulo ao descomissionamento de instalações ociosas em detrimento do incentivo ao acesso de terceiros, por motivo de segurança e prevenção a acidentes, em razão da localização das instalações de produção em uma região de ocorrência de furacões;

Em relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento na Dinamarca, são importantes:

- A exigência legal de elaboração de um Plano de Negociação e sua submissão ao regulador;

A necessidade de os preços e condições negociados serem notificados ao órgão regulador independente, a quem cabe verificar se estes estão de acordo com as disposições da norma, avaliando se estes são razoáveis.

## 6. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL – ACESSO DE TERCEIROS AOS TERMINAIS DE GNL

Em relação ao acesso aos terminais de GNL na Europa, destacam-se os seguintes aspectos:

- O acesso é mandatório, mas existe possibilidade de adiá-lo (excetuá-lo por um período) a partir de alguns fatores, como, por exemplo, a presença de riscos altos para a implantação da instalação;
- Há a necessidade de prover uma série de informações, inclusive aos operadores das redes a jusante, para a eficiência da operação das redes. Dentre outras informações que devem ser disponibilizadas, incluem-se períodos de manutenções;
- Há a necessidade de ações para evitar vantagem indevida de participantes verticalmente integrados aos operadores dos terminais de GNL, o que inclui, por

exemplo, instituição de firewalls entre o operador e o ramo responsável pela produção ou suprimento;

- Há a necessidade de publicação de metodologia de cálculo da capacidade de transporte e mecanismo do processo de alocação de capacidade (por exemplo, “*pro-rata*” ou “*first-committed-first-served*”);
- Devem ser apresentadas justificativas para negativas de acesso;
- Devem ser criadas condições para que a capacidade ociosa seja aproveitada pelo mercado, o que inclui a liberação da capacidade ociosa sistematicamente subutilizada.

Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Reino Unido:

- É necessário publicar as condições comerciais para o acesso de terceiros;
- É possível pedido de resolução de conflito junto ao órgão regulador;
- É possível a exceção ao livre acesso de terceiros por um período de tempo a ser determinado.

Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Japão:

- É necessária a publicação de termos e condições de acesso;
- Deve haver “remunerações idênticas para condições idênticas” (não discriminação);

A negativa ou limitação do acesso deve ser condicionado a alguns fatores, tais como força maior, ocorrência de incidentes ou inadimplência do terceiro interessado.

## 7. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E NACIONAL – PROCEDIMENTOS DE RESOLUÇÃO DE CONFLITOS NO ACESSO DE TERCEIROS

No que se refere aos procedimentos de resolução de conflitos relativos ao acesso de terceiros interessados, foram apresentadas as experiências internacionais do Reino Unido e da Austrália, partir da tradução livre dos Guias disponíveis, e a experiência nacional cujo foco foi direcionado aos ditames relativos às resoluções de conflito baseados na Lei do Petróleo.

Na experiência internacional, busca-se identificar alguns dos seus principais elementos nos procedimentos britânico e australiano (alguns comuns aos dois países, outros específicos de um dado país). Ambos apresentam processos de resolução de conflitos bem estruturados. Foram abordados aspectos relativos à estruturação dos respectivos procedimentos de resolução de conflitos, ao incentivo à solução pelas partes, confidencialidade das informações, preocupações com o estabelecimento de prazos, formas de determinação, entre outros.

Observa-se que nos dois casos o acesso de terceiros à infraestrutura não é um fim em si mesmo, mas um meio (importante) para alcançar os objetivos estratégicos estabelecidos no âmbito do arcabouço legal de cada país. De modo geral, é possível verificar que há incentivo à resolução de conflitos pelas partes envolvidas. Além disso, percebe-se um esforço no sentido de que os pedidos de resolução de conflitos sejam tratados de forma consistente, eficaz e expedita, de modo a evitar gastos desnecessários bem como sua possível utilização como forma de procrastinação ou impedimento ao acesso de terceiros interessados. Verifica-se que, dada a complexidade dos processos de resolução de disputa, deve-se avaliar as necessidades relativas

ao empreendimento da tarefa, pela Agência, tais como: (i) adequação organizacional; e (ii) adequação e melhoria de recursos a serem empreendidos.

No que tange à experiência nacional, as agências reguladoras brasileiras vêm buscando ampliar a adoção do consenso, mediação e arbitramento, como instrumentos de tomada de decisão pela Administração Pública.

Com efeito, a possibilidade de resolução de conflitos de interesses entre os agentes econômicos, consumidores e usuários, está prevista no quadro normativo das agências reguladoras desde sua criação.

No âmbito da ANP, o art. 20 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 estabelece que: “o regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento”. A adoção de tal dispositivo se encontra atualmente no artigo 49 do Regimento Interno da ANP (Portaria ANP nº 256, de 10 de setembro de 2020).

A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, no seu art. 28, §4º, reforçou a atribuição legal da ANP, já existente por força do art. 20 da Lei do Petróleo, para decidir conflitos referentes ao acesso de terceiros. Recentemente, a Resolução CNPE nº 3/2022, no art. 8º, inc. V, estabeleceu como medida de transição de interesse da política energética nacional para os agentes regulados, até que sobrevenha regulamentação da ANP, que: “*as negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias, ressalvada a superveniência da regulação do art. 16, § 1º, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, pela ANP*”.

Entre os anos de 2000 e 2001, foram resolvidos pela ANP quatro conflitos relacionados ao livre acesso ao Gasoduto Bolívia-Brasil, sendo três referentes ao serviço de transporte não firme e um ao serviço firme.

## 8. ELEMENTOS FUNDAMENTAIS PARA O PROVIMENTO DE ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Entre os pontos em comum do mapeamento da experiência internacional, deve-se citar a relevância do provimento do acesso em condições não-discriminatórias, com base em critérios objetivos prévios, tendo a remuneração pelos serviços prestados baseada em critérios justos e razoáveis, a partir da divisão de riscos entre as partes do negócio, e considerando a experiência de cada país, destacam-se os elementos apontados nos itens 5 e 6 do presente Sumário Executivo.

Além deles, há de ser mencionada a mais recente experiência nacional na regulamentação do acesso foi a revisão da Portaria ANP nº 251, de 2000, que resultou na edição, em 8 de julho de 2022, da Resolução ANP nº 881 para determinar os critérios para o uso dos terminais aquaviários, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis.

A Resolução ANP nº 881/2022, que regulamentou o acesso na modalidade negociada, trouxe alguns pontos, já observados na experiência internacional. Estes pontos podem ser interessantes para a regulamentação do livre acesso às instalações de gás natural tratada no art. 28 da Lei nº 14.134/2021. São eles:

- Destaque a informações relativas à negativa de acesso;

- A preferência do proprietário e os mecanismos de revisão. Apesar de não haver exatamente a figura da preferência na experiência internacional verificada, a forma como a revisão do proprietário ocorre para terminais de líquidos no Brasil, levando em conta históricos de utilização e os valores das últimas revisões, sendo sempre decrescente, contribui para disponibilização de capacidade não utilizada.
- Exigências diferenciadas para operadores não verticalizados e verticalizados;
- Exigências para a garantia de ao menos separação jurídica entre operador e coligados que eventualmente atuem como comercializadores ou distribuidores.

É fundamental que se defina a forma como se dará a publicidade das capacidades das instalações pelos proprietários ou operadores, elemento essencial para o acesso, correspondentes às características de cada uma das infraestruturas essenciais de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134/2021, uma vez que é a partir da determinação das capacidades que os serviços são ofertados e remunerados.

## 9. CONSIDERAÇÕES SOBRE OS “CADERNOS DE BOAS PRÁTICAS DE GÁS NATURAL” PUBLICADOS PELO IBP

Fruto das discussões iniciadas no Programa Gás para Crescer, produtores e proprietários de instalações se comprometeram a apresentar uma proposta de diretrizes para viabilizar o acesso às chamadas infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, instalações de processamento e terminais de GNL). Dessa forma, foram iniciadas as discussões no âmbito do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) acerca da elaboração de documentos contendo diretrizes de acesso de terceiros a estas instalações, com base nas melhores práticas internacionais.

Como resultado desta iniciativa, em setembro de 2018 foi publicado o documento intitulado “Caderno de Boas Práticas - Diretrizes Para Acesso a Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN”, seguido pela publicação em outubro de 2021 do “Caderno de Boas Práticas - Diretrizes Para Acesso de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Gás Natural”, que tiveram como base, segundo os responsáveis por sua elaboração, o “*Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the Uk Continental Shelf*” (ou *Infrastructure Code of Practice* – ICOP).

De acordo com o IBP, as diretrizes contidas nestes “Cadernos de Boas Práticas” buscam servir de orientação na negociação de acesso à infraestrutura de escoamento e às instalações de processamento, estabelecendo termos e condições para que os proprietários destas instalações viabilizem o acesso de terceiros à capacidade disponível em seus ativos.

Por serem os primeiros documentos publicados no mercado a respeito das diretrizes para o acesso de terceiros a instalações essenciais, e tendo estes sido utilizados nos casos de negociações envolvendo as infraestruturas da Petrobras, foram tecidas considerações acerca do conteúdo destes documentos, assim como verificar sua aderência aos princípios regulatórios vigentes e à prática internacional.

A partir da comparação entre os “Cadernos de Boas Práticas” e o ICOP, bem como o marco legal da indústria do gás natural, foi identificado espaço para aperfeiçoamento dos documentos publicados pelo IBP. Neste quesito, os “Cadernos de Boas Práticas” devem incorporar os princípios e as diretrizes da Nova Lei do Gás, de seu Decreto Regulamentador, das Resoluções CNPE e das normativas da ANP que já delimitaram o direito de preferência do

proprietário estabelecendo elementos mínimos que formam as boas práticas sobre o tópico. Além disso, recomenda-se a inclusão de fluxogramas, modelos de documentos e contratos, bem como outros elementos facilitadores para a negociação entre as partes interessadas observados na análise da experiência internacional, em especial no ICOP aplicado no Reino Unido.

Por fim, pela forma como foram concebidos e pelo conteúdo, é possível afirmar que os “Cadernos de Boas Práticas” do IBP não se configuram como código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, de que trata o § 2º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021.

## 10. QUESTÕES PARA COMPOR A CONSULTA PRÉVIA DA AIR

Após o levantamento das informações e subsídios reunidos, apresentam-se as seguintes questões para subsidiar a promoção de Consulta Prévia para a coleta de informações para a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR).

Os blocos de Questionamentos formulados a seguir (Quadros 1 a 10) farão parte de um formulário eletrônico a ser disponibilizado no sítio eletrônico da ANP na internet para o recebimento de comentários e sugestões durante o prazo de Consulta Prévia de 60 (sessenta) dias, observado o disposto no art. 12 da Instrução Normativa ANP nº 8/2021.

As questões formuladas contemplam os seguintes temas:

1. Supervisão regulatória do agente verticalizado: exigência de informações ou outras medidas
2. Preferência do Proprietário
3. Negociação
4. Diretrizes do Códigos de Conduta e Prática de Acesso
5. Resolução de Conflitos
6. Disponibilização de Informações
7. Procedimento de Congestionamento de Capacidade
8. Sistemas Integrados de Escoamento (SIEs) e de Processamento (SIPs)
9. Condições e critérios para cessão compulsória de capacidade
10. Outros temas que os participantes da consulta prévia desejem abordar

## 1. INTRODUÇÃO

A Ação Regulatória nº 2.12 da Agenda Regulatória da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem como objetivo a elaboração de uma regulamentação única que disponha acerca das diretrizes e dos princípios do acesso negociado e não discriminatório dos terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL.

Com vistas ao cumprimento ao disposto na Instrução Normativa ANP nº 8, de 2021, esta Nota Técnica Conjunta foi construída pelos membros do Grupo de Trabalho instituído pela Portaria ANP nº 116 de 19 de abril de 2022, visando reunir insumos para orientar regulamentação que venha assegurar 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.

Desta forma, esta nota técnica conjunta tem por finalidade embasar a futura análise de impacto regulatório (AIR) e a proposta de minuta de resolução que disciplinará o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, estabelecido pelo art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (“Nova Lei do Gás” ou Lei nº 14.134/2021). A construção da regulamentação supracitada está a cargo de quatro superintendências distintas na ANP, a saber: a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), que coordena o processo, a Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP), a Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC) e a Superintendência de Defesa da Concorrência (SDC).

Para tal, primeiramente são apresentadas as fundamentações legais, bem com o longo processo de construção da regulamentação do acesso às infraestruturas essenciais (Seção 2). Em seguida, são descritos, com base na regulamentação setorial vigente, alguns fundamentos presentes na Nova Lei do Gás referentes ao acesso negociado, mas que já faziam parte do arcabouço regulatório nacional, como a preferência do proprietário (Seção 3). Também são trazidos conceitos que diferenciam o acesso negociado e o regulado (Seção 4). É reservado um espaço de destaque para a apresentação das experiências internacionais referentes ao acesso (Seções 5 e 6). É feita uma análise acerca dos elementos considerados fundamentais pela ANP para o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais e dos cadernos de boas práticas para acesso instituídos pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) (Seções 8 e 9) e são, por fim, propostas questões e temas para debate em processos de participação social (Seção 10), bem como as considerações finais (Seção 11).

## 2. FUNDAMENTAÇÃO LEGAL

Esta seção tem por objetivo apresentar a fundamentação legal para a estabelecer a normativa. A seção divide-se em quatro subseções. Nas duas primeiras, são apresentados os principais programas e iniciativas governamentais que antecederam a publicação do novo marco legal da indústria de gás, envolvendo medidas tomadas por órgãos governamentais e entes estatais que visaram diretamente a abertura do mercado de gás natural. Na terceira subseção, destacam-se a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Lei nº 14.134/2021 ou “Nova Lei do Gás”) e seu decreto regulamentador (“Decreto”), o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021 (Decreto nº 10.712/2021). Já a quarta subseção apresenta a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 3, publicada em 3 de maio de 2022 (Resolução CNPE nº 3/2022). Em todas as subseções, o foco é o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural de que



trata o art. 28 da Nova Lei do Gás, a saber: os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural e os terminais de GNL.

## 2.1. Da Introdução do Acesso de Terceiros às Infraestruturas de Gás Natural no Marco Legal da Indústria do Gás Natural

A opção pelo regime de acesso aos gasodutos de escoamento da produção, aos polos de processamento e aos terminais de GNL (infraestruturas de gás natural) previsto no novo marco legal da indústria do gás natural, a Lei nº 14.134/2021, decorreu dos debates no âmbito da iniciativa Gás para Crescer do Governo Federal, lançado em junho de 2016.

O objetivo da iniciativa Gás para Crescer foi estudar e elaborar propostas para aprimorar o funcionamento da indústria do gás natural, diante de um cenário de redução da participação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, a partir do anúncio pela companhia do seu plano de desinvestimento em meados do ano de 2015.

Em especial, as questões relativas ao acesso e terceiros às infraestruturas de gás natural ficaram a cargo do Subcomitê SC1 - Escoamento, Processamento e Regaseificação do GNL (“SC1 CT-GN”). Os seguintes pontos foram debatidos pelo SC1 CT-GN:

- Publicidades das informações;
- Acesso regulado ou negociado;
- Preferência do proprietário;
- Recusa de acesso;
- Remuneração do acesso; e
- Resolução de conflitos.

Especificamente acerca do regime de acesso de cada uma das infraestruturas de gás natural, a Tabela 1, baseado no documento “1º Relatório SC1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL” do SC1 CT-GN, resume o posicionamento dos membros do subcomitê (MME,2017):



**Tabela 1 - Resumo do posicionamento dos membros do subcomitê SC1 CT-GN, do programa Gás para Crescer**

Princípios		Consenso*	Dissenso
Acesso não discriminatório e transparência e publicidade de informações no escoamento, no processamento e terminais de GNL		EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABIQUIM, ABEGÁS**	-
Escoamento	Acesso Negociado	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**	ABIQUIM
	Acesso Regulado	ABIQUIM	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**
Processamento	Acesso Negociado	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**	ABIQUIM
	Acesso Regulado	ABIQUIM	EPE, ANP, MME, MPOG, ABRACE, APINE, IBP, ABRAGET, TBG, ABEGÁS**
Terminais de GNL	Acesso Negociado	EPE, APINE, ABRAGET, TBG, IBP, ABEGÁS**	ANP, MME, MPOG, ABRACE, ABIQUIM
	Acesso Regulado	ANP, MME, MPOG, ABRACE, ABIQUIM	EPE, APINE, ABRAGET, TBG, IBP, ABEGÁS**

Fonte: MME (2017), 1º Relatório SC1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL (SC1 CT-GN, 2017).  
 Notas: \*Registro das instituições que se posicionaram nas reuniões do SC1; \*\* ABEGÁS deixou de participar do Programa Gás para Crescer em 17/04/2017, de tal forma que reflete posicionamentos revelados antes de se retirar do SC1.

Apesar do documento não trazer um posicionamento unânime dos seus membros relativamente ao regime de acesso não discriminatório e transparente aplicável às infraestruturas de gás natural, foram elaboradas diversas alternativas de redação para deliberação do CT-GN e posterior elaboração de proposta de alteração legislativa a ser encaminhada ao Congresso Nacional pelo Poder Executivo, em atendimento ao disposto no art. 5º da Resolução CNPE nº 10/2016.

Por fim, após deliberação dos CT-GN, a previsão do regime de acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de gás natural foi incorporada no Substitutivo do Deputado Marcus Vicente ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 (“Substitutivo do PL nº 6.407/2013”), apresentado em dezembro de 2017 na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, com a seguinte redação:

*“Art. 34. O acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como aos terminais de GNL ocorrerá por meio de negociação entre as partes.*

*§ 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 deverão elaborar, de forma conjunta, observadas as boas práticas da indústria e diretrizes da*

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

*§ 3º O proprietário de terminal de GNL definirá os serviços a serem prestados e respectivas remunerações com base em critérios objetivos e previamente definidos e divulgados.*

*§ 4º O acesso de terceiros a terminal de GNL situado em instalação portuária deverá observar as regulações setoriais pertinentes.*

*§ 5º Não se aplica o disposto no caput às instalações de tratamento ou processamento de gás natural localizadas em refinarias existentes na data de publicação desta lei.” (Grifos nossos).*

Depreende-se da leitura do art. 34 e seus parágrafos acima transcritos que os elementos fundamentais do acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural foram o seu aspecto negocial, o direito de preferência do proprietário e a elaboração de código de conduta, com base nas boas práticas da indústria e diretrizes da ANP, para orientar as negociações em torno do acesso.

Merece destaque o fato da opção pelo acesso negociado e não discriminatório ao escoamento, processamento e aos terminais de GNL ter sido fruto de um amplo e democrático debate entre produtores, grandes consumidores, transportadores, associações e entidades de classe, órgãos de Estado e de Governo, um rito semelhante aos processos de Consulta e Audiência Públicas adotadas pela ANP na elaboração das suas normas.

Com base no texto do art. 34 do Substitutivo do PL nº 6.407/2013, caberia à ANP a tarefa de regulamentar a adoção deste regime de acesso no Brasil, bem como as questões relativas ao direito de preferência do proprietário, negativa de acesso e resolução de conflitos. No entanto, o Parecer do Substitutivo do PL nº 6.407/2013 não foi votado na legislatura que se encerrou em 2018.

Em uma tentativa de avançar aquelas medidas propostas no âmbito da iniciativa Gás para Crescer possíveis de aplicação infralegal, foi editado, em 17 de dezembro de 2018, o Decreto nº 9.616 (Decreto nº 9.616/2018), cujo objetivo foi alterar dispositivos do Decreto nº 7.382/2010, que regulamentava a Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009 (Lei nº 11.909/2009 ou “Lei do Gás”). Dentre as alterações ao ato administrativo ora vigente, mereceram destaque aquelas realizadas no parágrafo único do art. 62 e a inclusão do art. 62-A:

*“Art. 62. Os 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 estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.*

*Parágrafo único. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme o disposto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)*

*Art. 62-A A ANP, por meio de ato normativo, estabelecerá as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)*

*Parágrafo único. A ANP definirá os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos nas hipóteses em que as tratativas de acesso não tiverem êxito, com ênfase na conciliação e no arbitramento. (Incluído pelo Decreto nº 9.616, de 2018)” (Grifos nossos).*

Como pode ser visto, a publicação do Decreto nº 9.616/2018 visou, na medida do possível, antecipar algumas das alterações previstas no acesso de terceiro às infraestruturas de gás natural sem, contudo, torná-lo obrigatório, o que só poderia ocorrer por meio uma mudança na lei. Dentre as alterações estão: a previsão que negativas de acesso cuja motivação possam ter implicações concorrenciais sejam objeto de investigação e sanção, caso comprovada a ocorrência de infrações; e a previsão de edição de ato normativo por parte da ANP para a definição de diretrizes de elaboração de um código comum de acesso e procedimentos para a resolução de conflitos que envolvam o acesso às infraestruturas de gás natural, assim como já ocorre com o transporte de gás natural por meio dutoviário.

Após a publicação do Decreto nº 9.616/2018, em 2019 foi instituído o Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil (“Comitê”), por meio da Resolução CNPE nº 04/2019, com a competência de avaliar e propor ao CNPE medidas de estímulo à concorrência no mercado de gás natural e sugerir ações a entes federativos para a promoção de boas práticas regulatórias.

Como resultado das propostas apresentadas pelo Comitê, o CNPE aprovou, na data de 24 de junho de 2019, a Resolução CNPE nº 16/2019, a qual estabeleceu diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à abertura no mercado de gás natural. Estabeleceu, também, como sendo de interesse da Política Energética Nacional, que o agente que viesse a ocupar posição dominante no setor de gás natural a observância de uma série de medidas estruturais e comportamentais.

Da mesma forma que o Decreto nº 9.616/2018, a Resolução CNPE nº 16/2019 visou antecipar e reforçar a necessidade do estabelecimento de regras para o acesso negocial e não discriminatório ao escoamento de gás natural, ao processamento e aos terminais de GNL, além dos aspectos de transparência e publicidade das informações necessárias para a concretização do acesso de terceiros a estas infraestruturas de gás natural, conforme os incisos IV do art. 2º, V do art. 3º e IV do art. 4º da resolução transcritos a seguir:

*“Art. 2º A transição para o mercado concorrencial de gás natural deverá ocorrer de forma coordenada, de modo a:*

*(...)*

*IV - promover a transparência e o estabelecimento de regras claras para o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural e aos Terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL;*

*(...)*

*Art. 3º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que o agente que ocupe posição dominante no setor de gás natural observe as seguintes medidas estruturais e comportamentais:*

*(...)*

*V - a disponibilização de informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL; e*

(...)

Art. 4º A transição para um mercado concorrencial de gás natural observará:

(...)

IV - elaboração de códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL;

(...)” (Grifos nossos).

A exemplo do Decreto nº 9.616/2018, a Resolução CNPE nº 16/2019 tinha como foco as soluções que poderiam ser adotadas por meio da elaboração e publicação de normas infralegais, notadamente resoluções da ANP.

Cumpra mencionar que a Resolução CNPE nº 16/2019 já trazia referência ao estabelecimento de regras para o acesso negociado e não discriminatório como uma das medidas para a transição para um mercado concorrencial, ainda que sob a vigência do art. 45 da Lei nº 11.909/2009: “[o]s gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros” (grifos nossos). Nota-se que a convivência entre o disposto na Resolução CNPE nº 16/2019 e o art. 45 da Lei nº 11.909/2009 tornou ainda mais importante e urgente as alterações legais previstas no Substitutivo do PL nº 6.407/2013, para reduzir as incertezas jurídicas entorno da regulamentação e a instituição de um novo regime de acesso aplicável aos gasodutos de escoamento da produção e as demais infraestruturas de gás natural.

Concomitantemente à publicação da Resolução CNPE, ocorreu o lançamento do Programa Novo Mercado do Gás Natural e a instituição do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), este último criado para monitorar as medidas do Programa Novo Mercado do Gás Natural.

Além disso, renovou-se o esforço para a aprovação no Congresso do novo marco legal do gás natural. Tal esforço partiu do Poder Executivo e logrou êxito em março de 2021, com a aprovação do PL nº 4.476/2020, que passou a ter tal numeração no Senado após aprovação na Câmara dos Deputados do PL nº 6.407/2013 em dezembro de 2020. Após sua aprovação, a Lei nº 14.134/2021 foi sancionada pelo Presidente da República na data de 08 de abril de 2021.

## 2.2. Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) entre CADE e PETROBRAS

Na data de 09 de julho de 2019, foi firmado o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), entre a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), no âmbito de investigações em curso no CADE, sobre supostas condutas anticompetitivas da PETROBRAS no mercado de gás natural no Brasil, entre elas abuso de posição dominante e discriminação de concorrentes por meio da fixação diferenciada de preços.

Os compromissos do TCC se inserem no âmbito das discussões realizadas entre anos de 2016 e 2019, pelos diversos agentes econômicos e órgãos governamentais atuantes na indústria de gás natural, por meio do Programa Gás para Crescer, do Programa do Novo Mercado de Gás e do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil, entre outros.

Além de prever a venda de ativos relacionados ao mercado de gás natural, o referido TCC tem como objetivo impedir a ocorrência futura dos fatos investigados pelo CADE. Neste contexto, buscou estimular a concorrência na indústria de gás natural por meio de medidas que limitam e reduzem a atuação da PETROBRAS, tendo em vista que esta indústria tem sido explorada quase integralmente por esta empresa.

A delimitação do objeto do compromisso está descrita no item 1.1. do TCC, nos seguintes termos (CADE, 2019):

*“1.1 O presente Termo de Compromisso tem por objeto preservar e proteger as condições concorrenciais no mercado brasileiro de gás natural, por meio da realização de um conjunto de ações da COMPROMISSÁRIA [PETROBRAS] visando à abertura do mercado brasileiro de gás natural, incentivando a entrada de novos agentes econômicos no mercado de gás natural, bem como suspender e, caso cumpridas integralmente as obrigações nele previstas, arquivar em relação à PETROBRAS os Procedimentos Administrativos.”*

Uma vez que a PETROBRAS exerce influência em praticamente todas as atividades que compõem a indústria do gás natural, os compromissos assumidos pela companhia perfazem todos os elos da cadeia de valor em que a empresa exerce dominância ou influência relevante na indústria do gás natural, conforme diagnóstico feito pela Nota Técnica nº 014/2018-SIM (ANP, 2018), a saber: transporte; carregamento; comercialização; produção; escoamento da produção, regaseificação, importação e distribuição. Para cada um destes elos foram definidos compromissos específicos visando à diversificação de *players* e ao fomento da concorrência no mercado de gás natural, sendo tais proposições incorporadas pelo TCC, conforme disposto Cláusula Segunda (“Das Obrigações da Compromissária”).

A Cláusula Segunda do TCC estabeleceu medidas consideradas essenciais para promoção de um ambiente competitivo em todos os elos da cadeia de valor da indústria do gás natural, as quais, em síntese, dizem respeito à (ao): i) desverticalização dos segmentos de transporte e distribuição; ii) acesso negociado, não discriminatório e de boa fé das instalações essenciais; iii) arrendamento do terminal de regaseificação e importação da Bahia (TR-BA); iv) renúncia à exclusividade da capacidade de transporte; e v) restrição à contratação de novos volumes de gás com outros produtores. A seguir, encontram-se transcritas as subcláusulas da Seção A da Cláusula Segunda que tratam especificamente dos compromissos da PETROBRAS com relação às atividades de escoamento, processamento e regaseificação (onde se inserem os terminais de GNL):

*“Cláusula Segunda – Das Obrigações da COMPROMISSÁRIA*

*A. Compromissos*

*(...)*

*2.3. A PETROBRAS se compromete a negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros aos sistemas de escoamento de gás natural, respeitados, para os casos em que os sistemas possuem coproprietários, o regramento estabelecido para tais sistemas.*

*2.4. A PETROBRAS se compromete a negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros às unidades de processamento de gás natural observadas as diretrizes constantes do Anexo I – “Caderno de Boas Práticas de Gás Natural – Diretrizes para Acesso de Terceiros a Unidade de*

*Processamento de Gás Natural – UPGN”, ou até regulamentação a ser editada pela ANP aplicável a todos os agentes do setor.*

*2.4.1. A PETROBRAS disponibilizará para as contrapartes, com cópia para a ANP, minuta de contrato de acesso de processamento até 31/12/2019.*

*(...)*

*2.6. A COMPROMISSÁRIA se compromete a publicar edital de processo competitivo para arrendamento do Terminal de Regaseificação da Baía de Todos os Santos até setembro de 2020, seguindo os procedimentos internos da PETROBRAS, com prazo de duração do arrendamento até dezembro de 2023. A COMPROMISSÁRIA se compromete ainda a, publicado o edital, dar celeridade às etapas seguintes do processo, conhecidas e monitoradas pelo Trustee de Monitoramento.”*

O cumprimento dos compromissos firmados no TCC celebrado entre CADE e a Petrobras pode ser acompanhado por meio dos relatórios trimestrais gerados pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN) desde junho de 2019, disponíveis em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes>. De acordo com o relatório referente ao 2º Trimestre de 2022, o cumprimento do TCC estava em torno de 83% (CMGN, 2021).

Visando o cumprimento do item 2.6 do TCC celebrado junto ao CADE em 2019, a Petrobras publicou em agosto de 2020, edital de licitação para o arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TR-BA), composto por píer e todas as facilidades para atracação e amarração de navio do tipo FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*), não incluído no escopo do arrendamento, para regaseificação de até 20 milhões de metros cúbicos de gás natural ao dia, inclusive um gasoduto de 28 polegadas de diâmetro e 43 quilômetros de extensão.

Por meio de comunicado a investidores a Petrobras anunciou em 28 de setembro de 2021 a assinatura de contrato de arrendamento do TR-BA, com vigência até dezembro de 2023 com a empresa Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural Ltda. Em 2 de dezembro de 2021, pela Autorização SIM-ANP nº 767 de 4 de dezembro de 2021, a operação do TR-BA pela arrendatária Excelerate Energy foi autorizada pela ANP. (ANP, 2021 e Petrobras, 2021).

Embora o TCC tenha sido firmado em 2019 e a nova lei do gás já esteja em vigor há mais de um ano, observa-se que a política de comercialização e a falta de transparência da Petrobras quanto às capacidades das instalações consideradas infraestruturas essenciais, bem como o adiamento de compromissos assumidos<sup>1</sup>, representam entraves à entrada de novos agentes e aos propósitos do TCC.

Neste contexto assume especial relevância a regulamentação do art. 28 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, em relação ao acesso aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL, a preferência do proprietário, e o procedimento para resolução de controvérsias.

<sup>1</sup> Um exemplo desses adiamentos refere-se ao desinvestimento da participação societária da Petrobras na Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil, cujo “*signing*”, com base no disposto no item 2.3.b) do TCC, tinha como data limite 23/09/2021 e que, até a presente data, ainda não foi concluído.

### 2.3. Lei nº 14.134/2021 e Decreto nº 10.712/2021

A Lei nº 14.134 (“Nova Lei do Gás”), 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.

Com respeito ao acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural na Nova Lei do Gás, merecem destaque os artigos 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. Cabe ressaltar que no caso dos gasodutos de transporte de gás natural o regime de acesso é o regulado, com as tarifas de transporte propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, conforme critérios estabelecidos pela Agência (§ 2º do art. 13 da Lei nº 14.134/2021 e art. 58 da Lei nº 9.478/1997). Já no caso da estocagem subterrânea de gás natural a definição do regime de acesso, se este é regulado ou negociado, cabe à ANP na regulamentação da atividade (art. 22 da Lei nº 14.134/2021 e art. 13 do Decreto nº 10.712/2021).

Por sua vez, o art. 28 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 legais. Em outras palavras, a capacidade não é garantida sem que haja uma prévia negociação que chegue a bons termos, nas bases dos parâmetros<sup>2</sup> a serem regulamentados.

A Lei nº 14.134/2021 também trouxe instrumentos para assegurar o acesso de que trata o artigo 28 em seu artigo 33, o qual dispõe o seguinte:

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

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

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

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

---

<sup>2</sup> Parâmetros tais como a existência de capacidade disponível ou ociosa, dentre outros.



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

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

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 (CMGN)”<sup>3</sup>, 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 (Ver Seção 5).

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, código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, segundo diretrizes da ANP<sup>4</sup>. 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,

<sup>3</sup> Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/manual-de-boas-praticas-regulatorias\\_final.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes/manual-de-boas-praticas-regulatorias_final.pdf), acessado em: 21/07/2022.

<sup>4</sup> A Seção 9 traz considerações acerca do Caderno de Boas Práticas lançado pelo IBP para o acesso ao escoamento e ao processamento, documento que não pode ser considerado suficiente para o disposto no artigo 28, § 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 a serem 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, 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.

Neste sentido, é fundamental o estabelecimento de regras de acesso não discricionárias entre os interessados e usuários das infraestruturas. A aplicação do princípio da não discriminação é basilar nas questões que envolvem acesso de terceiros, e 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. É possível destacar os procedimentos de alocação de capacidade *pro-rata*, “primeiro a chegar, primeiro a ser servido” (“*first come, first served*”) e leilão como soluções usualmente consideradas nos casos de acesso não discriminatório e concorrencial.

Adicionalmente ao disposto nos artigos. 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.*

*§ 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 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)*<sup>5</sup>, foi revisado para tornar obrigatório notificar a *Oil and Gas Authority (OGA)*, atualmente *North 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 (ver Subseção 7 para uma descrição mais detalhada das atribuições da NSTA). É importante ressaltar que o *Energy Act 2011*, do Reino Unido, prevê que a NSTA, como sucessora da OGA, pode agir por iniciativa própria (seção 83), 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, 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

---

<sup>5</sup> 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 Unido, elaborado com a participação de representantes da indústria e do governo.

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. 14<sup>6</sup> 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.

Para concluir a presente Subseção, cabe destacar que apesar de previsão de que a regulamentação do acesso negociado e não discriminatório é uma atribuição legal da ANP, a qual deve seguir todos os procedimentos de participação social no processo decisório referente à regulação da ANP contidos na Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021, o art. 26 do Decreto nº 10.712/2021 confere à Agência a faculdade de atuar de ofício para adotar soluções pontuais para o atendimento ao disposto na Nova Lei do Gás, conforme estabelecido em seu § 1º:

*“Art. 26. A implementação das providências necessárias para transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo estabelecido pela Lei nº 14.134, de 2021, deverá observar os princípios e diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.*

*§ 1º A ANP poderá adotar soluções individuais que visem ao atendimento do disposto na Lei nº 14.134, de 2021, respeitado seu rito decisório, até que seja editada regulação específica pela referida Agência.*

*§ 2º Os gastos eficientes necessários para a transição da indústria brasileira do gás natural para o modelo de sistema de transporte estabelecido na Lei nº 14.134, de 2021, deverão ser suportados pelos transportadores e incluídos nos custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte de todos os respectivos carregadores.” (Grifos nossos).*

Desta forma, uma vez observada a necessidade e urgência, a Agência pode atuar prontamente diante de indícios de ações por parte de agentes regulados em desacordo com os princípios da abertura do mercado de gás natural, dentre os quais o direito de acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural.

## 2.4. Resolução CNPE nº 3/2022

Em 3 de maio de 2022, foi publicada no Diário Oficial da União a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de nº 3, de 7 de abril de 2022 (Resolução CNPE nº 03/2022), que estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e dá outras providências.

A Resolução CNPE nº 03/2022 surgiu como resultado dos trabalhos realizados pelo Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), responsável pelo acompanhamento da implantação do Programa Novo Mercado de Gás. As medidas apresentadas foram propostas com o objetivo de desenvolver o novo mercado de gás, especialmente diante da adequação dos procedimentos e padrões utilizados pelos agentes da indústria do gás natural

<sup>6</sup> O artigo 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.

diante do novo cenário normativo, direcionando esse setor a favor do crescimento econômico nacional (CNPE, 2022; SGPR, 2022).

O art. 1º da Resolução CNPE nº 03/2022 aponta as premissas a serem obedecidas pelas diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil, quais sejam: (i) adoção de boas práticas internacionais; (ii) atração de investimentos; (iii) diversidade de agentes; (iv) maior dinamismo e acesso à informação; (v) participação dos agentes no setor; (vi) promoção da competição na oferta de gás natural; e (vii) respeito aos contratos.

Já o art. 2º efetivamente estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil e, especificamente em relação ao acesso às infraestruturas de gás natural, aponta a promoção do acesso não discriminatório e transparente de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, polos de processamentos de gás natural e terminais de GNL (inciso XIV).

Em relação à transição para o mercado concorrencial de gás natural, o art. 4º elenca os principais objetivos a serem alcançados e, dentre eles, estabelece a necessidade de elaborar códigos comuns de acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL (inciso IV).

O art. 8º da Resolução CNPE nº 3/2022 elenca as medidas consideradas como de interesse da Política Energética Nacional a serem observadas pelos agentes durante o período de transição, estabelecido pelo art. 6º até o término do processo de fusão de áreas de mercado de capacidade do sistema de transporte. O inciso V do art. 8º determina que *“as negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias, ressalvada a superveniência da regulação do art. 16, § 1º, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, pela ANP”*. Conforme § 1º, *“o prazo constante do inciso V do caput passa a contar da data de solicitação de acesso, ou da data de publicação desta Resolução para os casos iniciados antes de sua publicação”*. O § 2º, por sua vez, estabelece que *“na hipótese do inciso V do caput, findo o prazo estabelecido, a ANP poderá atuar para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes, sendo recomendada a deliberação sobre o caso em noventa dias, em cumprimento do art. 19, inciso IV, do Anexo I, do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998”* (CNPE, 2022).

Tendo em vista as determinações emanadas pelo art. 8º, inciso V, foram abertos processos específicos pela ANP para que os agentes informassem as negociações em curso, quais sejam: 48610.211557/2022-36 (gasodutos de escoamento da produção), 48610.211959/2022-31 (terminal de GNL da Excelerate), 48610.211957/2022-41 (terminal de GNL da Celse), 48610.211958/2022-96 (terminal de GNL da UTE GNA), 48610.211855/2022-26 (terminais de GNL da Petrobras) e 48610.212454/2022-93 (unidades de processamento de gás natural – UPGN). Para os terminais de GNL, todos os agentes informaram não haver negociações de acesso em curso. Já para os gasodutos de escoamento da produção e UPGNs, a Petrobras informou que estavam em curso negociações para o acesso a suas instalações.

O art. 9º da Resolução CNPE nº 3/2022 estabelece uma série de medidas estruturais e comportamentais, a serem observadas pelo agente que ocupa posição dominante no setor de gás natural, consideradas como de interesse da Política Energética Nacional. Dentre tais medidas, o inciso V aponta a necessidade de disponibilização de informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL.

O art. 10 é inteiramente dedicado ao acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais. A seguir são reproduzidos os princípios gerais para tal acesso:

*“Art. 10. São princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais, até a efetiva regulação do tema pela ANP:*

*I - todos os envolvidos na negociação devem cooperar ativamente para que o acesso ocorra de forma efetiva;*

*II - as negociações entre o proprietário e o usuário em relação ao uso de uma instalação devem ser organizadas e conduzidas em um espírito de integridade e boa-fé, de acordo com a boa governança corporativa e de forma que as negociações não forneçam a uma das partes uma vantagem excessiva às custas do outro;*

*III - as condições de acesso negociado devem ser estabelecidas previamente pelo operador ou proprietário e amplamente divulgadas, nos termos da Lei e da regulação;*

*IV - não se deve exigir participação societária como condição para o acesso;*

*V - a remuneração para o acesso deve ser baseada em critérios objetivos e considerar um retorno justo e adequado do investimento, a partir de uma prestação de serviço eficiente;*

*VI - toda recusa ao acesso deve ser devidamente justificada; e*

*VII - os proprietários ou operadores devem dar transparência e disponibilizar dados e informações sobre as instalações de gás natural, contendo no mínimo:*

*a) as remunerações dos serviços prestados;*

*b) as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas;*

*c) os atuais usuários das instalações; e*

*d) as negociações em curso, especificando a data de início.” (grifos nossos).*

Nos termos do art. 10, esses princípios deverão ser observados até a regulamentação do acesso às infraestruturas de gás natural, objeto do grupo de trabalho instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022 (Processo 48610.205614/2022-48).

### **3. A REGULAMENTAÇÃO SETORIAL VIGENTE E O EXERCÍCIO DE DIREITO DE PREFERÊNCIA DO PROPRIETÁRIO APLICÁVEL ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL**

Atualmente, as resoluções da ANP que tratam de gasodutos de escoamento, unidades de tratamento ou processamento e terminais de GNL predominantemente trazem exigências relacionadas à engenharia e segurança dos projetos.

A Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015, é o normativo da Agência que regulamenta a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. Incluem-se terminais de GNL e dutos de Exploração e Produção (E&P) não integrantes de áreas sob contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural

e suas instalações auxiliares (complementos e componentes), não contemplados no Plano de Desenvolvimento, conforme definido na Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015.

Em relação aos terminais de GNL, tem-se ainda a Resolução ANP nº 50, de 22 de setembro de 2011, que trata das informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais. A definição dos gasodutos que seriam integrantes dos terminais decorria do artigo 16 do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Tal dispositivo estabelecia que os gasodutos iniciados em terminais de GNL e interligados à malha de transporte que não integrassem o terminal seriam considerados gasodutos de transporte e que, conforme seu parágrafo único, a ANP definiria quais seriam os gasodutos integrantes. A delimitação à época era relevante dada a profunda diferença regulatória entre gasodutos de transporte e terminais de GNL tanto no que se referia ao regime de outorga como ao acesso, cuja obrigatoriedade explicitamente não se aplicava a esses últimos.

Já a Resolução ANP nº 852, de 23 de setembro de 2021, regulamenta o exercício da atividade de produção de derivados de petróleo e gás natural, que contempla o processamento de gás natural. O art. 27 permite a prestação de serviço de processamento de gás natural para terceiros, de forma não discriminatória, nas instalações autorizadas pela ANP. Vale ressaltar, conforme consta nos §§ 2º e 3º desse artigo, que tal serviço somente pode ser contratado por outro processador, central petroquímica ou contratante de prestação de serviço cadastrado na ANP, que, por sua vez, só pode ser sociedade produtora de petróleo e gás natural no Brasil ou comercializador de gás natural autorizado pela ANP. Cabe destaque o disposto no art. 24, que equipara, para fins de comercialização, o contratante de prestação de serviço cadastrado na ANP ao processador de gás natural, possibilitando que o contratante possa comercializar seus derivados nos termos do art. 21.

A não ser a breve menção no art. 27 da Resolução ANP nº 852/2021, nenhum desses instrumentos abordou diretamente aspectos referentes a acesso a infraestruturas essenciais. Atualmente, na ANP, a norma que guardaria relação mais próxima à modalidade de acesso de que trata a Lei nº 14.134/2021 é a Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022 (Resolução ANP nº 881/2022) que revogou a Portaria ANP nº 251, de 7 de novembro de 2000, e que estabelece os critérios para o uso dos terminais aquaviários existentes ou a serem construídos para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis. Os principais objetivos da revisão da Portaria ANP nº 251/2000 foram os seguintes (ANP, 2022):

- Incentivar a competição na cadeia;
- Garantir o abastecimento;
- Levar a preços competitivos;
- Promover produtos e serviços de qualidade.

Já as diretrizes que nortearam a revisão da Portaria ANP nº 251/2000 e a consequente edição da Resolução ANP nº 881/2022 foram:

- Desburocratização;
- Transparência;
- Acompanhamento da capacidade de movimentação;
- Atuação focada nos casos de conflito;

- Respeito aos contratos.

Embora não abarque terminais de GNL, a regulamentação reúne dispositivos que disciplinam o acesso a terminais de líquidos, o qual é de natureza negocial, conforme artigo 58 da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, a “Lei do Petróleo”, a seguir reproduzido, cujos parágrafos trazem temas também afetos às infraestruturas essenciais, tais como a preferência do proprietário e a atuação da ANP para a definição da remuneração, caso não haja acordo entre as partes (Brasil, 1997).

*Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997*

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

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

*§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.*

*§ 3º A receita referida no caput deste artigo deverá ser destinada a quem efetivamente estiver suportando o custo da capacidade de movimentação de gás natural.” (grifos nossos).*

A Resolução ANP nº 881/2022 define a preferência do proprietário em seu artigo 2º, XXII, como o “volume mensal máximo de movimentação de produto regulado que o carregador proprietário tem direito a contratar, junto ao operador, para movimentação de seus próprios produtos, expressa em metros cúbicos por mês (m<sup>3</sup>/mês)”. O carregador proprietário, por sua vez, é definido como pessoa jurídica que é, simultaneamente, proprietária das instalações, usuária do serviço prestado pelo operador e proprietária dos produtos movimentados, sendo que, para fins da definição trazida para o carregador proprietário, o titular de contrato de arrendamento de instalação portuária em área do porto organizado se equipara ao proprietário das instalações (art. 2º, VIII).

Outras definições importantes para o acesso, que constam no artigo 2º da nova Resolução nº 881/2022, algumas já existentes na antiga Portaria ANP nº 251/2000, são aquelas para capacidade máxima de movimentação do terminal (inciso I); capacidade operacional de movimentação do terminal (inciso II), capacidade de movimentação contratada (inciso III), capacidade de movimentação disponível (inciso IV) e capacidade de movimentação ociosa (inciso V).

A preferência do proprietário, que não pode ser confundida com exclusividade, é determinada pela ANP para cada terminal, a pedido do interessado, e é igual à capacidade máxima da instalação durante os primeiros dez anos. Em seguida, há revisões quinquenais nas quais a ANP leva em conta o histórico de movimentação, o valor pedido pelo interessado e a



última preferência do proprietário calculada e, conforme o art. 10º, § 3º, do Capítulo III da Resolução ANP nº 881/2022, reproduzido a seguir, a preferência do proprietário calculada passa a ser o menor valor entre esses três (ANP, 2022).

*Resolução ANP nº 881/2022*

### *CAPÍTULO III*

#### *DA PREFERÊNCIA DO PROPRIETÁRIO*

*Art. 8º Fica assegurado ao carregador proprietário, por meio da utilização da preferência do proprietário, a contratação do terminal para a movimentação de seus próprios produtos.*

*§ 1º O operador deve confirmar, por meio de contrato com o carregador proprietário, a capacidade sobre a qual o direito de preferência do proprietário será exercido, respeitados os limites volumétricos mensais máximos estabelecidos pela ANP.*

*§ 2º Caso ocorra alteração do carregador proprietário, o novo carregador proprietário será sujeito ao mesmo valor e prazo de vigência da preferência do proprietário anterior.*

*§ 3º Apenas a pessoa jurídica que for carregador proprietário de um terminal tem direito de preferência do proprietário nesse terminal, sem possibilidade de transferência desse direito.*

*§ 4º O carregador proprietário pode abdicar, parcial ou integralmente, do seu direito de preferência do proprietário, de forma a gerar capacidade de movimentação disponível.*

*Art. 9º Durante dez anos, contados a partir da primeira autorização de operação da instalação, o carregador proprietário terá direito à preferência do proprietário igual à capacidade máxima de movimentação do terminal.*

*Parágrafo único. O operador deve encaminhar à ANP a solicitação de preferência do proprietário até três meses após a data da primeira autorização de operação do terminal.*

*Art. 10. A ANP revisará a preferência do proprietário a cada cinco anos, baseada na proposta do operador.*

*§ 1º A primeira revisão ocorrerá após o período previsto no caput do art. 9º*

*§ 2º O operador deve encaminhar à ANP, até seis meses antes do fim do período da preferência do proprietário vigente, a proposta de preferência do proprietário para cada terminal contendo, no mínimo, as seguintes informações:*

*I – a proposta de preferência do proprietário, individualizada por terminal, elaborada com base na expectativa futura de movimentação de cargas do carregador proprietário nos próximos cinco anos;*

*II – a movimentação mensal do carregador proprietário e de terceiros realizadas nos últimos três anos, discriminando os volumes de cada produto movimentado;*

*III – a relação dos contratos vigentes entre o operador e todos os carregadores, contendo identificação do contrato e do carregador, volumes e prazos de vigência;*

*IV – a relação dos contratos vigentes para transporte em oleodutos, com extensão maior ou igual a 15km, conectados ao terminal, contendo identificação do contrato e do carregador, volumes e prazos de vigência;*

*V – a certidão de inteiro teor da matrícula do imóvel, que comprove a propriedade da instalação pelo carregador proprietário ou, no caso de instalação portuária em área do porto organizado, o respectivo contrato de arrendamento que comprove a titularidade da instalação; e*

*VI – outras informações e documentos que justifiquem a necessidade de movimentação relativa à capacidade requerida para fins de preferência do proprietário.*

*§ 3º Para definir a preferência do proprietário, a ANP deve considerar o menor valor dentre os seguintes:*

*I – a movimentação média mensal do carregador proprietário nos trinta e seis meses anteriores ao fim do período de vigência, considerando as informações disponíveis na data da análise;*

*II – o valor de preferência do proprietário solicitado pelo carregador proprietário para o novo período; e*

*III – o valor da preferência do proprietário vigente.*

*§ 4º Na definição da preferência do proprietário, a ANP reservará capacidade operacional de movimentação do terminal para atendimento aos contratos de movimentação em oleoduto de transporte, com extensão maior ou igual a 15km, conectado ao terminal aquaviário, firmados com outro carregador que não o carregador proprietário.*

*Art. 11. Caso o carregador proprietário realize investimentos para aumentar a capacidade máxima de movimentação do terminal, este aumento será adicionado integralmente ao valor vigente da preferência do proprietário.*

*§ 1º Para fazer jus ao aumento da preferência do proprietário decorrente de aumento da capacidade máxima de movimentação do terminal disposto no caput, o operador deve solicitá-lo à ANP até três meses após a data da publicação da autorização de operação outorgada pela ANP para a respectiva ampliação.*

*§ 2º O aumento da preferência do proprietário de que trata o caput vigorará até a data prevista para a próxima revisão da preferência do proprietário, de que trata o art. 10.*

*Art. 12. A ANP analisará os pleitos previstos nos artigos 9º, 10 e 11 e publicará, em seu sítio eletrônico na Internet ([www.gov.br/anp](http://www.gov.br/anp)), a preferência do*

*proprietário para cada carregador proprietário, em cada terminal, com o respectivo prazo de vigência.*

*§ 1º A ANP estabelecerá a preferência do proprietário, no prazo máximo de sessenta dias a contar do recebimento da proposta.*

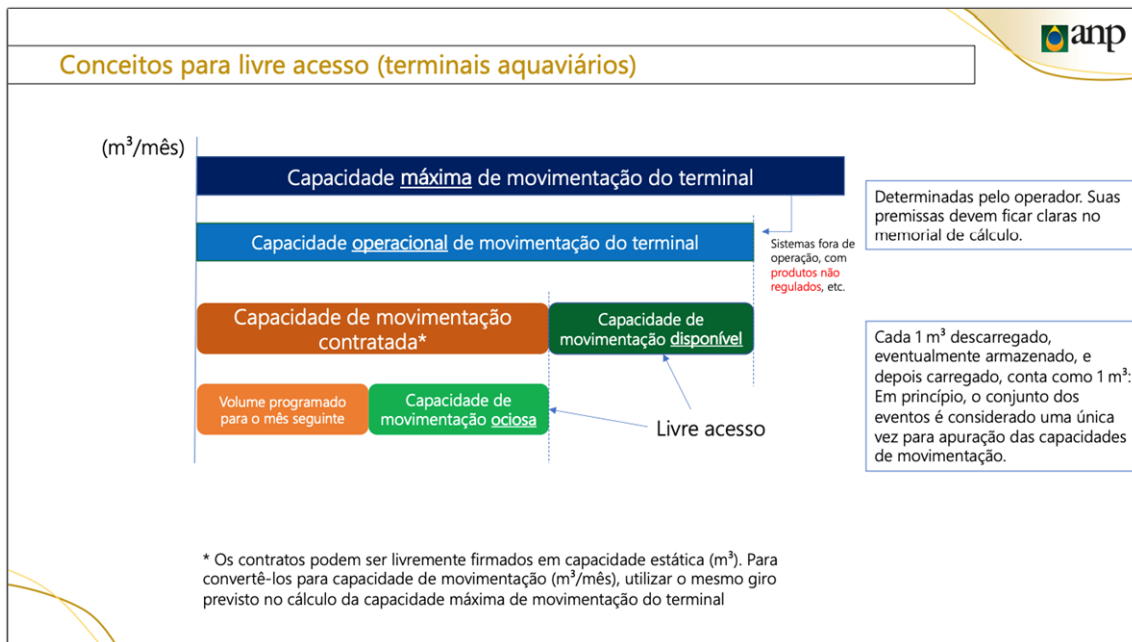
*§ 2º Caso o operador não apresente a proposta de preferência do proprietário nos prazos estabelecidos no parágrafo único do art. 9º ou no § 2º do art. 10 ou no § 1º do art. 11, conforme o caso, a ANP, de ofício, estabelecerá preferência do proprietário igual a zero.*

*Art. 13. A capacidade alocada na preferência do proprietário e prevista no contrato celebrado entre o operador e o carregador proprietário deverá ser revista sempre que houver a revisão da preferência do proprietário prevista no art. 10.”*

A capacidade máxima de movimentação é o volume máximo de produto regulado e de produto não regulado que o terminal é capaz de movimentar por mês, referente a todos os tanques do terminal autorizados a operar pela ANP. A capacidade operacional de movimentação é o volume de produto regulado que o terminal é capaz de movimentar, podendo ser igual ou menor que a capacidade máxima. Tanto a capacidade máxima como a operacional são expressas em bases mensais e são calculadas pelo operador com base nas condições operacionais da instalação e no documento “Premissas Mínimas para o Cálculo de Capacidade de Movimentação do Terminal”, disponível no sítio da ANP.

A capacidade de movimentação contratada representa o volume mensal de produto regulado que o operador deve movimentar em razão de contratos firmados com carregadores e outros transportadores, inclusive o volume decorrente da preferência do proprietário e acordos de interconexão. A capacidade de movimentação disponível é a definida pela Resolução ANP nº 881/2022 como a diferença entre a capacidade de movimentação contratada e o volume mensal de produto regulado efetivamente programado para movimentação. Por fim, a capacidade de movimentação ociosa é a diferença entre a capacidade de movimentação contratada e o volume mensal de produto regulado efetivamente programado para movimentação. A Figura 1 apresenta esquematicamente a relação entre as capacidades de que trata a Resolução ANP nº 881/2022.

Figura 1 - Capacidade de movimentação da Resolução ANP nº 881/2022



Fonte: Reprodução de ANP (SEI 2191819)

De acordo com o documento “Premissas Mínimas para o Cálculo de Capacidade de Movimentação do Terminal”, os cálculos da capacidade máxima e da capacidade operacional de movimentação devem contemplar a capacidade de recebimento, de armazenamento e de expedição, em m<sup>3</sup>/mês. Adicionalmente, o documento determina que a capacidade mensal de movimentação será igual ao menor valor dentre as três informações solicitadas, a fim de revelar a etapa da movimentação com maior restrição operacional. Cada operador deve definir o giro, as capacidades e as vazões utilizadas nos cálculos, as quais devem ser compatíveis com o histórico de movimentação da instalação e seu orçamento, podendo ser considerados valores médios (ANP, 2022).

A Resolução ANP nº 881/2022 inovou ao trazer maior destaque à decisão de negativa de acesso às instalações, proferida pelo operador. Conforme o art. 5º, parágrafos 1º a 3º toda negativa de acesso deve ser informada à ANP e, caso o terceiro interessado apresente ao operador contestação à negativa de acesso, o terceiro interessado deve enviá-la também para a ANP, juntamente com a negativa de acesso. Nesse caso, a ANP avalia a situação e se manifesta às partes, caso não haja acordo.

Outra inovação da Resolução ANP nº 881/2022 foi o estabelecimento de exigências diferenciadas para operadores não verticalizados e verticalizados, respectivamente elencadas nos seus artigos 26 e 27, a seguir reproduzidos. O operador deve prestar os serviços de acordo com a autorização outorgada pela ANP e com as Condições Gerais de Serviço do Terminal (CGST), documento integrante do contrato de serviço do terminal. Deve ainda manter centros de custos separados para cada terminal, além de cópias das solicitações dos serviços, suas confirmações e negativas, por 60 meses, e manter atualizadas em seu sítio eletrônico: a capacidade máxima de movimentação com o respectivo memorial de cálculo, a remuneração de referência, as CGSTs e o histórico dos volumes mensais nos últimos cento e vinte meses. Para operadores verticalizados, é necessário manter, também permanentemente atualizadas, a capacidade operacional de movimentação, as capacidades de movimentação contratada,

disponível e ociosa, além da programação de atracação das embarcações e o histórico da relação de embarcações que operaram para o terminal.

*Resolução ANP nº 881/2022*

## *CAPÍTULO V*

### *DOS DIREITOS E OBRIGAÇÕES DO OPERADOR*

#### *Seção I*

##### *Disposições Gerais*

*Art. 26. O operador prestará os serviços de acordo com a autorização de operação emitida pela ANP e com as CGST e, ainda, conforme o caso, nos termos dos instrumentos de outorga de instalações portuárias emitidos pelo Ministério de Infraestrutura, respeitando as seguintes obrigações específicas:*

*I - manter um centro de custo para cada terminal na elaboração de seus demonstrativos contábeis;*

*II - manter cópias das solicitações de serviço, suas respectivas confirmações ou negativas de acesso por sessenta meses; e*

*III - manter permanentemente atualizadas, em seu sítio eletrônico na Internet, as seguintes informações referentes a cada um de seus terminais:*

*a) capacidade máxima de movimentação do terminal e seu memorial de cálculo;*

*b) remuneração de referência para serviços padronizados, explicitando os critérios para aplicação de descontos;*

*c) CGST; e*

*d) histórico dos volumes mensais movimentados no terminal nos últimos cento e vinte meses, por produto e por modo de transporte, segregando os volumes de recepção, entrega e transbordo, em arquivo compatível com programas editores de planilhas, conforme modelo a ser disponibilizado pela ANP em seu sítio eletrônico.*

*§ 1º Caso a ANP, mediante solicitação ou de ofício, observe que a movimentação mensal é sistematicamente superior à capacidade operacional de movimentação do terminal ou à capacidade máxima de movimentação do terminal divulgadas pelo operador, ou que há erro na determinação destas capacidades de movimentação, poderá determinar que o operador revise estes cálculos.*

*§ 2º Nos terminais em que os operadores dos sistemas de armazenagem e dos sistemas de atracação de embarcações sejam distintos, as obrigações previstas no inciso III se aplicam a todos os operadores e as informações disponíveis nas respectivas CGST deverão ser complementadas com os vínculos operacionais entre eles.*

*§ 3º As informações do inciso III, alínea "d", devem ser atualizadas mensalmente até o dia 15 do mês subsequente ao da ocorrência da movimentação.*

*§ 4º As versões dos documentos publicados e as informações solicitadas nos incisos II e III deverão permanecer disponíveis pelo período de sessenta meses.*

*§ 5º As informações dispostas no inciso III devem:*

*I - ser mantidas permanentemente atualizadas em área destacada e com acesso irrestrito em seu sítio eletrônico na Internet, com registro da data de publicação; e*

*II - ser acessíveis a partir de link na página principal de seu sítio eletrônico na Internet, de modo a facilitar a avaliação das condições de acesso à infraestrutura por terceiros interessados.*

## *Seção II*

### *Dos Operadores Verticalizados*

*Art. 27. O operador de terminal que tiver relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, nos termos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com empresa concessionária para o exercício da atividade de produção de petróleo, ou autorizada pela ANP para o exercício da atividade de distribuição de combustíveis líquidos, de distribuição de gás liquefeito de petróleo, de refino de petróleo, de processamento de gás natural ou de produção de biocombustíveis, fica obrigado a:*

*I - definir a data limite como o décimo quinto dia do mês anterior ao mês em que ocorrerá a movimentação de produtos no terminal; e*

*II - manter permanentemente atualizadas, em seu sítio eletrônico na Internet, as seguintes informações referentes a cada um de seus terminais:*

*a) capacidade operacional de movimentação do terminal e seu memorial de cálculo;*

*b) capacidade de movimentação contratada, capacidade de movimentação disponível e capacidade de movimentação ociosa;*

*c) programação de atracação das embarcações com cargas com origem ou destino no terminal, contendo a previsão da data de atracação e do tempo de permanência e a identificação do berço de atracação planejado; e*

*d) histórico da relação de embarcações que operaram para o terminal, contendo a data e horário de início e de fim de cada operação e a identificação da embarcação e do berço de atracação utilizado, em arquivo compatível com programas editores de planilhas, conforme modelo a ser disponibilizado pela ANP em seu sítio eletrônico.*

*§ 1º As informações do inciso II do caput devem:*

*I - ser atualizadas mensalmente, três dias úteis após a data limite;*

*II - ser mantidas em área destacada e com acesso irrestrito em seu sítio eletrônico na Internet, com registro da data de publicação; e*

*III - ser acessíveis a partir de link na página principal de seu sítio eletrônico, de modo a facilitar a avaliação das condições de acesso à infraestrutura por terceiros interessados.*

*§ 2º As versões dos documentos publicados e as informações solicitadas no inciso II do caput deverão permanecer disponíveis pelo período de sessenta meses.*

*§ 3º A ANP poderá, fundamentadamente, solicitar a revisão das informações do inciso II do caput, alíneas "a" e "b".*

Já o artigo 28 da Seção III da Resolução ANP nº 881/2022, a seguir reproduzido, aponta as exigências necessárias para garantia da separação jurídica (desverticalização ou *unbundling*) entre o operador do terminal e eventuais coligados que atuem como comercializadores ou distribuidores de combustíveis.

### *Seção III*

#### *Da Desverticalização*

*Art. 28. O operador deve prestar os serviços, nos termos da autorização de operação outorgada pela ANP, e respeitando as seguintes obrigações:*

*I - não comprar produtos, exceto:*

- a) para uso próprio na operação do terminal;*
- b) para o caso previsto no § 2º, inciso IV; ou*
- c) para a reposição a carregadores por perda ou contaminação, conforme previsto no CGST*

*II - não vender produtos, exceto:*

- a) para o caso previsto no art. 20; ou*
- b) para o caso previsto no § 2º, inciso IV; e*

*III - não importar ou exportar produtos, exceto para o caso previsto no § 2º, inciso IV.*

*§ 1º O operador deve possuir constituição societária cujo objeto principal seja a operação logística de terminais.*

*§ 2º Além da atividade principal mencionada no § 1º, o operador pode explorar as atividades de:*

- I - construção de terminais;*
- II - transporte dutoviário;*
- III - prestação de serviços de formulação de combustíveis; e*
- IV - operação de central petroquímica.*

A Resolução ANP nº 881/2022 traz também dispositivos relativos à critérios para a determinação da remuneração e requisitos de transparência, tal como a publicação da

remuneração de referência para serviços padronizados. É prevista também atuação da ANP em caso de conflito, uma analogia com o artigo 28 da “Nova Lei do Gás”.

O Anexo da Resolução ANP nº 881/2022 traz o conteúdo mínimo das Condições Gerais de Serviço do Terminal (CGST), a seguir reproduzidas. As CGST, conforme definido no artigo 2º, inciso IX, é o documento integrante do contrato de serviço do terminal, contendo o conjunto de informações, regras e regulamentos para a prestação de serviços pelo terminal aquaviário (ANP, 2022).

#### *CONTEÚDO MÍNIMO DO DOCUMENTO "CONDIÇÕES GERAIS DE SERVIÇO DO TERMINAL" (CGST)*

- 1. Descrição das instalações do terminal*
  - 1.1. Capacidade operacional da tancagem, em metros cúbicos, incluindo a identificação dos tanques e das classes dos produtos, de acordo com a Norma ABNTNBR 17.505 2*
  - 1.2. Produtos movimentados no terminal*
- 2. Aspectos de qualidade dos produtos movimentados*
  - 2.1. Especificação e requisitos de qualidade*
  - 2.2. Regras quanto ao princípio da fungibilidade*
  - 2.3. Amostragem e garantias da qualidade*
- 3. Modos de transporte para carga e descarga*
  - 3.1. Condições mínimas requeridas a embarcações e veículos para operação no terminal*
- 4. Serviços padronizados do terminal*
- 5. Serviços complementares ou especiais*
- 6. Medição dos serviços*
  - 6.1. Formas de Medição e controle*
  - 6.2. Critério para remuneração e utilização de lastro de produtos*
  - 6.3. Procedimentos relativos a contaminações, perdas e sobras*
  - 6.4. Procedimentos relativos a interfaces geradas em polidutos interligados ao terminal*
- 7. Obrigações e responsabilidades do operador*
- 8. Obrigações e responsabilidades do carregador*
- 9. Condições para protestos (reclamações), acordos e tempos de atendimento*
- 10. Regras para solução de conflitos*
- 11. Taxas, encargos, impostos*
- 12. Seguros e exigências de garantias financeiras*



*13. Regras para solicitação de serviço, negativa de acesso e contestação à negativa de acesso incluindo a data limite para recebimento de solicitações e prazos para as demais manifestações*

*13.1. Solicitação de serviço: descrição das informações necessárias e dos meios aceitos pelo operador, para que o carregador registre sua solicitação de serviço*

*13.2. Modelo de formulário, a ser emitido pelo operador, em caso de negativa de acesso*

*14. Regras para que o carregador ceda a terceiro interessado sua capacidade de movimentação contratada*

*15. Metodologia e critérios isonômicos para a elaboração da programação*

*16. Vínculos operacionais: indicar serviços prestados por outros operadores, logísticos ou portuários, necessários à movimentação de produtos no terminal. Listar as empresas, os respectivos sites na internet e os serviços prestados*

*17. Requisitos para a conexão dutoviária*

*17.1. Normas de segurança aplicáveis*

*17.2. Relação da documentação a ser apresentada pelo interessado.*

*18. Controle de versão do documento, explicitando, no mínimo, o número de todas as versões e datas de vigência*

Por fim, é correto dizer que a Resolução ANP nº 881/2022 preza pela livre negociação, uma vez que respeita os contratos assinados e não há intervenção da ANP se o carregador não contestar a negativa (ANP, 2022 – SEI 2191819).

Outras resoluções da ANP que abordam o livre acesso a instalações de petróleo, seus derivados e biocombustíveis são: a Resolução ANP nº 716/2018, que regulamenta o livre acesso a dutos de transporte curtos (inferiores a 15 km), a Resolução ANP nº 35/2012, referente ao acesso a dutos de transporte longos (de extensão superior a 15 km). Esta última traz também conceitos tais como a preferência do proprietário e sua revisão.

#### *Resolução ANP nº 35/2012*

*“Art. 2º (...)*

*XVIII - Preferência do Proprietário: volume mensal de Produtos, entre Pontos de Recepção e de Entrega, que é garantido ao Carregador Proprietário da Instalação de Transporte para a movimentação de seus próprios Produtos;*

*(...)*

*Art. 8º Fica assegurado ao Carregador Proprietário a movimentação de seus próprios Produtos através da utilização da Preferência do Proprietário.*

*Art. 9º A Preferência do Proprietário será igual à Capacidade Operacional da Instalação de Transporte, até que esta complete 10. (dez) anos de operação efetiva.*

*Art. 10 O Transportador, que não for Transportador Proprietário, encaminhará à ANP, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias*

*em relação ao término do período mencionado no artigo anterior, a proposta de Preferência do Proprietário de cada Instalação de Transporte, formulada pelo respectivo Carregador Proprietário, devidamente justificada, considerando o seguinte:*

*I - movimentações mensais médias do Carregador Proprietário observadas nos últimos 03 (três) anos;*

*II - necessidade de integração de refinarias e terminais do Carregador Proprietário;*

*III - efeitos sazonais sobre a movimentação de Produtos do Carregador Proprietário;*

*Parágrafo único. A ANP estabelecerá a Preferência do Proprietário, considerando a proposta apresentada pelo Transportador, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contados do recebimento da mesma.*

*Art. 11 À exceção do período dos 10 (dez) anos iniciais de operação de uma Instalação de Transporte, a ANP revisará a Preferência do Proprietário a cada 05 (cinco) anos, devendo o Transportador, que não for Transportador Proprietário, encaminhar à ANP, com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias em relação ao término de cada um destes períodos, a proposta da nova Preferência do Proprietário formulada pelo respectivo Carregador Proprietário, devidamente justificada.*

*Parágrafo único. A revisão da Preferência do Proprietário será realizada de acordo com o procedimento definido no artigo anterior, consideradas as movimentações observadas nos 03 (três) anos anteriores à data de revisão desta preferência.”*

## 4. ACESSO REGULADO E ACESSO NEGOCIADO

A indústria do gás natural 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. A conformação dessa indústria implica investimentos elevados em ativos fixos e específicos que são sujeitos a significativas economias de escala e escopo e, desse modo, diversos elos da cadeia do gás natural constituem-se em estruturas de monopólio natural, erguendo barreiras à entrada de novos agentes (EPE, 2020).

Na medida do possível, a concorrência deve ser introduzida em todos os elos da cadeia do gás, de modo a minimizar o potencial de poder de mercado em qualquer parte da cadeia (IEA, 2000). Nesse sentido, diversos países estabeleceram mudanças 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 no sentido de promover e assegurar o acesso de terceiros às infraestruturas essenciais (*essential facilities*) dessa indústria<sup>7</sup>. (EPE, 2020).

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

<sup>7</sup> São infraestruturas que permitem o escoamento do gás natural até a malha de transporte e, por conseguinte, são essenciais para o acesso ao mercado. (Machado et al, 2018)

competição e a diversidade de agentes no mercado. Em decorrência disso, o arcabouço legal e regulatório da indústria do gás natural em diversos países busca promover o acesso de terceiros (*Third Party Access – TPA*, em inglês) ao conjunto de infraestruturas essenciais, de modo que, além de aplicável a gasodutos de transporte, o acesso de terceiros passou a abranger gasodutos de escoamento, unidades de tratamento/processamento e terminais de GNL.

De modo geral, 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 acesso e a concorrência (IEA, 2000).

Há dois regimes por meio dos quais se pode conceder acesso a terceiros interessados: regulado (*Regulated Third Party Access - rTPA*) e negociado (*Negotiated Third Party Access - nTPA*)<sup>8</sup>

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 participantes<sup>9</sup>. Esse regime requer um grau considerável de regulação. Por exemplo, a estrutura de custos das empresas (operadores) precisa ser conhecida e definida em detalhes de modo a permitir uma fixação tarifária justa pelo regulador<sup>10</sup> (IEA, 2000).

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 (IEA, 2000). A empresa (operador) é obrigada a 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 preços. Nesse regime de acesso é necessário um controle *ex-post*, que pode ser realizado pelo regulador competente, para garantir que os usuários não paguem por cobranças injustificadas, por exemplo (IEA, 2012).

De acordo com IEA (2000), por questão de eficiência (bem como de não discriminação entre clientes) nesse tipo de acesso 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.

Vale indicar que, independentemente do acesso regulado ou negociado de terceiros, é essencial a existência de procedimentos rápidos de solução de controvérsias, particularmente no que se refere ao 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.

Importante ressaltar por fim que, conforme destacado na Seção 2, a Lei nº 14.134/2021 estabeleceu apenas o regime negociado para o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de

<sup>8</sup> 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).

<sup>9</sup> 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.

<sup>10</sup> Nesse sentido, indica-se que, em um mercado com muitas empresas, 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.

GNL. Mesmo sendo negociado, uma série de dispositivos devem ser postos para que se efetive o acesso, conforme destaca o objetivo da regulamentação de que trata a Ação Regulatória nº 2.12 da ANP do biênio 2022-2023, e como sinalizam o Decreto nº 10.712/2021 e a Resolução CNPE nº 3/2022.

## 5. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL – ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL)

Nesta seção são descritas algumas experiências internacionais acerca do acesso a gasodutos de escoamento da produção e a unidades de processamento de gás natural. Na presente Nota Técnica, a opção de apresentá-las em conjunto decorre dos resultados das pesquisas realizadas pela equipe responsável pela elaboração do estudo, os quais evidenciaram ser comum a regulação de alguns países tratá-las de forma agregada. São apresentadas as experiências do Reino Unido, da Noruega, dos Estados Unidos e da Dinamarca.

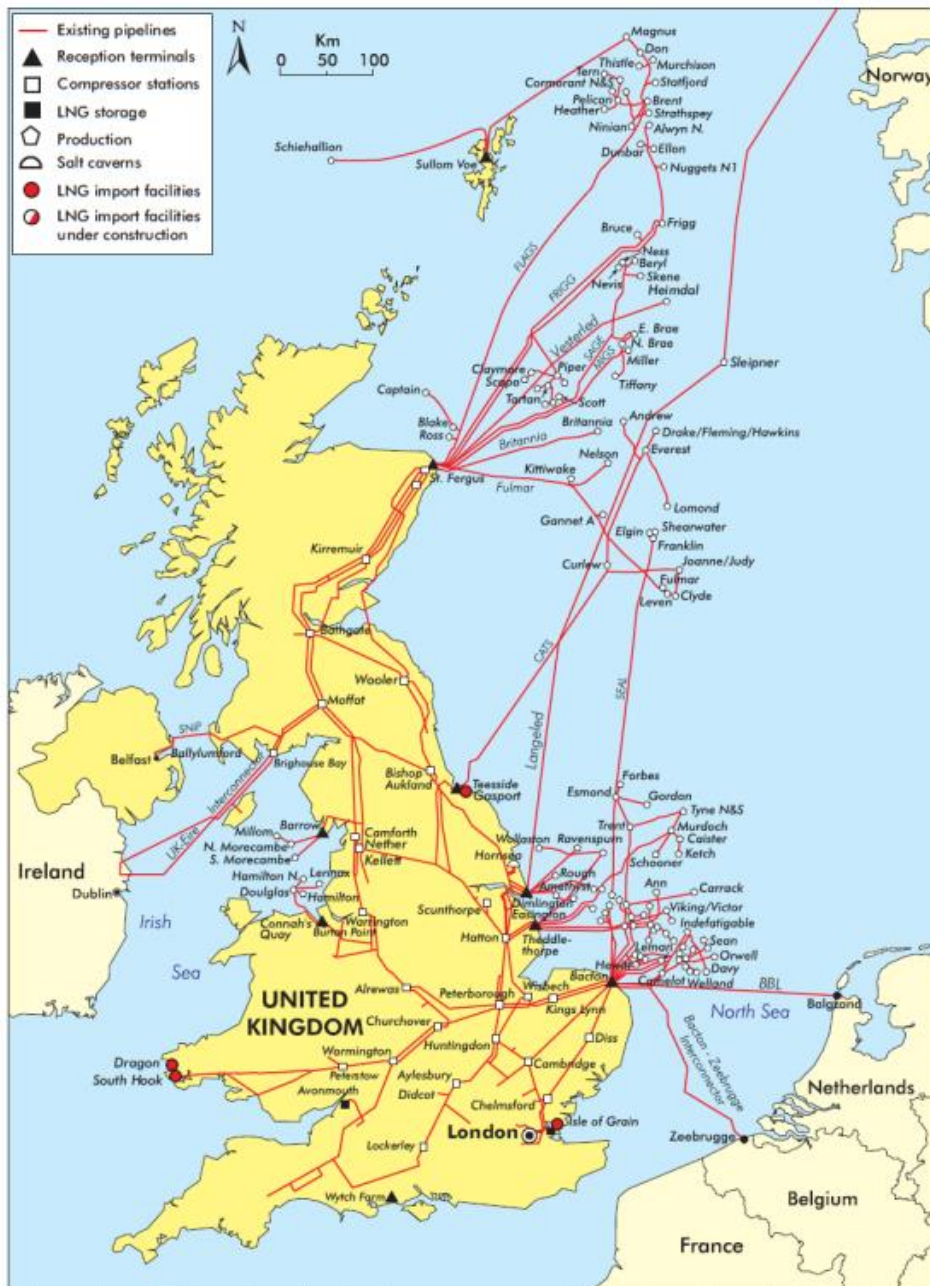
### 5.1. Reino Unido

O setor de petróleo e gás do Reino Unido é concentrado nas áreas de produção offshore, que representam praticamente toda a produção do Reino Unido localizada no Mar do Norte. A produção de gás natural começou em 1967 com o campo West Sole, no sul do Mar do Norte. Já a produção de petróleo offshore começou com o campo de Argyll, na parcela central do Mar do Norte, em 1975. No início da indústria, nas décadas de 1960 e 1970, a produção era dominada por um pequeno número de campos muito grandes, como Inde, Leman, Forties, Brent, Ninian e Piper. A Figura 2 apresenta a rede de gasodutos do Reino Unido.

Uma característica relacionada ao perfil das novas descobertas na Plataforma Continental do Reino Unido (*UK Continental Shelf – UKCS*) é a sua concentração em reservatórios classificados como pequenos. O fato da maioria das novas descobertas serem de pequenos campos produtores, torna mais importante o desenvolvimento de meios para garantir a sua máxima recuperação econômica.

Neste sentido, a garantia de mecanismos que permitam o acesso de terceiros à infraestrutura de produção de óleo e gás na UKCS é essencial para garantir a eficiência tanto na alocação dos recursos quanto na exploração da riqueza mineral. Um acesso eficaz irá assegurar tanto a redução dos custos gerais de desenvolvimento dos novos campos, quanto evitar uma proliferação desnecessária de dutos de escoamento da produção. Considerando o primeiro ponto, dada a contínua redução nos volumes *in situ* descobertos na UKCS, aumenta a probabilidade de que a ausência de acesso à infraestrutura disponível impeça a exploração da área. Já o segundo caso é caracterizado pela construção de infraestrutura adicional desnecessária, configurando desperdício de recursos que poderiam ser alocados em outro projeto (OEUK, 2017).

Figura 2 - Rede de gasodutos do Reino Unido



Fonte: UK Energy Resource Centre (2018): <https://ukerc.ac.uk/publications/future-uk-gas-security-a-position-paper/>

Na UKCS, o acesso de terceiros às infraestruturas de produção de óleo e gás natural é sujeito ao regime negociado, sendo disciplinado no Capítulo 3 da Parte 2 da Lei da Energia de 2011 (*Energy Act 2011*). Além disso, o terceiro interessado tem direito a usar um sistema formal de resolução de conflitos junto ao Governo quando as partes não chegam a um acordo, com poderes investidos à Autoridade de Transição do Mar do Norte (*North Sea Transition Authority – NSTA*), como sucessora da Autoridade de Óleo e Gás (*Oil and Gas Authority – OGA*), para resolver os conflitos entre os agentes, conforme alterações implementadas pela Lei da Energia de 2016 (*Energy Act 2016*). Entretanto, espera-se que tanto os proprietários da infraestrutura quanto os terceiros interessados conduzam as negociações de boa-fé e com base nos princípios estabelecidos no *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf* (ICOP) (OEUK, 2017).

De acordo com a Seção 82 da Lei da Energia de 2011 (*Energy Act 2011*), são consideradas infraestruturas de produção de óleo e gás natural (infraestruturas de *upstream*) para fins de acesso de terceiros:

- os dutos de escoamento da produção;
- as instalações de refino de petróleo (inclusive FPSOs); e
- as instalações de tratamento e processamento de gás natural, exceto aquelas destinadas ao processamento do gás natural para o atendimento ao consumidor final (residências, comércio, indústria etc.).

É importante destacar que apesar da menção às instalações de tratamento e processamento de gás natural, não são consideradas infraestruturas de *upstream* as instalações com o objetivo de especificar o gás natural para o seu uso final ("*downstream purpose*"). Não obstante, o acesso de terceiros a tais instalações é disciplinado pela Seção 12 da Lei do Gás de 1995 (*Gas Act 1995*), conforme será visto no final da presente subseção.

De acordo com o disposto na *Energy Act 2011*, proprietários ou operadores das infraestruturas de *upstream* são obrigados a negociar o acesso à sua infraestrutura em tempo hábil e de boa fé. Além disso, devem permitir o acesso à sua infraestrutura em condições justas, razoáveis e não discriminatórias. Caso não sejam atendidos esses princípios para o acesso negociado a estas instalações, a NSTA poderá sancionar os proprietários ou operadores de infraestrutura *upstream*.

Um terceiro interessado em solicitar o direito de utilizar uma estrutura *upstream* precisa, primeiro, solicitar o acesso ao proprietário da infraestrutura em questão, informando a natureza, a duração e os volumes associados ao pedido de acesso. Cumprida a etapa de solicitação, o terceiro interessado e o proprietário da infraestrutura deverão iniciar as negociações, com a intenção de elaborarem um contrato de construção e ligação (*construction and tie-in agreement* – CTIA) e, caso necessário, um contrato de transporte (escoamento). No curso destas negociações é esperado que as partes adotem os princípios estabelecidos no código de conduta e prática de acesso à infraestrutura das indústrias do petróleo e gás britânico, o ICOP.

O ICOP é um código de conduta e prática de acesso à infraestrutura não estatutário e de adesão voluntária relativo ao acesso à infraestrutura *upstream* na Plataforma Continental do Reino Unido (UKCS). Ele foi desenvolvido pela *Offshore Energies UK (OEUK)*, com a consultoria do órgão do governo britânico responsável pela regulação das atividades produção de hidrocarbonetos no Reino Unido, atualmente a NSTA.

O ICOP se aplica ao escoamento, refino e processamento de todo o petróleo e gás natural da UKCS, desde a cabeça do poço até os terminais de recebimento e instalações iniciais de refino e processamento em terra.

O ICOP tem como objetivo facilitar e maximizar a utilização da infraestrutura para o desenvolvimento das reservas de petróleo e gás natural remanescentes da UKCS por meio de acordos justos e razoáveis. Devido a subjetividade inerente aos termos justos e razoáveis, o ICOP determina que esses critérios são alcançados quando os riscos assumidos pelo proprietário (ou operador) da infraestrutura são compensados pela remuneração da prestação de serviços de maneira eficiente. Assim, de acordo com o ICOP, as partes envolvidas na negociação devem observar uma série de princípios-chave, quais sejam:

- Resguardar a segurança e integridade física das infraestruturas;
- Preservar o meio ambiente;

- Seguir o *Commercial Code of Practice* (CCOP)(NST, 2016) e o guia de Boas Práticas de Negociação (OEUK, 2017a);
- Atuar de acordo com a estratégia de maximização da recuperação econômica dos recursos petrolíferos do Reino Unido (MER UK)<sup>11</sup>;
- Acordar remunerações e termos justos e razoáveis entre si;
- Solucionar conflitos de interesse;
- Solicitar a arbitragem da NSTA em caso de fracasso das negociações;
- Fornecer informações significativas uns aos outros antes e durante as negociações;
- Negociar em tempo hábil; e
- Publicar as principais disposições comerciais acordadas.

Além disso, espera-se que os proprietários da infraestrutura forneçam, de forma transparente, as condições de acesso da instalação, as remunerações pelos serviços oferecidos e os termos dos contratos para todos os interessados no acesso.

O ICOP é complementado pelas suas Notas de Orientações (*ICOP Guidance Notes*) (OEUK, 2017b), cujo objetivo é descrever as etapas que cada participante do processo deve seguir para auxiliar os procedimentos de solicitação de acesso e de negociação entre as partes.

Pelas regras contidas na Seção 82 da *Energy Act 2011*, se um terceiro interessado solicita acesso a infraestrutura e após o período de negociação não há acordo entre as partes, o interessado no acesso poderá notificar a NSTA para a solução do conflito. Desta forma, ao receber pedido de intervenção em conflito para o acesso à instalação, a NSTA poderá tomar três diferentes ações:

- Rejeitar o pedido;
- Adiar o atendimento do pedido para que as partes tenham mais tempo para negociar;
- Acatar o pedido e iniciar a resolução de conflito.

Se a NSTA decidir por acatar o pedido, o órgão inicia o exame do pleito com uma verificação se as partes negociaram de boa-fé, as informações mínimas necessárias para a análise do acesso foram providas pelo terceiro interessado e pelo proprietário ou operador e as partes da negociação tiveram tempo razoável para alcançarem um acordo. Além disso, a NSTA deve dar às partes da negociação, e possivelmente a outras partes interessadas, a oportunidade de serem ouvidas, bem como levar em consideração na sua avaliação diversos fatores, tais como:

- A capacidade que está sendo ou pode ser razoavelmente disponibilizada na infraestrutura em questão;
- Quaisquer incompatibilidades de especificação técnica que não possam ser razoavelmente superadas;
- Dificuldades que não podem ser razoavelmente superadas e que podem prejudicar a produção eficiente de petróleo e gás natural;

---

<sup>11</sup> [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/509000/MER\\_UK\\_Strategy\\_FINAL.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/509000/MER_UK_Strategy_FINAL.pdf)

- As necessidades razoáveis do proprietário da infraestrutura e de qualquer um de seus associados, para transporte, refino e processamento de petróleo e gás natural;
- Os interesses de todos os usuários e operadores da infraestrutura em questão;
- A exigência de manter a segurança e regularidade do abastecimento de óleo e gás natural; e
- O número de partes envolvidas na disputa.

Adicionalmente, a própria NSTA pode agir por iniciativa própria caso ela considere que, apesar das partes terem tido razoável tempo para chegar a um acordo, elas falharam em alcançá-lo e não há nenhuma expectativa realística que esse acordo será concretizado. A Seção 8 da presente Nota Técnica traz mais detalhes acerca da experiência do Reino Unido na resolução de conflitos.

Já com relação às instalações de processamento de gás natural não contempladas no escopo do ICOP, estas estão sujeitas às regras contidas na Seção 12 (1) da Lei do Gás de 1995 (*Gas Act 1995*). Não estão no escopo do ICOP aquelas instalações de processamento cuja finalidade seja injetar gás natural em uma instalação de estocagem, terminais de GNL de importação ou exportação, um ponto de interconexão ou um gasoduto de distribuição.

Neste caso, os proprietários ou operadores das instalações de processamento são obrigados a publicar, pelo menos uma vez por ano, as principais condições comerciais para acesso às suas instalações, ou mudanças nessas condições, à medida que se tornam efetivas. Com base nessas informações, 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 (Seção 12 (1D) da *Gas Act 1995*):

- o período no qual o gás natural precisa ser processado;
- a quantidade de gás natural a ser processada;
- a qualidade do gás natural, o qual precisa ser similar àquele que a planta foi desenhada para processar; e
- que o gás natural processado tem o propósito de atender ao mercado consumidor final.

Caso o requerente e o proprietário ou operador não concordem com os termos de acesso, o requerente pode solicitar à Autoridade de Mercados de Gás e Eletricidade (GEMA - *Gas and Electricity Markets Authority*), um conselho formado por membros da Agência Reguladora dos Mercados de Gás e Energia do Reino Unido (OFGEM - *Office of Gas and Electricity Markets*) e agindo em nome desta Agência, para que esta emita uma orientação para que o proprietário ou operador conceda o acesso às suas instalações de processamento (Seção 12 (1F) da *Gas Act 1995*), conforme seu requerimento.

A GEMA deve então decidir se o pedido deve ser considerado (para possibilitar o avanço do processo), adiado (para permitir novas negociações) ou rejeitado, de maneira similar ao procedimento adotado pela NSTA. No caso de o pedido ter sido considerado, a GEMA deve permitir às partes interessadas a oportunidade de serem ouvidas sobre o assunto, bem como deve ser consultada a Agência Governamental de Saúde e Segurança (HSE - *Health and Safety Executive*) (Seção 12 (2) da *Gas Act 1995*).



Após o acolhimento da GEMA, caso esta avalie que a solicitação não é prejudicial aos negócios do proprietário ou operador, ou de qualquer outro usuário da instalação, ela poderá solicitar que o proprietário permita ao terceiro interessado acessar a sua 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 (Seção 12 (4) da *Gas Act* 1995). Por fim, tais orientações são impostas pela OFGEM (agindo em nome da GEMA).

## 5.2. Noruega

Conforme destacado por Grondalen e Lower (2016), a indústria de petróleo da Noruega já conta com mais de 50 anos de operação, tendo como marcos históricos a realização da primeira rodada de licitação ainda em 1965 e a primeira produção comercial iniciada após 6 anos, em 1971. Tal como a UKCS (ver Subseção 5.1), a Plataforma Continental da Noruega (*Norwegian Continental Shelf* – NCS) é considerada como área madura, em que as novas descobertas, com raras exceções<sup>12</sup>, são geralmente pequenas.

Dessa forma, aplica-se o diagnóstico visto no caso do Reino Unido acerca do papel do acesso de terceiros para a redução de custos das novas descobertas, tornando-as comercialmente lucrativas, uma vez que a utilização por terceiros de uma infraestrutura já existente permite que recursos de economicidade marginal possam ser desenvolvidos sem a necessidade de construção de novas instalações de escoamento e processamento e, conseqüentemente, garantindo a eficiência na exploração e produção dos recursos petrolíferos e maiores benefícios para o país<sup>13</sup>.

Atualmente a NCS conta com aproximadamente de 8,8 mil quilômetros de gasodutos, detendo uma capacidade de movimentação de gás natural aproximadamente 120 bilhões de m<sup>3</sup> por ano (i.e., cerca de 328 milhões de m<sup>3</sup> por dia)<sup>14</sup>. A dimensão da rede de gasodutos norueguesa pode ser observada por suas interconexões com o continente europeu e com o Reino Unido, detalhada pela Figura 3. Destaca-se que a maior parte do gás natural extraído é exportado, sendo somente 1,5% consumido pela Noruega. (Norsk Petroleum, 2022).

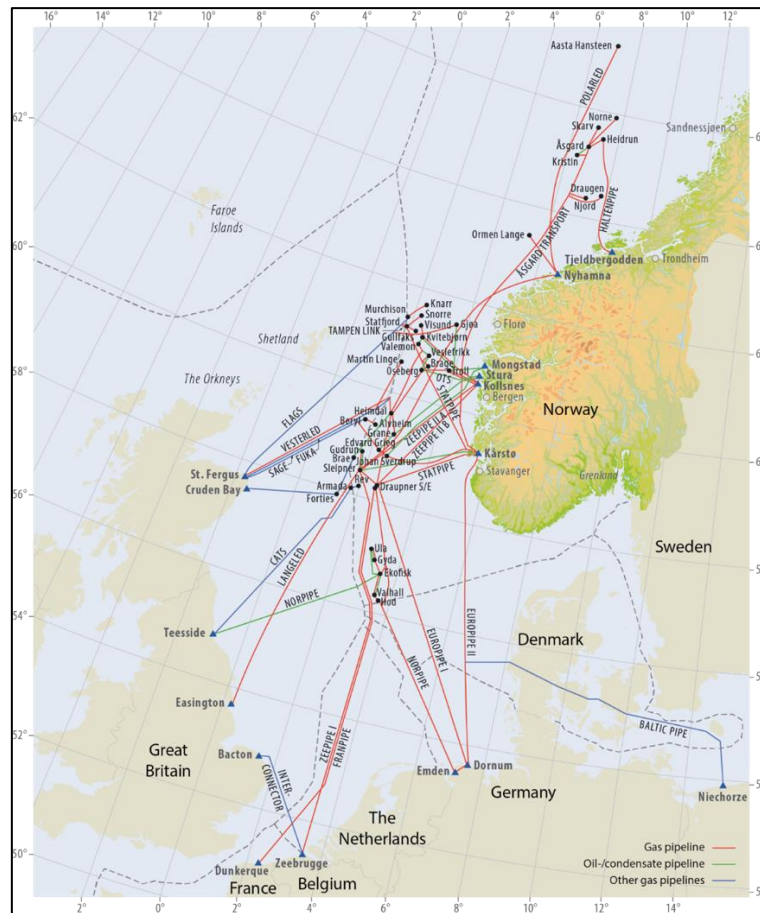
<sup>12</sup> A exceção aconteceu com a descoberta do campo gigante de Johan Sverdrup, considerado o quinto maior campo petrolífero já descoberto na NCS.

<sup>13</sup> Destaca-se que este é um dos objetivos a serem seguidos pela determinação legal, mais especificamente a seção 1-2 do *Norwegian Petroleum Act*, que declara que o gerenciamento dos recursos deve ter foco no longo prazo e na maximização dos benefícios para a sociedade:

*“Resource management of petroleum resources shall be carried out in a long-term perspective for the benefit of the Norwegian society as a whole. In this regard the resource management shall provide revenues to the country and shall contribute to ensuring welfare, employment and an improved environment, as well as to the strengthening of Norwegian trade and industry and industrial development, and at the same time take due regard to regional and local policy considerations and other activities.”*

<sup>14</sup> Disponível em: <https://map.gassco.eu/>. Acesso em: 05/10/2022

Figura 3 - Rede de gasodutos da NCS



Fonte: Reprodução de Nork Petroleum (2022)

A rede de gasodutos norueguesa foi constituída ao longo do desenvolvimento das atividades de produção do país sendo a atual operação dessa rede desempenhada pela Gassco. A Gassco foi criada em 2001 na forma de uma companhia estatal com a missão de garantir a operação da rede de gasodutos de forma independente e neutra, como forma de seguir o disposto nas Diretivas da União Europeia do estabelecimento de um mercado comum europeu de gás natural.

Destaca-se que, apesar da Gassco ser a operadora da rede de gasodutos da Noruega, ela não é a proprietária destas instalações. Ou seja, na Noruega é adotado o modelo de independência denominado Operador Independente de Sistema (*Independent System Operator – ISO*), por meio do qual o operador da rede atua em nome dos proprietários das infraestruturas, sendo este agente responsável pela gestão operacional do sistema, o gerenciamento das capacidades e pelo planejamento da expansão da rede<sup>15</sup>, sendo o custo de operação da rede cobrado dos seus usuários por meio de tarifas de transporte, com o investimento feito pelos proprietários cobertos pelo elemento de capital contido nestas tarifas.

Com relação à propriedade da rede de gasodutos da Noruega, a maior parte dela é de propriedade da Gassled, uma *joint venture* criada em 2003, a partir da fusão de outras *joint ventures* proprietárias dos gasodutos da NCS (Grondalen e Lower, 2016). A Gassled compreende

<sup>15</sup> Estas obrigações estão previstas na seção 4-9 da Lei Norueguesa de Petróleo (*Norwegian Petroleum Act*).

os polos de processamento de Kårstø e Kollsnes, bem como os gasodutos que ligam campos produtores no Mar do Norte e partes do Mar da Noruega a essas instalações de processamento e dutos de exportação exportam gás natural processado para o Reino Unido e a Europa Continental. Além do Gassled, a Gassco opera diversas outras *joint ventures*: Haltenpipe; Valemon Rich Gas Pipeline; Utsira High Gas Pipeline; Knarr Gas Pipeline; Nyhamna Gas Processing Plant; Polarled; e Vestprosess (Gassco, 2022).

Na Noruega, o acesso de terceiros às infraestruturas de petróleo e gás natural encontra-se previsto na Seção 4-8 da Lei Norueguesa de Petróleo (*Norwegian Petroleum Act*) (NPD, 1996), que estipula em seu primeiro a competência do Ministério de Petróleo e Energia (MPE) quanto ao acesso de terceiros:

*“O Ministério [de Petróleo e Energia] poderá decidir que as instalações compreendidas pelas Seções 4-2 e 4-3, às quais têm sua propriedade conferida ou são utilizadas sob licença, poderão ser desfrutadas por outros, se justificado por considerações de operação eficiente ou para o benefício da sociedade, e o Ministro entender que tal uso não constituirá qualquer prejuízo irrazoável às necessidades do próprio licenciado ou daqueles a quem já tenham sido assegurado o direito ao uso. Não obstante, empresas de gás natural e clientes elegíveis domiciliados em um país membro da EEA [Área Econômica Europeia] têm o direito de acessar as redes upstream de gasodutos, incluindo as instalações que prestam serviços técnicos relacionados com esse acesso. O Ministério pode estipular outras regras sob a forma de regulamentos e pode impor condições e emitir ordens relativas a esse acesso no caso individual.”<sup>16</sup>*  
(Tradução livre).

Como enfatizado em Grondalen e Lower (2016), a *Norwegian Petroleum Act* faz distinção, em sua Seção 4-8, entre as instalações compreendidas nas Seções 4-2 e 4-3<sup>17</sup> e a rede de gasodutos *upstream*<sup>18</sup>. Para o caso das instalações compreendidas nas Seções 4-2 e 4-3, que consiste em instalações para desenvolvimento, produção e transporte de petróleo (instalações petrolíferas), o MPE pode impor o acesso de terceiros. Já para o caso da rede de gasodutos *upstream*, que incluem os polos de processamento, as empresas de gás natural e os consumidores elegíveis têm o direito de acesso.

Além disso, a Seção 4-8, em seu parágrafo 2, estabelece que qualquer acordo relativo ao uso de instalações petrolíferas por terceiros deve ser submetido ao MPE para aprovação, salvo

<sup>16</sup> *“The Ministry may decide that facilities comprised by Sections 4-2 and 4-3, and which are owned or used by a licensee, may be used by others, if so warranted by considerations for efficient operation or for the benefit of society, and the Ministry deems that such use would not constitute any unreasonable detriment of the licensee’s own requirements or those of someone who has already been assured the right of use. Nevertheless, natural gas undertakings and eligible customers domiciled in an EEA State shall have a right of access to upstream pipeline networks, including facilities supplying technical services incidental to such access. The Ministry stipulates further rules in the form of regulations and may impose conditions and issue orders relating to such access in the individual case.”*

<sup>17</sup> A Seção 4-2 detalha a forma e as instalações que constaram no plano de desenvolvimento da jazida, incluindo-se aquelas relacionadas ao transporte dos hidrocarbonetos. Já a Seção 4-3 descreve quais instalações do desenvolvimento da jazida devem contar com autorização especial, incluindo-se nominalmente: *“shipment facilities, pipelines, liquefaction facilities, facilities for generation and transmission of electric power and other facilities for transportation or utilisation of petroleum.”*

<sup>18</sup> A Seção 1-6 define rede *upstream* de gasodutos da seguinte forma: *“upstream pipeline network, any pipeline or network of pipelines operated or constructed as part of an oil or gas production project, or used to convey natural gas from one or more production facilities of this type to a processing plant, a terminal or a final landing terminal. Those parts of such networks and facilities that are used for local production activities of a deposit where the natural gas is produced are not regarded as upstream pipeline networks.”*

decisão contrária deste ministério. Ainda de acordo com este parágrafo, o MPE, ao aprovar tal acordo referente às instalações petrolíferas, ou em relação a uma solicitação de acesso à rede de gasodutos *upstream*, possui poderes para:

*“(…) estipular tarifas e outras condições ou, posteriormente, alterar as condições acordadas, aprovadas ou estipuladas, a fim de garantir que a implementação de projetos seja realizada com a devida atenção às considerações relativas à gestão dos recursos, além de proporcionar ao proprietário das instalações um lucro razoável, levando-se em conta, entre outras coisas, investimentos e riscos.”* (Tradução livre).

A regulamentação do acesso de terceiros às instalações petrolíferas se dá por meio da norma intitulada “Regulamentos Relativos ao Uso de Instalações por Outros” (*TPA Regulations*<sup>19</sup>), cujo objetivo é o de contribuir para a eficiência das negociações entre o proprietário ou operador e o terceiro interessado acerca do acesso às instalações petrolíferas e garantir que todos os acordos propostos tenham termos e condições justos e equilibrados. Já a regulamentação do acesso de terceiro às redes de gasodutos *upstream* se encontra no Capítulo 9 das “Regulações de Petróleo” (*Petroleum Regulations – PR*<sup>20</sup>) e as Regulações Tarifárias (*Tariff Regulations*<sup>21</sup>), cujos princípios e regras serão objeto do restante desta Subseção.

Os princípios que regem o acesso às redes de gasodutos *upstream* estão dispostos na Seção 59 da PR:

*“As empresas de gás natural e os clientes elegíveis que tenham uma necessidade razoável devidamente fundamentada de transporte e/ou processamento de gás natural devem, em condições objetivas e não discriminatórias, ter direito de acesso às redes de gasodutos *upstream*, incluindo instalações que prestem serviços técnicos conexos a esse acesso, de acordo com as regras deste capítulo.*

*O operador, o proprietário e o titular da rede de gasodutos *upstream* devem assegurar, ao receber pedidos de empresas de gás natural e clientes elegíveis para acesso à capacidade de utilização em redes de gasodutos *upstream*, que tais pedidos sejam tratados num prazo razoável.*

*O direito de utilização de capacidade na rede de gasodutos *upstream* está sujeito a que as especificações do gás natural a transportar e/ou processado sejam razoavelmente compatíveis com os requisitos técnicos e de funcionamento eficiente da rede de gasodutos *upstream*.*

*Outras condições e procedimentos de aplicação desta disposição serão determinados pelo operador após consulta ao proprietário e aos utilizadores da rede de gasodutos *upstream*. O acesso pode ser recusado pelo operador se as condições do direito de uso nos termos desta disposição não estiverem satisfeitas.”*<sup>22</sup> (Grifos nossos) (Tradução livre).

<sup>19</sup> Disponível em: <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/facilities-use-by-others/>. Acesso em: 06/10/2022.

<sup>20</sup> Disponível em: <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/>. Acesso em: 26/09/2022.

<sup>21</sup> Disponível em: <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/regulations-relating-to-the-stipulation-of-tariffs-etc.-for-certain-facilities/>. Acesso em: 26/09/2022.

<sup>22</sup> “Natural gas undertakings and eligible customers who have a duly substantiated reasonable need of transportation and/or processing of natural gas shall, on objective and non-discriminatory conditions, have right

Com relação à exigência de fundamentada necessidade de transporte (escoamento) e processamento, são consideradas razoáveis as situações em que os usuários ou terceiros interessados que possuem ou irão possuir comprovada demanda de escoamento da sua produção, ou que realizaram ou pretendem realizar negociações de compra, venda ou troca de gás natural (Grondalen e Lower, 2016).

Além de comprovada necessidade de utilização, de acordo com o terceiro parágrafo, é necessário o atendimento aos requisitos de especificação do gás natural, para que este possa ser escoado, transportado ou processado, estabelecidos pelo agente responsável pela gestão das instalações, com vistas à operação eficiente e segura da rede. Outros procedimentos e condições para o acesso podem ser determinados pelo operador da rede de gasodutos *upstream*, mediante consulta junto ao proprietário e aos usuários, devendo estes serem objetivos e não discriminatórios, além de permitir o acesso dentro de um prazo razoável. Recusas de acesso por parte do operador somente são permitidas caso as condições de acesso não sejam atendidas.

Dessa forma, após consultar a Gassled e os usuários da rede de gasodutos *upstream*, a Gassco determina quais outras condições e procedimentos devem ser estipulados de acordo com a Seção 59 da PR. Essa determinação pode, por exemplo, incluir uma condição de que o usuário deve apresentar um certo grau de solidez financeira. Gassco tem autoridade de aprovação final para saber se as condições de acesso na Seção 59 foram atendidas (Grondalen e Lower, 2016).

As questões relacionadas com a responsabilidade pela determinação da capacidade física das instalações; alocação de capacidade existente e decorrente de expansão; cessão de capacidade contratada; e o estabelecimento das tarifas a serem cobradas dos usuários, são detalhadas nas Seções 61 a 64 da PR.

Em especial, por força da Seção 61 PR, a Gassled deve disponibilizar a capacidade disponível dos gasodutos para a Gassco, que, por seguinte, deverá torná-la disponível para terceiros, devendo esta capacidade ser tão alta quanto fisicamente possível. Por sua vez, a Gassco deve anunciar tal capacidade aos usuários interessados, em datas pré-estabelecidas (usualmente em abril e setembro), para que estes possam exercer o seu direito de reserva da capacidade ofertada<sup>23</sup> (Grondalen e Lower, 2016).

Uma vez tendo sido alocada a capacidade para um usuário, a Gassled, como proprietária da rede de dutos *upstream*, deverá firmar um contrato com este agente. Os direitos e obrigações da Gassled e do usuário são regulados por um contrato padronizado intitulado "Termos e Condições da Gassled"<sup>24</sup>. O mesmo se aplica às demais infraestruturas de propriedade das

---

*of access to upstream pipeline networks, including facilities supplying technical services incidental to such access, in accordance with the rules of this chapter.*

*The operator, owner and the party entitled to use the upstream pipeline network shall ensure, on receiving inquiries from natural gas undertakings and eligible customers for access to use capacity in upstream pipeline networks, that such inquiries are handled within a reasonable period of time.*

*The right to use capacity in the upstream pipeline network is subject to the specifications of the natural gas to be transported and/or processed being reasonably compatible with the technical requirements for and efficient operation of the upstream pipeline network.*

*Further conditions and procedures for application of this provision shall be determined by the operator after consulting the owner and users of the upstream pipeline network. Access may be refused by the operator if the conditions for the right of use pursuant to this provision are not satisfied."*

<sup>23</sup> O "Booking Manual" da Gassco contém as disposições sobre reserva de capacidade no mercado primário na Noruega: Disponível em:

<https://www.gassco.no/contentassets/40e7d932034346caaa7ac647bcd9ee6f/booking-manual-01.10.2022.pdf>. Acesso em: 06/10/2022.

<sup>24</sup> Disponível em: <https://www.gassco.no/contentassets/40e7d932034346caaa7ac647bcd9ee6f/gassled-terms-and-conditions.pdf>. Acesso em: 06/10/2022.

demais *joint ventures* e operadas pela Gassco, cujos termos e condições se encontram disponíveis no sítio eletrônico da operadora<sup>25</sup>.

Já com relação à determinação do valor cobrado dos usuários pelo operador, em razão da adoção do modelo ISO pela Noruega, a Seção 63 da PR determina que as tarifas devem ser estruturadas 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 *upstream*. 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 *upstream* tenham diferentes tarifas, de forma que cada zona tem uma tarifa de entrada e saída específica (Grondalen e Lower, 2016).

Por fim, as resoluções de conflito relacionadas com o acesso às redes de gasodutos *upstream* são objeto da Seção 68 da PR. De acordo com o disposto nesta seção, quaisquer notificações de conflito devem ser encaminhadas ao MPE, ou qualquer outro órgão autorizado por este ministério para a tomada de decisão, que deve emitir a sua decisão sem demora injustificável.

### 5.3. Estados Unidos

De acordo com a Agência Internacional de Energia, os Estados Unidos são um dos maiores produtores e consumidores de energia do mundo. A “revolução do *shale gas*”, liderada por avanços tecnológicos ao associar massivos fraturamentos hidráulicos à perfuração horizontal, resultou em um aumento significativo na sua produção de petróleo e gás natural. Em 2020, os Estados Unidos responderam por aproximadamente 15,5% da produção mundial total de petróleo e por 23,4% da produção mundial de gás natural (IEA, 2022).

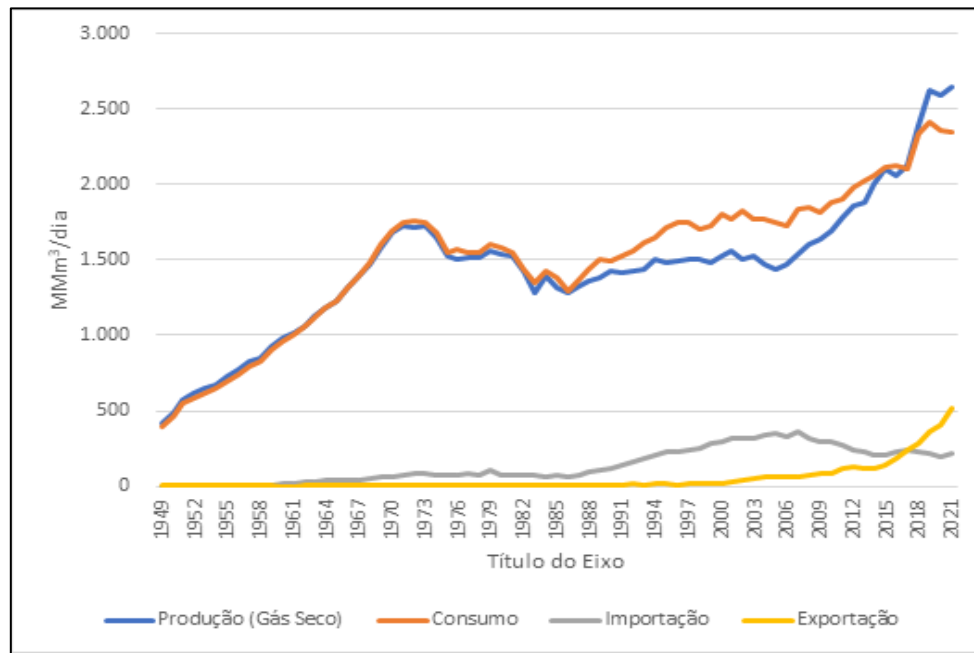
Com relação ao gás natural, observando-se os dados relacionados à produção, consumo, importação e exportações de gás natural nos Estados Unidos entre 1949 e 2021, é possível observar a existência de 3 (três) fases bem definidas (ver Figura 4). Em relação ao período entre 1949 e 1973, a primeira fase é caracterizada pelo aumento da oferta e da demanda de gás natural. Já na segunda fase, entre os anos de 1973 e 2007, ocorre um declínio inicial tanto no consumo quanto na produção, com uma recuperação dos níveis de consumo anteriores após a década de 1990, baseado no aumento das importações. A terceira fase (2007-presente), caracteriza-se por um forte aumento tanto no consumo quanto na produção, estando associada à diminuição das importações (Esteves, 2021).

---

<sup>25</sup> Disponível em: <https://www.gassco.no/en/our-activities/capacity-management/Transport-agreements/>. Acesso em: 06/10/2022.



**Figura 4 - Produção, consumo, importações e exportações de gás natural nos EUA entre 1949 e 2021**



Fonte: EIA (2022)

Com relação à fase atual, a partir de 2014 nota-se um aumento substancial das exportações norte-americanas, em especial de gás natural liquefeito (GNL), levando a que estas superassem as importações de gás natural no ano de 2017 pela primeira vez desde o final da década de 50 do século passado<sup>26</sup>, tendência esta que se observa nos anos seguintes.

Ainda pelo lado da oferta, a produção de gás natural a partir de reservatórios de *shale* foi o principal responsável pela recuperação da produção de gás natural dos EUA desde 2005. Entre 1990 e 2005 (ano que marca o início da "revolução do *shale*"), a produção de gás natural dos Estados Unidos se encontrava em torno de 1,5 bilhões de m<sup>3</sup>/dia). Desde 2005, a produção de gás natural passou a aumentar de forma contínua, ultrapassando a marca histórica de 2 bilhões de m<sup>3</sup>/dia em 2014 (Esteves, 2021).

Já com referência às grandes áreas produtoras, observa-se, por meio da Tabela 2, de que maneira a contribuição de cada uma delas para a produção bruta ("*gross withdrawal*") de gás natural dos Estados Unidos se alterou nas últimas décadas em decorrência das mudanças na forma de se extrair o produto e das descobertas de novos reservatórios.

<sup>26</sup> De acordo com a Administração de Informações Energéticas dos Estados Unidos (U.S. Energy Information Administration - EIA), entre 1949 e 1956 as exportações superaram as importações de gás natural dos Estados Unidos (EIA, 2001)

**Tabela 2 - Produção Bruta de Gás Natural dos Estados Unidos, em Milhões de m<sup>3</sup>/dia**

Ano	Total	Alasca	Offshore – Golfo do México	Offshore – Estados (exceto Alasca) <sup>1</sup>	Demais Estados <sup>2</sup>
1997	1.878,43	262,30	406,69	41,92	1.167,53
1998	1.870,32	262,13	396,46	43,22	1.168,50
1999	1.848,18	260,83	392,01	39,62	1.155,72
2000	1.870,29	273,06	384,34	36,19	1.176,70
2001	1.900,78	265,93	393,02	37,75	1.204,08
2002	1.857,37	269,78	352,81	36,55	1.198,23
2003	1.871,16	277,61	345,03	34,63	1.213,90
2004	1.854,50	281,94	309,53	31,06	1.231,97
2005	1.819,79	282,62	244,44	27,79	1.264,94
2006	1.825,86	248,70	226,08	24,46	1.326,62
2007	1.913,42	269,92	218,25	22,45	1.402,79
2008	1.983,44	264,28	180,26	24,02	1.514,87
2009	2.021,50	256,98	189,61	21,00	1.553,91
2010	2.080,40	248,03	175,27	19,14	1.637,97
2011	2.209,41	245,38	142,04	17,15	1.804,84
2012	2.285,64	244,85	118,21	16,21	1.906,37
2013	2.290,37	249,45	102,93	15,54	1.922,45
2014	2.436,44	245,82	98,97	12,70	2.078,96
2015	2.553,53	246,34	101,45	11,41	2.194,34
2016	2.512,56	249,91	94,44	9,80	2.167,40
2017	2.582,82	252,20	83,65	8,49	2.238,48
2018	2.895,73	252,50	77,01	7,13	2.559,09
2019	3.163,75	252,16	80,22	7,21	2.824,15
2020	3.142,22	265,32	62,28	6,19	2.808,43
2021	3.232,47	270,45	61,44	5,52	2.895,06

Fonte: Elaboração a partir de dados do *Energy Information Administration* dos Estados Unidos

Notas: (1) Contempla a extração de gás natural em áreas federais *offshore* nos estados costeiros;

(2) Representa a extração de gás natural nos demais 48 estados, exclusive Alasca e Havaí.

Observa-se que desde o final da década de 90 do Século XX ocorre uma redução da participação da produção bruta de gás natural oriunda dos campos produtores *offshore* situados no Golfo do México (e na extração de gás natural *offshore* como um todo), passando de cerca de 21,7% em 1997 para 1,9% em 2021. Tal perda de participação decorre tanto em razão da redução do volume anual produzido em termos absolutos dos campos produtores do Golfo do México, como por causa do aumento da produção *onshore* norte-americana.

Já a produção do Alasca também perdeu participação relativa, apesar de seus volumes totais permanecerem praticamente constantes ao longo das últimas décadas. Consequentemente, a perda da participação relativa na produção total do país resulta do rápido incremento da produção dos demais estados, cuja extração de gás natural mais do que dobrou entre 2007 e 2021 (aumento de 106,4%).

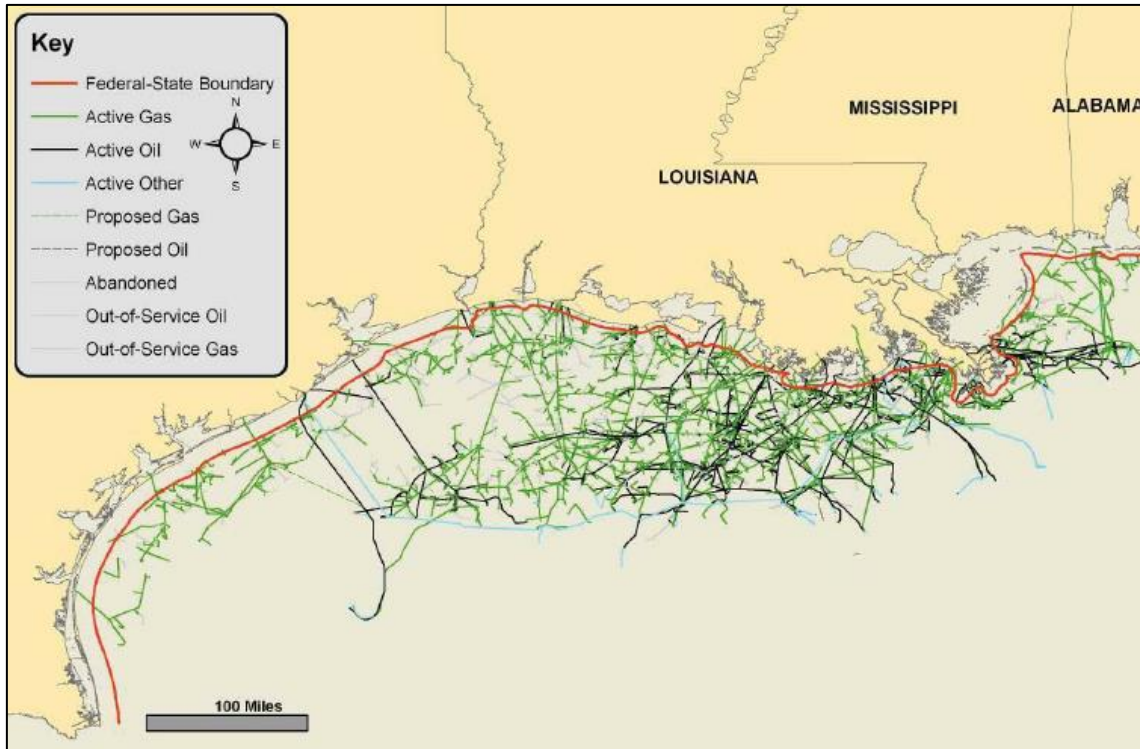
Em que pese a observada redução da produção oriunda do Golfo do México, ela ainda pode ser considerada uma região produtora relevante<sup>27</sup>, com perspectivas de descobertas de volumes economicamente viáveis de petróleo e gás natural. Entretanto, existem alguns obstáculos e desafios para a produção 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

<sup>27</sup> Comparativamente, a produção dessa região é cerca de metade da atual produção brasileira (próximo de 120 milhões de m<sup>3</sup>/dia).



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 (Grauberger e Downer, 2016). A Figura 5, a seguir, contém uma ilustração da vasta infraestrutura dutoviária de petróleo e gás natural presente na porção nordeste do Golfo do México:

**Figura 5 - Rede de dutos offshore de óleo e gás natural do Golfo do México**



Fonte: Smyth et al. (2014)

Neste sentido, uma avaliação acerca das condições para o acesso de terceiros nos Estados Unidos às infraestruturas de produção de gás natural na OCS, similar às condições de exploração, desenvolvimento e produção no Brasil em águas profundas e ultra profundas se mostra relevante.

Existem dois regulamentos federais que tratam do acesso de terceiros aos dutos de movimentação de gás natural 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 natural<sup>28</sup>, 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 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

<sup>28</sup> ‘§ 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.’

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 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 contraentes 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<sup>29</sup>.

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

---

<sup>29</sup> “§ 717 (...) (b) Transactions to which provisions of chapter applicable  
The provisions of this chapter shall apply to the transportation of natural gas in interstate commerce, to the sale in interstate commerce of natural gas for resale for ultimate public consumption for domestic, commercial, industrial, or any other use, and to natural-gas companies engaged in such transportation or sale, and to the importation or exportation of natural gas in foreign commerce and to persons engaged in such importation or exportation, but shall not apply to any other transportation or sale of natural gas or to the local distribution of natural gas or to the facilities used for such distribution or to the production or gathering of natural gas.” (grifos nossos)

encontram conectados, de alguma forma, a uma rede de gasodutos de transporte interestadual (Grauberger e Downer, 2016)<sup>30</sup>

Enquanto a NGA tem como objeto as atividades de transporte e comercialização de gás natural, o objetivo 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 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 as que a Comissão Reguladora Federal de Energia (FERC) (...) pode, após uma audiência completa (...) determinar serem razoáveis.”<sup>31</sup>*  
(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.*

*(...)”<sup>32</sup>*(Grifos nossos) (Tradução livre).

<sup>30</sup> Segundo Grauberger e Downer (2016), em razão deste entendimento da FERC, muitas empresas de dutos têm buscado cada vez mais transferir suas instalações de coleta *offshore* para empresas especializadas em redes de dutos *offshore*. Esse objetivo é alcançado por meio de “*spinning down*” ou “*spin off*” da parte do sistema do gasoduto que se qualificaria como uma instalação de coleta sob o teste de “função primária modificado”. Um “*spin off*” é a transferência de uma instalação de coleta para uma entidade não relacionada, enquanto um “*spin down*” é a transferência de uma instalação para uma subsidiária ou afiliada.

<sup>31</sup> “§ 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)*

<sup>32</sup> § 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).

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 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 a lei assim permitir (Grauberger 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 se 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 (Grauberger e Downer, 2016).

Embora a OCSLA conceda jurisdição ao Departamento de Interior, representado pelo BSEE, sobre os dutos que 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. Com resultado, a determinação de quais dutos se encontram sob a jurisdição da NGA ou da OCSLA se tornou uma questão jurídica extremamente complexa (Grauberger e Downer, 2016).

Por fim, cabe mencionar que os Estados Unidos se diferenciam do Reino Unido e Noruega quanto a administração da relação entre acesso de terceiros e descomissionamento de instalações de produção. Tanto o Departamento do Interior quanto os participantes do setor reconhecem que estruturas ociosas ou em estado avançado de uso representam ameaças potenciais e significativos de segurança para a navegação e outras indústrias, aumentando o risco de acidentes. Tais riscos se agravam na medida em que no Golfo do México existe ameaça permanente de furacões, de tal maneira que deixar tais instalações hibernadas representa, na visão norte-americana, uma atitude arriscada. Dessa forma, no Golfo do México existe uma tendência, tanto por parte dos agentes privados como os públicos, para o descomissionamento imediato das infraestruturas de produção ociosas, em detrimento da sua preservação e manutenção para fins de acesso de terceiros (Grauberger e Downer, 2016).

#### 5.4. União Europeia (Dinamarca)

Os membros da União Europeia podem ser divididos entre países considerados produtores de óleo e gás natural e consumidores, estes últimos altamente dependentes de importações. São considerados países produtores aqueles em que a produção corresponde a, no mínimo, 50% do seu consumo, sendo que, de acordo com dados da Eurostat<sup>33</sup>, no ano de 2019 apenas os Países Baixos (74,9%), Romênia (91,2%), Dinamarca (101,2%) atenderam a este critério<sup>34</sup>.

<sup>33</sup> Dados disponíveis em: <https://ec.europa.eu/eurostat/em/>. Acesso em 24/10/2022.

<sup>34</sup> Os demais países da Europa, não membros da União Europeia, que atenderam ao mesmo critério foram o Reino Unido (50,0%) e Noruega (1.766,4%), analisados nas Subseções 5.1 e 5.2, respectivamente.

Dentre estes países produtores, a Dinamarca se apresenta como aquele cujas características da sua produção de gás natural mais se assemelha ao caso brasileiro, por se concentrar na exploração e produção *offshore*, com distâncias entre os campos produtores e a costa do país da ordem de 235 a 330 km. Apesar da produção *offshore* ser similar aos demais países da Europa já analisados (Reino Unido e Noruega), essa grande distância aproxima as necessidades e particularidades do país ao caso brasileiro. Além disto, a legislação local assegura maior acessibilidade acerca de terceiros interessados tanto aos gasodutos de escoamento da produção quanto às instalações de processamento de gás natural.

A história da indústria do petróleo e gás natural da Dinamarca teve seu início após o primeiro choque do petróleo e suas consequências adversas sobre uma economia que, à época, dependia exclusivamente das importações. Assim, as primeiras reservas de petróleo no Mar do Norte dinamarquês foram descobertas no Campo de Kraka em 1966. A descoberta foi feita pelo *Danish Underground Consortium* (DUC), estabelecido pela empresa de logística Maersk. Em 1972, após a formação da empresa estatal *Danish Natural Gas Ltd.* (posteriormente denominada *Danish Oil and Natural Gas - DONG*), começou a exploração sistemática no Campo de Dan, que viria a ser um dos principais produtores do país. À despeito dessa atividade inicial, foi somente a partir de 1981 que começaram significativas atividades de exploração impulsionadas pela descoberta um segundo campo de petróleo (Skjold). Tais atividades exploratórias estimularam a produção de óleo, que atingiu patamares significativos e tornaram o país um exportador líquido (Sperling et al, 2021).

Já a produção de gás natural teve início em 1983. A produção dinamarquesa de gás natural aumentou gradualmente até atingir o pico de 10,4 bilhões de m<sup>3</sup> (28,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia) em 2005, para então apresentar uma tendência declinante, alcançando em 2021 o volume total de 1,9 bilhões de m<sup>3</sup> (5,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia), dos quais cerca de 30% foram de biometano (564 milhões de m<sup>3</sup> ou 1,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia).

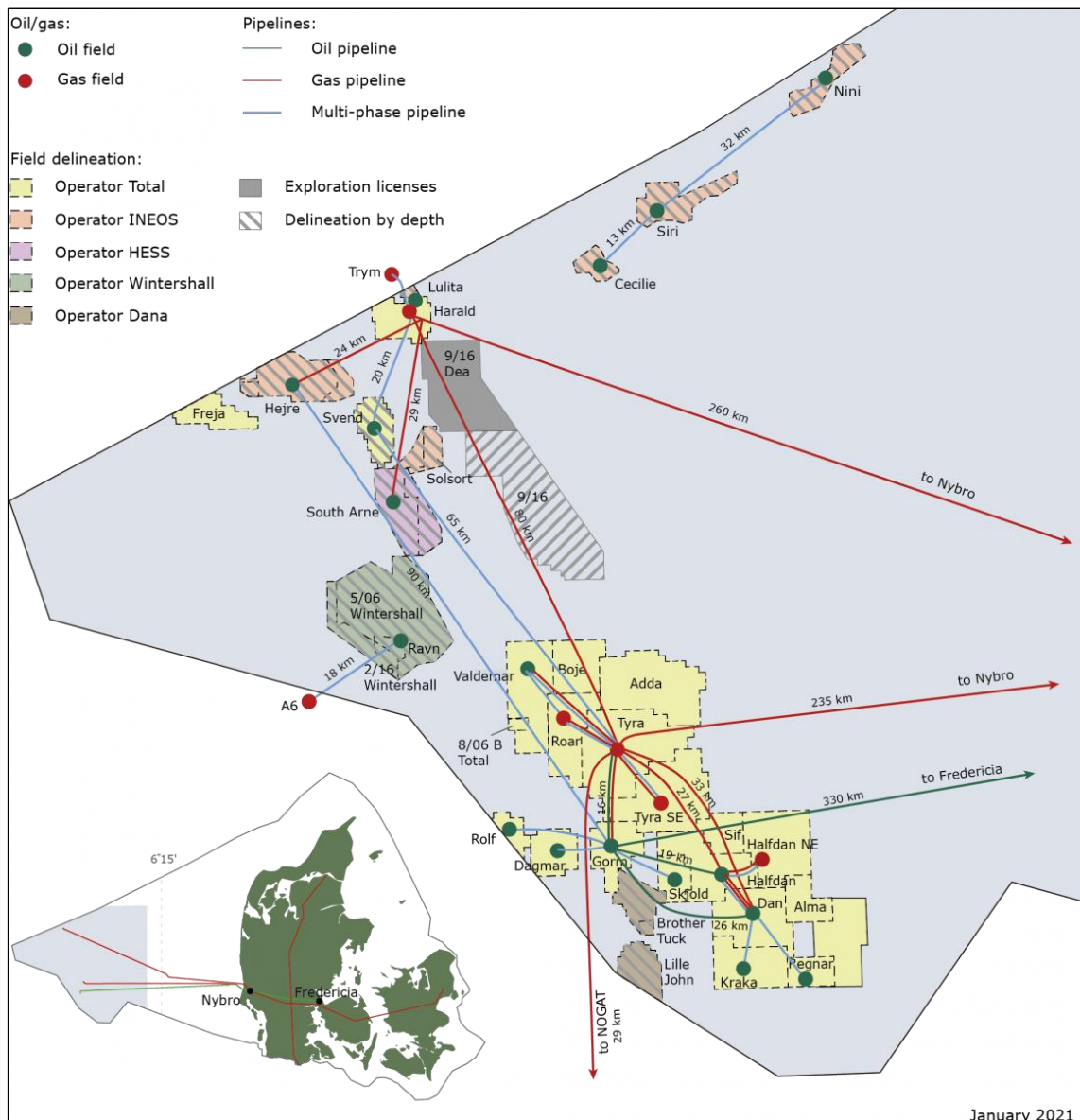
Em grande parte, o declínio da produção de gás natural da Dinamarca é explicado pela necessidade de reconstrução das instalações do Campo de Tyra, seu segundo maior campo produtor<sup>35</sup>. Como consequência, após décadas de autossuficiência e a condição de exportador líquido de gás natural, entre os anos de 2019 e 2021, o consumo de gás natural da Dinamarca superou a produção, tornando o país um importador líquido de gás natural. Entretanto esta condição será transitória, uma vez que o governo dinamarquês projeta que a produção volte a superar o consumo entre os anos de 2022 e 2035, de maneira que a Dinamarca voltará a ser um exportador líquido de gás natural. (DEA, 2017).

A Figura 6 apresenta a infraestrutura de produção de óleo e gás natural no Mar do Norte na área da Dinamarca.

---

<sup>35</sup> De acordo com as últimas informações disponíveis, existem 17 campos produzindo gás natural na Dinamarca, sendo que mais da metade da produção de 2015 proveniente de dois campos: Halfdan (30,9%) e Tyra (27,0%) (DEA, 2017).

Figura 6 - Produção Dinamarquesa de Óleo e Gás Natural no Mar do Norte



Fonte: DEA (2022)

A principal norma que regula as atividades de *upstream* da indústria do petróleo e gás natural na Dinamarca é a Lei de Subsolo (*Subsoil Act*)<sup>36</sup>. A *Subsoil Act* é complementada pela Lei de Plataforma Continental (*Continental Shelf Act*)<sup>37</sup> e pela Lei de Gasodutos (*Pipeline Act*)<sup>38</sup>.

A *Subsoil Act* estabelece a base legal para as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento, produção de recursos minerais e hidrocarbonetos no subsolo dinamarquês, bem como os direitos do governo da Dinamarca de adquirir hidrocarbonetos e qualquer outro

<sup>36</sup> *Consolidated Act on the Use of the Danish Subsoil*. Disponível em: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/consolidated\\_act\\_no\\_1190\\_of\\_21\\_september\\_2018\\_in\\_the\\_use\\_of\\_the\\_danish\\_subsoil.pdf](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: 17/10/2022.

<sup>37</sup> *Act on the Continental Shelf and Certain Pipeline Installations in the Maritime Territory*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2018/1189> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

<sup>38</sup> *Act on the Establishment and Use of a Pipeline for the Transport of Crude Oil and Condensate*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2019/807> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.



recurso mineral presente em seu subsolo e na plataforma continental dinamarquesa. Todos os reservatórios de recursos minerais, incluindo hidrocarbonetos, abrangidos pela lei, pertencem ao estado dinamarquês, sendo o exercício das atividades de exploração e produção destes recursos sujeitos ao licenciamento prévio por parte do Ministério do Clima, Energia e Serviços Públicos (*Ministry of Climate, Energy and Utilities* – MCEU), ou pela Agência Dinamarquesa de Energia (*Danish Energy Agency* – DEA)<sup>39</sup>, vinculada ao MCEU, mediante delegação de competência do Ministério<sup>40</sup>.

A *Continental Shelf Act* é baseada na Convenção da ONU sobre a Plataforma Continental<sup>41</sup>, 29 de abril de 1958, ratificado pela Dinamarca em 31 de maio de 1963. O objetivo da lei é a criação de um arcabouço administrativo acerca da soberania da Dinamarca sobre os depósitos minerais e outros materiais, nos termos da Convenção da ONU. De acordo com a *Continental Shelf Act* e os requisitos estabelecidos na *Subsoil Act*, a exploração e produção de recursos naturais, incluindo a construção instalações e dutos associados a projetos de produção de hidrocarbonetos, na plataforma continental dinamarquesa só podem ocorrer com licença ou permissão concedida pelo Estado. Além disso, a *Continental Shelf Act* exige a obtenção de permissão prévia para o descomissionamento de cabos de energia elétrica e dutos para a movimentação de hidrocarbonetos em águas territoriais e na plataforma continental dinamarquesas.

Por sua vez, o *Pipeline Act* conta com dois principais objetivos. Em primeiro lugar, ele busca a melhoria da recuperação da produção de petróleo bruto e condensados nos campos na parte dinamarquesa do Mar do Norte. Em segundo lugar, a normativa visa reduzir o impacto ambiental que o escoamento da produção dos hidrocarbonetos gera, demandando o lançamento de dutos e internalização por meio de terminais. Em especial, a Seção 2 da *Pipeline Act* estabelece o seguinte para os agentes que produzem óleo e condensado na plataforma continental dinamarquesa:

*“Qualquer um que extraia hidrocarbonetos líquidos na área da plataforma continental dinamarquesa no Mar do Norte deve conectar a planta de produção ao duto principal ou a um ramal construído pelo proprietário, bem como construir as instalações e dutos que a conexão em um ponto de conexão determinado pelas necessidades do proprietário. O petróleo bruto e o condensado extraídos na plataforma continental dinamarquesa no Mar do Norte, destinado ao refino ou comercialização na Dinamarca, devem ser transportados através do oleoduto.”*<sup>42</sup>(Tradução livre).

<sup>39</sup> As funções da DEA encontram-se na sua página na internet: <https://ens.dk/en/about-us/about-danish-energy-agency>. Acesso em: 24/10/2022.

<sup>40</sup> Seção 2(3) da Ordem Executiva nº 2.573, de 22 de dezembro de 2021, que trata dos poderes e atribuições da DEA. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/2573> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

<sup>41</sup> *Convention on the Continental Shelf*. Disponível em: [https://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8\\_1\\_1958\\_continental\\_shelf.pdf](https://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8_1_1958_continental_shelf.pdf). Acesso em: 17/10/2022.

<sup>42</sup> *“Anyone who extracts liquid hydrocarbons on the Danish continental shelf area in the North Sea must connect the production plant to the main pipeline or to a tributary laid by the owner, as well as build the installations and pipelines that the connection at a connection point determined by the owner necessitates. Crude oil and condensate extracted on the Danish continental shelf in the North Sea, which is destined for refining or marketing in Denmark, must be transported through the pipeline.”*

As Seções 3 e 3a da *Pipeline Act* e a Ordem Executiva nº 78<sup>43</sup>, de 26 de janeiro de 2018, estabelecem a forma de pagamento pelos usuários e as condições para a reserva de capacidade para fins de transporte de óleo e condensados.

Com relação ao uso por terceiros das instalações de produção, processamento e transporte<sup>44</sup> de hidrocarbonetos, a Seção 16 do *Subsoil Act* prevê a possibilidade da exploração coordenada de duas ou mais acumulações, desde que justificado por considerações econômicas ou por interesse da sociedade. Neste sentido, a Ordem Executiva nº 805<sup>45</sup> (Ordem nº 805/2019), de 13 de agosto de 2019, em atendimento ao disposto na Seção 16(8) da *Subsoil Act* regulamentou o uso por terceiros interessados destas instalações, com exceção das redes de gasodutos *upstream* [Seção 16(9)], cujo acesso é regulamentado pela Ordem Executiva nº 1.410<sup>46</sup> (Ordem nº 1.410/2019), de 16 de dezembro de 2019.

A Ordem nº 805/2019 tem o objetivo de estabelecer regras e procedimentos para garantir o uso adequado e eficiente das instalações para a produção, processamento e transporte de hidrocarbonetos por meio do acesso negociado e não discriminatório a estas instalações, conforme disposto nas suas Seções 1, 4 e 5:

*“1. O objetivo desta Ordem Executiva é estabelecer regras e procedimentos para garantir o uso adequado e eficiente das instalações para a produção, processamento e transporte, etc., de hidrocarbonetos. O acesso de terceiros ao uso das instalações deve basear-se em termos e condições que garantam o incentivo contínuo à exploração de hidrocarbonetos, bem como à operação de instalações para a produção, processamento e transporte, etc., de hidrocarbonetos, tendo em conta a adequada exploração dos recursos naturais no subsolo dinamarquês.*

(...)

*4. Um usuário tem o direito de usar uma instalação em termos e condições objetivas e não discriminatórias de acordo com a seção 16 da Lei do Subsolo e as disposições desta Ordem Executiva. Não discriminatório significa que os termos e condições dos serviços estabelecidos pelos proprietários das*

<sup>43</sup> *Executive Order on Payment for the Transport of Crude Oil and Condensate*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2018/78> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 17/10/2022.

<sup>44</sup> É importante notar que o termo “transporte” adotado nas legislações estrangeiras estudadas é utilizado para representar a movimentação de produtos por meio de percurso de interesse geral, similar à definição constante do inciso VII do art 6º da Lei nº 9.478 (“Lei do Petróleo”), de 6 de agosto de 1997: “Transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;”. Contudo, para representar a atividade de transporte de gás natural, conforme definido no inciso XLII do art. 3º da Lei nº 14.134 (“Nova Lei do Gás”), de 8 de abril de 2021 (“transporte de gás natural: movimentação de gás natural em gasodutos de transporte”), o termo em inglês “transmission” (transmissão) adotado pela União Europeia em suas diretivas é o mais adequado, uma vez que esta atividade é definida como sendo o transporte de gás natural através de uma rede essencialmente constituída por gasodutos de alta pressão, excluídas as redes de distribuição e as redes de gasodutos *upstream* (parágrafo 3 do artigo 2º da Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0073>. Acesso em: 18/10/2022).

<sup>45</sup> *Executive Order on the Use of Facilities for the Production, Processing and Transportation, etc., of Hydrocarbons by Third Parties (Third-Party Access)*. Disponível em: [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\\_ect\\_of\\_hydrocarbons\\_by\\_third\\_parties.pdf](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_ect_of_hydrocarbons_by_third_parties.pdf). Acesso em: 17/10/2022.

<sup>46</sup> *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: 17/10/2022.



*instalações não podem discriminar entre os usuários que necessitam do mesmo serviço.*

*5. O usuário e o proprietário devem assegurar que os acordos relativos ao acesso de terceiros não concedam a uma ou mais empresas vantagens injustas.*

*(...)”<sup>47</sup> (tradução livre).*

Em termos da sua estruturação, os seguintes assuntos são tratados na Ordem nº 805/2019: a maneira na qual as negociações para o acesso devem transcorrer; a forma de requisição do uso da capacidade por parte dos terceiros interessados e sua resposta pelo proprietário ou operador da instalação; a elaboração do plano de negociação e o seu envio ao regulador; os termos e condições da prestação do serviço, inclusive os princípios tarifários a serem seguidos; as informações que devem ser prestadas por ambas as partes; e os eventuais desacordos entre as partes.

Interessa notar que a norma detalha em seu Anexo 1 quais informações devem ser prestadas pelos terceiros interessados na sua requisição de acesso. Por sua vez, a ordem determina que a resposta do proprietário ou operador da instalação deve ser direta, objetiva e em tempo razoável, refletindo as informações solicitadas. Contudo, o regulamento não estabelece prazo máximo para a resposta do proprietário ou operador das instalações.

A respeito das negociações para o acesso, a Ordem nº 805/2019 estabelece que o usuário e o proprietário devem garantir que as negociações sobre o uso da instalação sejam concluídas em no máximo 6 (seis) meses. Esses 6 meses para a finalização das negociações iniciam-se a partir da data em que o plano de negociação foi submetido à DEA<sup>48</sup>, salvo se ambas as partes apresentarem um plano de negociação com prazo diferente. Se dentro do prazo estabelecido no plano de negociação as partes falharem em alcançar um acordo, o assunto pode ser encaminhado à DEA para decisão.

A Ordem nº 1.410/2019 tem o objetivo de regulamentar o acesso de terceiros aos gasodutos e redes de gasodutos *upstream*, em atendimento ao disposto no artigo 34 da Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho de 2009, do Parlamento Europeu e do Conselho e nas disposições contidas na Lei de Abastecimento de Gás Natural (*Natural Gas Supply Act*)<sup>49,50</sup> da Dinamarca. De acordo com os parágrafos 1 e 2 do artigo 34 da Diretiva 2009/73/CE:

<sup>47</sup> “1. The purpose of this Executive Order is to lay down rules and procedures to ensure the appropriate and efficient use of facilities for the production, processing and transportation, etc., of hydrocarbons. Third-party access to the use of facilities must be based on terms and conditions that ensure continued incentive for the exploration of hydrocarbons as well as for the operation of facilities for the production, processing and transportation, etc., of hydrocarbons while having due regard to appropriate exploitation of the natural resources in the Danish subsoil (...)

4. A user is entitled to use a facility on objective and non-discriminatory terms and conditions in accordance with section 16 of the Subsoil Act and the provisions of this Executive Order. Non-discriminatory means that the terms and conditions for services laid down by owners of facilities are not to discriminate between users requiring the same service.

5. The user and the owner shall ensure that agreements concerning third-party access do not grant one or more companies unfair advantages.

(...)”

<sup>48</sup> Um plano para as negociações deve estar disponível 1 (um) mês após o usuário e o proprietário ou operador decidirem iniciar as negociações (Seção 10 da Ordem nº 805/2019).

<sup>49</sup> *Natural Gas Supply Act*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2020/126> (em dinamarquês). Acesso em 17/10/2022.

<sup>50</sup> A *Natural Gas Supply Act* contém disposições que implementam partes do Diretiva 2009/73/CE, de 13 de julho de 2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre regras comuns para o mercado interno de gás natural. Esta normativa tem como objetivo garantir que o fornecimento de gás natural da Dinamarca seja organizado e

“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 aceder 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. (...)*

2.

*O acesso a que se refere o nº 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 (...)*

Desse modo, 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).

De maneira distinta da Ordem nº 805/2019, o procedimento de negociação descrito na Seção 3 da Ordem nº 1.410/2019 não determina tempo máximo para a conclusão das negociações, tão somente que estas sejam concluídas dentro de prazo razoável. 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.

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:*

*1) se as especificações técnicas forem mutuamente incompatíveis e este problema não puder ser resolvido facilmente de forma razoável,*

---

realizado de acordo com o bem-estar social, o meio ambiente, a proteção do consumidor e o cumprimento das obrigações legais da UE relativas à segurança do abastecimento. A lei abrange as atividades de transmissão (transporte), distribuição, fornecimento e estocagem de gás natural, incluindo gás natural liquefeito (GNL), além de se aplicar ao biometano (gás obtido a partir da biomassa ou outras matérias-primas que geram biogás e são melhorados para obter o biometano), na medida em que tais gases podem ser injetados e transportados de forma técnica e segura através do sistema de gás natural.

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”.<sup>51</sup> (Tradução livre).

A Seção 4 da Ordem nº 1.410/2019 estabelece que tão logo o proprietário ou operador receba um pedido de acesso este deve comunicar o fato à DEA, que deve avaliar se tal pedido pode causar risco ao abastecimento do mercado de gás natural dinamarquês ou à atividade de exploração e produção de gás natural, bem como ao meio ambiente, podendo determinar ao proprietário ou operador que não conceda o acesso, ou definir uma série de condições para o acesso.

Já 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 são determinados de tal forma que não há discriminação entre os requerentes.

(3) Os preços e condições são notificados ao Regulador de Serviços Públicos Dinamarquês.”<sup>52</sup> (Tradução livre)

Diferentemente do observado na Ordem nº 805/2019, o órgão responsável pelo acompanhamento das tratativas de acesso é o Regulador de Serviços Públicos Dinamarquês (*Danish Utility Regulator* - DUR)<sup>53</sup>. Consequentemente, cabe ao DUR verificar se os preços e condições de acesso estão de acordo com as disposições da norma, avaliando se estes são razoáveis (Seção 6 da Ordem nº 1.410/2019).

---

<sup>51</sup> “(5) The owner or operator may refuse to grant access to its upstream pipeline network or to its upstream facility when necessary:

1) if the technical specifications are mutually incompatible and this problem cannot be solved reasonably easily,  
2) to avoid difficulties which cannot be reasonably easily overcome and which may be detrimental to effective existing and planned future hydrocarbon production, including from fields with marginal economic profitability, or

3) to respect the duly documented reasonable needs of the owner or operator of the upstream pipeline network or of upstream gas transportation and processing facilities and the interests of all other potentially affected users of the upstream pipeline network or relevant processing or handling facilities.”

<sup>52</sup> “5. Prices and conditions for services in connection with access are determined by negotiation between the applicant for access to an upstream pipeline network or to an upstream facility and its owner or operator.

(2) Prices and conditions are determined in such a way that there is no discrimination between applicants.

(3) Prices and conditions are notified to the Danish Utility Regulator.”

<sup>53</sup> As funções do DUR encontram-se na sua página na internet: <https://forsyningstilsynet.dk/about-us>.

O DUR foi estabelecido em 1º de julho de 2018<sup>54</sup> e é o ente regulador independente nacional designado pela Dinamarca para representar o país nos assuntos relacionados a energia, em atendimento às determinações das diretivas de energia da União Europeia. O DUR tem o seu diretor indicado pelo Ministro do Clima, Energia e Serviços Públicos para um mandato de 5 (cinco) anos, renovável por igual período. Tanto o diretor da DUR, quanto seus funcionários não podem buscar ou receber instruções de qualquer pessoa no desempenho de suas funções e devem desempenhar suas funções com imparcialidade.

Além das questões relacionadas à supervisão das condições de acesso e dos preços, cabe ao DUR a resolução de conflitos entre os terceiros interessados e os proprietários ou operadores destas instalações. Em caso de discordância de decisão tomada pelo DUR, é facultada a possibilidade de pedido de recurso junto à Câmara Recursal de Energia (*Energy Board of Appeal*) da Dinamarca.

## 6. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL – ACESSO DE TERCEIROS AOS TERMINAIS DE GNL

De acordo com o artigo 3º, inciso XL, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, terminal de GNL é a instalação, terrestre ou aquaviária, destinada a receber, movimentar, armazenar ou expedir gás natural na forma liquefeita, podendo incluir os serviços ou instalações necessárias aos processos de regaseificação, liquefação, acondicionamento, movimentação, recebimento e entrega de gás natural ao sistema dutoviário ou a outros modais logísticos. Trata-se de definição que buscou espelhar o fluxo típico de movimentação do gás na instalação, inserindo cada um dos elementos que a compõem, e abarcar a diversidade de terminais de GNL atualmente existentes, que podem não conter um ou mais desses elementos.

Há basicamente duas categorias de terminais de GNL: terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e terminais de liquefação de gás natural. Os terminais de regaseificação tipicamente se localizam em países importadores de gás natural, como Espanha e Japão, ao passo que os terminais de liquefação se encontram em países exportadores, tais como o Qatar, Trinidad e Tobago e Austrália. Conforme ANP (2010), a inserção do GNL na cadeia do gás natural se justifica quando as quantidades ou distâncias a serem transpostas entre os locais de produção e aqueles de consumo são tais que se torna economicamente inviável o transporte do gás natural via duto. A cadeia de valor do GNL compreende, desde o *upstream* ao *downstream*, a exploração, produção, processamento e liquefação do gás natural, etapas que ocorrem nos países ou localidades produtoras, transporte ou movimentação do navio metaneiro até os locais de recebimento, onde pode ocorrer seu armazenamento na forma liquefeita, nos quais o GNL é regaseificado e segue para as etapas seguintes, que podem contemplar o transporte por via dutoviária, a distribuição e a entrega ao consumidor final.

Atualmente, o Brasil conta apenas com terminais de regaseificação de GNL. A construção dos primeiros terminais brasileiros foi solicitada para a ANP em 2007 e, em 2009, foram outorgadas as autorizações para a operação dos terminais de Pecém e da Baía de Guanabara, respectivamente localizados em São Gonçalo do Amarante (CE) e no Rio de Janeiro (RJ), ambos pertencentes e operados pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Em 2013, foi autorizado, também à estatal, o terceiro terminal de regaseificação do país, na Baía de Todos os Santos (BA). Os primeiros terminais privados do Brasil, por sua vez, foram instalados entre o final da década

<sup>54</sup> *Act on the Danish Utility Regulator*. Disponível em: <https://www.retsinformation.dk/eli/lt/2018/690> (apenas em dinamarquês). Acesso em: 19/10/2022.

de 2010 e o início da década de 2020, nos estados de Sergipe e do Rio de Janeiro. Em Barra dos Coqueiros (SE), a Centrais Elétricas de Sergipe S.A. (CELSE) opera, desde o final de 2019, seu terminal interconectado a uma unidade termoelétrica, mesma característica do terminal operado desde 2020 pela UTE GNA I Geração de Energia S.A. (UTE GNA I), no Porto do Açú, em São João da Barra (RJ).

Ao final de 2022, ainda havia três projetos em vias de implantação no Brasil, pertencentes também à iniciativa privada. Todos os terminais em operação ou projetados até o momento se configuram como navios do tipo FSRU (*Floating Storage Regasification Units* ou unidades flutuantes de estocagem e regaseificação), aos quais se interconectam navios metaneiros (*LNG carriers*) que trazem as cargas de GNL do exterior. Nenhum dos projetos possui tanques de armazenamento ou acondicionamento de GNL em ambiente *onshore*, ou seja, apartados dos FSRUs. As unidades flutuantes brasileiras caracteristicamente permanecem estacionárias nos píeres nos quais se encontram as instalações que levarão o gás natural para o transporte ou para o seu consumo, podendo, no entanto, serem deslocadas entre terminais diferentes de uma mesma empresa. Os terminais atualmente em projeto ou em construção no Brasil são: (i) o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP), cuja Autorização de Construção ANP-SIM nº 68 foi outorgada à Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo S.A. em fevereiro de 2021; (ii) o Terminal de Regaseificação da Baía da Babitonga, em Santa Catarina, para o qual a ANP outorgou, em novembro de 2021, a Autorização de Construção ANP-SIM nº 699, em nome da NFE Power Latam Participações e Comércio Ltda.; e (iii) Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito da Centrais Elétricas Barcarena S.A. – CELBA, em Barcarena/PA, cuja construção foi autorizada por meio da Autorização de Construção SIM-ANP nº 933, de dezembro de 2020.

Dos cinco terminais atualmente em operação no país, três se conectam ao sistema de transporte, a saber, os terminais de Pecém (TPECÉM), Baía de Guanabara (TBGUA) e da Baía de Todos os Santos (TRBA), todos pertencentes à Petrobras, estando o último arrendado à Excelerate desde o final de 2021. Dentre os terminais projetados, apenas o da Babitonga, em Santa Catarina, prevê a ligação ao sistema de transporte.

A Tabela 3 apresenta as principais características dos terminais de GNL atualmente existentes e projetados no Brasil.

**Tabela 3 - Principais características dos terminais de GNL brasileiros, existentes e projetados**

Terminal	Operador	Tipo	Status*	Capacidade de entrega de gás (m <sup>3</sup> /dia)	UF	Conexão ao transporte
Pecém	Petrobras	FSRU	Operacional desde 2009	7 milhões	CE	sim
Baía de Guanabara	Petrobras	FSRU	Operacional desde 2009	20 milhões	RJ	sim
Baía de Todos os Santos**	Excelerate	FSRU	Operacional desde 2013	20 milhões	BA	sim
Barra dos Coqueiros	CELSE	FSRU	Operacional desde 2019	21 milhões	SE	não
GNA Açú	UTE GNA I	FSRU	Operacional desde 2020	21 milhões	RJ	não
TRSP	TRSP S.A.	FSRU	Em projeto / construção	14 milhões	SP	não
Babitonga	NFE	FSRU	Em projeto / construção	15 milhões	SC	sim
Barcarena	CELBA	FSRU	Em projeto / construção	15 milhões	PA	não

Fonte: Elaboração a partir dos dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

\* Status em setembro de 2022. Considerado operacional desde as primeiras autorizações de pré-operação outorgadas.

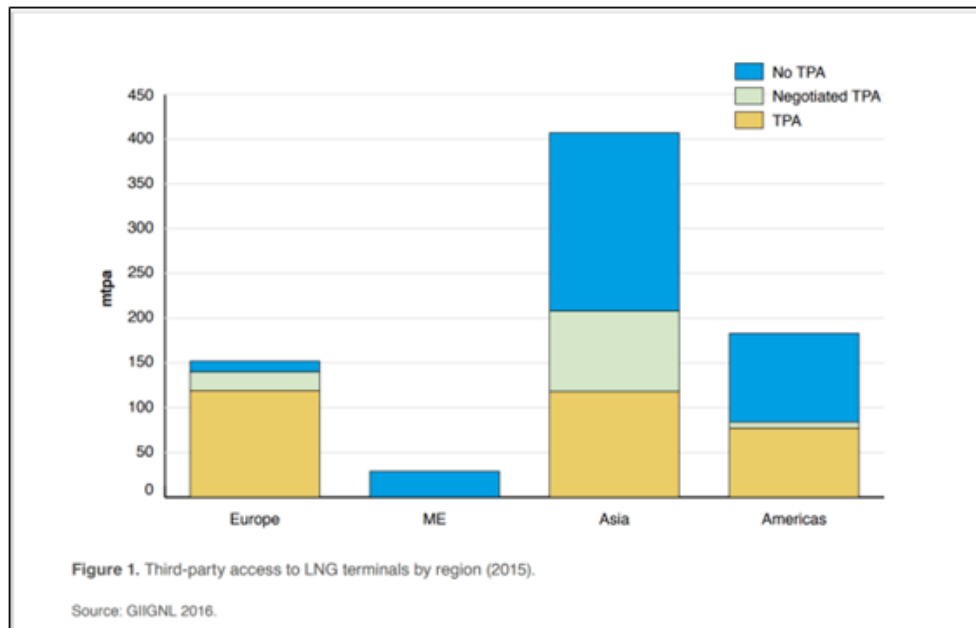
\*\* Terminal de propriedade da Petrobras arrendado à Excelerate desde dezembro de 2021.

De acordo com KAPSARC (2017), terminais de GNL em países consumidores têm oferecido acesso a terceiros (*Third Party Access* – TPA), ao menos parcial, para seus terminais de GNL, seja regulado ou negociado. As localidades em que as capacidades têm sido ofertadas são países ou regiões que passaram recentemente por processo de liberalização total ou parcial de seus mercados de gás, tais como a Europa e os Estados Unidos, Singapura e Japão. Na prática, o acesso de terceiros a terminais de GNL, considerado um pilar para o sucesso de políticas de liberalização de mercados e a criação de hubs de negociação, é mais avançado na Europa.

Importante compreender que a existência de obrigatoriedade legal para acesso de terceiros não é garantia de sua efetividade. Segundo KAPSARC (2017), é crucial entender por que o acesso de terceiros aos terminais de GNL muitas vezes não ocorre na prática e conhecer quais barreiras os incumbentes tendem a levantar para impedir que suas capacidades sejam compartilhadas.

O acesso de terceiros a terminais de GNL, especialmente em países importadores, tem sido intensamente debatido entre reguladores, formuladores de política e empresas de energia. A garantia do TPA é defendida por aqueles que acreditam que a medida traz mais competitividade a um determinado mercado de gás natural, uma vez que mais *players* podem acessá-lo. Por outro lado, há também o argumento de que o TPA pode desencorajar investimentos em capacidades adicionais de importação, o que poderia colocar em risco a garantia do suprimento. Dessa forma, muitos terminais de regaseificação europeus têm sido alvo de períodos de exceção ao livre acesso (*TPA exemption*), como aqueles instalados no Reino Unido. Na França, o terminal de GNL de Dunquerque, cujas operações se iniciaram em julho de 2016, obteve um período de exceção de TPA de 20 anos. Importante mencionar que, mesmo nos casos em que há períodos de exceção, medidas complementares são implementadas, tais como o acesso a capacidades não utilizadas, para que o acesso não seja completamente vedado. O importante é que o arcabouço regulatório encontre o balanço ideal entre a diluição do poder de mercado de incumbentes e a necessidade de investimentos de alto risco necessários para garantir um fornecimento seguro, diverso e competitivo (Tokgöz, 2014, apud. KAPSARC, 2017). Em 2016, cerca de 54,5% da capacidade global de regaseificação estava sujeita ao acesso. No entanto, a distribuição de instalações com TPA no mundo era irregular, concentrando-se principalmente na Europa, onde aproximadamente 92% das instalações fornecem acesso, em contraposição a regiões em que não havia terminais com TPA, como o Oriente Médio. Esses números são apresentados na Figura 7 (GIIGNL, 2016, apud KAPSARC, 2017).

Figura 7 - Distribuição global do TPA em terminais de GNL



Fonte: GIIGNL, 2016, apud KAPSARC, 2017

O processo de liberalização nos mercados globais seguiu um complexo processo, de múltiplas etapas, mas com três elementos fundamentais: acesso aos supridores de gás natural, acesso à infraestrutura e acesso aos consumidores. Os mercados mais liberalizados estão na Europa e nos Estados Unidos, ao passo que países asiáticos tentam seguir o mesmo caminho. No caso dos terminais de GNL, também influenciam os debates a relevância do GNL para a segurança do abastecimento, elemento muito mais crucial na Ásia que na América do Norte ou na Europa (à exceção de Espanha e Portugal, cuja dependência do GNL é muito significativa).

A liberalização dos mercados de gás natural na Europa se iniciou a partir do livre acesso aos sistemas de transporte de gás, por se tratar de um monopólio natural. Já a discussão acerca dos terminais de regaseificação foram mais profundas, com debates em distintas direções, uma vez que a classificação dos terminais na cadeia de valor era ora entendida como fonte de suprimento análoga a campos de produção, ora como infraestrutura a ser compartilhada, pelo seu detentor, com outros *players*. A mesma discussão ocorreu nos mercados norte-americanos (KAPSARC, 2017).

Válido destacar que a literatura referente ao acesso se concentra predominantemente naquele estabelecido para os terminais de regaseificação, única categoria de terminais de GNL existente no Brasil até o momento. Portanto, o acesso aos terminais de regaseificação de GNL é o mais citado na presente nota técnica.

## 6.1. União Europeia

Na União Europeia, a regulação avançou no sentido oposto ao dos Estados Unidos: inicialmente vistos como fontes de suprimento, os terminais de GNL passaram a ser mais associados à cadeia de transporte na medida em que evoluíam, no bloco europeu, os pacotes regulatórios de energia.

Antes do processo de liberalização, os terminais de regaseificação de GNL pertenciam e eram operados por empresas verticalmente integradas, sem acesso obrigatório a terceiros. Com a edição em 1998 da Primeira Diretiva do Gás, os terminais de regaseificação foram consagrados como parte do *downstream*, sujeitos ao livre acesso. A Diretiva 98/30/CE determinou que cada estado membro poderia escolher entre o acesso regulado e o negociado para os terminais, além de determinar o livre acesso aos gasodutos e a desvinculação do transporte de atividades concorrenciais de empresas verticalmente integradas que operavam essas infraestruturas (KAPSARC, 2017; UE, 2003).

No entanto, o 1º pacote foi considerado insuficiente para efetivar a abertura do mercado de gás e, em consequência, foi revogado e substituído em 2003 pela Diretiva 2003/55/CE (Segunda Diretiva do Gás), a qual reforçou o acesso a instalações de GNL, em bases reguladas, conforme artigo 18º (1), reproduzido a seguir:

*“Diretiva 2003/55/CE*

*Artigo 18º*

*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 fornecimento, e aplicadas objetivamente e sem discriminação entre os utilizadores da rede. Os Estados-Membros devem assegurar que essas tarifas, ou as metodologias em que se baseia o respectivo cálculo, sejam aprovadas pela entidade reguladora referida no n.º 1 do artigo 25º antes de entrarem em vigor, bem como a publicação dessas tarifas — e das metodologias, no caso de apenas serem aprovadas metodologias — antes da respectiva entrada em vigor.*

*(...)” (Grifos nossos).*

Com a edição da Diretiva 2009/73/CE (Terceira Diretiva do Gás), que revogou a Diretiva 2003/55/CE, a definição e instalação de GNL passou a ser dada pelo Artigo 2º (11), que determina que “Instalação de GNL” corresponde a “um terminal utilizado para a liquefação de gás natural ou para a importação, descarga e regaseificação de GNL, incluindo os serviços auxiliares e as instalações de armazenamento temporário necessários para o processo de regaseificação e subsequente entrega à rede de transporte, mas excluindo as partes dos terminais de GNL utilizadas para o armazenamento”. O texto referente ao acesso regulado aos terminais, praticamente inalterado, passou a fazer parte do Artigo 32º (1) da norma europeia, a seguir reproduzido.

*“Diretiva 2009/73/CE*

*Artigo 32º*

*Acesso de terceiros*

*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 nº 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).

O artigo 41º, por sua vez, em seu item 6(a) aponta a regulação das tarifas como uma das atribuições das entidades reguladoras. Há a previsão de que tanto as tarifas como os métodos devam possibilitar a realização de investimentos nas redes e instalações de GNL.

*“Diretiva 2009/73/CE*

*Artigo 41º*

*Obrigações e competências das entidades reguladoras*

*(...)*

*6. As entidades reguladoras são responsáveis por fixar ou aprovar, com um prazo suficiente, antes da sua entrada em vigor, pelo menos as metodologias a utilizar para calcular ou estabelecer os termos e condições de:*

*a) Ligação e acesso às redes nacionais, incluindo as tarifas de transporte e distribuição e as condições e tarifas de acesso às instalações de GNL. Essas tarifas ou métodos devem permitir que sejam realizados os investimentos necessários nas redes e instalações de GNL de molde a garantir a viabilidade das redes e instalações de GNL;*

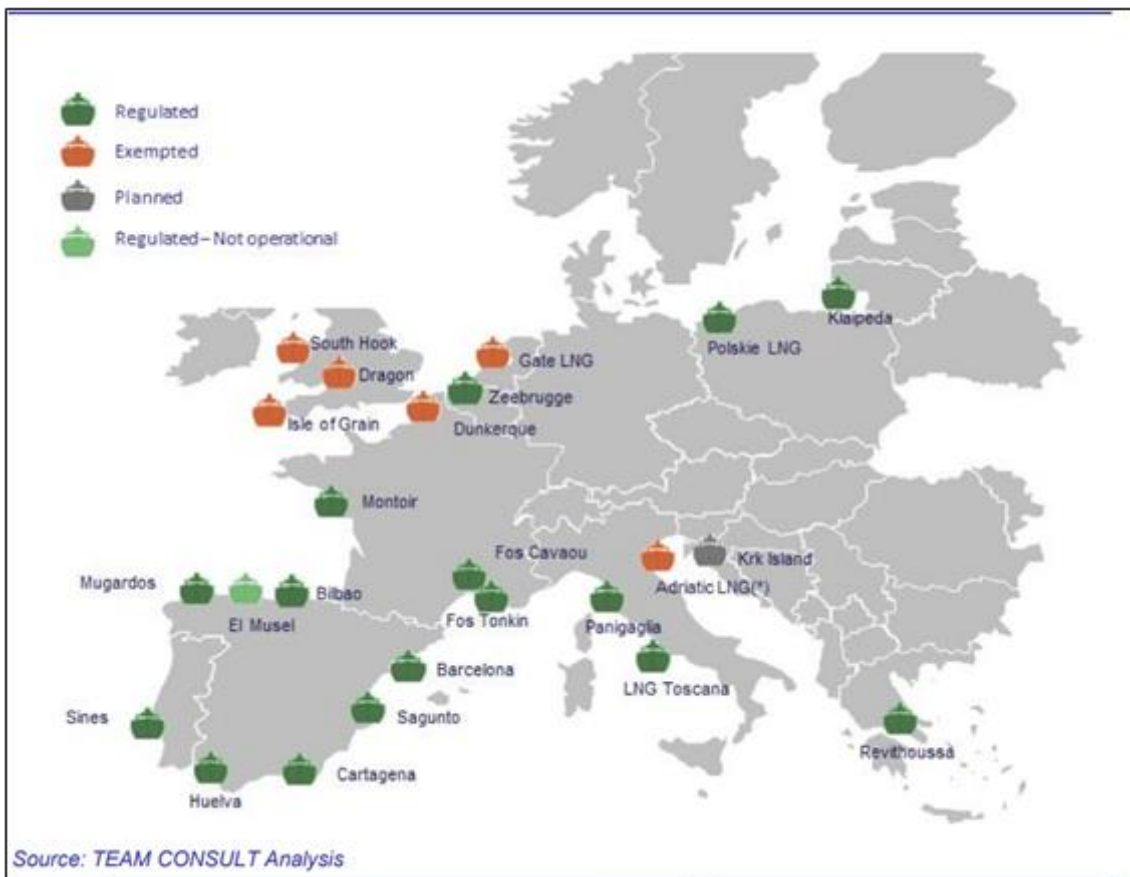
*(...)”*

Dessa forma, a partir do 2º pacote, apenas o acesso regulado passou a fazer parte do arcabouço regulatório europeu. No entanto, existem casos em que são admitidas exceções ao acesso de terceiros, conforme destacam os dispositivos do Artigo 36º da Terceira Diretiva do Gás, dentre os quais se incluem, como condições para não se conceder o acesso temporariamente:

- a promoção da concorrência e incremento da segurança do abastecimento;
- a presença de riscos altos que inviabilizariam o investimento caso o acesso não fosse concedido;
- a separação ao menos jurídica em relação aos operadores em cujas redes a infraestrutura será construída;
- a cobrança de taxas para utilização da infraestrutura; e
- o não prejuízo à concorrência (UE, 2009).

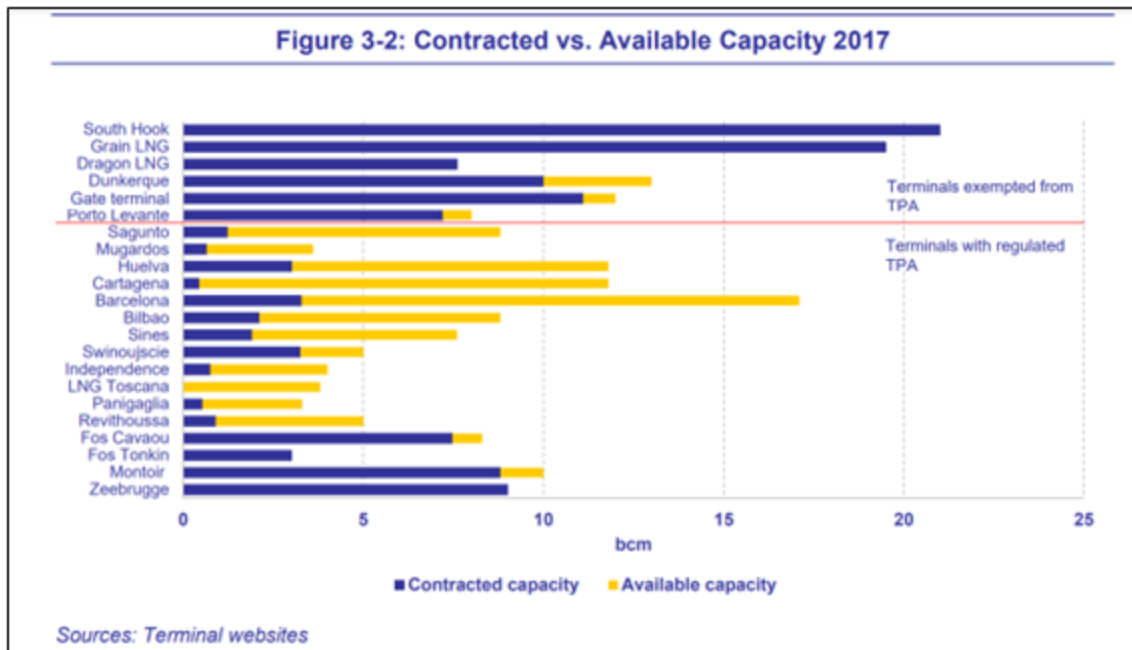
De forma geral, na Europa, o acesso regulado passou a ser aplicado aos terminais mais antigos (*brownfield*) com capacidade ociosa, ao passo que as exceções são dadas aos terminais novos (*greenfield*), para os quais o retorno aos investimentos depende de acordos de capacidade de longo prazo. A Figura 8 retrata a localização dos terminais de GNL na Europa e os regimes regulatórios aplicáveis, na qual se destacam, em verde, terminais sujeitos ao livre acesso regulado, que correspondem a instalações mais antigas, tais como aquelas localizadas na Espanha e Itália, e, em laranja, os terminais mais novos, que foram objeto de exceção ao livre acesso, situados predominantemente no Reino Unido. Importante ressaltar que, conforme destaca a Figura 9, a maior parte da capacidade disponível desses terminais se localiza naqueles sujeitos ao livre acesso obrigatório e regulado (GPE, 2017).

Figura 8 - Terminais de GNL na Europa e regimes de acesso.



Fonte: GPE (2017).

**Figura 9 - Terminais de GNL na Europa, regime de acesso e capacidades contratadas e disponíveis.**



Fonte: GPE (2017).

De acordo com ERGEG (2008), os operadores de terminais europeus devem oferecer serviços no mercado primário, que inclui serviços vinculados (*bundled*) ou desvinculados (*unbundled*). Os serviços padronizados vinculados de GNL:

- Devem conter, ao menos, os serviços de estocagem temporária de GNL e de capacidade de regaseificação necessários para o descarregamento da embarcação.
- Devem ser definidos, após consulta, levando em conta as características do terminal, o mercado e a regulação nacional aplicável, especialmente no que se refere à flexibilidade associada.
- Podem ser definidos com base nas dimensões esperadas dos navios metaneiros carregadores.

Em relação aos serviços desvinculados, o operador pode oferecê-los separadamente, se disponíveis e consistentes com os arranjos relacionados com os serviços padronizados vinculados de GNL, tais como:

- Capacidade de recepção, compreendendo atracação do navio e descarregamento;
- Capacidade de estocagem de GNL;
- Regaseificação e entrega.

Ainda de acordo com ERGEG (2008), oferta de serviços desvinculados não pode representar uma barreira de entrada como um obstáculo ao uso eficiente da capacidade do terminal, reduzindo a quantidade de serviços vinculados oferecidos na instalação.

Há também serviços que podem ser oferecidos tanto de forma vinculada como desvinculada, tais como:

- Carregamento de caminhões de GNL;

- Conversão da qualidade de gás natural;
- Resfriamento de embarcações;
- Carregamento ou transferência de GNL entre embarcações (*ship-to-ship*).

Podem ser ofertados também serviços de curto e de longo prazo, além de serviços firmes e, quando possível, serviços interruptíveis, desde que estes últimos não diminuam a oferta de serviços firmes (ERGEG, 2008).

Os serviços oferecidos pelo operador do terminal devem ser desenvolvidos a partir de consultas aos usuários e outros participantes do mercado, sob supervisão das autoridades regulatórias nacionais, de forma a atender, na medida do possível, as demandas do mercado. É importante que as consultas sejam publicadas com todos os documentos relevantes no website do operador e não pode se limitar às negociações com detentores da capacidade ou usuários. Além disso, os serviços ofertados devem levar em consideração restrições técnicas das instalações do terminal, somadas ao uso eficiente da infraestrutura do terminal. Quaisquer limitações à oferta de serviços devem se tornar públicas e ser justificadas.

Como funções do operador do sistema de GNL, são citadas (ERGEG, 2008):

- Operar e manter as instalações de GNL em coordenação com os usuários do terminal e do sistema interconectado, em condições econômicas, seguras, confiáveis em relação ao meio ambiente, devendo garantir a efetivação dos contratos de serviços firmes e manter a integridade do sistema de GNL;
- Oferecer a capacidade não excetuada do TPA, nos termos da Diretiva Europeia, para usuários da rede existentes e potenciais, inclusive companhias afiliadas, de acordo com termos contratuais e condições de negócio e de competições equivalentes e públicas, nos termos de regras transparentes aprovadas pela autoridade regulatória nacional competente;
- Oferecer serviços visando acomodar a demanda do mercado, levando em conta as capacidades técnicas do terminal de GNL e os procedimentos de gerenciamento da congestão;
- Providenciar aos operadores dos sistemas de *downstream* as informações necessárias, tempestivamente e com detalhamento suficiente, para garantir que o transporte e estocagem de gás natural podem ocorrer de forma compatível com a segurança e eficiência da operação do sistema interconectado;
- Tornar públicas informações relevantes, especialmente aquelas relativas ao uso e disponibilidade dos serviços, com antecedência compatível com as necessidades comerciais razoáveis dos usuários das instalações de GNL;
- Preservar as informações confidenciais. Quando informações referentes à operação ou ao desenvolvimento das instalações de GNL são reveladas, tal procedimento deve ser feito de forma não discriminatória, especialmente no que tange a empresas afiliadas;
- Estabelecer e implementar regras para o uso dos serviços oferecidos com objetivo de tornar mais fácil a competição e o uso eficiente da instalação de GNL, desencorajando o acúmulo de capacidade e maximizando a utilização de capacidade disponível ou não utilizada; e

- Colocar em funcionamento sistemas de tecnologia da informação relevantes. Por meio desses sistemas, os usuários do terminal devem ser capazes de acessar a informação relativa à instalação de GNL e à infraestrutura conectada ao terminal de GNL.

Os operadores dos terminais de GNL podem solicitar aos seus usuários, dentre outras informações (ERGEG, 2008):

- Toda informação necessária para realizar suas funções, tal qual especificado no contrato ou no código de acesso ao terminal, especialmente o programa de nomeações e/ou requisições de agendamento, bem como informações que justifiquem eventuais divergências entre a nomeação e a re-nomeação, se definidas pela autoridade regulatória nacional como informações passíveis de serem repassadas;
- Assegurar que o GNL descarregado na instalação atende às especificações aplicáveis ao gás natural;
- Abster-se de distorcer ou desencorajar a competição nos mercados de gás, GNL ou capacidade, por exemplo, por meio de acúmulo de capacidade não utilizada;
- Colocar em funcionamento sistemas de tecnologia da informação relevantes para sua comunicação com o operador, os quais não podem ser indevidamente caros ou complexos de forma a representar uma barreira à entrada.

De acordo com ERGEG (2008), devem ser estabelecidas penalidades que assegurem o respeito às obrigações contratuais por parte dos operadores dos terminais de GNL e dos seus usuários. Podem ser citadas as seguintes:

- O operador pode ser submetido a penalidades (como, por exemplo, pagamento de compensações aos usuários) caso não cumpra obrigações contratuais, nos termos dos códigos ou contratos do terminal;
- Os usuários dos terminais podem ser submetidos a penalidades (como por exemplo, ultrapassar volumes de cargas agendadas), como um incentivo para que eles nominem e usem as capacidades de forma consistente com os direitos obtidos.

As penalidades estabelecidas devem (ERGEG, 2008):

- Ser proporcionais e desenhadas de forma não discriminatória e transparente, com base em critérios objetivos;
- Não dificultar a entrada de novos participantes no mercado;
- Devem refletir os custos o máximo possível e, ao mesmo tempo, criar incentivos para o uso adequado da capacidade.

Em relação aos sistemas interconectados, os operadores europeus devem cooperar de forma a garantir a interoperabilidade entre os sistemas. Adicionalmente, direitos de acesso prioritários aos operadores do sistema de transporte a jusante só podem ser garantidos por motivo de garantia da integridade do sistema e, mesmo assim, após aprovação da autoridade regulatória nacional competente. Espera-se dos operadores de terminais/sistemas de GNL (ERGEG, 2008):

- Oferecer serviços que são compatíveis com o uso dos sistemas de transporte de gás interconectados e facilitar o acesso por meio da cooperação com o operador

do sistema de transporte. Poderiam ser levados em conta duração do contrato de acesso, requisitos de qualidade, intervalos de tolerância, dentre outros aspectos, necessários à operação eficiente para a manutenção da integridade do sistema.

- Providenciar procedimentos operacionais compatíveis com os dos transportadores conectados;
- Assegurar procedimentos operacionais compatíveis com os dos operadores de sistemas de transporte interconectados;
- Assegurar, de forma coordenada com os operadores dos sistemas de transporte, *timing* adequado para o requerimento de capacidade tanto na instalação de GNL como no sistema de transporte. Usuários de serviços padronizados de GNL vinculados devem obter o mais rápido possível informações solicitadas acerca do acesso aos sistemas de transporte a jusante;
- Assegurar a consistência entre procedimentos ou arranjos das instalações de GNL e os requisitos de balanceamento do sistema de transporte interconectado;
- Cooperar com o transportador interconectado de forma a assegurar que as nomeações relacionadas com os despachos da instalação de GNL não necessitem ser repetidas no sistema de transporte a jusante;
- Cooperar com o transportador interconectado para que manutenções dos dois sistemas, de GNL e de transporte, ocorram de forma coordenada de modo a minimizar eventuais interrupções dos serviços.

Em relação às manutenções, o operador do terminal de GNL deve publicar, ao menos uma vez por ano e com antecedência suficiente, todos os períodos de manutenções agendadas para o ano seguinte que possam impactar os direitos dos usuários do terminal, acompanhada das informações operacionais necessárias. As informações devem ser publicadas em bases não discriminatórias e devem contemplar também mudanças nos períodos programados e a notificação de manutenções não programadas.

O operador de terminal deve também manter e tornar disponíveis, aos reguladores e às partes afetadas, informações referentes a manutenções ou interrupções que ocorram como resultado de demandas.

Caso surjam dificuldades para o atendimento às obrigações contratuais de entrega de gás decorrentes de questões afetas à integridade do sistema, os operadores dos terminais de GNL devem notificar seus usuários e buscar soluções não discriminatórias o mais rápido possível (ERREG, 2008).

Em relação a confidencialidade e imparcialidade, o operador do terminal de GNL deve garantir que:

- Informações confidenciais permaneçam confidenciais;
- Informações comerciais sensíveis disponibilizadas ao operador do terminal de GNL não devem ser passadas para outras partes ou afiliados do operador antes de serem disponibilizadas a todos os participantes do mercado
- O *staff* de colaboradores de partes afiliadas não pode ter acesso à informação que possa representar vantagem comercial, tais como, por exemplo, detalhes relativos aos usuários dos terminais que não estão públicos para outros

integrantes do mercado. Quando o operador de GNL é uma empresa verticalmente integrada, ela deve estabelecer um programa de *compliance* que contemple questões de confidencialidade, sendo que tais medidas devem assegurar que não haja condutas discriminatórias. O programa deve ser monitorado pelo pessoal responsável e ser submetido à autoridade regulatória e tornado público.

Um código de conduta estabelecido para garantir que não haja discriminação e que se assegure a confidencialidade deve contemplar ao menos (ERGEG, 2008):

- Procedimentos que os empregados do operador do terminal de GNL devem seguir em seus contatos com usuários do terminal, existentes ou potenciais, especialmente a respeito de como lidar com questões e arquivos desses usuários;
- Procedimentos para seguir quando ocorre a detecção de alguma infração, intencional ou não, ao programa de *compliance*;
- Obrigação de reportar às autoridades regulatórias quaisquer violações no código de conduta.

Se a produção (ou fornecimento) e as atividades de GNL são parte de uma companhia integrada, independentemente da estrutura interna da companhia, a autoridade reguladora deve solicitar que se garantam firewalls entre o operador e o ramo responsável pela produção ou fornecimento da empresa verticalmente integrada. Devem ser cogitadas, a custos razoáveis, soluções que possam ser implementadas para garantir que o operador e o ramo de negócios relativo à produção ou fornecimento não compartilhem a mesma localização. Caso seja razoável, a operação e o suprimento (produção/fornecimento) devem estar localizados em prédios ou imóveis separados (ERGEG, 2008).

Em relação ao cálculo da capacidade, sua metodologia deve ser transparente e publicada no sítio eletrônico do operador do terminal de GNL. Deve ser também aprovada pela autoridade regulatória nacional competente, devendo considerar separadamente cada serviço. Ao calcular as capacidades disponíveis, deve-se considerar a integridade do sistema, a operação, padrões de segurança e as restrições impostas pela rede a *downstream* do terminal. O cálculo da capacidade de regaseificação deve levar em conta a necessidade de unidades de *backup* durante manutenções programadas ou paradas não programadas.

Os mecanismos de alocação de capacidade e de gerenciamento da congestão devem incentivar o desenvolvimento da capacidade e a liquidez da negociação de capacidade. Deve também ser compatível com o funcionamento do mercado de forma ampla, incluído mercados *spot* e *hubs* de negociação. Devem por fim ser flexíveis e capazes de se adaptar às circunstâncias de mercado, além de ser aprovadas pela autoridade regulatória nacional.

Os mecanismos de alocação de capacidade não podem dificultar a entrada de novos participantes no mercado ou criar barreiras à entrada. Além disso, os mecanismos não podem trazer prejuízos à competição ou limitar a capacidade ofertada ou contratação de serviços de longa duração, a não ser que sejam aprovados pela autoridade regulatória. Os mecanismos devem emitir sinais voltados à maximização do uso da capacidade para promover investimentos na infraestrutura (ERGEG, 2008).

Devem ser adotadas soluções não discriminatórias, transparentes e de mercado para alocar capacidades primárias e secundárias. Podem ser considerados mecanismos de alocação de capacidade *pro-rata* ou *first-committed-first-served*. De forma a maximizar o uso da

capacidade do terminal de GNL, o operador pode alocar serviços vinculados (*bundled*) de GNL de forma prioritária em relação aos serviços não vinculados (*unbundled*).

Se o operador negar capacidade disponível a algum *player* ou se conceder uma capacidade a um usuário do terminal que aparente ser superior àquela disponível, devem ser apresentadas as justificativas cabíveis à autoridade regulatória nacional competente.

Se o terminal negar a oferta de uma capacidade firme porque esta excede o volume de capacidade firme disponível publicada, tal recusa pode ser considerada fundamentada, levando-se em conta que a metodologia de cálculo da capacidade e os mecanismos de alocação de capacidade aplicados foram objetos de aprovação da autoridade regulatória. Deve ser assegurado ao usuário do terminal a possibilidade de recorrer à autoridade regulatória em caso de discordância com o operador da instalação de GNL.

Ao menos no caso em que capacidade de curto prazo é escassa no mercado primário e se a capacidade contratada não está sendo utilizada, esta capacidade ociosa deve ser colocada à disposição do mercado nos seguintes termos (ERGEG, 2008):

- Para uma determinada janela de descarregamento inutilizada porque o detentor da capacidade não confirmou seu uso, o período de notificação deve ser longo o suficiente para permitir que outro interessado no seu uso organize a sua remessa e curto o suficiente para permitir que o detentor da capacidade determine a parte não utilizada dessa capacidade. O período de notificação deve ser definido pela autoridade regulatória, levando em consideração a opinião de detentores de capacidade existentes e outros participantes do mercado, em consulta pública.
- Quando um determinado serviço padronizado e vinculado de GNL é considerado inutilizado, deve ser ofertado como firme no mercado. Se não é possível adquirir e nominar esse serviço, seus componentes podem ser ofertados separadamente como serviços firmes.
- As receitas obtidas pela utilização da capacidade temporariamente disponível podem ser utilizadas para providenciar incentivos econômicos para quem possui a capacidade primária e para o operador.

Para a liberação de capacidade sistematicamente subutilizada, devem ser estabelecidos procedimentos não-discriminatórios e transparentes. Os procedimentos devem descrever os papéis do operador, da autoridade regulatória nacional ou outra autoridade com respeito a (ERGEG, 2008):

- Critérios utilizados para avaliar se a subutilização sistemática está ocorrendo. Devem ser levados em conta características técnicas do terminal de GNL, ambiente de mercado e a regulação vigente;
- O órgão responsável por decidir se de fato há subutilização da capacidade;
- A forma pela qual os usuários do terminal são ou serão consultados, quando apropriado;
- Capacidade subutilizada a ser disponibilizada;
- O órgão ou instituição responsável por retirar a capacidade subutilizada;
- Os procedimentos para apelação ou recursos.



O detentor da capacidade pode perder os direitos sobre ela, parcial ou completamente, sem prejuízo a outras requisições a serem estabelecidas pela autoridade regulatória nacional, por um determinado período ou por todo o período remanescente da contratação se houver a convergência de três circunstâncias (ERGEG, 2008):

- Sistemática subutilização total ou parcial da capacidade alocada;
- Congestão contratual na instalação de GNL;
- O detentor da capacidade não vendeu ou ofereceu, em prazo adequado e a um preço razoável, a capacidade não utilizada e não é capaz de justificar, de forma satisfatória, esse comportamento.

Uma vez que a capacidade é transferida para outro usuário, o detentor inicial, que não mais é competente para nominá-la, não deve mais pagar pela capacidade correspondente, sem prejuízo para o pagamento de possíveis taxas relacionadas com o mecanismo de liberação de capacidade.

Por fim, além de todas as questões apresentadas, o documento *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators (GGPLNG)* também aborda tarifas, transparência e a negociação de direitos de capacidade (mercado secundário de capacidade).

## 6.2. Reino Unido

As instalações de GNL têm um importante papel para os mercados de gás natural no Reino Unido, tendo em vista que o declínio da produção doméstica leva o país a maior dependência em relação a outras fontes de suprimento. Conforme Figura 6, o Reino Unido atualmente conta com três terminais de regaseificação: o terminal de *Dragon, South Hook* e *Isle of Grain*, localizados a oeste da ilha.

Os dispositivos da Diretiva de Gás do Terceiro Pacote Energético de 2009 foram transpostos em 2011 para o *Gas Act* de 1986, o qual determina que uma instalação de GNL é toda aquela que realiza uma ou todas das seguintes atividades: a liquefação de gás natural, a armazenagem de gás na forma liquefeita e a regaseificação do GNL (Reuters, 2022).

Os proprietários de instalações de GNL relevantes devem publicar as principais condições comerciais para o acesso de terceiros, sendo que a metodologia para a cobrança por esse serviço deve ser previamente aprovada pelo *Office of Gas and Electricity Markets – Ofgem*, o órgão regulador de gás e energia do Reino Unido. O Ofgem pode solicitar ao operador do sistema de GNL a realização de consultas aos agentes de mercado acerca das condições de acesso, que devem ser não discriminatórias. Caso o operador ou proprietário do terminal de GNL se recuse a prover acesso solicitado por determinado terceiro interessado, o requerente pode entrar com um pedido de resolução de disputa junto ao Ofgem.

Em conformidade com a Diretiva 2009/73/CE, é possível um terminal solicitar ao órgão regulador exceção para o acesso de terceiros, sob determinadas condições. O 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. O Ofgem também tem a prerrogativa de impor penalidades (Reuters, 2022).

Para as instalações existentes, todas relativamente recentes quando comparados aos terminais de outros países europeus, o órgão regulador determinou a exceção ao acesso de terceiros. Para o terminal de GNL de *Dragon*, foi estabelecida exceção pelo prazo de 20 anos, contados a partir de fevereiro de 2005, para toda a instalação. Para o Terminal de *South Hook*, a

exceção foi de 25 anos, também para todo o terminal, a partir também de fevereiro de 2005 e, para o Terminal *Grain* a exceção ao acesso perdurará por 20 anos, contados a partir de dezembro de 2004.

Em 4 de abril de 2012, o Ofgem publicou o documento intitulado *Guidance on the regulated Third Party Access regime for Liquefied Natural Gas facilities in Great Britain*, de forma a fornecer subsídios para a adequada interpretação dos aspectos relativos ao acesso de terceiro especialmente para novas instalações de importação de GNL. Dentre outros aspectos, o guia estabelece que o operador dos sistemas de GNL deve (Ofgem, 2012; Reuters, 2022):

- Oferecer o máximo de capacidade disponível nas suas instalações para os participantes do mercado, considerando a integridade do sistema e sua operacionalidade. 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;
- Consultar o mercado acerca dos serviços que se pretende oferecer;
- Prover aos participantes do mercado uma cesta de serviços sob condições e termos não discriminatórios;
- Implementar acordos de acesso regulado de terceiros que sejam objetivos, transparentes e não discriminatórios. O Ofgem pode requerer aos operadores de sistemas de GNL 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;
- Tornar públicos detalhes técnicos associados a suas instalações, tais como as dimensões dos navios metaneiros compatíveis e as dimensões dos tanques para armazenagem temporária de GNL;
- 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. Os operadores de GNL devem oferecer capacidade não utilizada para o mercado primário.

O Ofgem pode requerer ao operador de sistemas de GNL quaisquer informações necessárias para a verificação, por parte do órgão regulador, do adequado cumprimento das regulações referentes ao livre acesso. Por fim, o guia aponta as informações que a Ofgem pode requerer para avaliar reclamações recebidas bem como os critérios para que se inicie uma investigação a partir dessas reclamações (Reuters, 2022).

### 6.3. Portugal

A indústria de GNL em Portugal atualmente se constitui de um terminal de GNL, localizado em Sines, a aproximadamente 100 km ao sul de Lisboa, instalação que conta com tanques para armazenamento de gás na forma liquefeita. Portugal também segue as diretrizes do Terceiro Pacote Energético Europeu e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos – ERSE é o regulador do setor, que editou um manual de procedimento do acesso às infraestruturas do setor do Gás natural em 2017 (ERSE, 2017).

Para o GNL, o manual traz conceitos relativos à determinação da capacidade e sua categorização, de forma a melhor organizar a forma como se dá o acesso. A regulação portuguesa entende que a determinação de capacidades deve se dar por abordagem individual a cada um dos subprocessos do acesso, que são a recepção, o armazenamento e a regaseificação, além de abordagem integrada do terminal. Nessa última, o manual define o conceito de slot operacional, que corresponde a um produto padronizado para recepção, armazenamento e regaseificação de GNL associados aos seguintes períodos (ERSE, 2017):

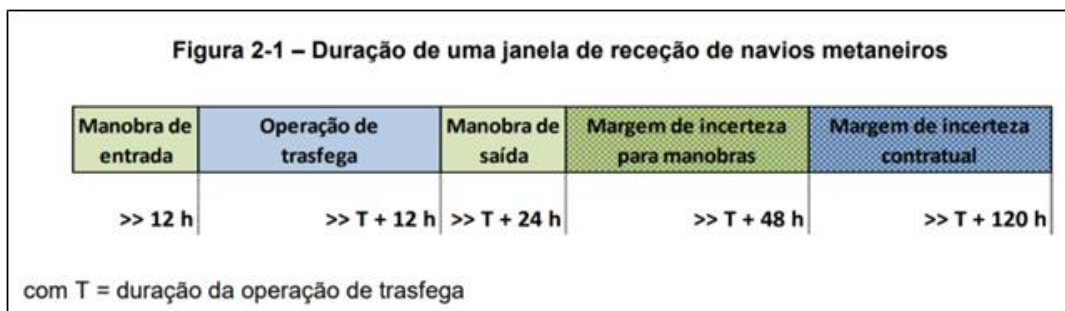
- a) Janela para o tráfego dos navios metaneiros (recepção);
- b) Janela de armazenamento;
- c) Utilização dos equipamentos de bombeamento e regaseificação para emissão do gás.

Para determinação do período de descarga de um navio metaneiro (ou recepção) em um terminal de GNL, são considerados os seguintes períodos (ERSE, 2017):

- a) Manobra de entrada do navio ao porto e atracação no cais, contemplando as inspeções por parte de autoridades portuárias e aduaneiras;
- b) Operação de transferência de GNL, com o tempo variando em função do volume de GNL a ser transferido;
- c) Manobra de saída do navio, equivalente à de entrada.

O tempo de recepção pode acabar variando devido a diversos fatores, tais como condições atmosféricas, respeito ao período diurno, quando exigido, tolerâncias contratuais, dentre outros. Assim, ERSE (2017) propõe períodos de duração para a recepção de navios em sua Figura 2-1 (Figura 10 no presente documento).

Figura 10 - Duração de uma janela de recepção de navios metaneiros.



Fonte: ERSE (2017).

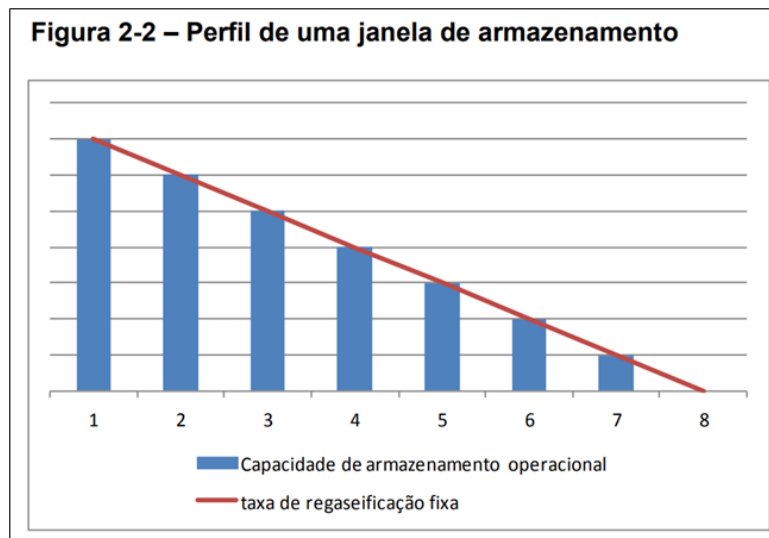
A capacidade máxima efetiva para recepção de navios pode ser expressa em slots/ano e é dada pela expressão abaixo, conforme ERSE (2017), na qual: (i)  $C_{mr}^{E,TRAR,NM}(RN)$  é a

capacidade máxima efetiva considerando as restrições técnicas para recepção de navios, em slots/ano; (ii) NDI é o número total de dias de indisponibilidade por ano do porto e/ou do terminal de GNL e (iii) DTM(RN) duração técnica mínima de uma janela de recepção de navios metaneiros, em dias. A capacidade máxima efetiva é correspondente à capacidade disponível para fins comerciais ( $Cfc^{E,TRAR,NM}$ ), em *slot/ano* (ERSE, 2017):

$$Cfc^{E,TRAR,NM}(RN) = Cmr^{E,TRAR,NM}(RN) = \frac{365 - NDI}{DTM(RN)}$$

A janela de armazenamento é o período em que o GNL fica estocado no navio e tem perfil triangular, conforme Figura 2-2 de ERSE (2017) (Figura 11), ou seja, decrescente ao longo dos dias, conforme ocorre a regaseificação. No caso de Portugal, há capacidade de armazenamento associada ao slot e definida em *slot/ano*, com cálculo semelhante ao realizado para a recepção de GNL, e a capacidade não associada aos *slots*. Essa última corresponde àquela que deve integrar os seguintes componentes: a) capacidade de armazenamento associada ao cumprimento das obrigações de serviço público, notadamente para reservas de segurança; b) capacidade de armazenamento associada ao inventário do Gás de Operação, de uso exclusivo do Gestor Técnico Global do Sistema Nacional de Gás Natural de Portugal (SNGN) (ERSE, 2017).

Figura 11 - Perfil de janela de armazenamento



Fonte: ERSE (2017).

A capacidade de regaseificação de gás natural liquefeito pode ser associada a um slot operacional (produto agregado de recepção, armazenamento e envio de gás para a rede) ou não associada ao slot (desvinculada ou *unbundled*). Por fim, há também, em Portugal, as janelas para enchimento e expedição de navios metaneiros.

## 6.4. Estados Unidos

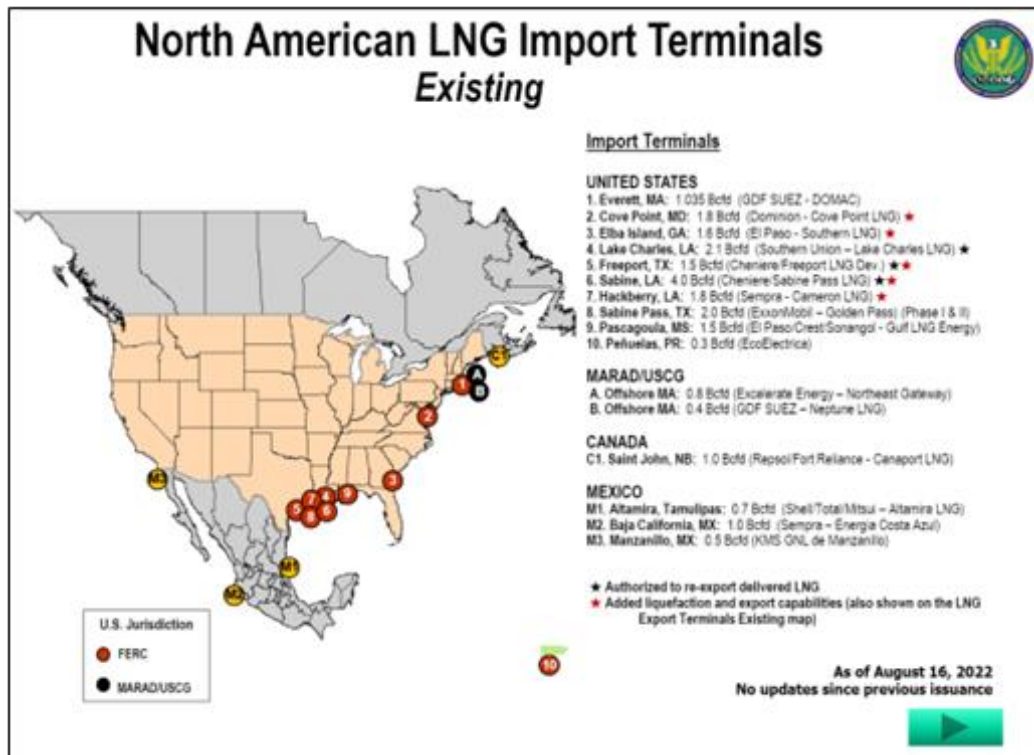
Nos Estados Unidos (EUA), os terminais de regaseificação de GNL eram considerados parte da cadeia de transporte de gás, nos termos do *Natural Gas Act* de 1938 e, conseqüentemente, eram sujeitos ao acesso obrigatório de terceiros. No entanto, em 2002, a

*Hackberry Decision*, da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), revisou esse entendimento e passou a considerar os terminais de regaseificação como parte das fontes de suprimento, visão que foi trazida ao arcabouço legal norte-americano por meio do *Energy Policy Act (EPAc)* de 2005. É possível associar a mudança de entendimento também à necessidade de fomento de novas infraestruturas, especialmente a partir do final dos anos 1980 (e em período anterior ao crescimento da produção a partir de fontes não convencionais, notadamente o *shale gas*), quando importações de gás se tornaram mais relevantes frente ao declínio da produção doméstica.

Nos termos do *Natural Gas Act* de 1938 (*NGAct*), já com emendas do *EPAc* de 2005, a FERC possui autoridade exclusiva para aprovar ou negar um pedido para a locação, construção, expansão e operação de um terminal de regaseificação de GNL. Também, de acordo com a nova redação dada pela *EPAc* de 2005 para a *NGAct*, a FERC não pode negar um pedido para a locação, construção, expansão ou operação de um terminal de GNL com base unicamente em proposta do uso do terminal de GNL para uso exclusivo ou parcialmente exclusivo para o requerente (operador ou empreendedor) ou para seus afiliados (EUA, 2005).

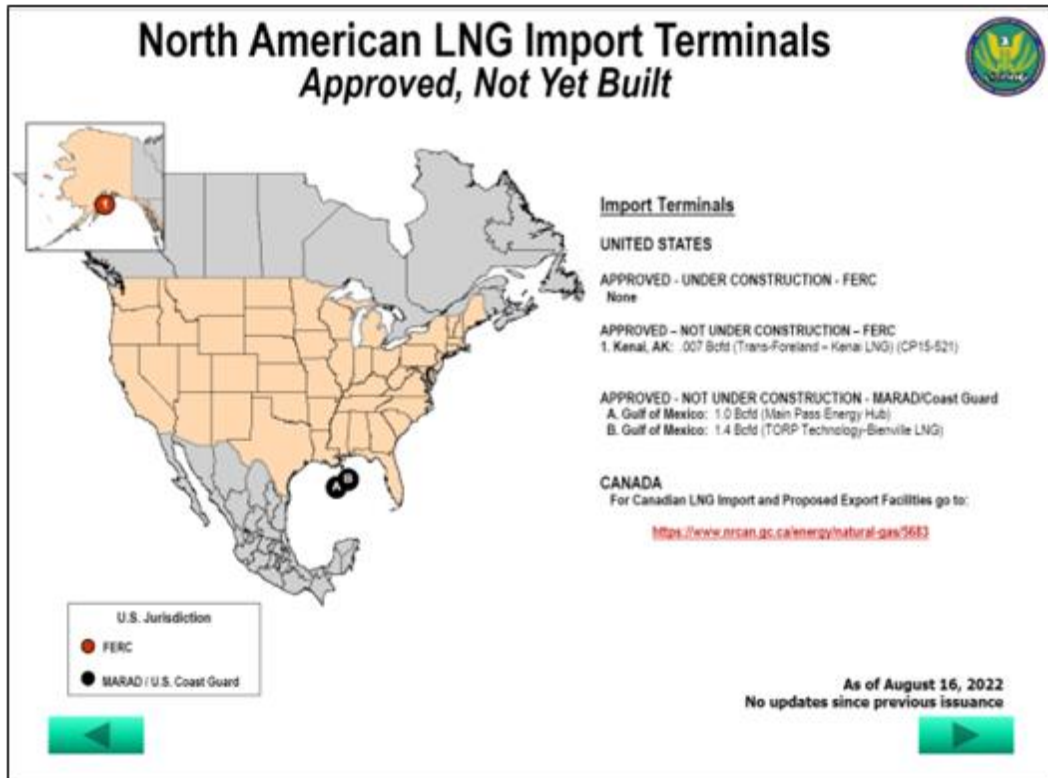
Dessa forma, vige hoje nos Estados Unidos um sistema híbrido, em que há terminais que oferecem acesso a terceiros, localizados principalmente na Costa Leste e no Golfo do México, e terminais que não são obrigados a compartilhar suas infraestruturas, que correspondem àqueles aprovados pela FERC desde a *Hackberry Decision*. O crescimento da produção doméstica em decorrência do *shale gas*, que não só inibiu investimentos em novos terminais de regaseificação, mas também incentivou a conversão de vários deles em terminais de liquefação para exportação, ainda não provocou alterações à regra do livre acesso aos terminais de GNL no país. Conforme destacam as Figuras 12 a 15, atualmente os terminais de exportação são maioria dentre aqueles aprovados – ou em construção – no país.

Figura 12 - Terminais de regaseificação de GNL existentes na América do Norte.



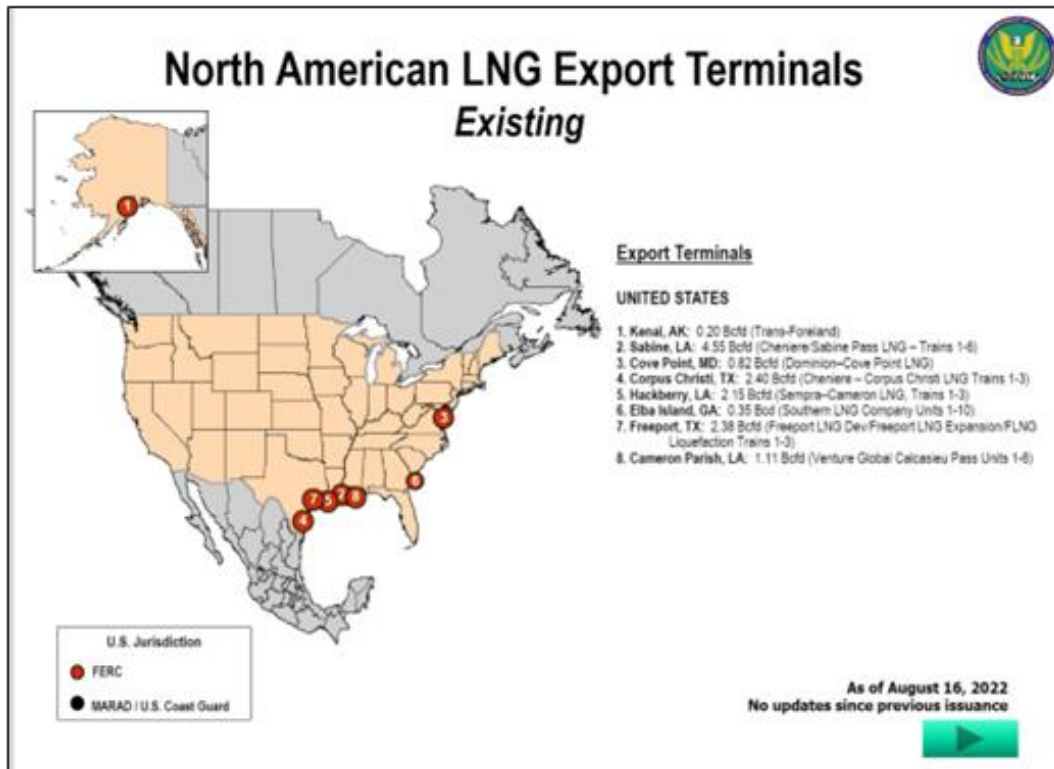
Fonte: (FERC, 2022).

Figura 13 - Terminais de regaseificação de GNL aprovados, ainda não construídos, na América do Norte.



Fonte: (FERC, 2022).

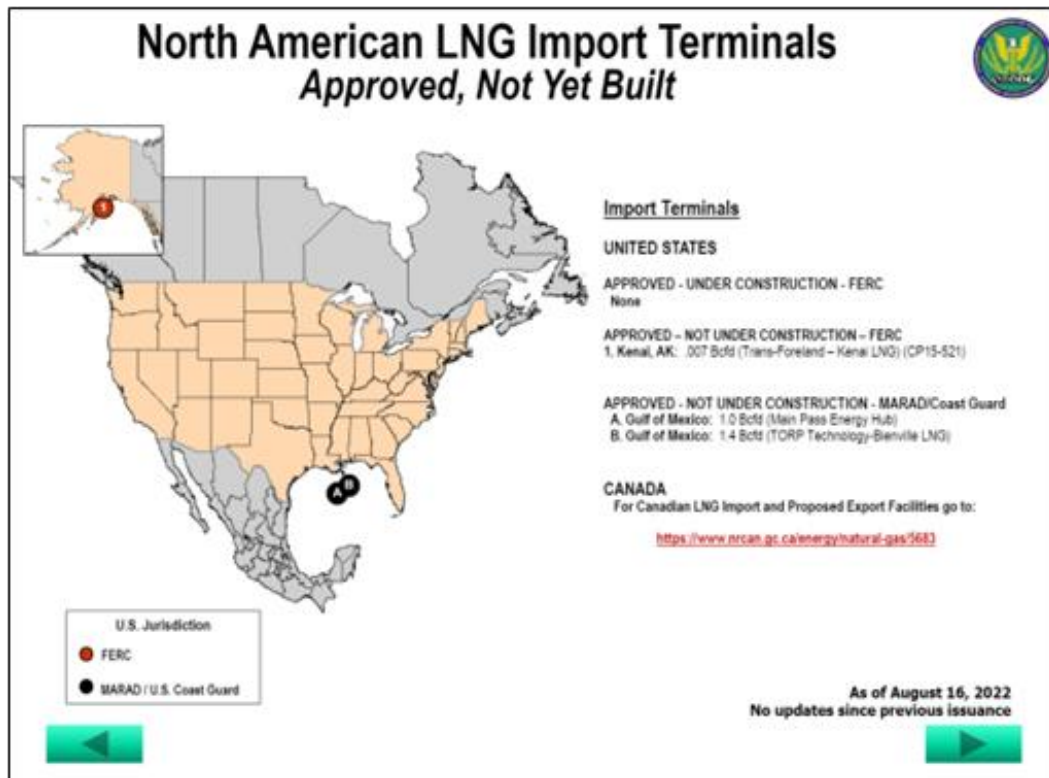
Figura 14 - Terminais de liquefação de GNL existentes na América do Norte.



Fonte: (FERC, 2022a).



Figura 15 - Terminais de liquefação de GNL aprovados, ainda não construídos, na América do Norte.



Fonte: (FERC, 2022a)

## 6.5. Japão

O Japão praticamente não conta com recursos energéticos naturais e depende quase que completamente de importações. Por ser um conjunto de ilhas, o país importa gás natural na forma liquefeita (GNL) para a geração de energia elétrica e os volumes regaseificados aumentaram desde que o desastre da usina nuclear de Fukushima impôs à nação a reavaliação de sua matriz energética.

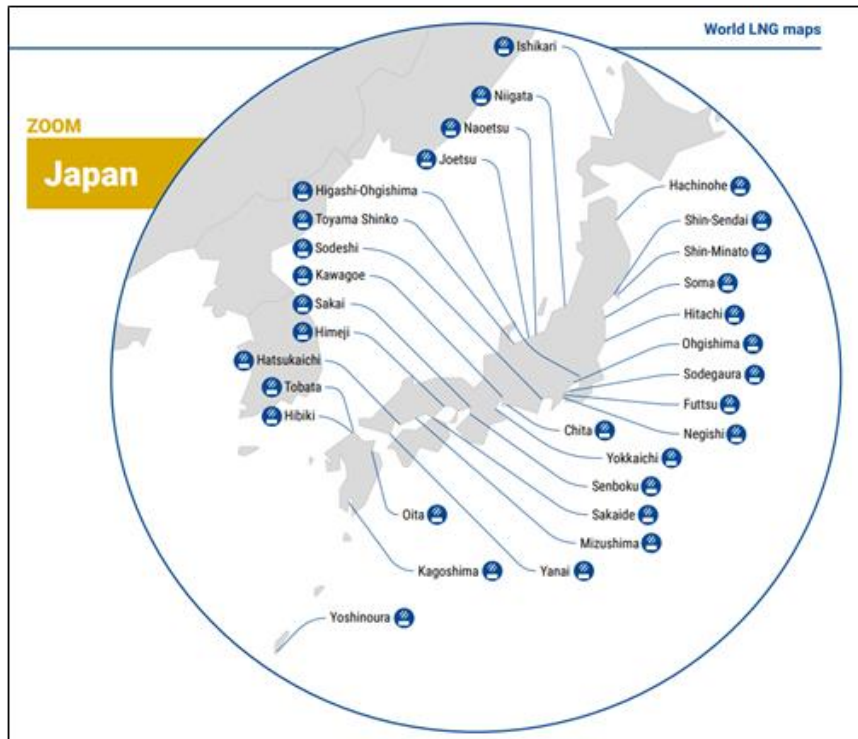
Conforme Figura 16, o Japão conta com robusta infraestrutura de terminais de regaseificação e avalia que não necessita de infraestrutura adicional de importação, mas que uma conectividade mais eficiente seria muito bem-vinda. Segundo KAPSARC (2017), as principais motivações para a promoção do acesso de terceiros aos terminais de GNL seriam as seguintes:

- Seria um elemento essencial para o desenvolvimento de um hub de negociações transparente;
- Serviria para incrementar a segurança do suprimento de gás natural;
- Vendedores poderiam se beneficiar do acesso para expandir suas vendas em mais mercados;
- Poderia ajudar o Japão em casos que envolvem cláusulas de destinação em contratos de GNL, uma vez que se argumenta que tais restrições são prejudiciais à competição. O país envida esforços para enfrentar tais cláusulas. Em 2016, a

*Fair Trade Commission* (FTC) iniciou uma investigação formal em relação a tais cláusulas.

De acordo com KAPSARC (2017), não se esperaria uma corrida de terceiros interessados aos terminais de GNL japoneses caso se estabeleça acesso total a essas instalações, uma vez que o sistema de gasodutos do país é muito fragmentado, dada sua geologia.

Figura 16 - Localização dos terminais de regaseificação de GNL no Japão.



Fonte: (GIIGNL, 2022).

Não obstante, a partir de 1995, houve esforço de liberalização dos mercados de gás japoneses, mas o resultado foi apenas parcial. Estabeleceu-se o acesso obrigatório de terceiros aos gasodutos operados pelas quatro maiores empresas de gás existentes à época e, em 2004, foi introduzido o acesso aos terminais de regaseificação com base em negociações bilaterais. Segundo KAPSARC (2017), porém, os terminais de regaseificação não foram entendidos como infraestruturas essenciais no Japão e o acesso foi considerado como apenas como “desejável”. Adicionalmente, os operadores ou proprietários dos terminais de GNL não eram obrigados a empreender negociações quando recebem uma solicitação de acesso de terceiros interessados. Assim, na prática, o livre acesso não era efetivo no Japão.

A partir de 2015, no entanto, os legisladores promoveram a liberalização do mercado varejista e, em 2017, decidiu-se pela desvinculação (*unbundling*) das redes de gasodutos de Tóquio, Nagóia e Osaka a partir de 2022 de forma a permitir a entrada de novos *players*. A obrigatoriedade do acesso regulado, em contraposição ao acesso negociado, praticamente voluntário, na forma estabelecida no Japão, também foi inserida no arcabouço legal nacional para o GNL a partir de emenda da Lei de Negócios do Gás (*Gas Business Act*) de 2017 e é considerada de suma importância para que o país atinja sua meta de se tornar um dos mais relevantes *hubs* de negociação de GNL do mundo. De acordo com o novo texto legal, passou a ser proibido a proprietários de terminais primários de recebimento de GNL rejeitar, injustificadamente, terceiros interessados em utilizar as instalações.



Adicionalmente, os proprietários desses terminais devem notificar o Ministério da Economia e da Indústria acerca de sua intenção em operar suas instalações de acordo com a versão revisada da *Gas Business Act* japonês (artigos 2 e 86). Tal lei define como “terminal primário de recebimento de GNL” a instalação onde o GNL transportado em navios metaneiros de larga escala é descarregado, estocado, regaseificado e escoado, por meio de duto, para os mercados consumidores (Hashimoto et al., 2017; KAPSARC, 2017).

Em relação aos termos e condições para aceitar, limitar ou rejeitar o uso dos terminais por terceiros interessados, a lei japonesa estabelece que as instalações sujeitas ao regime de acesso devem submetê-los às autoridades e publicar os termos e condições para o uso de terceiros, inclusive as taxas cobradas pelo uso. De acordo com a lei, se as autoridades julgarem que os termos e condições são inapropriados, elas podem requerer que os operadores os revisem. É possível haver diferenças sutis entre os termos e condições publicados por diferentes operadores de terminais, mas a maioria possui diversos itens em comum que podem ser subdivididos em duas categorias: (i) termos e condições referentes ao aceite de pedidos de acesso de terceiros; e (ii) termos e condições referentes à limitação e rejeição dos pedidos de acesso de terceiros. Em relação àqueles relativos ao aceite do pedido de acesso, tem-se as seguintes condições (Hashimoto et al., 2017):

- O terceiro interessado deve usar a capacidade disponível ou livre que o operador possui, sem interromper o funcionamento de seu terminal;
- As partes devem chegar a um acordo acerca do programa anual de recebimento e descarregamento de navios metaneiros;
- A parte interessada deve ser apta a realizar aquisições e descarregamento estáveis de volumes relevantes;
- A qualidade do GNL deve ser mantida dentro de um limite especificado;
- As operações mais relevantes (recebimento, armazenamento e regaseificação dos terminais de GNL) devem ser conduzidas pelo operador do terminal de GNL;
- Os navios metaneiros (carregadores) devem ser compatíveis com os terminais de forma que as operações de descarga possam ocorrer de forma segura e suave; e
- O terceiro interessado deve se responsabilizar pela coordenação com outras partes relevantes, o que inclui requerimentos cabíveis às autoridades governamentais competentes.

Em relação aos termos relativos à rejeição ou limitação do pedido de acesso de terceiros, são listadas as seguintes condições:

- Quando há a necessidade de se manter a segurança;
- Quando há questões de força maior, tais como a ocorrência de um desastre natural;
- Quando há algum mal funcionamento ou reparo de instalações relevantes;
- Quando se prevê impactos a outros usuários de terminais de GNL;
- Quando a negativa é requerida por lei ou por requerimento de autoridade governamental

- Quando há algum incidente que impede o operador do terminal de conduzir operações relevantes para a garantia do uso do terceiro interessado;
- Quando o terceiro interessado não cumpre tempestivamente suas obrigações financeiras, junto ao operador, relativas ao uso das instalações; e
- Quando há alguma inadimplência relevante em relação a obrigações contratuais afetas ao terceiro interessado.

Importante ressaltar que quando os operadores de terminais rejeitam um determinado pedido de acesso com base nas razões acima listadas, cabe a eles o ônus de provar a veracidade de tais razões.

Em relação à remuneração devida por terceiros pelo uso dos terminais, foi estabelecida a observância do princípio “cobranças idênticas para condições idênticas”. No Japão, a fiscalização das condições e desse princípio cabe à Agência para Recursos Naturais e Energia e à Comissão de Monitoramento do Mercado de Gás e Eletricidade. Com vistas a proteger informações concorrencialmente sensíveis detidas pelos operadores de terminais, considera-se inapropriado que as terceiras partes interessadas tenham acesso a custos detalhados do terminal de GNL que utilizam, uma vez que o operador e os terceiros interessados podem ser competidores em outras etapas da cadeia. Dessa forma, os termos e condições publicados pelo operador do terminal não precisam contemplar detalhes dos custos operacionais para o cálculo das remunerações. No entanto, devem incluir indicações relevantes para o cálculo dessas remunerações, dentre os quais são apontados os seguintes, cujos detalhes são esmiuçados pelos termos e condições estabelecidas por cada operador (Hashimoto et al., 2017):

- Custos relativos aos estudos necessários antes do uso;
- Custos associados ao uso do terminal pelo terceiro interessado;
- Custos relacionados com compensações;
- Custos relacionados com trabalhos necessários (mão de obra, dentre outros).

O procedimento básico para que uma terceira parte faça uso de um terminal de regaseificação inclui as seguintes etapas, para os casos em que o pedido é aceito:

- pedido de uso de um terminal por uma terceira parte interessada. Nessa etapa, o terceiro interessado realiza o pedido de uso a ser considerado pelo operador do terminal. Nessa etapa, o operador deve notificar o requerente acerca de sua decisão em um prazo de até três meses;
- notificação do resultado da consideração do pedido por parte do operador;
- negociação dos termos e condições de uso;
- concordância com os termos do acordo básico;
- concordância com o programa de entrega e descarregamento anual;
- concordância com os termos do contrato anual;
- início efetivo do uso de terceiros.

Em relação às dificuldades identificadas no Japão acerca do regime de acesso de terceiros, são apontadas (Hashimoto et al., 2017):

- a necessidade de garantir volumes de vendas (ou demanda de gás) adequadas. O funcionamento de um terminal requer um volume mínimo de gás que sustente

sua utilização. A garantia da entrega, no terminal, e venda, no mercado, desse volume deve ser garantida pelo usuário do terminal em um prazo adequado;

- ii. características da capacidade disponível. É importante que haja capacidade física disponível no período que se pretende utilizar o terminal. Por exemplo, no caso da economia japonesa, é mais improvável que haja mais capacidade disponível no inverno, período em que a demanda por gás natural é mais intensa. Diferentemente de outras regiões do mundo, o Japão não conta com amplas infraestruturas de transporte ou estocagem ao redor de seus terminais de regaseificação, o que limita ainda mais a janela de disponibilidade da capacidade dessas instalações;
- iii. uso de longo prazo por terceiros. De acordo com o regime em vigor atualmente no Japão, reserva-se o direito ao operador de encurtar o período de uso do terminal ou rejeitá-lo, caso não possa garantir a existência de capacidade disponível durante o período requerido. Por exemplo, se a um usuário de um terminal, com compromisso de venda de gás natural a um mercado de *downstream* por um longo período, não é garantido o uso continuado do terminal, esse usuário assumirá um risco muito alto. Por outro lado, se um usuário não consegue assumir que utilizará o terminal por um longo período, causará sérias dificuldades para o gerenciamento do seu uso.

## 6.6. As dificuldades de implementação do Livre Acesso aos Terminais de GNL

Segundo KAPSARC (2017), há uma série de razões apontadas, tanto por operadores de terminais de GNL como por terceiros interessados no uso dessas infraestruturas, como dificuldades ao acesso de terceiros às instalações. Os operadores, ou incumbentes, enumeram os motivos pelos quais resistem a ofertar suas capacidades a outras empresas. Os terceiros interessados, por sua vez, elencam os porquês de se sentirem desencorajados a buscar o acesso a essas instalações.

Os incumbentes, operadores ou proprietários de terminais de GNL alegam os seguintes motivos: (i) perda de *market share* e de receitas; (ii) baixo retorno dos investimentos, (iii) desafios operacionais e (iv) diferenças da qualidade do gás (KAPSARC, 2017).

Em relação à perda de *market share* e de receitas, alega-se que as terceiras partes que acessam um determinado terminal podem obter cargas mais baratas, no mercado *spot*, que aquelas contratadas pelo operador do terminal no longo prazo. Além disso, se não há capacidade suficiente de estocagem no mercado e caso não haja um comprador imediato, essas terceiras partes são obrigadas a vender o gás excedente no mercado local, o que reduziria as margens do incumbente e sua participação no mercado.

Ainda segundo KAPSARC (2017), os custos de um terminal de regaseificação dependem de diversas variáveis, tais como a tecnologia escolhida, a capacidade, se contará ou não com armazenagem, custos locais de construção, dentre outros. Além dos custos serem geralmente elevados, os valores dos serviços de regaseificação são relativamente reduzidos, o que incentiva os operadores a integrar o terminal com outras atividades da cadeia de forma a buscar maior retorno dos investimentos realizados.

Desafios operacionais se referem às dificuldades que o livre acesso de terceiros traz à otimização das plantas, principalmente em relação ao armazenamento, considerado o

componente que apresenta os custos de construção mais altos. Cada usuário depende da ação de outros, nos termos dos contratos de uso do terminal, para garantir o acesso igualitário à capacidade. Um aspecto considerado chave é o processo de agendamento dos termos de uso do terminal que contemplam a chegada e descarga de navios metaneiros (*LNG tankers*). De acordo com a programação anual acordada, aos usuários é alocado um número determinado de atracções ou slots de entrega, com um tempo específico de chegada e estadia para descarregamento. Essa programação, para um bom funcionamento do acesso, deve ser reforçada, considerando que há algum nível de liberdade, dado que um navio metaneiro levaria cerca de 36 horas para chegar, descarregar e partir e que o tempo de entrega seria de aproximadamente 30 horas (Le Fevre, C. 2016 apud KAPSARC, 2017).

Diferenças na qualidade se tornam um problema pois prejudicam a intercambialidade do gás entre supruidores. Por outro lado, tem-se o argumento de que a variação da especificação do gás não apresenta problemas a partir da perspectiva técnica ou operacional do terminal e que, portanto, do ponto de vista de terceiros interessados, seria apenas uma escusa para negar o acesso às instalações.

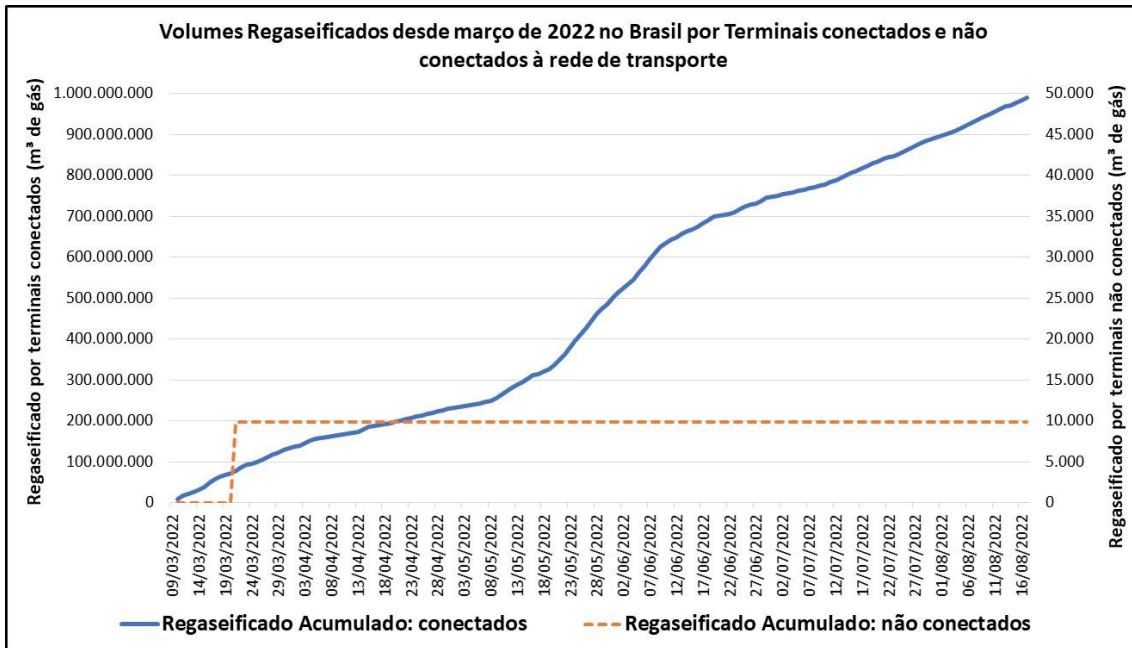
Os terceiros interessados no acesso às instalações de GNL enumeram como entraves ao efetivo compartilhamento: (i) regras de acesso pouco claras; (ii) falta de acesso ao sistema de gasodutos; (iii) períodos não realistas para notificação dos pedidos por capacidades ofertadas; (iv) desafios operacionais; e (v) mercados consumidores varejistas pequenos.

Em relação a regras de acesso, a publicação oportuna dos serviços ofertados, bem como suas condições, pelo operador de terminal, de forma clara e transparente é considerada parte essencial do funcionamento adequado do regime de acesso obrigatório de terceiros, os quais precisam estar aptos a, de forma ágil, acessar todas as informações comerciais e operacionais relevantes. Dentre tais informações se incluem a estrutura e metodologia de tarifação, além de capacidades técnicas, contratadas e disponíveis existentes. Segundo KAPSARC (2017), dessa forma, permite-se que sejam exploradas oportunidades no mercado tanto a curto como a longo prazo. Na Europa, terminais com acesso regulado apresentam de forma transparente as condições de seus serviços e valores. No entanto, terminais europeus excetuados do livre acesso frequentemente não publicam suas regras.

O acesso aos sistemas de gasodutos é considerado um complemento importante ao acesso aos terminais de regaseificação de GNL. Quando há também acesso à rede de gasodutos, como é o caso europeu, os importadores de gás natural, usuários do terminal, são capazes de comercializar com mercados compradores atacadistas e até mesmo com usuários finais. No Brasil, há terminais que se conectam à rede de transporte e terminais de regaseificação de GNL que se conectam diretamente aos seus usuários finais (no caso, usinas termoelétricas), conforme indicado no Quadro 3. As Figuras 17 e 18 apontam os volumes regaseificados acumulados e a variação dos níveis de estoques de GNL (nos sistemas de armazenagem dos FSRUs), desde março de 2022, pelo conjunto de terminais não conectados versus os terminais conectados. A movimentação de cargas nos terminais conectados é muito maior que aquela observada em terminais não conectados, ou seja, há uso mais eficiente das infraestruturas que podem entregar o gás recebido para a rede de transporte e, conseqüentemente, torná-lo disponível a um conjunto maior de consumidores.

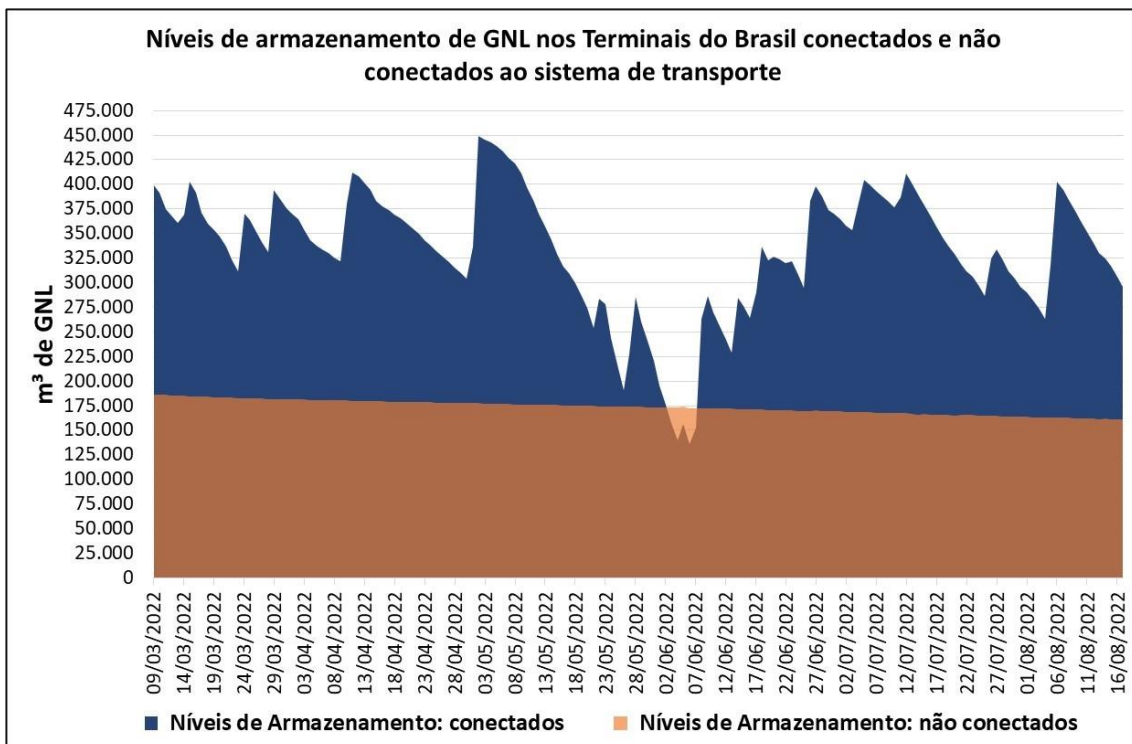
Nos terminais não conectados, não há capacidade disponível, seja na forma de *slot*, armazenagem ou capacidade de regaseificação, até que aquele volume de GNL mantido no terminal seja despachado ou utilizado pelos usuários finais aos quais estão associados. No caso do Brasil, são terminais associados a usinas termoelétricas.

**Figura 17 - Volumes Regaseificados de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil.**



Fonte: Dados de ANP

**Figura 18 - Níveis de armazenamento de GNL por terminais conectados e não conectados à rede de transporte de gás natural no Brasil.**



Fonte: Dados de ANP.

Vale destacar, no entanto, que os terminais de GNL brasileiros originalmente concebidos para dedicação exclusiva a projeto de geração termelétrica (que operam de forma isolada) já

adotam medidas concretas para conexão à malha de transporte de gás natural (Terminal de Barra dos Coqueiros – CELSE e Terminal GNA Açú). Aparentemente, tal movimento denota uma percepção, por parte desses agentes, dos benefícios de estarem interconectados ao sistema integrado de transporte, em especial quanto à segurança de seu suprimento de gás e pela possibilidade de, a depender das condições de mercado, acessar gás nacional a preços mais competitivos que os do GNL no mercado internacional.

Em relação aos períodos não realistas para notificação dos pedidos por capacidades ofertadas, os terceiros interessados alegam ser necessário haver antecedência suficiente de informação acerca da capacidade disponível para contratação. No entanto, não é o que ocorre frequentemente, por exemplo, na Europa, onde a capacidade disponível é ofertada com apenas uma ou duas semanas de antecedência. Os terceiros interessados consideram essa janela muito curta para uma parte interessada demonstrar interesse para a contratação, ou para uma aplicação para contratação, dos slots disponíveis. É considerado também um tempo muito curto para que sejam providenciados os arranjos logísticos necessários. Há também casos, especialmente na Ásia, em que é requerida antecedência de grande período, por exemplo, cinco anos, o que torna inviável, a partes interessadas, aproveitar oportunidades comerciais de curto prazo (KAPSARC, 2017).

No que tange aos desafios operacionais, são elencadas diversas dificuldades, tais como as capacidades máximas dos berços de atracação, capacidades máximas de estocagem, inclusive aquela localizada *off-site*, dificuldades na navegação, limitação das dimensões do navio metaneiro ou nas escalas de navegação, dentre outras. Diferentes qualidades do gás natural também são citadas como entrave para a intercambialidade do insumo.

Em relação a mercados consumidores varejistas menores, voltados ao atendimento de pequenos usuários, usualmente em substituição de outros combustíveis tradicionais em aplicações, considera-se que suas dimensões são tais que acabam por si só se tornando uma barreira a novos entrantes. Apesar de se configurarem como oportunidades para a venda da carga de terceiros, sua menor escala acaba por acarretar condições de crédito menos vantajosas e limitação apenas à contratação de prazos mais curtos.

## **7. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL E NACIONAL – - PROCEDIMENTOS DE RESOLUÇÃO DE CONFLITOS NO ACESSO DE TERCEIROS**

Na presente Seção, são descritas algumas experiências internacionais e nacionais em procedimentos de resolução de conflitos relativos ao acesso a de instalações essenciais. A subseção que trata da experiência internacional busca apresentar os principais elementos dos procedimentos para solução de controvérsias no Reino Unido e na Austrália a partir de tradução livre dos documentos disponíveis (Guias) sobre o tema para estes países. Na subseção que trata da experiência nacional, o foco é colocado nos ditames relativos à resolução de conflitos, baseado na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, na Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020 (Regimento Interno) e na Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022.

## 7.1. Experiência Internacional

### 7.1.1. Reino Unido

No Reino Unido, a Lei de Energia de 2011 (*Energy Act 2011*) fornece ao *North Sea Transition Authority* – NSTA<sup>55</sup> poderes para tratar de conflitos em relação ao acesso de terceiros à infraestrutura *upstream* de óleo e gás para fins de transporte e processamento<sup>56</sup>. Os critérios de atuação da NSTA no que tange à solução das controvérsias relativas ao acesso de terceiros estão estabelecidos no *Guidance on Disputes over Third Party Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure* de 2022<sup>57</sup> (Guia, daqui por diante). Este Guia estabelece o modo como os pedidos relacionados a disputas sobre o acesso de terceiros à mencionada infraestrutura devem ser feitos e apresenta os parâmetros que a NSTA poderá adotar ao examinar tais disputas.<sup>58</sup>

Importante contextualizar que o acesso à infraestrutura (e serviços associados) em condições justas e razoáveis é crucial para atingir o objetivo principal de maximizar a recuperação econômica do petróleo do Reino Unido<sup>59</sup>. Muitos campos no UKCS não contêm reservas suficientes para justificar sua própria infraestrutura, mas são econômicos utilizando a infraestrutura existente. O NSTA deve produzir uma ou mais estratégias para que o principal objetivo seja alcançado e deve atuar de acordo com a estratégia ou estratégias em vigor no exercício das funções previstas na Lei<sup>60</sup>.

Vale indicar que, do ponto de vista organizacional, a NSTA dispõe de uma equipe específica para tratar de disputas, dentro da diretoria de regulação do órgão<sup>61</sup>.

#### 7.1.1.1. Do código de práticas voluntário

Existe um código de práticas de caráter voluntário “*Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf*”<sup>62</sup> ou “the Infrastructure Code of Practice– - ICOP<sup>63</sup>) que estabelece princípios e procedimentos para orientar todos os envolvidos na negociação de acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás no Reino Unido. A NSTA encoraja e espera que a maioria das questões relacionadas ao acesso à infraestrutura seja resolvida por meio de negociação comercial oportuna, portanto incentiva todas as partes a seguirem o mencionado código visando evitar o encaminhamento de solicitações de resolução de disputas à Autoridade. Consoante se depreende, a Autoridade acredita que os atuais poderes conferidos ao órgão para decidir as disputas, atuam como incentivo para as partes envolvidas na negociação atuarem conforme as práticas estabelecidas previamente. No entanto, se uma

<sup>55</sup> Antiga *Oil and Gas Authority* (OGA) que regula, em conjunto com outras autoridades, a indústria de petróleo e gás natural do Reino Unido.

<sup>56</sup> Aplica-se aos dutos a montante da cadeia, às instalações de processamento de petróleo e às instalações de processamento de gás natural.

<sup>57</sup> Disponível em < <https://www.nstauthority.co.uk/media/8509/final-updated-tpa-guidance-7-nov-22.pdf>>.

<sup>58</sup> Este Guia não substitui nenhum regulamento ou lei e não é aconselhamento jurídico (não tem efeito jurídico vinculativo), de modo que a NSTA pode se afastar da abordagem nela estabelecida, apresentando sua motivação.

<sup>59</sup> Consoante seção 9A(1) da Lei do Petróleo britânica de 1998.

<sup>60</sup> A Estratégia OGA revisada altera a Estratégia MER UK. Para informações mais detalhadas consultar: <https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-framework/the-strategy/>.

<sup>61</sup> “*The Disputes and Sanctions Team sits within the NSTA’s Regulation Directorate to address disputes between relevant persons and compliance with regulatory obligations.*” Veja mais em: <<https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/>>. Acesso em: 08/12/2022.

<sup>62</sup> Ver: <<http://oeuk.org.uk/product/code-of-practice-on-access-to-upstream-oil-and-gas-infrastructure-on-the-uk-continental-shelf/>>. Acesso em: 09/08/2022.

<sup>63</sup> Este Código não estatutário foi desenvolvido pela *Oil & Gas UK* em consulta com uma ampla gama de partes, incluindo a Autoridade de Petróleo e Gás (OGA), mas anteriormente outros Departamentos Governamentais.



solução comercial não puder ser encontrada pelas partes dentro de um prazo razoável, a NSTA tem atribuição legal para, em substituição à vontade das partes, decidir a controvérsia de acesso, com base na citada regulamentação.

Vale indicar que o ICOP prevê que os requerentes (*bona fide enquires*) devem comprometer-se a solicitar à Autoridade a garantia de acesso, caso não consigam chegar a um acordo em tempo apropriado com o proprietário da infraestrutura. Essa prática, é realizada por meio do *Automatic Referral Notice* (ARN), e foi considerada útil para incentivar a agilidade nas negociações em estágio final e, de acordo com o ICOP “não deve ser vista como uma ação agressiva”. O momento adequado para apresentar o ARN deve ser determinado pelo usuário solicitante do acesso (*bona fide enquire*) uma vez definida a rota e com o conhecimento suficiente de aspectos técnicos e econômicos, para ter confiança razoável na conclusão da negociação dentro de um prazo determinado. O período padrão definido é de 6 meses, podendo ser ajustado para atender às circunstâncias específicas<sup>64</sup>.

### 7.1.1.2. Dos princípios que norteiam o estabelecimento de termos de transporte e processamento pela NSTA.

O Guia da NSTA indica uma série de princípios que norteiam o estabelecimento de termos de transporte e processamento, entre os quais alguns serão pontuados aqui.

Embora reconheça que é razoável que os proprietários reservem a capacidade da instalação para sua própria produção, processamento e movimentação, de forma razoavelmente antecipada, a NSTA se pauta pelo princípio do acesso negociado não discriminatório à infraestrutura *upstream*, razão pela qual encoraja a transparência de modo a promover a justiça para todas as partes envolvidas. É importante que os potenciais utilizadores tenham acesso justo à infraestrutura, a preços competitivos. Ao mesmo tempo, a NSTA parte do princípio de que os termos comerciais negociados entre as partes devem refletir uma justa remuneração pelos custos e riscos suportados pelo proprietário. Estes elementos estão alinhados com a Estratégia que prevê que o acesso à infraestrutura seja permitido em termos justos e razoáveis.

A Autoridade avalia que, em decorrência das inúmeras variáveis técnicas, econômicas e comerciais existentes no processamento e transporte de petróleo e gás, a montante da cadeia, qualquer tentativa de estabelecer orientações sobre a concessão de acesso a terceiros, muito prescritivas, pode deixar de considerar um fator importante ou introduzir um fator que, em algumas circunstâncias, poderia ser totalmente inadequado<sup>65</sup>.

A questão principal é a necessidade de identificar os custos e riscos relevantes e decidir condições de acesso justas e apropriadas.

Na maioria dos casos, os termos que seriam determinados pela NSTA provavelmente estariam alinhados com aqueles que seriam oferecidos pelos proprietários de infraestrutura se

<sup>64</sup> Se posteriormente se tornar evidente que será necessária uma prorrogação do prazo estabelecido para facilitar um acordo satisfatório, o solicitante deverá informar a NSTA. Essa notificação deve propor um período revisto e normalmente deve ser feita com o conhecimento do proprietário/operador da infraestrutura (ICOP, 2017).

<sup>65</sup> Há, por exemplo, um equilíbrio a ser alcançado entre estabelecer condições de acesso que recompensem o investimento incorrido em infraestrutura (para manter a atratividade do Reino Unido para investimento contínuo) e permitir que os proprietários assumam riscos que um desenvolvedor de campo pode não ser capaz de suportar sozinho, garantindo que as condições de acesso estabelecidas pela NSTA sejam atraentes o suficiente para incentivar a exploração e o desenvolvimento de novos campos. O peso relativo a ser dado a esses fatores varia caso a caso. (NSTA, 2022)



eles enfrentassem uma concorrência efetiva de outros proprietários de infraestrutura que também tivessem capacidade ociosa suficiente em suas instalações para produção, processamento e movimentação dos hidrocarbonetos em questão.

A Autoridade reconhece que os proprietários de infraestrutura desempenham um papel fundamental para garantir a recuperação econômica máxima dos recursos petrolíferos do Reino Unido. Consequentemente, um foco muito estreito no estabelecimento das condições de acesso, baseada exclusivamente no custo, poderia reduzir o incentivo de assumir determinados riscos, bem como de manter sua infraestrutura nas melhores condições possíveis para sua operação e disponibilidade, de investir em soluções inovadoras e de agregar valor aos serviços oferecidos.

Por fim, vale indicar que os critérios utilizados pela NSTA, para decidir sobre os pedidos de acesso, ao abrigo da legislação petrolífera do Reino Unido, destinam-se a garantir que:

- i. o procedimento seja justo e proporcional;
- ii. o procedimento seja transparente, respeitando o sigilo comercial; e
- iii. os pedidos sejam tratados de forma consistente, eficaz e expedita, evitando gastos desnecessários.

### 7.1.1.3. Dos procedimentos de resolução de conflitos pela NSTA

Caso, durante o período estabelecido no ICOP, o requerente do acesso não consiga fechar um acordo, em termos satisfatórios, com o proprietário da infraestrutura, ele pode realizar um pedido à Autoridade para concessão deste acesso.

O procedimento para solução de conflitos no acesso de terceiros pode ser iniciado pelo requerente fazendo um pedido formal ao NSTA para acesso à infraestrutura. Este pedido deve conter uma série de documentos e informações de acordo com as orientações constantes do Guia (em anexo específico), tais como disposição legislativa que ampara o pedido, identificação do requerente e do proprietário da infraestrutura, localização da infraestrutura, detalhes da negociação realizada até então, entre outros.

Haverá a nomeação, pela NSTA, de um gestor para cada caso, de modo a garantir a gestão eficiente do pedido e facilitar a comunicação entre as partes e a NTSA<sup>66</sup>. A NSTA pode publicar breves detalhes do escopo da disputa e, possivelmente, o nome das partes, se considerar que tal divulgação é de interesse público<sup>67</sup>.

Vale indicar que o procedimento também pode ser iniciado pela própria NSTA, nos termos da seção 83 da Lei de Energia de 2011.

Antes de usar esse poder, a NSTA examina as circunstâncias que cercam o assunto e se considerar que deve agir por iniciativa própria, informará às partes de sua intenção. Nesta fase, as informações fornecidas às partes pela NSTA assumiriam a forma de uma carta que explicaria a motivação da autoridade e o cronograma em que se propõe a agir. As partes teriam tempo para fornecer informações relevantes e se pronunciar sobre a ação proposta. A NSTA considera

<sup>66</sup> "To ensure efficient management of the application and to facilitate communication between the parties and the NSTA, a case officer will be assigned to each application once received." (NSTA, 2022, p.14)

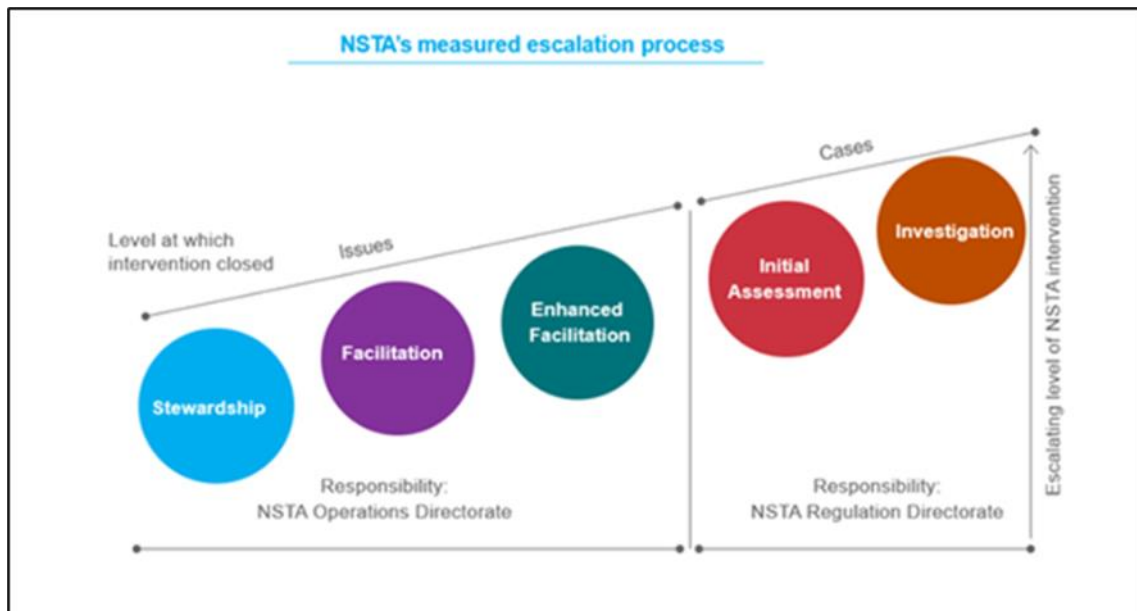
<sup>67</sup> "The NSTA may publish brief details of the scope of the dispute, potentially along with naming the relevant parties to the dispute, if the NSTA considers that such disclosure would be in the public Interest." (NSTA, 2022)

cuidadosamente os pontos de vista expressos pelas partes, a fim de chegar a uma opinião sobre a possibilidade de agir por iniciativa própria<sup>68</sup>.

Não obstante, embora a NSTA tenha poder para agir por iniciativa própria, a Autoridade sinaliza em seu Guia que tal prerrogativa deve ser usada apenas em circunstâncias bem específicas, tais como quando se acredita que o usuário em potencial é dissuadido de fazer uma solicitação por medo de contrariar o proprietário da infraestrutura, ou que qualquer parte esteja iniciando negociações sem qualquer intenção de chegar a uma conclusão.<sup>69</sup> Ao decidir usar essa prerrogativa, a NSTA deve não apenas estar convencida de que as partes tiveram tempo suficiente para chegar a um acordo, mas também estar convencida de que não há nenhuma perspectiva realista de fazê-lo.

A Autoridade tem um “processo de escalonamento” que descreve as etapas do processo geralmente adotadas pela NSTA, até a decisão de exercer ou não seus poderes discricionários. Em outros termos, trata-se de um processo gradativo que indica o nível de intervenção adotado pela NSTA, conforme quadro ilustrativo na Figura 19.

Figura 19 - Processo de escalonamento da NSTA, com dados do final de novembro de 2021.



Fonte: Reprodução de NSTA<sup>70</sup>

Inicialmente, após o recebimento do pedido apresentado pelo requerente, a NSTA analisa se estão presentes as condições previstas na Seção 82 da Lei de Energia de 2011, para que o pedido seja admitido e considerado uma “disputa aplicável”, o que inclui decidir, primeiramente, se as partes tiveram (ou não) tempo razoável para chegar a um acordo, levando-se em consideração:

- i. se e quando a informação mínima prevista nas disposições legislativas foi prestada pelo requerente ao proprietário;

<sup>68</sup> O NSTA precisaria reunir evidências para apoiar qualquer decisão de agir. (conforme tradução livre de NSTA, 2022, p.16)

<sup>69</sup> A NSTA indica em seu Guia que a atuação por conta própria substituiria o direito de um usuário potencial fazer um pedido à Autoridade quando julgar adequado.

<sup>70</sup> Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/>. Acesso em: 09/08/2022.

- ii. se as partes negociaram de boa-fé<sup>71</sup>; e
- iii. se as partes seguiram o *Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf*.

Se, tendo considerado os fatores acima, ficar claro as partes não tiveram tempo razoável para chegar a um acordo, a NSTA pode desconsiderar o caso para resolução de disputas.

Nos termos da Lei de Energia de 2011 (seção 82 (4) (6)), em face de um pedido, a NSTA deve decidir se:

- Rejeita;
- Adia o exame para permitir que as partes continuem as negociações; e
- Examina a questão.

A NSTA pode decidir rejeitar um pedido de acesso se considerar que não tem uma influência significativa em relação às obrigações contidas na “Estratégia” estabelecida de maximização da recuperação econômica dos recursos petrolíferos.

Caso a NSTA considere que a concessão de tempo adicional para negociação entre as partes pode levar a uma conclusão bem-sucedida, pode decidir adiar a análise do caso para permitir que as partes negociem mais. Neste caso, a NSTA estabelecerá prazo para a conclusão das negociações e, a partir da expiração desse prazo adicional a NSTA poderá intervir, caso as negociações não tenham sido concluídas.

Quando a NSTA concluir pelo aprofundamento da análise, convidará o proprietário ou operador da infraestrutura a fornecer informações, de modo a subsidiar sua análise, incluindo quaisquer comentários adicionais do proprietário e/ou do requerente sobre o pedido. A NSTA dará às partes, bem como a outros terceiros interessados, a oportunidade de serem ouvidos, podendo solicitar a realização de reuniões ou apresentações, para esclarecer e explorar aspectos das informações que lhe são fornecidas<sup>72</sup>. Vale indicar que os pedidos de informações podem conter prazos que, se não atendidos, sujeitam o consultado a sanções pela NSTA.

Tal como já mencionado, a NSTA é obrigada a agir de acordo com a Estratégia, no exercício das suas funções, ao abrigo da Lei da Energia de 2011. A Seção 82, item 7, da Lei de Energia de 2011 estabelece sete critérios que a NSTA leva em consideração ao analisar um pedido. Estes incluem limitações de capacidade ou técnicas, necessidades razoáveis do proprietário da infraestrutura, os interesses de todos os utilizadores da infraestrutura, segurança do abastecimento, entre outros, tal como indicadas a seguir:

- a) capacidade que é ou pode ser razoavelmente disponibilizada no gasoduto ou instalação em questão;
- b) quaisquer incompatibilidades de especificação técnica que não possam ser razoavelmente superadas;
- c) dificuldades que não possam ser razoavelmente superadas e que possam prejudicar a produção eficiente, atual e planejada de petróleo no futuro;

<sup>71</sup> A falta de boa-fé pode ser evidenciada pelo prolongamento das negociações, pelo requerente ou pelo proprietário, sem real intenção de concluí-las.

<sup>72</sup> A NSTA tem a obrigação legal de oferecer a oportunidade do Health and Safety Executive (HSE) ser ouvido. Isso pode envolver algum compartilhamento de informações técnicas e garantirá que a segurança seja salvaguardada em disputas que, em princípio, se concentram em questões financeiras. A Autoridade também poderá obter aconselhamento do HSE no caso de pedido de acesso em que a segurança, por exemplo, integridade dos dutos ou composição de fluidos, seja um elemento da disputa. (NSTA, 2022)

- d) as necessidades razoáveis do proprietário e de qualquer associado do proprietário para o transporte e processamento de petróleo;
- e) os interesses de todos os usuários e operadores do gasoduto ou instalação;
- f) a necessidade de manter a segurança e regularidade do abastecimento de petróleo; e
- g) o número de partes envolvidas na disputa.

Esta não é uma lista exaustiva e a NTSA também levará em consideração quaisquer outras considerações materiais, incluindo informações financeiras relevantes para a disputa. A relevância desses fatores variará caso a caso.

O Guia da NSTA contém um anexo que descreve as etapas esperadas para avaliação de um pedido e fornece prazos indicativos de ações a serem seguidas pelos envolvidos. A NTSA busca acordar um calendário com o requerente e o proprietário da infraestrutura, sempre que possível. De modo geral, espera-se que a maioria das decisões possa ser concluída em 16 (dezesesseis) semanas. No entanto, a depender da complexidade do caso, pode ser necessária uma ampliação significativa deste prazo, caso em que a autoridade buscará acordar um cronograma alternativo com os envolvidos, conforme a necessidade. O Anexo I do Guia contém as indicações apresentadas na Tabela 4.

**Tabela 4 - Calendário mínimo de pedidos à NSTA com prazos indicativos de ações**

<b>Etapas/Ações</b>	<b>Ações da NSTA</b>	<b>Ações do requerente/ proprietário</b>
Recebimento de um pedido	Abrir um processo e atribuir e notificar às partes os detalhes de contato de um oficial de caso que será responsável por gerenciar o pedido	
Estabelecimento de que há uma disputa a ser admitida (a etapa da Consulta – “ <i>Enquiry Stage</i> ”), equivalente a fase de admissão do pedido	Avisar às partes sobre o recebimento da solicitação e se a disputa será admitida para decisão ou; adiada; ou rejeitada, no prazo máximo de 6 semanas a partir do recebimento da solicitação- em circunstâncias normais, a Autoridade tentará concluir esta fase em 10 dias úteis.	O Requerente fornece as informações estabelecidas (em um anexo do Guia) para permitir que a Autoridade avalie se o pedido reúne as condições para ser considerado uma disputa aplicável, sujeita a decisão da NTSA
Envio de informações sobre a disputa	Permitir pelo menos 10 dias úteis para apresentação das informações completas, quando processo passar da Fase de Consulta ( <i>Enquiry</i> ) para Fase de Investigação ( <i>Investigation</i> ).	Proprietário deve enviar informações à Autoridade dentro do prazo solicitado, que normalmente será de pelo menos 10 dias úteis, e excepcionalmente deve superar 20 dias úteis. O requerente pode ser solicitado a complementar sua apresentação inicial para auxiliar a decisão da NSTA.
Durante a Investigação – coleta de informações para decisão da disputa. (“ <i>Investigation Stage</i> ”), equivalente a fase de instrução processual	Permitir, no mínimo, 5 dias úteis para as empresas responderem aos pedidos de mais informações.	Proprietário e requerente devem apresentar informações complementares à NSTA dentro do prazo solicitado, que será de pelo menos 5 dias úteis, mas não superior a 10 dias úteis.
Reuniões com funcionários durante a Investigação	Normalmente avisar com pelo menos 5 dias úteis de antecedência de qualquer reunião com funcionários (para obtenção de	

Etapas/Ações	Ações da NSTA	Ações do requerente/ proprietário
	informações e notificação sobre os assuntos a serem discutidos). Várias reuniões podem ser necessárias para disputas complexas.	
Fornecimento às partes de uma indicação da decisão de acesso (uma minuta de notificação)		Proprietário/Requerente respondem com comentários sobre a integralidade e facilidade de implementação dentro de 10 dias úteis
Aviso às partes sobre a decisão	avisar ambas as partes da decisão no prazo de 16 semanas após o recebimento do pedido	
Informação do Requerente acerca da obtenção do acesso		No prazo fixado pela Autoridade, o requerente informará se logrou ou não obtenção do acesso, nos termos determinados pela decisão.

Fonte: (NSTA, 2022)

De modo geral, a expectativa é a de que uma decisão exigindo que o acesso seja fornecido contenha um conjunto abrangente e detalhado de termos e condições especificados pela NSTA<sup>73</sup>. Há previsão de que o requerente do acesso e o proprietário das instalações recebam uma espécie de “prévia” da decisão de acesso (um documento preliminar que oferece uma indicação dos termos em que a NSTA pretende estabelecer o acesso)<sup>74</sup>. As partes, então, terão a oportunidade de revisar os termos propostos e identificar possíveis dificuldades com sua implementação, antes da finalização da notificação/decisão. A legislação permite que qualquer uma das partes solicite à NSTA a alteração dessa notificação. As partes, então, terão a oportunidade de revisar os termos propostos e identificar possíveis dificuldades com sua implementação, antes da finalização da notificação/decisão. A legislação permite que qualquer uma das partes solicite à NSTA a alteração dessa notificação.

Após a determinação dos termos de acesso, a NSTA concede um curto período para que o solicitante possa confirmar sua intenção de obter acesso, de acordo com os termos estabelecidos na decisão. Neste prazo concedido o requerente pode recusar o acesso nas condições estabelecidas e, dessa forma, os proprietários não serão obrigados a fornecer acesso nestes mesmos termos.

A Seção 86 da Lei de Energia de 2011 permite que a NSTA publique parte ou a totalidade de uma decisão ou de sua respectiva alteração, sujeito ao devido tratamento de informações confidenciais. Antes de publicar qualquer coisa, a NSTA dará oportunidade às pessoas a quem a notificação foi dirigida, e a qualquer outra que considere adequada, de serem ouvidas. Documentos publicados estão disponíveis no website da NSTA.<sup>75</sup>

Vale indicar que na apreciação de um pedido de acesso (ou mesmo na ação por iniciativa própria) a NSTA pode avaliar se a instalação objeto da solicitação de acesso necessita de modificações de modo a aumentar a sua capacidade ou alguma outra alteração para viabilizar o acesso do requerente. Caso tais modificações pareçam necessárias, a NSTA informará às partes

<sup>73</sup> Embora muitas vezes os casos tenham elementos financeiros como principal questão do acesso, neste caso incluindo tanto aspectos relativos à tarifa quanto relativos à repartição de risco (por exemplo, passivos e indenizações), também pode haver outros aspectos (não financeiros) que necessitem decisão da NSTA.

<sup>74</sup> “the ‘minded to’ letter”. (NSTA, 2022, item 58).

<sup>75</sup> Um resumo das solicitações recebidas e consideradas pela NSTA de acordo com as seções 82-84 da Lei de Energia de 2011 e legislação anterior estão em <<https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/regulatory-decisions-archived-since-may-2019/>>.

de sua intenção de emitir uma notificação oportunamente descrevendo os trabalhos necessários a serem realizados, que será tratada de modo independente ao do pedido de acesso. A notificação descritiva dos trabalhos requeridos deve especificar os valores ou a forma de determinação dos valores que a NTSA considera que devam ser pagos ao proprietário pelo requerente para efeitos de custeio das modificações, bem como também especificaria o período em que as modificações devam ser realizadas<sup>76</sup>.

## 7.1.2. Austrália

Na Austrália, o *Australian Energy Regulator* (AER)<sup>77</sup> é a autoridade reguladora responsável pela resolução de conflitos de acesso entre um usuário (ou usuário potencial) de um gasoduto e o seu respectivo prestador de serviços (transporte e distribuição). O *Guideline for the resolution of distribution and transmission pipeline access disputes under the National Gas Law and National Gas Rules* contém as diretrizes adotadas pelo AER nas resoluções de disputas relativas ao acesso aos gasodutos de transporte e distribuição conforme o Capítulo 6 da *National Gas Law 2008 – NGL* (Lei Nacional do Gás) e na Parte 12 da *National Gas Rules 2008 – NGR* (Regras Nacionais de Gás)<sup>78</sup>. O Guia tem caráter processual e pode ser alterado pelo AER de tempos em tempos. Além de indicar como o AER conduzirá o processo de disputa de acesso, o documento fornece orientação para as partes envolvidas.

De acordo com AER (2008), quando um provedor de serviços e um usuário (ou usuário potencial) não chegam a um acordo sobre os termos do acesso, existem várias maneiras pelas quais eles podem resolver esse conflito, sendo a resolução pelo AER (que tem caráter vinculante) apenas uma delas. Ou seja, uma determinação de acesso feita pelo AER não é o único método disponível para as partes resolverem uma disputa de acesso e nem sempre o meio mais eficiente para fazê-lo, de modo que as partes são sempre encorajadas a lograr uma composição amigável, de modo a evitar a necessidade de acionar o AER.

### 7.1.2.1. Meios alternativos de resolução de uma disputa de acesso

Os meios alternativos de resolução de conflito (*alternative dispute resolution – ADR*) indicados no Guia incluem melhoria da quantidade e qualidade das informações disponíveis ao público sobre os serviços oferecidos e a existência nos acordos comerciais de dispositivos para resolução de conflitos de forma a evitar uma notificação ao AER, conforme melhor detalhado nesta seção.

Um dos métodos para facilitar as negociações e resolver questões de acesso é por meio da melhoria do nível e da qualidade das informações publicamente disponíveis. De acordo com AER (2008) as informações publicadas melhoram a transparência sobre fornecimento, demanda e capacidade de gás, sendo útil para usuários existentes e potenciais. Agentes de mercado melhor informados aumentam a qualidade das negociações comerciais e também favorecem o fornecimento de subsídios ao AER em eventual resolução de conflitos de acesso. Nesse sentido,

<sup>76</sup> Prevê-se que os montantes a pagar reflitam o custo real das modificações, incluindo as despesas gerais adequadas, mas com um limite máximo para limitar a exposição do requerente a custos sobre as quais tem pouco ou nenhum controle. A Estratégia prevê, entre outras coisas, que as contribuições feitas por terceiros para o investimento em infraestrutura sejam justas e razoáveis em todas as circunstâncias. (itens 45 e 46, NSTA, 2022)

<sup>77</sup> A AER é o regulador nacional responsável por monitorar e fazer cumprir a legislação energética nacional. Ver: <https://www.aer.gov.au/industry-information/energy-industry-regulation>. Acesso em: 10/08/2022.

<sup>78</sup> De acordo com AER (2008), o NGL e o NGR constituem o arcabouço legislativo que estabelece um regime de acesso nacional cooperativo para a regulação dos serviços de distribuição e transporte de gás natural.

a legislação do país exige a publicação de certas informações relativas ao acesso pelo provedor do serviço<sup>79</sup>, e o AER também contribui publicando diversas informações<sup>80</sup>.

No que diz respeito às disposições contratuais para resolução de conflitos, a Autoridade entende que, em alguns casos, acordos contratuais entre as partes podem prever um processo de resolução de disputas. Assim, previamente à instauração de um procedimento perante a AER, as partes são incentivadas a fazer uso dos processos alternativos de resolução de disputas previstos no contrato celebrado. A inobservância do procedimento contratualmente previsto pode ser questionada pela Autoridade que, inclusive, poderá não acolher ou mesmo indeferir o pedido, se considerar que houve falha das partes nessa etapa ou ainda se considerar que o aspecto em disputa está tratado expressa ou implicitamente no contrato<sup>81</sup>.

Não obstante, o AER pode exigir que as partes façam uma mediação<sup>82</sup>, caracterizada como um processo consensual em que o mediador procura facilitar o acordo entre as partes. Geralmente envolve os seguintes elementos: (i) compromisso das partes de participar da mediação de boa-fé; (ii) acordo de que o conteúdo da mediação permaneça confidencial; (iii) a capacidade de ocorrer conferência privada entre o mediador e qualquer uma das partes; e (iv) acordo para incorporar o resultado da mediação em um contrato executável entre as partes.

Se o AER exigir que as partes iniciem uma mediação, conciliação ou outro processo de ADR, as partes devem cumprir todas as instruções dadas pela entidade reguladora. Importa indicar que, ao decidir se deve encaminhar uma questão para um processo de ADR, o AER geralmente definirá um prazo para a resolução desse processo. Na visão da Autoridade, a disciplina imposta pelo prazo estabelecido é mais suscetível de resultar em uma resolução oportuna das questões.

Se os problemas relacionados a um processo de ADR forem resolvidos, a parte que notificou a disputa deve informar ao AER que o problema foi resolvido. Em seguida, terá de retirar a questão solucionada da lista de questões originalmente notificadas como estando em litígio. Já nas circunstâncias em que a mediação não for bem-sucedida dentro do prazo, as questões não resolvidas por mediação serão decididas pela AER no curso de um processo para uma determinação sobre a disputa de acesso.

### 7.1.2.2. O processo de disputa de acesso

O processo de resolução de uma disputa de acesso contém diferentes fases conforme ilustrado no fluxograma apresentado na Figura 20. As principais fases do processo de disputa do acesso são as seguintes: fase inicial, fase de determinação provisória e fase de determinação final.

<sup>79</sup> Um provedor de serviço deve garantir que o acordo de acesso aplicável esteja disponível no seu site, deve publicar preços de serviços, entre outros.

<sup>80</sup> Por exemplo: muitos dos processos de tomada de decisão do ERA estão sujeitos a consulta pública e essas decisões são geralmente publicadas no site da AER.

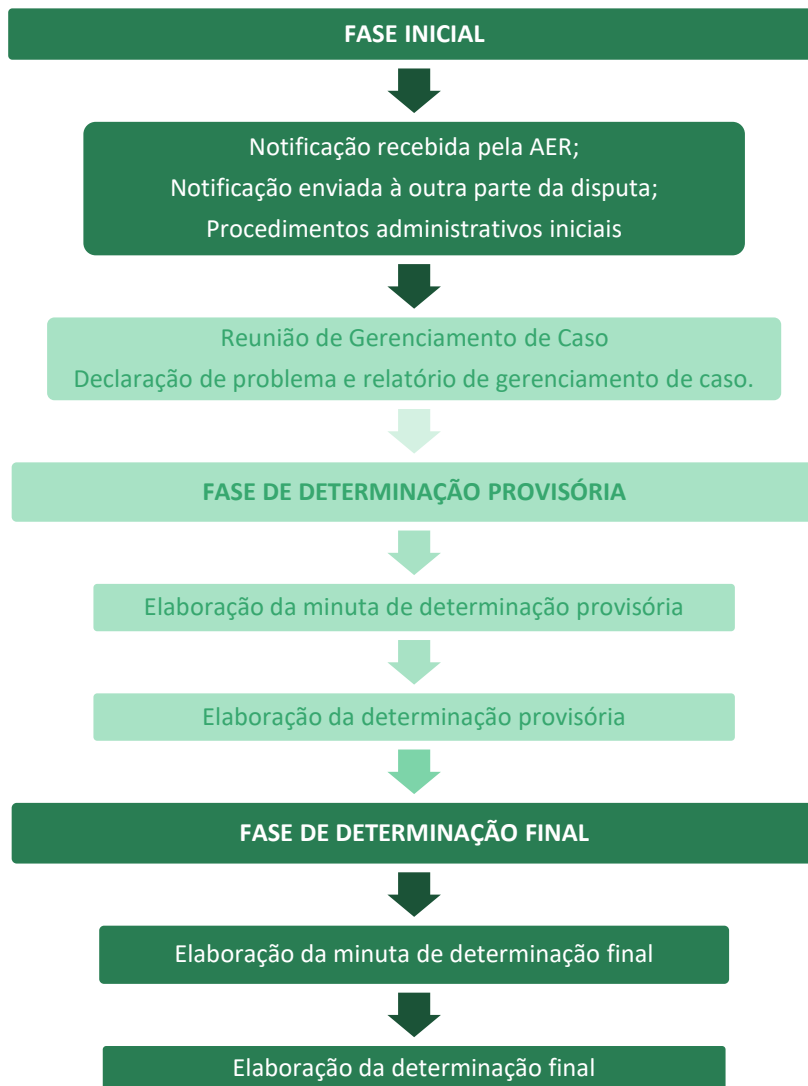
<sup>81</sup> O AER prefere que as partes cheguem a acordos para acesso sempre que possível. Outras opções, como a notificação de uma disputa de acesso ao abrigo do Capítulo 6 da NGL, só devem ser consideradas quando todas as alternativas comerciais forem esgotadas. Quando as partes não usam um processo de resolução de disputas estabelecido por contrato, o AER pode perguntar o motivo e se esse processo ajudaria a resolver a disputa, especialmente se esses mecanismos puderem resultar em uma resolução rápida de quaisquer questões de acesso. (AER, 2008, p.10).

<sup>82</sup> As questões adequadas para um processo de ADR podem ser identificadas logo após a notificação da disputa, como em uma reunião inicial de gerenciamento de caso ou seguindo as instruções dadas pelo AER durante uma audiência de disputa.



O detalhamento de cada fase consta no Anexo A.

**Figura 20 - Fluxograma do processo de disputa de acesso australiano**



Fonte: AER (2018)

### 7.1.3. Considerações Finais referentes ao tema Resoluções de Conflito

A partir da verificação dos procedimentos utilizados no Reino Unido e na Austrália é possível identificar alguns elementos chaves que, de modo geral, constam destes procedimentos. Alguns destes elementos são comuns aos dois modelos; outros são específicos de cada país.

De modo geral, observa-se que nos dois casos o acesso de terceiros à infraestrutura não é um fim em si mesmo, mas um meio (importante) para alcançar os objetivos estratégicos estabelecidos no âmbito do arcabouço legal de cada país.



## ***Estruturação do processo e transparência dos pedidos de resolução de disputas***

O Reino Unido e a Austrália apresentam processos de resolução de conflitos bem estruturados, contendo, inclusive, Guias (sem caráter vinculante) de orientação que trazem uma série de informações sobre as fases do processo, documentos a serem enviados, prazos indicativos, princípios gerais seguidos pelas Autoridades quando da análise e elaboração das determinações de acesso, nos termos da regulamentação de cada país, entre outras informações. De modo geral, percebe-se um esforço no sentido de que os pedidos sejam tratados de forma consistente, eficaz e expedita, evitando gastos desnecessários, sendo este objetivo claramente expresso na experiência britânica.

No que diz respeito às etapas básicas do processo de resolução de conflitos, há distinção entre os dois modelos. Na Austrália, após receber um pedido para solução de uma disputa a autoridade poderá:

- i. instituir a determinação final; ou,
- ii. fazer determinação provisória (fase opcional) e, posteriormente, instituir a determinação final

No Reino Unido, após receber um pedido para resolução de conflito no acesso, a Autoridade poderá:

- i. rejeitá-lo;
- ii. adiar sua consideração para que as partes tenham mais tempo para negociar; ou,
- iii. acatá-lo para aprofundamento da análise.

Acatado o pedido, a Autoridade empreenderá os exames necessários à determinação de acesso.

Considerando a estrutura organizacional, enquanto o Reino Unido conta com setor específico para tratar das resoluções de conflitos, na Austrália, a Autoridade recebe suporte de membros que formam uma equipe de gerenciamento de casos.

No que diz respeito à transparência, de modo geral, as Autoridades publicam os pedidos de solução de conflitos em seus respectivos sites, com diferentes níveis de informações/detalhamento, observando-se os cuidados relativos ao tratamento de informações sigilosas. Na Austrália, a Autoridade fornece apenas detalhes sobre as partes (geralmente um provedor de serviços e usuário ou usuário potencial) e o serviço e, se apropriado, uma breve descrição (genérica) da natureza da disputa. No Reino Unido, a Autoridade pode publicar breves detalhes do escopo da disputa e, potencialmente, indicar as partes envolvidas, se considerar que tal divulgação seria de interesse público.

## ***Incentivo à solução pelas partes***

Não obstante o poder conferido às Autoridades para solução das controvérsias, nas duas experiências analisadas existem incentivos para que as partes em disputa solucionem o conflito. Além disso, mesmo após aberto um processo de disputas, a preferência é pela solução das disputas pelas partes.

Na Austrália, por exemplo, a Autoridade incentiva o uso de soluções alternativas de disputa que incluem:

- i. melhorar o nível e a qualidade das informações publicamente disponíveis para facilitar as negociações e resolver questões de acesso;
- ii. previsão contratual de processo de resolução de conflitos;
- iii. processo de mediação e/ou conciliação.

Além disso, durante o processo de resolução de disputas, pode haver oportunidade para permitir a retomada das negociações comerciais e eventual resolução entre as partes.

O incentivo à resolução do conflito pelas partes também fica evidente no procedimento adotado no Reino Unido. A Autoridade britânica encoraja que a maioria das questões relacionadas ao acesso à infraestrutura sejam resolvidas por meio de negociação, acreditando que os poderes a ela conferidos atuam como incentivo para os envolvidos na negociação atuarem conforme as práticas estabelecidas previamente pelo Código de Práticas Voluntário (ICOP), de modo a evitar o encaminhamento de solicitações de resolução de disputas à Autoridade. Além disso, ao receber um pedido de resolução de disputa, verifica preliminarmente se as partes tiveram tempo razoável para chegar a um acordo e considera:

- i. se as partes negociaram de boa-fé;
- ii. se as partes seguiram o ICOP; e,
- iii. se e quando a informação mínima necessária foi prestada pelo requerente ao proprietário.

A Autoridade pode não considerar o caso para resolução de conflito se, após as verificações previstas (que inclui consulta ao proprietário da infraestrutura), ficar claro que as partes não tiveram tempo razoável para chegar a um acordo. A Autoridade também pode adiar a análise do pedido para permitir que as partes continuem as negociações caso considere que a concessão de tempo adicional pode levar a uma negociação bem-sucedida. Ao longo do processo as partes também podem chegar a um acordo sobre as questões em disputa, encerrando o processo.

### ***Publicidade das decisões de resolução de conflito***

As Autoridades podem publicar suas decisões com vistas à determinação de acesso, após manifestação das partes envolvidas quanto ao conteúdo a ser publicado.

A Autoridade australiana não tem obrigação de publicar a determinação de acesso a sua fundamentação. No entanto, pode considerar apropriado publicá-las, no todo ou em parte, para melhorar a transparência dos processos e informar os usuários e potenciais usuários de informações relevantes sobre as infraestruturas e seus respectivos serviços. De modo geral, entende-se que a determinação e as razões que a acompanham devem ser publicadas visto que elas podem auxiliar o estabelecimento de condições para a promoção de um ambiente concorrencial. No entanto, antes de publicar a determinação e a respectiva motivação, a Autoridade fornecerá às partes uma cópia indicando o que pretende publicar e dando a elas a oportunidade de se manifestar a respeito. Além disso, quando as objeções das partes estabelecem motivos para não publicar a determinação e sua respectiva fundamentação (ou partes específicas desses documentos), a Autoridade pondera se esses motivos superam os benefícios da publicação.

A Autoridade britânica também pode publicar parte ou a totalidade de uma notificação/determinação de acesso (e suas respectivas alterações), sujeito ao devido tratamento de informações confidenciais. Antes de qualquer publicação, a Autoridade dará oportunidade as partes, e a qualquer outra que considere adequada, de serem ouvidas.

### **Confidencialidade das informações.**

Não obstante a transparência no processo referente ao acesso, há preocupação com o devido tratamento de informações de caráter sigiloso.

No Reino Unido, a abordagem adotada pela Autoridade visa, entre outros objetivos, garantir que o “procedimento seja transparente, respeitando o sigilo comercial”. Verifica-se que os documentos disponíveis em seu site contam com o devido tratamento de informações confidenciais (tarjamento), e mesmo a determinação de acesso proferida pela Autoridade deve considerar o devido tratamento de informações confidenciais, com necessidade de manifestação prévia das partes envolvidas.

Na Austrália, a Autoridade estabelece, no início do processo, uma “ordem geral de confidencialidade” de modo que as partes não podem divulgar as informações fornecidas durante o processo de disputa de acesso sem a sua permissão. Tal ordem de confidencialidade objetiva manter a natureza privada do processo de disputa de acesso e visa a incentivar um ambiente mais aberto no qual as partes possam discutir questões relativas à disputa. Vale indicar que O Guia orientativo da Austrália é mais explícito no que diz respeito aos procedimentos adotadas nas audiências. De modo geral, as disputas de acesso são decididas de modo privado e apenas as partes, seus representantes legais e funcionários nomeados têm conhecimento de toda a extensão do processo. Para que uma audiência de disputa seja pública é necessário que todos os envolvidos estejam de acordo.

### **Preocupação com o estabelecimento de prazos para a resolução dos conflitos**

O processo de resolução de disputas pode ser moroso, em função da complexidade dos assuntos que devem ser tratados, bem como a necessidade de ouvir/coletar informações de todas as partes interessadas. Assim, as duas experiências demonstram preocupação com o estabelecimento de prazos e de elementos que desincentivem a protelação de solução da disputa, principalmente pela parte que solicita o acesso.

No caso Australiano, por exemplo, mesmo em um processo alternativo de resolução de controvérsia, a Autoridade geralmente determina um prazo para solução do processo de modo a disciplinar o andamento das tratativas e resultar numa solução oportuna das questões.

De modo geral, ao longo do processo de disputa a Autoridade australiana estabelece prazos de 5 dias úteis para questões processuais como pedidos de confidencialidade; prazos que variam de 10 a 20 dias úteis para manifestação das partes. O prazo indicativo para a tomada de uma decisão final é de seis meses, contados a partir da data de notificação da disputa, mas esse prazo exclui os seguintes elementos: (i) envolvimento das partes inclusive no que se refere à elaboração de relatórios de especialistas ou consultores independentes, caso necessário; (ii) empreendimento de processos alternativos de resolução de disputas; e (iii) apresentações/manifestações sobre qualquer assunto durante uma audiência de disputa de acesso. Todos os prazos são indicativos e podem variar dependendo da complexidade das questões envolvidas em uma determinada disputa de acesso.

No Reino Unido, se uma solução comercial não puder ser encontrada pelas partes dentro de um prazo razoável (o período padrão definido é de 6 meses, podendo ser ajustado para atender às circunstâncias específicas), a Autoridade poderá utilizar seus poderes para resolver o conflito. Mesmo nas situações em que a Autoridade, na apreciação de um pedido, decidir que as partes necessitam de mais tempo para negociar, será estabelecido um prazo para a conclusão das negociações, podendo a Autoridade intervir a partir da expiração desse prazo adicional, caso as negociações não tenham sido concluídas.

O Guia britânico de resolução de conflitos descreve as etapas esperadas no tratamento de um pedido e fornece prazos indicativos de ações a serem seguidas pelos envolvidos, que varia de 5 a 20 dias úteis para manifestação das partes sobre aspectos tratados no processo, e de 6 semanas para informar às partes sobre o recebimento do pedido e sobre a decisão de rejeição ou adiamento ou acatamento. A Autoridade busca acordar um calendário com o requerente e o

proprietário da infraestrutura sempre que possível. De modo geral, espera-se que a maioria das determinações possa ser concluída em 16 semanas. No entanto, a depender da complexidade do caso, pode ser necessária uma ampliação significativa deste prazo, caso em que a autoridade buscará acordar um cronograma alternativo com os envolvidos, conforme a necessidade. Vale indicar que prazos não cumpridos nos pedidos de informações sujeitam o consultado a sanções.

### ***Determinação provisória de acesso.***

Tal como já abordado, o modelo australiano de resolução de conflitos conta com uma fase discricionária de determinação provisória, com o objetivo de fornecer um resultado rápido para algumas questões de acesso já apreciadas e decididas pela Autoridade. Essa fase de determinação provisória permite que a Autoridade australiana encontre o equilíbrio entre examinar minuciosamente todas as questões que devem ser consideradas ao tomar uma decisão final e garantir o acesso oportuno aos serviços de instalações sujeitas a uma disputa. Isso ocorre porque os provedores de serviços podem ver o processo de disputa de acesso como uma forma de retardar o acesso nos casos em que os processos são longos devido à necessidade de consideração das manifestações das partes.

Ao considerar a realização de uma determinação provisória a Autoridade deve avaliar o tempo da determinação provisória vis-à-vis o tempo da determinação final, levando em conta que a avaliação de um pedido de determinação provisória desviará recursos voltados à avaliação das questões em disputa. A determinação provisória segue o mesmo rito de uma determinação final e não encerrará a disputa de acesso.

Vale indicar que a Autoridade australiana sinaliza sua preferência para que as partes negociem seus acordos comerciais provisórios alternativos até a decisão final. Isso é particularmente importante porque, geralmente, a Autoridade baseia sua determinação provisória em menos informações do que aquela utilizada para chegar à determinação final. Mesmo que uma determinação provisória esteja em vigor, as partes em uma disputa não devem ser desencorajadas de chegar a acordos por sua própria vontade.

### ***Da possibilidade de atuação de ofício.***

No modelo britânico há previsão de que a Autoridade inicie procedimento de resolução de conflitos por iniciativa própria. O uso desse poder está sujeito a regras específicas e, para decidir agir dessa forma a Autoridade não só deve estar convencida de que as partes tiveram tempo suficiente para chegar a um acordo, mas também de que não há nenhuma perspectiva realista de fazê-lo.

### ***Do Código de Práticas Voluntário***

No Reino Unido o guia de procedimentos de resolução de disputas leva em consideração a adoção, pelas partes envolvidas na disputa, do código de práticas voluntário (ICOP). Esse código de práticas estabelece os princípios e procedimentos específicos destinados a reger o acesso à infraestrutura, levando em conta os princípios que regem a ação da Autoridade reguladora nos processos de resolução de disputas. A título ilustrativo, o processo de negociação como um todo assemelha-se a um processo em dois níveis. O primeiro, seria a negociação das partes por meio do ICOP. Caso a negociação seja infrutífera, recorre-se ao segundo nível que corresponde ao processo de resolução de disputa pela Autoridade.

### ***Conteúdo de uma determinação de acesso realizada pela Autoridade***

#### ***Análise da minuta de determinação pelas partes.***

De modo geral, verifica-se que nas duas experiências estudadas as determinações de acesso realizadas pelas Autoridades são, primeiramente, apresentadas em caráter preliminar para manifestação das partes envolvidas.

No Reino Unido, a determinação de acesso em geral terá um conjunto abrangente e detalhado de termos e condições especificados pela Autoridade. Dessa forma, uma minuta destes termos será apresentada para manifestação das partes envolvidas que poderão fazer revisões dos termos propostos e identificar possíveis dificuldades com sua implementação, antes da finalização da determinação. Posteriormente, após avaliadas as manifestações, são emitidas as suas respectivas versões finais para publicação.

Na Austrália, de forma semelhante, a Autoridade oportuniza às partes a manifestação sobre uma minuta de determinação de acesso, podendo, inclusive, realizar conferências para discutir determinados assuntos que ainda não tenham sido completamente definidos. Após a análise das manifestações, a Autoridade toma a decisão final.

### Dos principais princípios que norteiam as determinações de acesso.

As determinações de acesso estabelecidas pelas Autoridades seguem os princípios estabelecidos pela legislação de cada país. Em geral, os guias orientativos indicam alguns destes princípios, além de questões-chaves que, geralmente, são consideradas na análise dos pedidos de resolução de conflitos e até mesmo certos limites às determinações. Alguns destes elementos serão brevemente indicados (de modo não exaustivo) a seguir.

- Os elementos considerados nas determinações devem estar alinhados com a estratégia legal que prevê que o acesso à infraestrutura seja permitido em termos justos e razoáveis;
- A questão principal está relacionada à necessidade de identificar os custos e riscos relevantes e decidir em termos justos e apropriados;
- Reconhece a razoabilidade de reserva de capacidade do proprietário da instalação para sua própria produção, mas se pauta pelo princípio do acesso negociado não discriminatório à infraestrutura;
- Encoraja a transparência e promove a justiça para todas as partes envolvidas;
- Importância do acesso justo a preços competitivos pelos usuários potenciais;
- Os termos determinados devem refletir uma justa remuneração pelos custos e riscos suportados pelo proprietário e por quaisquer oportunidades perdidas como resultado do fornecimento;
- Na maioria dos casos, os termos determinados provavelmente estariam alinhados com aqueles que seriam oferecidos pelos proprietários de infraestrutura se eles enfrentassem uma concorrência efetiva de outros proprietários de infraestrutura que também tivessem capacidade ociosa suficiente para acomodar o produto;
- Os proprietários de infraestrutura desempenham um papel fundamental para garantir a recuperação econômica máxima dos recursos;
- Um foco muito estreito no estabelecimento de termos com base no custo poderia reduzir o incentivo de assumir determinados riscos, manter sua infraestrutura nas melhores condições possíveis para sua operação e disponibilidade, investir em soluções inovadoras e agregar valor aos serviços oferecidos;
- Reconhecimento de que diante de tantas variáveis técnicas, econômicas e comerciais é provável que qualquer tentativa de ser muito prescritiva ao estabelecer orientações sobre a concessão de acesso a terceiros negligencie um

fator importante ou introduza um fator que, em algumas circunstâncias, pode ser totalmente inadequado;

- Consideração do “princípio da receita e do preço” estabelecidos pela Lei Nacional do Gás da Austrália, que busca levar em consideração o valor do capital investido por uma das partes na disputa e até que ponto esse capital foi recuperado de modo que os provedores de serviços sejam adequadamente compensados por fornecer acesso. Entre os seis princípios a serem observados estão: custos e riscos econômicos de potencial sub ou sobre investimento pelo prestador de serviços ou sub e sobre utilização do gasoduto, fornecimento de incentivos efetivos para promover a eficiência econômica em relação aos serviços oferecidos, entre outros.
- A Autoridade não é obrigada a fazer um determinando de acesso em circunstâncias onde tal determinação poderia afetar a viabilidade técnica e econômica, as restrições de capacidade existentes e a consistência com a operação segura e confiável da instalação.
- Há circunstâncias previstas em Lei que preveem que uma determinação de acesso seja feita para expandir a capacidade de uma instalação, com contribuição (no todo ou em parte) do usuário para financiamento da expansão da instalação ou construção de uma nova instalação;
- Em situações em que o usuário potencial contribui com parte ou todo o custo da expansão de capacidade, os termos e condições de acesso determinados para esse usuário devem refletir o valor da contribuição de capital para o prestador de serviços.

Dessa forma, a partir das experiências elencadas é possível verificar que o processo de resolução de disputas deve ser entendido como a “última instância” nas negociações de acesso de modo que devem ser desenvolvidos incentivos à resolução pelas partes, o que, de acordo com a experiência internacional, podem incluir: (i) melhoria do nível e da qualidade das informações publicadas sobre as infraestruturas e serviços oferecidos de modo a melhorar a transparência sobre fornecimento, demanda e capacidade de gás e a qualidade das negociações; (ii) previsão nos contratos de formas de resolução de disputas a serem empreendidas pelas partes; (iii) código voluntário de práticas de acesso que contenham informações e procedimentos detalhados (incluindo prazos indicativos) sobre os pedidos de acesso e o processo de negociação.

Independentemente de previsões para a resolução de conflitos entre as partes envolvidas, o procedimento de resolução de disputa deve:

- i. ser bem estruturado e consonante com a legislação em vigor;
- ii. buscar tratar os pedidos de resolução de conflitos de forma consistente, eficaz e expedita, evitando gastos desnecessários;
- iii. evitar que seja passível de utilização como forma de procrastinação ou impedimento ao acesso de terceiros interessados;
- iv. conter, no mínimo: os princípios a serem seguidos; indicação das atribuições do regulador e das partes; prazos; a abordagem que será utilizada na apreciação dos pedidos; orientação sobre o tratamento sigiloso de informações.

Dada a complexidade dos processos de resolução de disputa deve-se avaliar as necessidades relativas ao empreendimento da tarefa, pela Agência, tais como: (i) adequação organizacional; e (ii) adequação e melhoria de recursos a serem empreendidos.

## 7.2. Experiência Nacional

As agências reguladoras brasileiras, vem caminhando ao encontro da adoção do consenso, mediação e arbitramento, como instrumentos de tomada de decisão pela Administração Pública.

Com efeito, a possibilidade de resolução de conflitos de interesses entre os agentes econômicos, consumidores e usuários, está prevista no quadro normativo das agências reguladoras, desde sua criação. A título exemplificativo, tratam do tema os seguintes dispositivos: o art. 20 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e o art. 49, da Portaria nº 256, de 10 de setembro de 2020 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP; o art. 29 da Lei nº 9.656/98, da Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS; o art. 3º, inc. V, da Lei nº 9.427/96 e a Resolução nº 333/2008 da Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL; a Lei nº 10.233/2001 e a Resolução nº 442/2004, da Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT; a Lei nº 10.233/2001 e a Resolução nº 987/2008, da Agência Nacional de Transportes Aquáticos - ANTAQ; o art. 19, inc. XVII, da Lei nº 9.472/97, da Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL; e a Resolução Conjunta nº 2, de 27 de março de 2001, da Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, Agência Nacional de Telecomunicações -ANATEL e Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP, que aprova o Regulamento Conjunto de Resolução de Conflitos das Agências Reguladoras dos Setores de Energia Elétrica, Telecomunicações e Petróleo, e a Resolução Conjunta nº 3, de 24 de novembro de 2020, também da ANEEL, ANATEL e ANP, que recriou a Comissão de Resolução de Conflitos das Agências Reguladoras dos Setores de Energia Elétrica, Telecomunicações e Petróleo.

No âmbito da ANP, o art. 20 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 estabelece que: “o regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento”.

Por sua vez o regimento interno da ANP (Portaria ANP nº 256, de 10 de setembro de 2020), no seu art. 49, contempla os seguintes dispositivos:

*“Art. 49. A ANP, mediante conciliação e arbitramento, atuará de forma a:*

*I - dirimir eventuais divergências entre os agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores;*

*II - resolver conflitos decorrentes das atividades de regulação, contratação e fiscalização no âmbito geral da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis;*

*III - proferir decisão final, com força terminativa, caso não haja acordo entre as partes em conflito; e*

*IV - utilizar os casos já mediados pela Agência como precedentes para novas decisões e como subsídios para a eventual regulamentação do conflito resolvido.*

*Art. 50. As sessões deliberativas da Diretoria Colegiada que se destinem a resolver conflitos entre agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores de bens e serviços da indústria do petróleo serão sempre públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de obter a transcrição da reunião.*



*Parágrafo único. As sessões referidas neste artigo somente serão realizadas após a comprovação, pelas partes em conflito, de que esgotaram todos os meios viáveis para uma solução amigável da controvérsia.”*

A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, no seu art. 28, §4º, reforçou a atribuição legal da ANP, já existente por força do art. 20 da Lei do Petróleo, para decidir conflitos referentes ao acesso de terceiros, nos seguintes termos, conforme já explicitado:

*“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.*

*(...)*

*§ 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.” (grifos nossos)*

Recentemente, conforme antecipado no item 2.4. desta Nota, a Resolução CNPE nº 3/2022, no art. 8º, inc. V e §§, estabeleceu prazo para conclusão das negociações de acesso em andamento e para as que venham ser solicitadas, bem como a possibilidade de atuação da ANP, como medida de transição de interesse da política energética nacional, até que sobrevenha regulamentação da ANP. Cita-se:

*“V - as negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias, ressalvada a superveniência da regulação do art. 16, § 1º, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, pela ANP.*

*§ 1º O prazo constante do inciso V do caput passa a contar da data de solicitação de acesso, ou da data de publicação desta Resolução para os casos iniciados antes de sua publicação.*

*§ 2º Na hipótese do inciso V do caput, findo o prazo estabelecido, a ANP poderá atuar para verificar a existência de eventuais condutas anticoncorrenciais ou de controvérsias entre as partes, sendo recomendada a deliberação sobre o caso em noventa dias, em cumprimento ao art. 19, inciso IV, do Anexo I, do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998.”*

As informações que venham a ser apuradas nos processos administrativos instaurados para acompanhamento dos pedidos de acesso em andamento (Processos Administrativos nº 48610.211557/2022-36, nº 48610.211959/2022-31, nº 48610.211957/2022-41, nº 48610.211958/2022-96, nº 48610.211855/2022-26, e nº 48610.212454/2022-93) são consideradas pela Agência importante subsídio para colmatação do modelo de regulação de acesso que está em fase de elaboração pela ANP.



Cabe mencionar a existência de casos concretos, em que a ANP foi formalmente acionada para instauração do procedimento de resolução de conflitos. Consoante consta do sítio eletrônico da ANP, entre os anos de 2000 e 2001, foram resolvidos pela ANP quatro conflitos relacionados ao livre acesso ao Gasoduto Bolívia-Brasil, sendo três referentes ao serviço de transporte não firme e um ao serviço firme.

Os documentos e informações sobre os casos mencionados podem ser acessados no link: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/resolucao-de-conflitos>.

## 8. ELEMENTOS FUNDAMENTAIS PARA O PROVIMENTO DE ACESSO DE TERCEIROS ÀS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL

Com os dados reunidos a partir da revisão da experiência internacional acerca do acesso às infraestruturas essenciais e das regulamentações vigentes na ANP que tratam do acesso, é possível organizar de forma mais clara as diretrizes a serem adotadas para a elaboração do regulamento de que trata o artigo 28 da Lei nº 14.134/2021.

Primeiramente, é importante destacar alguns pontos relevantes percebidos a partir da pesquisa realizada. Entre os pontos em comum do mapeamento da experiência internacional, deve-se citar a relevância do provimento do acesso em condições não-discriminatórias tendo a remuneração pelos serviços prestados baseada em critérios justos e razoáveis a partir da divisão de riscos entre as partes do negócio. Considerando a experiência de cada país, destacamos os elementos adicionais:

- Em relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento no Reino Unido:
  - Necessidade de ser dada publicidade às condições comerciais para o acesso;
  - Elaboração de um Código de Conduta e Prática para o Acesso, documento de adesão voluntário que estabelece princípios e procedimentos para orientar todos os envolvidos na negociação do acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e gás natural na Plataforma Continental do Reino Unido, elaborado com a consultoria do ente governamental responsável pelo licenciamento e regulação das atividades de produção de petróleo e gás natural;
  - Estipulação de regras e procedimentos para a resolução de conflitos de acesso às infraestruturas de petróleo e gás natural por meio de Guia de Resolução de Conflitos;
- Em relação ao acesso a sistemas de escoamento da produção e de processamento na Noruega:
  - Operação integrada de gasodutos de escoamento da produção, instalações de processamento e gasodutos de transporte (rede de gasodutos *upstream*), com o objetivo principal de exportação para o mercado de gás natural europeu, por um operador de sistema independente;

- Oferta de serviços de transporte em capacidade disponível e ociosa por parte do operador da rede de gasodutos *upstream*, em nome dos proprietários, de maneira não discriminatória e com o objetivo de maximização da utilização da rede;
- Em relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento nos Estados Unidos:
  - Estímulo ao descomissionamento de instalações ociosas em detrimento do incentivo ao acesso de terceiros, por motivo de segurança e prevenção a acidentes, em razão da localização das instalações de produção em uma região de ocorrência de furacões;
- Em relação ao acesso a dutos de escoamento da produção e de processamento na Dinamarca:
  - Exigência legal de elaboração de um Plano de Negociação e sua submissão ao regulador;
  - Os preços e condições negociados devem ser notificados ao órgão regulador independente, a quem cabe verificar se estes estão de acordo com as disposições da norma, avaliando se estes são razoáveis.
- Em relação ao acesso aos terminais de GNL na Europa:
  - O acesso é mandatório, mas existe possibilidade de adiá-lo (excetuá-lo por um período) a partir de alguns fatores, como, por exemplo, a presença de riscos altos para a implantação da instalação;
  - Há a necessidade de prover uma série de informações, inclusive aos operadores das redes a jusante, para a eficiência da operação das redes. Dentre outras informações que devem ser disponibilizadas, incluem-se períodos de manutenções;
  - Há a necessidade de ações para evitar vantagem indevida de participantes verticalmente integrados aos operadores dos terminais de GNL, o que inclui, por exemplo, instituição de firewalls entre o operador e o ramo responsável pela produção ou suprimento;
  - Há a necessidade de publicação de metodologia de cálculo da capacidade de transporte e mecanismo do processo de alocação de capacidade (por exemplo, “*pro-rata*” ou “*first-committed-first-served*”);
  - Devem ser apresentadas justificativas para negativas de acesso;
  - Devem ser criadas condições para que a capacidade ociosa seja aproveitada pelo mercado, o que inclui a liberação da capacidade ociosa sistematicamente subutilizada.
- Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Reino Unido:
  - É necessário publicar as condições comerciais para o acesso de terceiros;
  - É possível pedido de resolução de conflito junto ao órgão regulador;
  - É possível a exceção ao livre acesso de terceiros por um período de tempo a ser determinado.

- Em relação ao acesso aos terminais de GNL no Japão:
  - É necessária a publicação de termos e condições de acesso;
  - Deve haver “remunerações idênticas para condições idênticas” (não discriminação);
  - A negativa ou limitação do acesso deve ser condicionado a alguns fatores, tais como força maior, ocorrência de incidentes ou inadimplência do terceiro interessado.

Como já mencionado, a mais recente experiência nacional na regulamentação do acesso foi a revisão da Portaria ANP nº 251, de 2000, que resultou na edição, em 8 de julho de 2022, da Resolução ANP nº 881 para determinar os critérios para o uso dos terminais aquaviários, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis. A Resolução ANP nº 881/2022 que regulamentou o acesso na modalidade negociada, traz alguns pontos já observados na experiência internacional. Estes pontos podem ser interessantes para a regulamentação do livre acesso às instalações de gás natural tratada no art. 28 da Lei nº 14.134/2021. São eles:

- Destaque a informações relativas à negativa de acesso;
- A preferência do proprietário e os mecanismos de revisão. Apesar de não haver exatamente a figura da preferência na experiência internacional verificada, a forma como a revisão do proprietário ocorre para terminais de líquidos no Brasil, levando em conta históricos de utilização e os valores das últimas revisões, sendo sempre decrescente, contribui para disponibilização de capacidade não utilizada.
- Exigências diferenciadas para operadores não verticalizados e verticalizados;
- Exigências para a garantia de ao menos separação jurídica entre operador e coligados que eventualmente atuem como comercializadores ou distribuidores.

A subseções a seguir apresentam as informações consideradas fundamentais, tanto por parte dos proprietários ou operadores das infraestruturas de gás natural, quanto pelos terceiros interessados em acessar estas instalações.

## 8.1. Definição e Publicidade das Capacidades das Instalações

É fundamental que se defina a forma como se dará a publicidade das capacidades das instalações pelos proprietários ou operadores, elemento essencial para o acesso, correspondentes às características de cada uma das infraestruturas essenciais de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134/2021, uma vez que é a partir da determinação das capacidades que os serviços são ofertados e remunerados.

Em relação aos gasodutos de escoamento, a princípio vislumbra-se como necessário definir e divulgar as capacidades de movimentação dos sistemas de gasodutos de escoamento e de gasodutos de escoamento individuais (isolados de um sistema de escoamento), além de outras informações relevantes (extensão, diâmetro, pressão máxima de operação admissível etc.) de forma semelhante aos sistemas de gasodutos e gasodutos isolados de transporte. Tal medida deve contemplar os gasodutos de escoamento da produção integrantes e não integrantes de áreas sob contrato de diversos proprietários que na prática operam como um sistema integrado, a exemplo do que já ocorre com o Sistema Integrado de Escoamento da Bacias

de Santos (SIE-BS) composto pelas Rotas 1, 2 e 3, as quais incluem gasodutos de propriedade da Petróleo Brasileiro S.A., Shell Brasil Petróleo Ltda., Petrogal Brasil S.A. e Repsol Sinopec Brasil S.A. (ver Anexo A).

A respeito das UPGNs, é fundamental dispor de informações técnicas referentes às tecnologias e capacidades de processamento, além das capacidades de movimentação a montante e a jusante dessas instalações e das capacidades de armazenamento de líquidos extraídos do gás processado, tais como o GLP e misturas líquidas de hidrocarbonetos com mais de cinco carbonos na cadeia (C<sub>5+</sub>).

Em relação a informações técnicas, as capacidades de recebimento, armazenamento e expedição dos terminais de GNL são fundamentais e devem incluir a movimentação de navios e restrições que podem existir, tais como, por exemplo, a necessidade de operação apenas diurna, o que alteraria o tempo de atracação ou desatracação de embarcações. A experiência de Portugal ilustra didaticamente os parâmetros e condicionantes que devem ser considerados.

É também de grande relevância a publicação das metodologias e premissas de cálculo das capacidades para todas as categorias de instalações.

## 8.2. Informações Mínimas a Serem Prestadas pelos Operadores/Proprietários das Instalações e Pelos Terceiros Interessados

Além das informações acerca da capacidade das instalações, e com base na revisão da literatura internacional e nos princípios das normativas nacionais, um conjunto de informações mínimas devem ser informadas pelo proprietário ou proprietários das instalações, com o objetivo de permitir a um terceiro interessado conhecer minimamente as aspectos técnicos da instalação, seu grau de utilização, os serviços por ela prestados, os atuais usuários, além da remuneração a ser paga por estes serviços, em consonância com o inciso VII do art. 10 da Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022.

Neste sentido, e dado que cada instalação possui suas próprias características operacionais, as informações que devem ser prestadas foram divididas em subseções especificadas para cada uma das infraestruturas de gás natural referidas no art. 28 da Nova Lei do Gás.

### 8.2.1. Gasodutos de Escoamento da Produção

As informações a serem divulgadas pelos proprietários ou operadores dos gasodutos de escoamento da produção são:

- i. as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas de cada gasoduto ou sistema de gasodutos discriminada por cada usuário contratante;
- ii. as negociações realizadas para o acesso de terceiros com data de início, data de assinatura e data de início da prestação do serviço de escoamento;
- iii. as negociações em curso, especificando a data de início e sua previsão de término;
- iv. as remunerações dos serviços prestados;

- v. descrição dos serviços oferecidos pela instalação;
- vi. descrição das unidades e de sua finalidade considerando elementos suficientes que permitam ao terceiro interessado conhecer detalhes sobre os atuais gasodutos de escoamento ou sistemas de escoamento, sua capacidade e ociosidade;
- vii. fluxograma simplificado dos processos realizados que deve incluir:
  - a. atuais conexões do gasoduto ou sistemas de gasodutos de escoamento às unidades de produção, tais como plataformas, campos produtores, dentre outras instalações;
  - b. atuais conexões a UPGNs ou outras instalações da indústria de gás natural;
- viii. tolerância do sistema de escoamento a contaminantes e demais restrições relevantes no escoamento que podem resultar na negativa de acesso; e
- ix. especificação atual do *gas mix* do gasoduto ou do sistema de gasodutos de escoamento;

Com relação ao demandante de acesso, são necessárias informações que caracterizem a sua demanda pelo escoamento de gás de natural, tal como:

- i. razão social da requerente;
- ii. número do contrato de concessão, de cessão onerosa ou de partilha da produção, conforme o caso;
- iii. campo de origem do gás natural;
- iv. características físico-químicas do gás natural;
- v. projeção da produção de gás natural para todo o período de contratação; e
- vi. instalação destino de tratamento ou processamento de gás natural.

### 8.2.2. Polos de processamento de gás natural

As informações a serem divulgadas pelos proprietários ou operadores das instalações de processamento são:

- i. as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas de cada UPGN discriminada por cada usuário contratante;
- ii. as negociações realizadas para o acesso de terceiros com data de início, data de assinatura e data de início da prestação do serviço de processamento;
- iii. as negociações em curso, especificando a data de início e sua previsão de término;
- iv. as remunerações dos serviços prestados;
- v. descrição dos serviços oferecidos pela instalação;
- vi. descrição das unidades e de sua finalidade considerando elementos suficientes que permitam ao terceiro interessado conhecer detalhes sobre:
  - a. as atuais unidades de tratamento, sua capacidade e ociosidade;

- b. seu processo de separação primário, sua capacidade e ociosidade; e,
  - c. das unidades de processamento, sua capacidade e ociosidade;
- vii. fluxograma simplificado dos processos realizados que deve incluir:
  - a. alternativas disponíveis para retirada dos produtos resultantes do processamento;
  - b. atuais conexões a dutos de transporte para movimentação de gás natural especificado ou outros produtos resultantes do processamento;
- viii. características físico-químicas do gás natural ou contaminantes que podem motivar eventual recusa técnica para o processamento de gás natural naquela planta;
- ix. restrições relevantes ao processamento na unidade que podem resultar na negativa de acesso;
- x. especificação atual do *gas mix* de entrada da unidade;
- xi. especificação dos produtos resultantes (gás processado e derivados de gás natural) na saída da unidade; e
- xii. possíveis ampliações de capacidade da instalação.

Com relação ao terceiro interessado no acesso, são necessárias informações que caracterizem a sua demanda por processamento, tal como:

- i. razão social da requerente;
- ii. campo de origem do gás natural;
- iii. características físico-químicas do gás natural;
- iv. descrição do sistema de escoamento a ser utilizado para a entrega do gás natural a ser processado; e
- v. quantidades nominais de gás natural demandante de acesso.

### 8.2.3. Terminais de GNL

As informações a serem divulgadas pelos proprietários ou operadores dos terminais de GNL são:

- i. as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas de terminal, envolvendo todos os elementos aplicáveis, discriminada por cada usuário contratante:
  - a. capacidade de recebimento;
  - b. capacidade de regaseificação;
  - c. capacidade de armazenamento;
  - d. capacidade de movimentação;
- ii. períodos para atracação e desatracação de navios e outras informações relevantes sobre o terminal;
- iii. as negociações realizadas para o acesso de terceiros com data de início, data de assinatura e data de início da prestação do serviço;

- iv. as negociações em curso, especificando a data de início e sua previsão de término;
- v. as remunerações dos serviços prestados;
- vi. descrição dos serviços oferecidos pela instalação;
- vii. descrição das unidades e de sua finalidade considerando elementos suficientes que permitam ao terceiro interessado conhecer detalhes sobre as funções e sistemas do terminal (regaseificação, armazenamento, liquefação, capacidade de entrega, dentre outros), sua capacidade e ociosidade;
- viii. fluxograma simplificado dos processos realizados que deve incluir: atuais conexões do terminal à rede de transporte ou a outras instalações;
- ix. questões que motivem eventual recusa técnica para o a prestação do serviço;
- x. restrições relevantes à prestação de serviços que podem resultar na negativa de acesso;
- xi. especificação atual do gás recebido no terminal;

Com relação ao demandante de acesso, são necessárias informações que caracterizem a sua demanda pelos serviços do terminal de GNL, tal como:

- i. nome da empresa;
- ii. origem do gás natural;
- iii. características físico-químicas do gás natural;
- iv. descrição do sistema a ser utilizado para a entrega do gás natural; e
- v. quantidades nominais de gás natural demandante de acesso.

## 9. CONSIDERAÇÕES SOBRE OS “CADERNOS DE BOAS PRÁTICAS DE GÁS NATURAL” PUBLICADOS PELO IBP

Fruto das discussões iniciadas no Programa Gás para Crescer (ver Subseção 2.1), fora acertado que os produtores e proprietários deveriam apresentar uma proposta de diretrizes para viabilizar o acesso às chamadas infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, instalações de processamento e terminais de GNL). Dessa forma, foram iniciadas as discussões no âmbito do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) acerca da elaboração de documentos e diretrizes para o acesso de terceiros a estas instalações, com base nas melhores práticas internacionais.

O primeiro destes documentos, intitulado “Caderno de Boas Práticas - Diretrizes Para Acesso a Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN”, foi publicado em setembro de 2018, sendo seguido pelo “Caderno de Boas Práticas - Diretrizes Para Acesso de Terceiros à Infraestrutura de Escoamento de Gás Natural” em outubro de 2021.

A elaboração destes documentos, que, em razão de suas similaridades, serão a partir deste ponto denominados conjuntamente como “Caderno de Boas Práticas”, contou com a participação de diversos produtores de petróleo e gás natural, membros do IBP, tendo como base o “*Code of Pactice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the Uk Continental Shelf*” (ou *Infrastructure Code of Practice* - ICOP), que buscou sintetizar as boas práticas

internacionais relacionadas ao acesso de terceiros às instalações de gás natural. Apesar de o “Caderno de Boas Práticas” formulado pelo IBP ter sido baseado no ICOP, os documentos diferem quanto a profundidade que tratam do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento e às instalações de processamento. Tal diferenciação pode ter como origem tanto o nível de concorrência nos dois mercados como o grau de maturidade das discussões sobre assunto no Reino Unido, que iniciou o seu processo de abertura ainda na década de 1980 e, desde 2011, conta com uma lei que estabeleceu as diretrizes para o acesso às instalações por terceiros (*Energy Act 2011*). Adicionalmente destaca-se que o acesso de terceiros no Reino Unido não está associado à caracterização da essencialidade da instalação, mas sim à adoção da estratégia de maximização da recuperação dos hidrocarbonetos por meio do compartilhamento de todas as instalações de produção e escoamento.

De acordo com o IBP, as diretrizes contidas no “Caderno de Boas Práticas” buscam servir de orientação na negociação de acesso à infraestrutura de escoamento e às instalações de processamento, estabelecendo termos e condições para que os proprietários destas instalações viabilizem o acesso de terceiros à capacidade disponível em seus ativos.

Por serem os primeiros documentos publicados no mercado a respeito das diretrizes para o acesso de terceiros a instalações essenciais, e tendo estes sido utilizados nos casos de negociações envolvendo as infraestruturas da Petrobras, é importante tecer algumas considerações acerca do conteúdo destes documentos, e verificar sua aderência aos princípios regulatórios vigentes e à prática internacional. A presente Seção foi estruturada no sentido de organizar os comentários de acordo com os elementos considerados fundamentais que compõem este tipo de instrumento.

## 9.1. Princípios Gerais de Acesso

O “Caderno de Boas Práticas” estipula, inicialmente, que as partes devem se comprometer com cinco elementos basilares durante as negociações. Em primeiro lugar, a segurança operacional das instalações, seguida da proteção e preservação ao meio ambiente. Em terceiro lugar, o respeito a populações e, em quarto lugar, pela adoção das boas práticas da indústria do Petróleo e Gás. Além disso, em quinto lugar temos a adesão dos princípios da boa fé e razoabilidade na definição dos termos e condições comerciais.

Trata-se de compromissos e condições que em parte atendem ao disposto no art. 10 da Resolução CNPE nº 3/2022, já apresentado, que lista os princípios gerais do acesso às instalações essenciais de gás natural que devem ser seguidos até a regulamentação da matéria pela ANP.

No caso, é possível identificar os princípios da boa-fé e da razoabilidade nas negociações, algo compartilhado com o observado no ICOP. Contudo, outros elementos fundamentais, que inclusive seriam necessários para o atendimento ao disposto no artigo 28, § 2º, da Lei nº 14.134/2021, não se encontram explícitos, como a previsão de cooperação entre todos os envolvidos na negociação (proprietário, terceiro interessado e usuários existentes), a integridade e o respeito à boa governança corporativa, com vistas ao efetivo acesso, sem excessiva vantagem para quaisquer um dos envolvidos. São pontos que poderiam ser incorporados para o aperfeiçoamento do documento.

Além da explicitação dos princípios acima, o documento o IBP ficaria ainda mais enriquecido caso adotasse a mesma abordagem do ICOP, que ao tratar do aspecto não discriminatório do acesso apresenta um rol (não exaustivo) de ações que podem ser



consideradas discriminatórias. Cumpre destacar como exemplo contido no ICOP: o favorecimento de uma companhia particular ou grupo de companhias, a aplicação de condições não similares para negociações equivalentes etc.

Outra questão que merece aprimoramento é devida justificativa na hipótese de recusa de uma solicitação de acesso, a qual deve-se basear em critérios objetivos, como: incompatibilidades de especificação técnica que não possam ser razoavelmente superadas; ou dificuldades que não podem ser sobrepujadas em tempo hábil e que podem prejudicar a produção eficiente de petróleo e gás natural, como visto no caso do Reino Unido (ver Subseção 5.1). No caso, o “Caderno de Boas Práticas” tão somente sugere que o proprietário deve encaminhar a recusa da solicitação por escrito contendo as devidas justificativas, sem identificar quais as hipóteses que poderiam ensejar a negativa de acesso, tampouco prevê um prazo máximo para a sua resposta.

Quanto à forma de operação das instalações, tanto o ICOP, quanto o “Caderno de Boas Práticas” consideram que as operações devem ser realizadas de maneira eficiente e de acordo com os padrões mínimos de segurança estabelecidos e as boas práticas da indústria. No entanto, o ICOP afirma que a operação do sistema também deve ser transparente, revelando os princípios que direcionam a sua concretização para evitar alguma discriminação operacional ou a imposição de outros interesses diferentes da usual operação do sistema de maneira eficiente.

Neste contexto, a Resolução CNPE nº 3/2022 em seu art. 8º, inciso VI, preocupou-se exatamente com a possibilidade de o agente dominante executar a sua programação de para criar barreiras artificiais e prejudicar a concorrência. Em seus termos:

*“Art. 8º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que os agentes observem as seguintes medidas durante o período de transição:*

*(...)*

*VI – o planejamento e a operação das infraestruturas de movimentação, processamento, e regaseificação de gás natural não sejam utilizadas de forma a criar barreiras ao acesso ao mercado de gás natural e prejudicar a concorrência.”*

Destaca-se que, embora o “Caderno de Boas Práticas”, de modo amplo, mencione o princípio do acesso não discriminatório, não há nenhum detalhamento acerca dos critérios de atuação do proprietário de instalações durante o seu planejamento/programação e operação das instalações, bem como acerca do funcionamento do Sistema Integrado de Escoamento e Processamento, que podem impactar na falta de transparência e na confiabilidade das informações necessárias para se prover o acesso não discriminatório de terceiros interessados.

## 9.2. Contratação de Capacidade

Com relação à utilização das instalações de escoamento e processamento por terceiros interessados, o documento determina que o proprietário deve permitir o acesso à capacidade disponível em sua infraestrutura de gás natural, na modalidade contratação firme, de forma negociada e não discriminatória.

No entanto, a forma de acesso à capacidade ociosa não é idêntica entre as instalações. No caso das instalações de processamento, é previsto que o acesso a capacidade de ociosa contratada deverá ser precedido de concordância do contratante original e do processador. Por sua vez, as regras para o acesso à capacidade de escoamento ociosa, devem estar previstas no

Contrato de Cessão de Direito de Uso de Capacidade de Escoamento de Gás Natural, sendo esta tratada como uma espécie de cessão de capacidade contratada por parte do contratante, cabendo ao proprietário ou gestor avaliar a viabilidade técnica do uso desta capacidade.

Em princípio, a exigência de anuência do atual usuário da capacidade ociosa de processamento causa estranheza, independente da falta da definição de critérios objetivos para a recusa do usuário<sup>83</sup>. Adicionalmente, esta previsão não guarda relação com a prática estabelecida pela indústria quando comparada, por exemplo, com atividade de transporte de gás natural que define como boa prática da indústria a maximização da utilização da capacidade da instalação, sem qualquer anuência do usuário que não utiliza sua capacidade contratada na modalidade firme.

Na atividade de transporte de gás natural é prevista a oferta de serviço de transporte interruptível em capacidade ociosa sem qualquer tipo de anuência ou consulta prévia ao carregador que contratou a capacidade firme não utilizada. Isto decorre diretamente do fato de que a capacidade não pertence ao contratante, mas sim ao proprietário dos ativos, que deve otimizar o uso da instalação, sem comprometimento da prestação do serviço de transporte firme. Neste sentido, a previsão de uma anuência prévia por parte do usuário existente que contratou a capacidade na modalidade firme é irrazoável, além de poder configurar obstáculo ao uso da capacidade ociosa por concorrentes do usuário existente, com reflexos potencialmente negativos na oferta de gás natural.

No escoamento o acesso à capacidade ociosa é ainda mais díspar do que ocorre no transporte de gás natural, dado que é o contratante o agente detentor da posse da capacidade de escoamento de gás natural e, portanto, o responsável pela gestão do seu uso, inclusive na hipótese de ociosidade. Tal fato deriva da forma de efetivação do acesso ao escoamento, mediante a celebração do Contrato de Cessão de Direito de Uso de Capacidade de Escoamento de Gás Natural (“contratos de cessão”)<sup>84</sup> entre o proprietário e os proprietários de gás não processado, denominados “escoadores”.

Nesta abordagem é possível notar que o uso do termo “escoador” é inteiramente divergente daquele utilizado nas atividades de processamento, transporte e distribuição de gás natural, onde se adotam os termos “processador”, “transportador” e “distribuidor” para identificar o agente responsável pela operação das respectivas infraestruturas, em contraponto aos seus usuários. Portanto, procura-se não configurar a utilização da capacidade de escoamento de gás natural como sendo uma prestação de serviço por parte do proprietário ou operador da instalação, cabendo, em tese, aos usuários a sua operação conjunta, com a eventual participação da figura do gestor da infraestrutura de escoamento de gás natural (ou gestor), sem qualquer menção ao uso do termo operador.<sup>85</sup>

<sup>83</sup> “4.4. PROPRIETÁRIOS e CONTRATANTES se comprometem a agir de boa fé e envidar seus melhores esforços no intuito de possibilitar a cessão de CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO OCIOSA para terceiros, respeitando-se as incertezas de volume inerentes à exploração e produção de petróleo e GÁS NATURAL.”

<sup>84</sup> No caso das instalações de processamento há referência ao contrato de processamento (conforme definição VIII do item 1.1), contando com referência explícita ao serviço de processamento que consta na introdução do documento:

“Estas diretrizes buscam estabelecer termos e condições para que o proprietário da UPGN viabilize o acesso de terceiros à capacidade disponível em suas unidades de processamento de gás natural, **mediante a contratação desse serviço.**” (grifo nosso).

<sup>85</sup> Não obstante, caso o gestor seja constituído, este assume diversas funções de um operador de infraestrutura, tais como: consolidar medições nos pontos de entrada e pontos de saída para realizar o balanço energético ou balanço de componente; realizar alocação do volume de gás natural resultante da mistura de diversas quantidades e qualidades de gás natural exportado por diferentes usuários (“gas mix”) no ponto de saída do gasoduto; monitorar operação da infraestrutura de escoamento de gás natural; informar plano de paradas programadas e eventos de indisponibilidade da infraestrutura de escoamento de gás natural.

Ou seja, em ambos os casos se observa um afastamento das regras de acesso à capacidade ociosa adotadas no transporte de gás natural, sem qualquer razão que fundamente ou justifique a adoção de distintas formas e regras de acesso em elos consecutivos da cadeia de valor do gás natural. Esta distinção adiciona complexidade aos agentes que desejam movimentar gás natural de sua titularidade por meio da modalidade de contratação de capacidade não firme, desde a produção até a entrega ao seu cliente ou uso final.

Com relação à preferência do proprietário na reserva de capacidade em suas próprias instalações, o “Caderno de Boas Práticas” apenas dispõe que os proprietários das instalações de escoamento terão direito prioritário de periodicamente revisar sua necessidade de utilização da capacidade total de escoamento. Neste momento, os proprietários podem reservar para si parcela da capacidade da instalação, considerando a capacidade de escoamento contratada anteriormente de forma a atualizar a capacidade de escoamento disponível. Com relação às instalações de processamento, é apenas previsto que os proprietários possuem o direito de preferência na reserva de capacidade de processamento. Em ambos os casos, é informado que este direito do proprietário não deverá se sobrepor aos direitos e obrigações contratuais previamente firmados entre proprietários e contratantes.

No entanto, não há qualquer regramento ou diretriz para disciplinar a atribuição e os critérios de revisão do direito de preferência do proprietário, a exemplo do que ocorre na regulamentação do acesso de terceiros dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, inscritos na Resolução ANP nº 35, de 13 de novembro de 2012. De forma similar, também podemos citar boa prática adicional aquela constante na Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022 que também disciplina e cria critérios adicionais para a revisão do direito de preferência do proprietário dos terminais aquaviários para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis (ver Seção 3).

Em comparação, o ICOP é claro ao determinar que o proprietário da instalação poderá reservar sua capacidade em duas ocasiões. Em primeiro lugar, de acordo com o incremento de produção devido ao *ramp-up* da produção de seus campos. Neste contexto, um campo em desenvolvimento com previsão de elevação da produção pode reservar capacidade em determinada instalação, sendo esta reserva considerada razoável. Em segundo lugar, se houver a previsão de entrada em operação de jazida de sua propriedade no futuro próximo. Por futuro próximo, é definido os próximos 5 anos. Tais critérios para a reserva da capacidade das instalações não foram contemplados pelo “Caderno de Boas Práticas”, podendo ser item a ser adicionado em futura revisão, baseando-se tanto na prática já estabelecida nas normativas nacionais quanto no ICOP.

### 9.3. Procedimento Anual e Alocação de Capacidade

O “Caderno de Boas Práticas” prevê que o proprietário dos gasodutos de escoamento e das instalações de processamento deve estabelecer um procedimento anual para que os terceiros interessados negociem o acesso às suas infraestruturas, sendo o prazo deste acesso objeto de negociação entre as partes. Neste procedimento, estão previstas 3 (três) fases predefinidas, chamadas: (I) Fase Inicial; (II) Fase Intermediária e (III) Fase Vinculante.

Na Fase Inicial os terceiros interessados apresentam as suas manifestações de interesse, de acordo com as informações requeridas pelo proprietário. Na Fase Intermediária o proprietário realiza estudos de viabilidade técnica e, em caso de disponibilidade e viabilidade, apresenta aos potenciais usuários as respectivas condições comerciais relativas ao tipo de

instalação. Na Fase Vinculante os potenciais usuários ratificam o interesse manifestado na Fase Inicial e firmam compromisso de contratação de capacidade, considerando a avaliação realizada pelo proprietário na etapa anterior.

Nota-se que o “Caderno de Boas Práticas” não estabelece, a princípio, uma duração mínima e máxima para cada uma destas fases, sendo que no caso do escoamento os prazos de cada fase, os critérios de avaliação das propostas, bem como de apresentação e recusa de acesso, deverão estar explicitados no procedimento anual. Por sua vez, para as instalações de processamento os prazos de cada fase, bem como de apresentação de justificativa à recusa de acesso, serão explicitados quando for anunciada a disponibilidade de capacidade pelo proprietário. Adicionalmente, para o acesso ao processamento é previsto que o prazo para a finalização do procedimento anual não poderá ser superior a um ano. Dessa forma, infere-se que neste prazo incluem-se as negociações para se efetuar o acesso à instalação.

Uma característica importante do “Caderno de Boas Práticas” é o reconhecimento da necessidade de sincronizar as fases dos procedimentos anuais de contratação de capacidade de escoamento e de processamento. Por serem elos adjacentes da cadeia de valor do gás natural, sendo que na hipótese de isto não ocorrer, o proprietário causador deverá informar aos potenciais usuários as justificativas para o fato.

Em termos das regras de alocação da capacidade entre os potenciais usuários, na hipótese de a capacidade disponível ser inferior aos volumes demandados na solicitação de acesso, também estão previstos critérios de alocação conforme a instalação. Destaca-se que a alocação da capacidade ora é determinada de maneira unilateral pelo proprietário (escoamento), ora é objeto de acordo entre o proprietário e os terceiros interessados (processamento), sem uma definição de como tal acordo se daria.

No caso do escoamento, é previsto que o proprietário irá estabelecer tais critérios de alocação entre os potenciais usuários na Fase Inicial. No caso do processamento, tal critério deverá ser objeto de negociação entre o proprietário e os agentes interessados, sem identificação da etapa em que esta definição irá ocorrer. Em qualquer das alternativas, não é previsto qual método não discriminatório usualmente adotado pode vir a ser aplicado (“*first come, first serve*”, *pro rata* ou leilão), elemento que cria subjetividade e pode dessincronizar a cadeia, eventualmente elevando o poder de mercado ao proprietário.

#### 9.4. Condições de elegibilidade para o serviço

O “Caderno de Boas Práticas” proposto pelo IBP informa que as condições de elegibilidade dos potenciais utilizadores das instalações são definidas com base em critérios de qualificação financeira, técnica, jurídica e de integridade/conformidade preestabelecidos pelo proprietário. A imposição de maneira unilateral por parte do proprietário de eventual restrição ao acesso de suas instalações pode configurar barreira à entrada desproporcional. Em si, todo e qualquer produtor de hidrocarbonetos no Brasil já conta com qualificações financeiras, técnicas e jurídicas para produzir e operar as instalações conforme normativas estabelecidas previamente pela ANP. Portanto, não há sentido ou amparo seja nas normativas nacionais ou na experiência internacional analisada para estabelecer nova barreira ao produtor de hidrocarbonetos.

Pelo contrário, o parágrafo 2º do art. 28 expressa claramente que eventuais condições de elegibilidade devem ser elaboradas em códigos de conduta e prática ao acesso sendo tarefa atribuída tanto ao proprietário quanto aos demandantes do serviço:

*“§ 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.”*

Nesta discussão, o caso britânico é paradigmático ao ampliar ao máximo possível o acesso a toda e qualquer infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e gás natural para tender ao princípio da maximização da recuperação econômica dos hidrocarbonetos estabelecidos pela estratégia nacional. Portanto, antes que impor novas condições para acessar a sua instalação, é imposto o compartilhamento da infraestrutura para a maximização da recuperação econômica dos hidrocarbonetos produzidos no ambiente *offshore*, sendo o princípio fundamental para conceder o acesso a terceiros e que dialoga com a redução dos custos operacionais dos produtores.

## 9.5. Estabelecimento de boas práticas de negociação, modelos de documentos e prazos

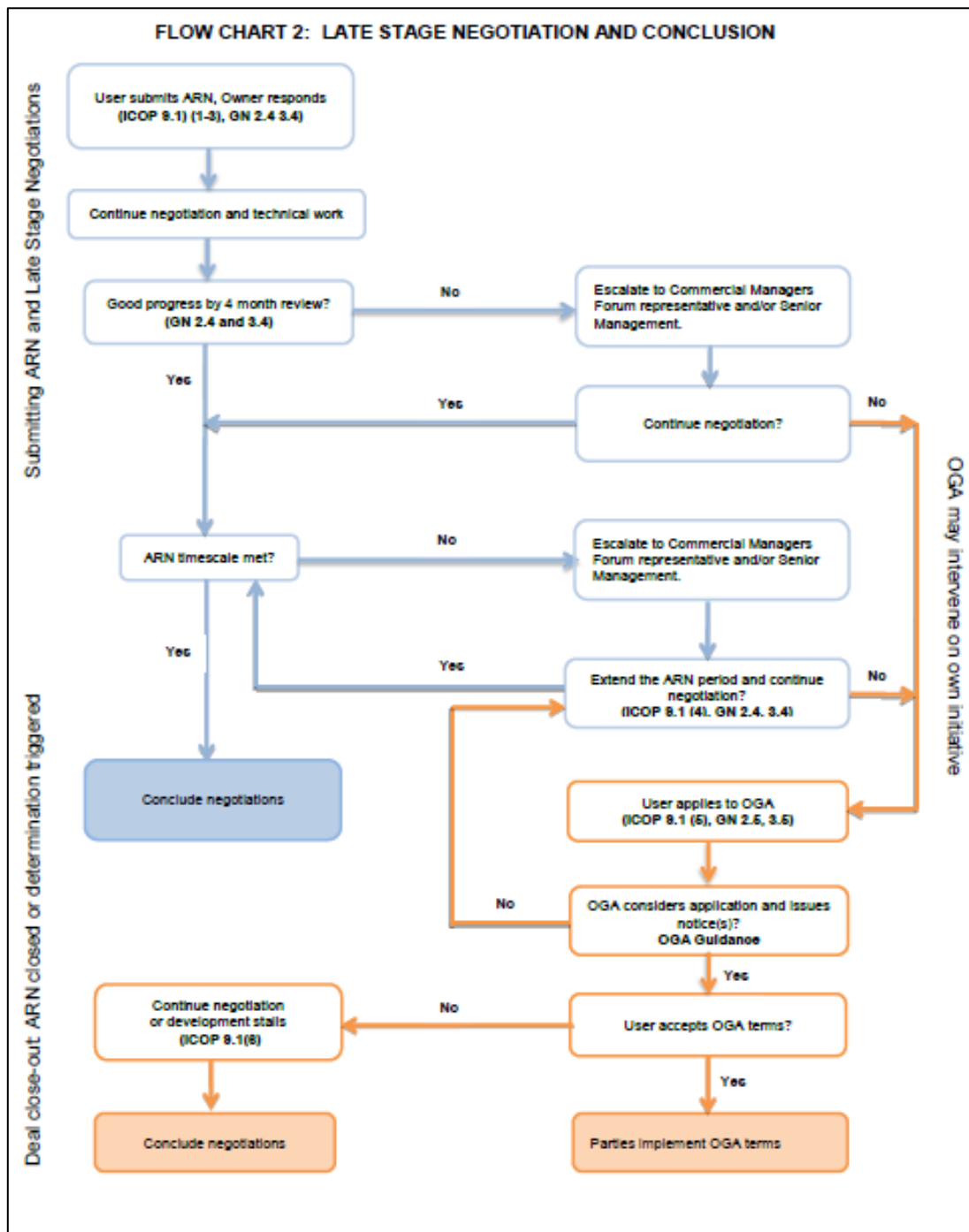
Um ponto que o ICOP apresenta avanços em relação ao “Caderno de Boas Práticas” é na apresentação de fluxogramas de melhores práticas de negociação (vide Figura 21). Nestes fluxogramas são descritas as atividades que os terceiros interessados e os proprietários de infraestrutura deverão executar em cada etapa das negociações de acesso. Ainda apresenta prazo esperado para que as negociações não excedam a duração prevista. Ressalta-se que o ICOP demanda que as partes estejam de acordo para estabelecer um cronograma constando os marcos da negociação, principalmente referentes as questões técnicas, comerciais, legais e operacionais. Adicionalmente, o ICOP ressalta que nenhuma das partes em negociação poderá prorrogar as negociações para obter benefício ou vantagem, de acordo com o princípio da negociação de boa-fé. Assim, o “Caderno de Boas Práticas” poderia ser aprimorado para conter tais disposições de maneira explícita, tal como exibido pelo ICOP.

O ICOP reforça em diversas oportunidades a necessidade de as negociações serem completadas no menor tempo possível. Para tanto, oferece modelos de documentos visando facilitar as negociações ao reduzir o tempo para elaborar minutas de documentos.

Considerando-se esse item, o “Caderno de Boas Práticas” delimitou o período o máximo de 1 (um) ano para a finalização das negociações. Apesar da instituição de procedimento anual, este elemento não encontra amparo legal e, nos casos estudados não encontramos esse tipo de previsão. Em leitura inicial das normativas sobre o acesso, destaca-se que ao terceiro interessado deve ser assegurada a sua demanda a qualquer momento, independentemente de períodos previamente estabelecidos pelo proprietário.

Adicionalmente, destaca-se que a Resolução CNPE nº 3/2022 estabeleceu por meio de seu inciso V do Art. 8º como de interesse da Política Energética Nacional que as negociações entre os proprietários ou operadores das instalações e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias. Portanto, o prazo para que a negociação não ultrapasse 1 (um) ano, descrito no “Caderno de Boas Práticas” deve ser desconsiderado, tomando-se como referência o prazo emanado pela Resolução CNPE nº 3/2022.

Figura 21 - Fluxograma dos estágios de negociação no ICOP



Fonte: ICOP (2017), p. 12.

## 9.6. Envio de aviso de negociação

Enquanto há previsão de envio de aviso de início das negociações<sup>86</sup> ao órgão regulador britânico no ICOP, momento a partir do qual as partes terão seis meses para concluir o acordo, não há tal previsão no “Caderno de Boas Práticas”. Adicionalmente, não há menção ao

<sup>86</sup> Tradução livre do termo: *Automatic Referral Notice* (ARN)

estabelecimento de cronogramas com pontos de verificação ou andamento das negociações, um elemento que permite ao órgão acompanhar a progressão das negociações.

Sobre este tema, destaca-se que grande parte do ICOP é destinado a apresentar os procedimentos a serem adotados no caso em que as negociações de acesso a infraestruturas por terceiros falhem. O “Caderno de Boas Práticas” lista a possibilidade de as partes recorrerem à ANP para a resolução de conflitos. Destaca-se que pelo art. 20º da Lei do Petróleo, a ANP poderá realizar a conciliação ou eventual arbitramento de conflito entre agentes regulados, incluindo-se os referentes ao acesso às instalações de gás natural. Adicionalmente, o § 4º do artigo 28 da Lei nº 14.134/2021 também prevê atuação da ANP em caso de controvérsia, conforme já apresentado.

## 9.7. Papel do Órgão Regulador

Outro ponto visualizado no fluxo apresentado na Figura 21 é o papel do órgão regulador britânico (NTSA). De maneira similar ao incorporado pelas normativas nacionais, o órgão regulador pode ser acionado pelo terceiro interessado para solução de conflitos ou mesmo atuar de ofício.

No entanto, o “Caderno de Boas Práticas” não descreve o papel do regulador na articulação do acesso às instalações, tão somente informa que as controvérsias decorrentes das negociações para acesso serão resolvidas diretamente pelas partes, que poderão fazer uso do poder judiciário ou da ANP, ou, desde que de comum acordo, de qualquer meio alternativo de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil, inclusive mediação ou arbitragem. Além disso, no documento não há menção a possibilidade de atuação de ofício da ANP, elemento que o Decreto Regulamentador da Nova Lei do Gás já previu em seu artigo 16º, §2º<sup>87</sup>.

## 9.8. Disponibilidade de informações

Já em relação à transparência e disponibilização de informações, o “Caderno de Boas Práticas” indica que o proprietário, sempre que solicitado, deve prover as informações básicas necessárias para que terceiros interessados possam fazer uma análise quanto à contratação de capacidade de escoamento e processamento de gás natural. Essas informações são divididas em duas categorias de disponibilização: informações públicas e informações confidenciais.

As publicamente disponíveis devem ser mantidas atualizadas pelo proprietário e disponibilizadas em meio eletrônico acessível a qualquer interessado. Elas dizem respeito a informações de capacidade e à descrição das instalações, sendo elas: capacidade total da infraestrutura de gás natural; capacidade disponível, em base anual; condições operacionais incluindo o limite máximo aceitável de contaminantes e descrição das instalações; condições de

---

<sup>87</sup> “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.

(...)

§ 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.”



elegibilidade para terceiros interessados; e as ampliações de capacidade previstas, no caso das instalações de processamento, com decisão de investimentos já aprovadas.

Já as informações confidenciais são específicas para os terceiros interessados e fornecidas mediante assinatura de termo de confidencialidade.

Quanto à disponibilização das informações, o ICOP informa os requisitos mínimos de publicidade. Por exemplo, as informações devem “*ser disponibilizadas ao público via internet, por meio de um site da empresa que pode ser encontrado por meio de mecanismos de pesquisa e, também, pode ser interligado a um site centralizado, o portal UK Oil and Gas Data*”<sup>88</sup>. Adicionalmente, o proprietário da infraestrutura deve apresentar a capacidade utilizada e a disponibilidade das instalações em um horizonte temporal de, no mínimo, 5 (cinco) anos, garantindo um histórico mínimo da operação da instalação para análise de eventuais requerentes de acesso. Finalmente, após a celebração do acordo, os principais elementos devem ser identificados e publicados, inclusive as remunerações aos diferentes serviços sendo necessária à sua discriminação em nível suficiente que permita considerar o custo do serviço<sup>89</sup>. Esta publicidade dos principais elementos oferece aos futuros demandantes de acesso conhecer previamente os termos e remunerações estabelecidos para os serviços daquela instalação.

Outro diferencial é que são apresentados modelos de formulários a serem preferencialmente seguidos pelos proprietários na disponibilização de informações. Quanto às informações confidenciais, o documento afirma que elas devem ser apresentadas em um tempo considerado razoável (cerca de 14 dias após a solicitação).

Para o caso nacional, a Resolução CNPE nº 3/2022 determinou em seu art. 10 os princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado às instalações essenciais, incluindo-se elementos de disponibilidade das informações, constantes em seu inciso VII, reproduzido a seguir:

*“VII - os proprietários ou operadores devem dar transparência e disponibilizar dados e informações sobre as instalações de gás natural, contendo no mínimo:*

- a) as remunerações dos serviços prestados;*
- b) as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas;*
- c) os atuais usuários das instalações; e*
- d) as negociações em curso, especificando a data de início.”*

Verifica-se que a Resolução CNPE nº 3/2022 identificou os principais elementos do acordo que devem ser publicados. Em contraponto, o “Caderno de Boas Práticas” não identificou a necessidade de publicizar as remunerações ou outros elementos listados como princípios de acesso pela referida Resolução, tais como os usuários do serviço prestado ou as negociações em curso, especificando a data de início. Consequentemente, o “Caderno de Boas Práticas” parece contar com menor quantidade de informações a serem disponibilizadas pelo proprietário da instalação.

<sup>88</sup> *UK Oil and Gas Data* era um banco de dados com acesso público, gerenciado pela *Common Data Access Ltd* (CDA), que é uma subsidiária da *Offshore Energies UK*. O sistema *UK Oil and Gas Data* e a extensa coleção de dados sísmicos e geoespaciais fornecida pela indústria realizada pela CDA, tornou-se a base do Repositório Nacional de Dados do Reino Unido (<https://ndr.nstauthority.co.uk/>), que foi lançado em março de 2019, e operado até junho de 2021 pela CDA em nome da NTSA.

<sup>89</sup> “(...) identify all the principal or material commercial provisions of the agreement, including prices and a tariff range or ranges of sufficient accuracy to reflect the cost to the user of the services to be provided.” ICOP, p. 23.



Ainda relativo ao item, a Resolução CNPE nº 3/2022 declarou em seu inciso IX do art. 2º, que uma de suas diretrizes estratégicas correspondia exatamente a elevar a transparência em relação à formação de preços e características das instalações que terceiros podem acessar.

*“Art. 2º São diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil:*

*(...)*

*IX - aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros;*

*(...)”*

## 9.9. Definição de remunerações justas e razoáveis

Dada a usual classificação das instalações como essenciais, há legítima preocupação quanto a remuneração para o acesso aos serviços prestados que, ainda que negociada entre proprietário e demandante de acesso, demanda atenção para impedir o eventual uso do poder de mercado detido pelo proprietário. De certa forma, a Nova Lei do Gás reconheceu o caráter essencial dessas instalações ao assegurar o seu acesso por terceiros interessados admitindo potencial poder de mercado para a fixação de valores para a remuneração dos serviços oferecidos além de níveis considerados justos e razoáveis conforme a divisão de riscos entre os agentes. É neste contexto que no artigo 28, que assegurou o acesso a tais instalações, seu parágrafo 3º delimita que a remuneração deverá ser baseada em critérios objetivos sendo assegurado a sua publicidade e transparência. Além disso, o parágrafo 4º delimita que a ANP poderá solucionar controvérsia referente aos elementos dispostos no artigo, inclusive a remuneração pela prestação do serviço.

Sobre o tema, a Resolução CNPE nº 3/2022 em seu art. 10 ainda vai além especificando a razoabilidade para a definição de remuneração a prestação do serviço. Em seu inciso V, indica como princípio do acesso não discriminatório e negociado a definição da remuneração pela prestação do serviço baseada em critério objetivo que remunere o investimento considerando uma prestação de serviço eficiente. Portanto, o critério da razoabilidade deve ponderar tanto a remuneração ao investimento realizando quanto a eficiência do operador na condução de suas atividades.

Observando a experiência britânica, o ICOP é claro ao declarar que tanto as remunerações pelos serviços prestados quanto os termos dos acordos celebrados devem ser justos e razoáveis, refletindo a partilha entre os riscos e benefícios assumidos<sup>90</sup>. Porém, reconhece que a garantia da remuneração justa e razoável a partir da divisão de riscos e benefícios é mais bem alcançada em um ambiente concorrencial, elemento até então ausente na discussão do acesso às instalações de escoamento e processamento de gás natural no Brasil.

Quanto ao valor da remuneração ao proprietário dos gasodutos escoamento e das instalações de processamento de gás natural e ao prazo de duração do contrato, o “Caderno de Boas Práticas” somente prevê que estes serão “objeto de livre negociação entre as PARTES, com base em condições mínimas, transparentes e não discriminatórias”, sendo que apenas no caso do processamento prevê-se a divulgação prévia por parte do processador. Todavia, salvo a menção ao princípio na razoabilidade nos princípios gerais de acesso, não resta claro se as

---

<sup>90</sup> “Tariffs and terms offered and agreed between parties should be fair and reasonable, where risks taken are reflected by rewards.” ICOP, p. 21.

condições elencadas no documento do IBP no que tange ao pagamento pelo uso das instalações são suficientes para atender ao disposto no inciso V do art. 10 da Resolução CNPE nº 3/2022, o qual determina que a remuneração para o acesso deve ser baseada em critérios objetivos, considerando retorno justo e adequado do investimento, a partir de uma prestação de serviço eficiente.

## 9.10. Conclusões sobre o “Caderno de Boas Práticas”

Dado o exposto na presente Seção, é possível afirmar que o Caderno de Boas Práticas não se configura como um código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, em conformidade com o disposto no §2º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021, em razão da forma como foi concebido e pela sua limitação de conteúdo.

Conforme mencionado, considera-se que existe espaço para aperfeiçoamento do “Caderno de Boas Práticas” que deverá, no mínimo, incluir a participação efetiva dos terceiros interessados na construção do documento, incorporar todos os princípios e diretrizes estabelecidos pelo arcabouço legal vigente no Brasil. Neste quesito, o “Caderno de Boas Práticas” deve incorporar princípios e diretrizes da Nova Lei do Gás, de seu Decreto Regulamentador das Resoluções CNPE, das recomendações desta Nota Técnica e das normativas da ANP que já delimitaram o direito de preferência do proprietário estabelecendo elementos mínimos que formam as boas práticas sobre o tópico. Espera-se que ao realizar estas melhorias, ocorra a expansão da discussão, e que sejam incorporados fluxogramas e elementos facilitadores para a negociação entre as partes interessadas, bem como outros elementos observados na análise da experiência internacional.

Tais aprimoramentos poderão tornar os cadernos editados pelo IBP uma referência quanto as atuais boas práticas já incorporadas pelo quadro normativo nacional e exaradas em outros documentos além do ICOP, que de acordo com seus autores servira de inspiração para sua elaboração. Assim, recomenda-se que esforço adicional deva ser dedicado à incorporação de modelos de documentos e contratos que possam reduzir o tempo de negociação além da necessária participação dos terceiros na criação e na adaptação do documento às normativas nacionais.

## 10. QUESTÕES PARA COMPOR A CONSULTA PRÉVIA DA AIR

Após o levantamento das informações e subsídios reunidos e organizados nas seções anteriores, nesta seção serão formuladas questões para subsidiar a promoção de Consulta Prévia para a coleta de informações para a elaboração da Análise de Impacto Regulatório (AIR), em atendimento ao disposto no art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e no art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, regulamentados pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2021, que estabelecem a obrigatoriedade da realização de AIR previamente à edição de normas pelas Agências Reguladoras.

A utilização de Consulta Prévia como instrumento de apoio ao processo de AIR encontra-se previsto da Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021, cujo art. 2º, parágrafo único, elenca os casos em que este instrumento de participação social pode ser empregado:

*“Art. 2º A participação social no processo decisório referente à regulação da ANP abrange os seguintes instrumentos:*

(...)

*Parágrafo único. A consulta prévia se aplica às seguintes situações:*

*I - em qualquer etapa da realização da Análise de Impacto Regulatório (AIR) a fim de, por exemplo, identificar o problema regulatório, mapear alternativas, identificar impactos e coletar dados;*

*II - para obter subsídios dos interessados quanto à necessidade de alteração de um ato normativo vigente; ou*

*III - para obter subsídios dos interessados quanto à necessidade de adotar uma ação regulatória, normativa ou não, em relação a um potencial problema regulatório.” (Grifos nossos).*

Neste sentido, com base no que foi apresentado nas seções anteriores, foram formulados diversos questionamentos relacionados com os temas que foram identificados como essenciais para a elaboração do relatório de AIR e de uma proposta de minuta de resolução, a partir da identificação da melhor alternativa para a solução do problema regulatório.

Os blocos de Questionamentos formulados a seguir (Quadros 1 a 10) farão parte de um formulário eletrônico a ser disponibilizado no sítio eletrônico da ANP na internet para o recebimento de comentários e sugestões durante o prazo de Consulta Prévia de 60 (sessenta) dias, observado o disposto no art. 12 da Instrução Normativa ANP nº 8/2021.

As questões formuladas contemplam os seguintes temas:

1. Supervisão regulatória do agente verticalizado: exigência de informações ou outras medidas
2. Preferência do Proprietário
3. Negociação
4. Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso
5. Resolução de Conflitos
6. Disponibilização de Informações
7. Procedimento de Congestionamento de Capacidade
8. Sistemas Integrados de Escoamento (SIEs) e de Processamento (SIPs)
9. Condições e critérios para cessão compulsória de capacidade
10. Outros temas que os participantes da consulta prévia desejem abordar

## 10.1. Supervisão regulatória do agente verticalizado: exigência de informações ou outras medidas

A integração vertical é um arranjo institucional em que as atividades de mais de uma etapa do processo produtivo são realizadas dentro da própria firma, sem a necessidade de contratação de fatores de produção no mercado. Tal estrutura visa, principalmente, melhorar a alocação de recursos ao reduzir os custos de transação. Entretanto, a integração vertical tem a capacidade de reduzir a concorrência, aumentar as barreiras de entrada aos novos entrantes e, também, aumentar os custos dos serviços ofertados.

Nesse sentido, a literatura econômica tem indicado a desverticalização das estruturas organizacionais como uma etapa muito importante para combater o poder de monopólio e possibilitar o acesso de terceiros de maneira não discriminatória e transparente ao mercado. Assim, a desverticalização das atividades consideradas monopolísticas ou essenciais é considerado um complemento fundamental para o provimento do acesso de terceiros de maneira não discriminatória e transparente.

Existem diferentes tipos e graus de desverticalização (separação) com distintos níveis de eficácia, sendo os seguintes os principais (ver Anexo C para uma descrição de cada tipo):

- Separação Contábil;
- Separação Funcional;
- Separação Legal;
- Operador Independente; e
- Separação de Propriedade.

Para o caso brasileiro, a Lei nº 14.134/2021 estabelece a exigência de separação jurídica apenas para o transportador de gás natural por gasoduto. Ainda que conceitualmente e que a experiência nacional e internacional demonstrem os benefícios da desverticalização para o acesso de terceiros, parece não haver previsão legal para a regulação determinar a separação jurídica, além das dificuldades de impor este tipo de limitação para o exercício de direitos adquiridos com base em contratos de concessão, planos de desenvolvimentos, autorizações, entre outros atos administrativos previamente aprovados pela ANP.

No entanto, podem existir, por exemplo, operadores desverticalizados que optem por investir ou operar infraestruturas essenciais e, nesse caso, parece ser razoável que o grau de exigências e de supervisão regulatória seja menor que o necessário para operadores totalmente verticalizados.

Diante das possíveis alternativas e hipóteses possíveis para a atuação de operadores de infraestruturas essenciais de diferentes naturezas, com base nos objetivos que se pretende alcançar e do custo-benefício da eventual adoção de exigências a operadores verticalizados, é interessante avaliar a opinião do mercado e da sociedade em relação à possibilidade da regulação instituir exigências diferenciadas para o proprietário verticalizado das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL), com vistas à implementação e ao monitoramento do acesso de terceiros negociado e não discriminatório.

Assim, sugere-se um conjunto de questionamentos, não exaustivo, sobre o tema no Quadro 1.

**Quadro 1. Questionamentos do tema supervisão regulatória de agentes verticalmente integrados**

**Questionamento(s)**

Caso existam operadores com diferentes níveis de desverticalização, qual sua opinião sobre exigências diferenciadas que poderiam ser postas para assegurar o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de que trata o artigo 28 da Lei nº 14.134/2021? Quais informações seriam relevantes, com base no grau de desverticalização (ou ausência de desverticalização), de um determinado operador?

De que forma o nível de integração vertical atualmente observado afeta o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL)?

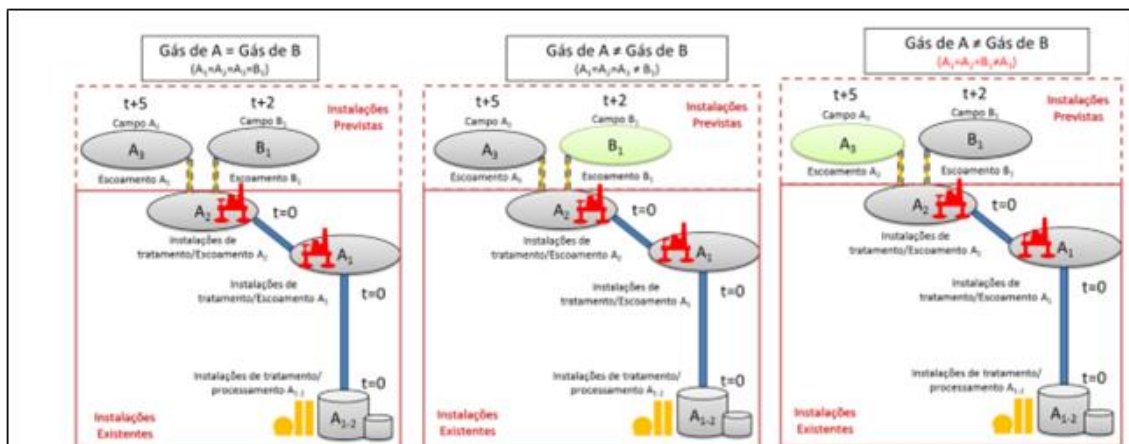
Na sua opinião, qual seria o nível de separação recomendável para cada uma das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL) para o acesso de terceiros negociado e não discriminatório?

**10.2. Preferência do Proprietário**

Conforme apresentado, a preferência do proprietário já é um instrumento conhecido pela ANP devido à regulação do acesso a terminais aquaviários e, após a Lei nº 14.134/2021, foi estabelecido também para gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL, uma novidade no arcabouço legal brasileiro para o gás.

Por exemplo, no relatório do Subcomitê 1 (SC1) do CT-GN para Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL, tratou-se especificamente dessa questão no item 53. No caso, apontou-se que, em relação a gasodutos de escoamento, deve ser analisada a questão da preferência do acesso às instalações, principalmente em casos nos quais sejam necessárias ampliações ou adequações na infraestrutura existente. Na figura 2 do documento, reproduzida a seguir na Figura 22, tem-se um exemplo em que um mesmo conjunto de infraestruturas de escoamento e processamento é utilizado para diferentes configurações que implicam a movimentação e tratamento de gás natural de diversas composições.

**Figura 22 - Preferência do proprietário debatida no SC1 do Gás para Crescer**



**Figura 2. Preferência no uso do sistema de escoamento**

Fonte: Elaboração própria EPE.

Fonte: MME (2017).

Além disso, para os sistemas de escoamento, há a possibilidade de haver diferentes regimes de outorga (concessão, cessão onerosa, partilha de produção e autorização) para gasodutos que operam de forma integrada, como, por exemplo, o Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE-BS, vide Anexo B), com os gasodutos Rota 1, Rota 2 e Rota 3.

Assim, sugere-se um conjunto de questionamentos, não exaustivo, sobre o tema no Quadro 2.

#### Quadro 2. Questionamentos do tema preferência do proprietário

##### Questionamento(s)

Como atribuir a preferência aos proprietários dos terminais de GNL, das UPGNs e dos gasodutos de escoamento, principalmente no caso desses últimos em que há complexidades relevantes relacionadas à diversidade de proprietários e à possibilidade de diferentes regimes de outorga?

Há necessidade de se inserir marco temporal para limitar a preferência do proprietário? Qual prazo é razoável para considerar-se uma instalação amortizada e, conseqüentemente, flexibilizar a preferência do proprietário?

Com relação ao processo de revisão da preferência do proprietário, quais seriam suas sugestões acerca ao prazo de revisão e critérios que devem ser considerados para cada uma das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL)?

### 10.3. Negociação

O § 1º art. 16 do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, estabelece que a ANP possui a prerrogativa de 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.”

Adicionalmente, de acordo com o inciso V do art. 8º da Resolução CNPE nº 2, de 7 de abril de 2022, durante o período de transição, até a edição da regulamentação pela ANP, os seguintes prazos devem ser observados pelos agentes, no interesse da Política Energética Nacional:

*“Art. 8º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que os agentes observem as seguintes medidas durante o período de transição:*

*(...)*

*V - as negociações entre os operadores de instalações e infraestruturas essenciais e o terceiro interessado no acesso sejam concluídas em até cento e oitenta dias, ressalvada a superveniência da regulação do art. 16, § 1º, do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, pela ANP; e*

*(...)”*

Com vistas a promover tornar efetiva as negociações de acesso, o Quadro 3, a seguir, apresenta um conjunto de questionamentos relacionados com o tema negociação.

### Quadro 3. Questionamentos sobre o tema negociação

#### Questionamento(s)

Qual o prazo considerado razoável para a negociação de acesso de cada uma das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento ou terminais de GNL)?

Quais devem ser as condições de elegibilidade do terceiro interessado no acesso à capacidade disponível das infraestruturas de gás natural?

Quais são as informações básicas que as empresas devem fornecer umas às outras durante as negociações?

Deve haver uma periodicidade (trimestral, semestral, anual, bianual etc.) para a negociação de acesso às infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento ou terminais de GNL)? Além disso, por se tratar de atividades encadeadas, seria necessário prever na nova regulamentação que haja uma sincronia e harmonização entre os prazos de negociação para o acesso aos diferentes elos da cadeia de valor do gás natural?

Em qual momento os campos em fase de desenvolvimento devem negociar o acesso às infraestruturas de escoamento de gás natural?

## 10.4. Diretrizes dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso

De acordo com o § 2º do art. 28 da Lei nº 14.134/2021, a ANP deve elaborar as diretrizes para a elaboração dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso aos gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL por parte dos proprietários destas instalações, em conjunto com os terceiros interessados.

Os Códigos de Conduta e Prática de Acesso devem ser elaborados de forma a orientar as negociações entre o operador e seus potenciais usuários, e devem conter os princípios e procedimentos para a o acesso de terceiros à instalação de gás natural de forma não discriminatória.

Com base na experiência internacional, foram identificados os seguintes elementos que devem compor tais documentos pelos agentes:

- I – princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado;
- II – descrição das etapas de negociação, inclusive a previsão de duração de cada etapa;
- III – descrição dos serviços ofertados;
- IV – obrigações e responsabilidade das partes;
- V – mecanismo de alocação de capacidade;
- VI – especificação e qualidade dos produtos que podem ser movimentados ou processados pela instalação;
- VII – troca e disponibilização de informações;

VIII – tratamento das informações confidenciais trocadas entre as partes;

IX – medidas para a mitigação de conflitos de interesse;

X – medidas para prevenção da retenção de capacidade de modo sistemático; e

XI – as cláusulas essenciais que deverão integrar a minuta de contrato a ser celebrado entre os usuários e o operador da instalação de gás natural, em especial cláusulas sobre cessão voluntária e compulsória da capacidade contratada, em caso de retenção de capacidade de forma sistemática.

A partir dos elementos acima identificados, o Quadro 4, a seguir, traz um conjunto de questionamentos acerca do tema.

#### Quadro 4. Questionamentos sobre as diretrizes do Código de Conduta e Prática de Acesso

##### Questionamento(s)

Qual a sua opinião acerca dos elementos identificados? Existem outros elementos ou princípios que devem ser adicionados às diretrizes para elaboração dos Códigos de Conduta e Prática de Acesso pela ANP?

Deve ser proposta a elaboração de um Código de Conduta e Prática de Acesso setorial, ou cada operador ou proprietário poderá ter a liberdade de elaborar seu próprio código, em conjunto com os terceiros interessados?

## 10.5. Resolução de Conflito

O art. 28 da Lei 14.134/2021 estabelece que na eventualidade de controvérsia sobre o acesso de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL caberá à ANP decidir sobre a matéria, ressalvada a possibilidade de as partes, de comum acordo, elegerem outro meio de resolução de disputas legalmente admitido no Brasil.

Além disso, o Decreto nº 10.712/2021 estabelece a possibilidade da ANP atuar de ofício para verificar a existência de eventuais controvérsias entre as partes quando a negociação para obtenção do acesso não for concluída no prazo a ser definido na regulação.

Foram elaborados os questionamentos constantes do Quadro 5, a seguir, que tratam do tema da resolução de conflito no caso de fracasso nas negociações de acesso.



### Quadro 5. Questionamentos sobre resolução de conflito

#### Questionamento(s)

Além do prazo das negociações, de que trata o Quadro 3, quais elementos seriam indicativos para a ação de Ofício da ANP, de que trata o §2º do art. 16 do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, no que tange à verificação de existência de eventuais controvérsias entre as partes?

Em caso de controvérsias durante a negociação que levem ao possível fracasso das tratativas de acesso, qual o prazo razoável para a solução de conflito entre as partes?

Na eventualidade de ação regulatória visando normatizar procedimento de resolução de conflito a ser aplicado pela ANP, que elementos adicionais devem ser considerados?

## 10.6. Disponibilização de Informações

A disponibilização de informação é elemento essencial para a promoção do acesso de terceiros, tanto por parte dos proprietários ou operadores das instalações sujeitas ao acesso, quanto pelos terceiros interessados em acessá-las.

Neste sentido, o art. 2º da Lei nº 14.134/2021 determina que o proprietário ou operador de instalações de escoamento, processamento, terminais de GNL devem “(...) 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.”

Já o art. 17 do Decreto nº 10.712/2021 determina que 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.”

Por sua vez, o inciso VII do art. 10 da Resolução CNPE nº 3/2022 determina que os proprietários ou operadores devem dar transparência e disponibilizar dados e informações sobre as instalações de gás natural, contendo no mínimo:

- a) as remunerações dos serviços prestados;
- b) as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas;
- c) os atuais usuários das instalações; e
- d) as negociações em curso, especificando a data de início.

Como pode ser visto, a Nova Lei do Gás, seu decreto regulamentador e a Resolução CNPE nº 3/2022 já trazem um conjunto de informações que devem ser prestadas, com ênfase nas informações oriundas dos proprietários e operadores.

Em seu turno, a partir do estudo a experiência internacional a Seção 8 da presente Nota Técnica apresentou quais informações deveriam ser, também, prestadas pelos terceiros interessados, com vistas a tornar mais efetivo o processo de negociação e acesso às instalações de gás natural.

Assim, sugere-se um conjunto de questionamentos, não exaustivo, sobre o tema no Quadro 6.

## Quadro 6. Questionamentos sobre disponibilização de informações

### Questionamento(s)

Qual a sua opinião acerca das informações mínimas a serem prestados pelos operadores/proprietários das instalações e pelos terceiros interessados constantes da Subseção 8.2 da Nota Técnica Conjunta?

Quais informações adicionais os terceiros interessados devem fornecer aos proprietários ou operadores infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento ou terminais de GNL) quando solicitarem informações específicas sobre uma instalação?

Como deve ser feita a publicação (em sítio eletrônico da própria empresa ou no da ANP) e a periodicidade de atualização dessa informação (mensal, semestral, anual)?

Em qual prazo deverão terceiros interessados receber as informações específicas quando solicitadas?

Quais informações específicas devem ser fornecidas aos terceiros interessados, após a assinatura do termo de confidencialidade?

Existem informações adicionais que são relevantes e devem ser publicadas pelos proprietários para facilitar o acesso às instalações além daquelas contidas no inciso VII do art. 10 inciso da Resolução CNPE nº 3/2022 (as remunerações dos serviços prestados; as capacidades disponíveis, contratadas e utilizadas; os atuais usuários das instalações; e as negociações em curso, especificando a data de início)?

## 10.7. Procedimento de Gerenciamento de Congestionamento e Mecanismo de Não-Retenção de Capacidade

O congestionamento de capacidade ocorre quando a demanda por capacidade excede à oferta e pode ser tanto contratual<sup>91</sup> como física<sup>92</sup>. Na União Europeia, o gerenciamento do congestionamento da capacidade<sup>93</sup> é considerado fundamental para assegurar a eficiência do uso e da maximização da capacidade das redes de gás natural, bem como da melhora do funcionamento do mercado como um todo.

O Decreto nº 10.712/2021 definiu o congestionamento contratual para o transporte de gás natural, que corresponde a situação de impedimento contratual ao atendimento de demanda

<sup>91</sup> De acordo com a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009: “Congestionamento contratual significa uma situação em que o nível de demanda de capacidade firme excede a capacidade técnica.”

<sup>92</sup> De acordo com a Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009: “Congestionamento físico significa uma situação em que o nível de demanda por entregas reais excede a capacidade técnica em algum momento.”

<sup>93</sup> A partir do diagnóstico de que a aplicação de determinados princípios de gerenciamento de congestionamento originalmente previstos na Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, não foram capazes de reduzir de maneira satisfatória o congestionamento contratual nas redes de transporte no âmbito da União Europeia, foi publicada em 24 de agosto de 2012 a Decisão da Comissão 2012/490/EU que alterou o Anexo I da Diretiva 2009/73/CE com o objetivo de estabelecer o Guia de Procedimento de Gerenciamento de Congestionamento da rede de transporte de gás natural.

por capacidade, quando esta não se encontra plenamente utilizada. Além disso, é necessário adotar mecanismos de eliminação de congestionamento contratual nos pontos de entrada e de saída dos sistemas de transportem sempre que necessário, conforme §1º do seu art. 11.

Já a Lei nº 14.134/2021 estabelece em seu art. 33, dentre outras disposições, que cabe à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás. Nesse sentido, a adoção de mecanismos ou procedimentos para lidar com congestionamentos contratuais e físicos nas infraestruturas essenciais se alinha aos ditames legais na medida em que contribuem para o incremento da competitividade e da eficiência.

Assim, sugere-se um conjunto de questionamentos, não exaustivo, sobre o tema no Quadro 7.

#### Quadro 7. Questionamentos do tema congestionamento de capacidade

##### Questionamento(s)

Há necessidade de se introduzir regras de alocação na utilização das instalações para o gerenciamento do congestionamento?

Em relação à capacidade firme contratada, é necessário regulamentar mecanismo de perda e disponibilização de capacidade em instalações para evitar o congestionamento contratual (como por exemplo, o mecanismo *use-it-or-lose-it*)?

Qual o grau de publicidade a ser dado à programação das operações das instalações? Há necessidade de divulgar os princípios que o operador segue para evitar discriminação e criação de barreiras à competição?

Há necessidade de se criar uma regra sobre a razoabilidade na reserva de capacidade das instalações, tal como na experiência observada ICOP (delimitando o tempo razoável de 5 anos em que o proprietário possa reservar a capacidade da instalação)?

## 10.8. Sistemas Integrados de Escoamento (SIE) e de Processamento (SIP)

Os Sistemas Integrados de Escoamento (SIEs) e de Processamento (SIPs) foram implementados pela Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras em cumprimento aos compromissos assumidos junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) por meio da assinatura do Termo De Compromisso de Cessação de Prática (TCC) em julho de 2019. A descrição dos SIEs e SIPs se encontram no Anexo B.

Os modelos de negócio para o acesso de terceiros adotado pela Petrobras para os Sistemas Integrados de Escoamento e de Processamento foram aqueles propostos no “Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Acesso à Unidade de Escoamento de Gás Natural” e no “Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Acesso à Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN”, respectivamente (ver Seção 9 para uma descrição e avaliação crítica destes documentos).

Dada a sua relevância, a aderência das normas brasileiras as boas práticas demanda que o processo de regulamentação incorpore as atuais percepções dos interessados sobre esses sistemas. Neste sentido, sugere-se um conjunto de questionamentos, não exaustivo, sobre o tema no Quadro 8.

#### Quadro 8. Questionamentos do tema SIE e SIP

##### Questionamento(s)

Qual a sua opinião ou visão sobre os Sistemas Integrados de Escoamento e de Processamento, inclusive no que se refere a transparência, publicidade das informações prestadas pelos proprietários ou operadores destas instalações, condições de acesso e facilidade de acesso dos parceiros proprietários e de terceiros interessados?

Com relação à contratação de capacidade dos Sistemas Integrados de Escoamento e de Processamento, qual a sua opinião a respeito da oferta de capacidade em duas etapas, por meio da qual é dada prioridade aos agentes que possuem direitos sobre a produção de gás natural provenientes de campos em produção, para só após a conclusão das negociações da 1ª etapa ser realizada a oferta de capacidade disponível aos demais agentes interessados? Em que medida tal priorização pode ser considerada não aderente à preferência do proprietário de que trata o § 1º do art. 28 da Lei 14.134/2021?

O acesso aos SIEs ocorre por meio da celebração de Contrato de Cessão de Direito de Uso de Capacidade de Escoamento de Gás Natural (“contrato de cessão”) (ver Subseção 9.2 da Nota Técnica Conjunta). Por este modelo, os gasodutos de escoamentos são alegadamente operados de maneira conjunta pelos contratantes, sob a gestão da Petrobras, diferentemente das demais infraestruturas de gás natural, que preveem a figura do operador responsável pela prestação dos serviços da instalação. A este respeito, qual a sua opinião sobre o modelo de funcionamento dos SIEs, em especial acerca dos aspectos da transparência das informações, determinação da remuneração, programação e alocação do escoamento pela gestora, condições de acesso e da oferta de capacidade ociosa?

## 10.9. Condições e critérios para cessão compulsória de capacidade

A Lei nº 14.134/2021 é considerada um novo marco regulatório no mercado de gás natural, representando avanço relevante para promoção da concorrência, com vistas à construção de um mercado de gás natural integrado e com liquidez no Brasil. A Lei contempla inúmeras alterações e novidades, fruto de ampla discussão e construção entre os diversos agentes econômicos, órgãos de governo e a ANP ao longo do tempo, entre as quais se destaca o acesso negociado e não discriminatório de terceiros às infraestruturas de gás natural, objeto do presente estudo.

No entanto, para implementação desse novo mercado, em conformidade com os moldes legais, além da regulamentação do direito de acesso, assume especial relevância também o art. 33 da Lei nº 14.134/2021, especialmente no que se refere aos mecanismos de cessão compulsória de capacidade, aspectos importantes para que a ANP possa adotar as medidas

necessárias para exercer a sua atribuição legal de supervisão regulatória do mercado de gás natural.

O art. 33, conforme já mencionado, diz respeito à atribuição de monitoramento do funcionamento do mercado de gás natural por parte da ANP, mediante adoção de mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural, entre os quais se inserem as medidas de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento, e o “*gas release*”.

Como a regulamentação do “*gas release*” é objeto de outro grupo de estudos, sugere-se um conjunto de questionamentos, não exaustivo, exclusivamente sobre o tema no Quadro 9, referente a cessão compulsória de capacidade.

#### Quadro 9. Questionamentos do tema cessão compulsória de capacidade

##### Questionamento(s)

Quais seriam os critérios e condições necessários para regulamentação da cessão compulsória de capacidade das infraestruturas de gás natural (gasodutos de escoamento, polos de processamento e terminais de GNL)?

Seria necessário regulamentar critérios diferenciadores para aplicação da medida de cessão compulsória, nas modalidades temporária e permanente?

### 10.10. Outros temas que os participantes da consulta prévia desejem abordar

Compreende-se que o tema envolve um conjunto relevante de aspectos que podem não ter sido abordados na presente Nota Técnica. Dessa forma, encoraja-se que os leitores proponham temas a serem incluídos no debate.

O Quadro 10 sugere um conjunto de questionamentos adicionais, não exaustivo, que pode ser relevante para o desenvolvimento da regulamentação.

#### Quadro 10. Questionamentos sobre outros temas

##### Questionamento(s)

Existem outros princípios gerais para o acesso de terceiros às instalações que não foram incorporados pelas normativas nacionais?

Quais são as justificativas que devem ser consideradas aceitáveis para a negativa de acesso pelo proprietário ou operador da instalação?

Quais são os critérios que poderiam ser considerados objetivos para o proprietário adotar no cálculo da remuneração pelo serviço? Que critérios seriam inapropriados? Existem outros princípios para a definição da remuneração além daqueles já listados pelas normativas nacionais?

## 11. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente Nota Técnica buscou reunir um conjunto de informações iniciais necessária à regulamentação do acesso de que trata o art. 28 da Lei nº 14.134/2021 e demonstrou que, em que pese ser uma determinação recente para as infraestruturas essenciais de gás natural, o acesso negociado a infraestruturas de líquidos já faz parte da agenda de discussões da ANP e se intensificou recentemente com o processo de participação social que levou à edição da Resolução ANP nº 881/2022.

Somam-se a esses recentes debates nacionais, os resultados auferidos a partir da avaliação da experiência internacional. Há um conjunto razoavelmente bem consolidado de normas que tratam do assunto, principalmente na Europa, para gasodutos de escoamento de produção, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL. Importante também ressaltar que o debate referente ao acesso está mais amadurecido para os terminais de regaseificação que para sistemas de escoamento e de produção do gás, motivo pelo qual a presente nota reservou maior espaço para as instalações de GNL.

Ademais, foram levantados também aspectos nacionais e internacionais referentes à resolução de conflitos, peça fundamental na relação do acesso, para o qual a Lei e seu Decreto conferiram especial atenção.

Por fim, a presente Nota Técnica propõe questões a serem postas para a sociedade de forma que possam ajudar a ANP a nortear as próximas etapas do processo de regulamentação das infraestruturas essenciais.

## 12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AER (2008). Australian Energy Regulator. Guideline for the resolution of distribution and transmission pipeline access disputes under the National Gas Law and National Gas Rules. Australian Energy Regulator, Final. Nov. 2008.

ANP, 2000. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Portaria ANP nº 118, de 11 de julho de 2000. Regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL. Diário Oficial da União de 12 de julho de 2000.

ANP, 2007. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 41, de 5 de dezembro de 2000. Regulamenta a atividade de Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) a Granel, a realização de Projeto para Uso Próprio e de Projeto Estruturante. Diário Oficial da União de 10 de dezembro de 2007.

ANP, 2010. O Gás Natural Liquefeito no Brasil: Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL; Séries Temáticas ANP Nº 4. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/gnl/gn-liquefeito-brasil.pdf>. Acesso: 6 de dezembro de 2022.

ANP, 2015. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 15, de 2 de dezembro de 2015. Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. Diário Oficial da União de 3 de dezembro de 2015.

ANP, 2015a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP nº 17, de 18 março de 2015. Aprova Regulamentos Técnicos do Plano de Desenvolvimento de Campos de Produção. Diário Oficial da União de 20 de março de 2015.

ANP, 2018. Nota Técnica nº 014/2018-SIM. A Promoção da Concorrência na Indústria de Gás Natural. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2018/nota-tecnica-14-2018-sim.pdf>. Acesso em 25/07/2022.

ANP, 2020. Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera da Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento. Setembro/2020. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/agenda-eventos/wmcmg/cp1-2020-modelo-conceitual.pdf>. Acesso em 6 de dezembro de 2022.

ANP, 2021. ANP – Autorização SIM-ANP nº 767, de 4 de dezembro de 2021 <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-767-2021?origin=instituicao&q=Excelerate>. Acesso em 24 de outubro de 2022.

ANP, 2022. Resolução ANP nº 881, de 8 de julho de 2022. Estabelece critérios para o uso dos terminais aquaviários existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, de derivados de petróleo, de derivados de gás natural e de biocombustíveis. Diário Oficial da União de 12 de julho de 2022.

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.

CADE, 2019. Conselho Administrativo Defesa Econômica. Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) celebrado entre CADE e Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras em 8 de julho de 2019. Disponível em [https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md\\_pesq\\_documento\\_consulta\\_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv\\_9inRMOg4J1hcDMlohDGroONKELtnpKMU8Pfaq47IACp\\_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z](https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMlohDGroONKELtnpKMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z). Acesso em 6 de dezembro de 2022.

CMGN, 2021. Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Publicações. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes>. Acesso em 6 de dezembro de 2022.

CNPE, 2022. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução CNPE nº 3, de 7 de abril de 2022. Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado, os fundamentos do período de transição e dá outras providências. Diário Oficial da União de 3 de maio de 2022.

DEA, 2017. Danish Energy Agency. Production. Disponível em [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/produktion\\_uk.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/produktion_uk.pdf). Acesso em 9 de novembro de 2022.

DEA, 2022. Danish Energy Agency. About Oil and Gas. Disponível em: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/oil-gas/about-oil-and-gas>. Acesso em: 9 de novembro de 2022.

EIA, 2022. United States Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook. Disponível em <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>. Acesso em 09/11/2022.

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 em 8 de novembro de 2022.

ERGEG, 2008. European Regulators Group for Electricity & Gas. Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators (GGPLNG), Na ERGEG conclusions Paper, Ref: E08-LNG-06-03. 7 de maio 2008. ERSE, 2017.

ERSE, 2017. Manual de Procedimentos do Acesso às Infraestruturas do Setor de Gás Natural da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal (ERSE). Setembro de 2017, Lisboa.

Esteves, L.E., 2021. Petroleum frontier zones: a study of the American and Argentinian cases. Economics and Finance. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2021. English. ffNNT : 2021GRALE001ff. fftel-03495992f. Tese de Doutorado. Grenoble. 2021.

EUA, 2005. Public Law 109-58-Aug. 8, 2005. 109th Congress. Energy Policy Act of 2005. To ensure Jobs for our future with secure, affordable, and reliable energy. Estados Unidos da América.

FERC, 2004. Federal Energy Regulatory Commission. Underground Natural Gas Storage. Disponível em: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/UndergroundNaturalGasStorageReport.pdf>. Acesso em 12 de maio de 2022.

FERC, 2022. Federal Energy Regulatory Commission. North American LNG Import Terminals (Existing); North American LNG Import Terminals (Approved, Not Yet Built); North American LNG Import Terminals (Proposed). 16 ago. 2022.



FERC, 2022a. Federal Energy Regulatory Commission. North American LNG Export Terminals (Existing); North American LNG Terminals (Approved, Not Yet Built); North American LNG Export Terminals (Proposed). 16 ago. 2022.

FSR, 2020. Florence School of Regulation. Unbundling in the European electricity and gas sectors. Disponível em <https://fsr.eui.eu/unbundling-in-the-european-electricity-and-gas-sectors/>. Acesso em 7 de dezembro de 2022.

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

GIIGNL, 2022. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. The LNG Industry GIIGNL Annual Report 2022. The LNG industry in 2021. Disponível em <https://giignl.org/document/giignl-2022-annual-report/>. Acesso em 24 de maio de 2022.

GPE, 2017. GPE, 2017. Gas Power Experience. Team Consult. Market Study: A glimpse at the landscape of European LNG regasification infrastructure, Final Version, June, 2017. Disponível em [https://www.teamconsult.net/news/files/European LNG Regas Infrastructure.pdf](https://www.teamconsult.net/news/files/European_LNG_Regas_Infrastructure.pdf). Acesso em 22 de agosto de 2022.

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 em 21 de dezembro de 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 em 4 de outubro de 2022.

Hashimoto H., Ueno K., Kunimatsu Y., Sakoda H., Otani K., 2017. LNG Terminal Third-Party Use Regime in Japan. The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ). Novembro, 2017.

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 em 8 de novembro de 2022.

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

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

IEA, 2022. International Energy Agency (AIE, Agência Internacional de Energia). Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics>. Acesso em 8 de outubro de 2022.

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.

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.

MME, 2017. Ministério de Minas e Energia. 1º Relatório SC1: Escoamento, Processamento e Regaseificação de GNL Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/SC1\\_Relatorio\\_Escoamento\\_Processamento\\_e\\_Regaseificacao\\_de\\_GNL\\_Verso\\_Final\\_05mai2017.pdf](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-crescer/subcomites-do-ct-gn/SC1_Relatorio_Escoamento_Processamento_e_Regaseificacao_de_GNL_Verso_Final_05mai2017.pdf). Acesso em 14 de julho de 2022.

MME, 2019. Ministério de Minas e Energia. Novo Mercado de Gás. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas>. Acesso em 08 de junho de 2022.

OEUK, 2017. Offshore Energies UK. ICOP on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf (November 2017). Disponível em: <https://oeuk.org.uk/product/infrastructure-code-of-practice-icop-and-accompanying-guidance-notes/>. Acesso em 23 de setembro de 2022.

OEUK, 2017a. Negotiations Best Practice. Disponível em <https://oeuk.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Negotiations-Best-Practice-1.pdf>. Acesso em 8 de novembro de 2022.

OEUK, 2017b. Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf – ICOP: Guidance Notes. Disponível em <https://oeuk.org.uk/wp-content/uploads/2020/09/Infrastructure-code-of-practice-guidance-2017...pdf>. Acesso em 08 de novembro de 2022.

OFGEM, 2012. Guidance on the regulated Third Party Access regime for Liquefied Natural Gas facilities in Great Britain, Ofgem, Londres. < <https://www.ofgem.gov.uk/publications/guidance-regulated-third-party-access-regime-liquefied-natural-gas-facilities-great-britain>> pag.34. Acesso em 8 de novembro de 2022.

OFGEM, 2015. Guidance on the regulatory regime for gas storage facilities in Great Britain (version 2), Ofgem, Londres. < [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](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)> pag.46 e 49.

Norsk Petroleum, 2022. Disponível em: <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/the-oil-and-gas-pipeline-system/>. Acesso em: 26 de setembro de 2022.

NPD, 1996. Norwegian Petroleum Directorate. Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities. Disponível em <https://www.npd.no/en/regulations/acts/act-29-november-1996-no2.-72-relating-to-petroleum-activities/>. Acesso em 8 de novembro de 2022.

NSTA, 2016. North Sea Transition Authority. Commercial Code of Practice (CCOP). Disponível em <https://www.nstauthority.co.uk/media/3088/commercial-code-of-practice-2016.pdf>. Acesso em 8 de novembro de 2022.

NSTA, 2022. Guidance on Disputes over Third Party Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure. Versão 7/11/22. Disponível em < <https://www.nstauthority.co.uk/media/8509/final-updated-tpa-guidance-7-nov-22.pdf>>.

NSTA. Disputes and Sanctions. Website: < <https://www.nstauthority.co.uk/regulatory-framework/disputes-and-sanctions/>>

Petrobras, 2021. Petrobras – Comunicado a investidores de 26/08/2022. Petrobras assina contrato para arrendamento do Terminal de GNL da Bahia. Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/2df8ca87-2ed1-eaf4-c837-dd07be16f3b6?origin=2>. Acesso em 24 de outubro de 2022.

Petrobras, 2022. Oferta de Escoamento de Gás Natural. <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-escoamento-de-gas-natural/>. Acesso em 29/11/2022.

Petrobras, 2022a. Oferta de Processamento de Gás Natural. Disponível em <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/>. Acesso em 29/11/2022.

Reuters, 2022. Reuters T., 2022. Practical Law. Third Party access to upstream gas infrastructure, gas storage facilities and LNG facilities: overview. ID W-016-0470. Disponível em [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-016-0470?originationContext=knowHow&transitionType=KnowHowItem&contextData=\(sc.RelatedInfo\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-016-0470?originationContext=knowHow&transitionType=KnowHowItem&contextData=(sc.RelatedInfo)&firstPage=true). Acesso em 5 de setembro de 2022.

SGPR, 2022. Secretaria-Geral da Presidência da República. Presidente da República aprova Resolução do CNPE com diretrizes voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural. Disponível em <https://www.gov.br/secretariageral/pt-br/noticias/2022/maio/presidente-da-republica-aprova-resolucao-do-cnpe-com-diretrizes-voltadas-a-promocao-da-livre-concorrancia-no-mercado-de-gas-natural>. Acesso em 8 de junho de 2022.

Smyth, R.C., Thomas III, P.G., Heiligenstein, C., 2014. Concerning offshore geologic storage of carbon dioxide in the U.S.A. In. Energy Procedia 63 (2014) 5822-5826.

Sperling et al, 2021. Sperling, K., Madsen, P. T., Gorroño-Albizu, L., & Mathiesen, B. V. (2021). Denmark without Oil and Gas Production: Opportunities and Challenges. Aalborg University. <https://oilandgastransitions.org/resources/reports/denmark-without-oil-and-gas-opportunities-and-challenges/>. Acesso em 8 de junho de 2022.

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.

## ANEXO A – O PROCESSO DE DISPUTA DE ACESSO NA AUSTRÁLIA

### A.1 Fase inicial do processo.

O processo se inicia com uma notificação de disputa que pode ser realizada por um usuário (ou usuário potencial) que não concorda com um provedor de serviços, ou por um provedor de serviços que não concorda com um usuário (ou usuário potencial) sobre um ou aspectos do acesso<sup>94</sup>. Ao receber uma notificação válida, o AER notifica, por escrito, a outra parte (usuário, usuário potencial ou prestador de serviços, conforme o caso) fornecendo uma cópia da notificação original. Nesta fase, a Autoridade também pode solicitar às partes que identifiquem se existem outras pessoas que possam ter interesse na disputa (AER, 2018).

A autoridade publica a notificação de disputa em seu site, fornecendo apenas detalhes sobre as partes (geralmente um provedor de serviços e usuário ou usuário potencial) e o serviço e, se apropriado, uma breve descrição (genérica) da natureza da disputa.

Vale expor que além da parte que realiza a notificação de disputa e da outra parte envolvida, outros podem ser considerados como parte no processo de disputa, incluindo (i) aqueles que, na opinião do ERA, são necessários na resolução do processo, e (ii) aqueles que solicitam por escrito<sup>95</sup> para se tornar uma parte, nesse caso, sujeitos a prévia avaliação e aceitação pela Autoridade<sup>96</sup>. Importante frisar que as outras partes na disputa são determinadas pela ERA caso a caso<sup>97</sup> (AER, 2018).

### Realização de Audiências.

Por lei<sup>98</sup>, as audiências de disputa são conduzidas pelo AER que, como órgão de resolução de disputas, terá sua composição determinada no início de um processo de disputa podendo mudar no seu decorrer<sup>99</sup>. Uma audiência é o meio pelo qual as partes podem apresentar suas alegações e provas ao AER em relação ao acesso objeto da controvérsia. As audiências podem ser realizadas usando uma variedade de métodos, incluindo apresentações/submissões por escrito ou orais, ou uma combinação de ambas. Na prática, a preferência do AER é realizar audiências “*on the paper*” (recebe as argumentações por meio de documentos escritos), mas pode decidir fazê-lo por outros meios a depender de cada caso, assim como pode decidir realizar audiências conjuntas.

Vale indicar que nas fases de instrução processual e decisória, o AER recebe suporte de membros da própria autoridade que formam uma equipe de gerenciamento de casos (*case management team - CMT*). Geralmente, essa equipe é formada por um gerente de caso, um oficial de contato e um consultor jurídico, mas também pode incluir outros membros da equipe, conforme a situação. A atuação do CMT tem como objetivo facilitar ou encorajar a resolução alternativa de disputas ou processos de mediação, bem como realizar a instrução processual e fornecer suporte administrativo para o AER durante esta fase. Essa equipe também presta assessoria à Autoridade na consideração das questões mais substantivas relativas à disputa.

<sup>94</sup> As notificações podem ser enviadas por e-mail à Autoridade, que em sua Guia indica endereço eletrônico específico: [AERInquiry@aer.gov.au](mailto:AERInquiry@aer.gov.au). A notificação é realizada por escrito e acompanha o pagamento de uma taxa.

<sup>95</sup> Em geral, o prazo para solicitação (que deve ser motivada) ao AER é de cinco dias úteis a partir da data da publicação de início da disputa. De acordo com o Guia, a AER pondera a necessidade de equilibrar tempo suficiente para que as partes avaliem se devem se tornar parte de uma disputa de acesso, com a conveniência de iniciar o processo de uma disputa de acesso em tempo hábil.

<sup>96</sup> A Autoridade verificará a existência de “interesse suficiente”, cuja interpretação conceitual é detalhada no Guia.

<sup>97</sup> O Guia apresenta alguns elementos norteadores dessa decisão.

<sup>98</sup> A NGL prevê que o AER conduza uma audiência (s. 178 e s. 2) para fins de determinação de acesso (s. 184(1)).

<sup>99</sup> Nesse caso as partes são notificadas a respeito.

Em geral, as disputas de acesso são decididas de modo privado e apenas as partes, seus representantes legais e funcionários nomeados têm conhecimento de toda a extensão do processo. Entretanto, uma audiência de disputa, ou parte dela, pode ser conduzida publicamente, desde que todos os envolvidos estejam de acordo.

### **Obtenção de evidências e informações**

Ao conduzir um processo de disputa de acesso, o AER não está apenas apreciando pontos de vista concorrentes expressos pelas partes, mas deve formar sua própria opinião sobre o resultado. Para isso, o Autoridade analisará a questão, podendo buscar provas e informações adicionais que julgar apropriadas (encaminhando qualquer assunto a um especialista independente, por exemplo).

Após o recebimento de uma notificação de disputa e desde que o AER esteja convencido de que a notificação não é vexatória, o objeto da disputa não é trivial, equivocado ou sem fundamento, nos termos dos artigos 186 (1(a)) e 186 (1(b))<sup>100</sup> do NGL há várias medidas que necessitam ser adotadas antes do prosseguimento do pedido, tais como o estabelecimento do regime de confidencialidade do processo, reuniões de gerenciamento de caso e audiências conjuntas.

### **Estabelecimento do regime de confidencialidade**

Normalmente, o AER estabelece, no início do processo, que as partes não divulguem ou publiquem as informações fornecidas durante o processo de disputa de acesso sem a permissão da Autoridade. Essa “ordem geral de confidencialidade” permanece durante todo o processo (até decisão da Autoridade que a modifique). Após a emissão de uma ordem geral de confidencialidade, as partes terão cinco dias úteis para expor quaisquer preocupações que tenham em relação ao pedido. Se não houver questionamento das partes, a ordem de confidencialidade continuará em vigor no decorrer do processo.

O motivo da ordem geral de confidencialidade é manter a natureza privada do processo de disputa de acesso, de modo a incentivar um ambiente mais aberto no qual as partes possam discutir questões relativas à disputa, dado que pode haver informações que não devam ser divulgadas. O uso de uma ordem geral de confidencialidade durante a tramitação do processo é uma prática usual nos processos de resolução de disputas, podendo ser complementada por outras orientações e compromissos durante o curso da disputa, se necessário.

### **Reuniões de gerenciamento de caso**

A outra medida consiste numa etapa de caráter discricionário denominada reunião de gerenciamento de caso, que, geralmente, é realizada no início de um processo de disputa com o objetivo de considerar questões processuais e administrativas para o bom e eficaz funcionamento das audiências de disputa. O CMT geralmente prepara uma lista de questões processuais e administrativa relevantes (itens da agenda) que gostaria que as partes abordassem em suas apresentações<sup>101</sup>. O AER dará às partes cinco dias úteis para apresentarem suas manifestações sobre as questões processuais relevantes. Além disso, se uma parte considerar que quaisquer questões processuais precisam ser abordadas durante o curso de uma disputa, ela pode encaminhar uma solicitação por escrito ao oficial de contato nomeado,

<sup>100</sup> 186—*Dispute resolution body may terminate access dispute in certain cases*

(1) *The dispute resolution body may at any time terminate an access dispute (without making an access determination) if the dispute resolution body considers that—*

(a) *the notification of the access dispute was vexatious; or*

(b) *the subject matter of the dispute is trivial, misconceived or lacking in substance; or*

<sup>101</sup> O contato para todas as consultas de uma disputa de acesso, incluindo qualquer correspondência para as partes, é o oficial ou os oficiais de contato nomeados no início de uma disputa de acesso que farão parte do CMT. O AER mantém sua discricionariedade para alterar a composição e recursos do CMT conforme julgar apropriado. Essas alterações serão comunicadas por escrito, geralmente por e-mail, durante uma disputa de acesso. O CMT fornecerá às partes um endereço de e-mail para o qual todas as correspondências e comunicações devem ser enviados.

descrevendo tais questões<sup>102</sup>. No entanto, fica a critério do AER decidir se essas questões serão consideradas e a forma como esses assuntos serão conduzidos. Em alguns casos, o AER pode propor ou decidir certas questões processuais sem consultar previamente as partes. O Guia apresenta um rol (não exaustivo) de questões relevantes que as partes podem apresentar.

Dependendo das circunstâncias de uma disputa, pode não ser necessário realizar uma reunião de gerenciamento de caso. A realização ou dispensa de uma reunião de gerenciamento de caso, fica a critério do AER que decide, caso a caso, levando em consideração as circunstâncias de cada disputa específica (AER, 2018).

### **Audiências conjuntas**

A Autoridade pode decidir realizar uma audiência conjunta se estiver conduzindo duas ou mais disputas de acesso envolvendo uma ou mais questões comuns (em vez de várias audiências para cada disputa). A decisão de realizar audiências conjuntas para duas ou mais disputas geralmente ocorre antes ou durante uma reunião de gerenciamento de caso<sup>103</sup>.

Ao decidir pela realização de audiência conjunta, a Autoridade notifica, por escrito, as partes para informar sua decisão e para solicitar manifestação por escrito, no prazo de 10 dias úteis após o recebimento da notificação (nos termos da NGL). A AER busca consultar as partes sobre a conveniência de realizar uma audiência conjunta o mais cedo possível em cada disputa.

Mesmo que o AER conduza audiências conjuntas de disputas, ele fará uma determinação separada para cada disputa. Isso não impede o AER de fornecer a cada parte envolvida uma declaração comum de razões para apoiar a determinação de acesso feita em cada disputa.

## **A.2. Fase de determinação provisória**

Geralmente, a AER faz uma determinação provisória quando uma ou mais das questões em disputa forem termos e condições relevantes de um acordo de acesso aprovado (e atual) que não esteja expressa ou implicitamente tratado em um contrato. O objetivo de fazer uma determinação provisória nessas circunstâncias é fornecer um resultado rápido para algumas questões de acesso já apreciadas e decididas pela Autoridade (AER, 2018).

A decisão de fazer uma determinação provisória têm carácter discricionário da AER. As determinações provisórias podem ser usadas como uma forma importante de garantir que um usuário ou usuário potencial obtenha acesso oportuno aos serviços de gasoduto. Ela permite que a AER encontre o equilíbrio entre a realização de um exame minucioso de todas as questões que devem ser consideradas ao tomar uma decisão final e garantir o acesso oportuno aos serviços de instalações sujeitas a uma disputa. Isso ocorre porque os provedores de serviços podem ver o processo de disputa de acesso como uma forma de retardar o acesso nos casos em que os processos são longos devido à necessidade de consideração das manifestações das partes.

Assim, a Autoridade considerar a realização de uma determinação provisória, particularmente quando a instrução processual para fazer uma determinação final provavelmente levará tempo considerável e a tomada de uma determinação provisória puder ser rápida. No entanto, o Guia esclarece que a avaliação de um pedido de determinação provisória acaba por desviar recursos voltados à avaliação das questões substantivas em disputa (AER, 2018).

Nesse contexto, o Guia expõe que, às vezes, os prazos para fazer determinações provisórias podem não resultar em uma resolução rápida de uma disputa de acesso em comparação com o procedimento direto para uma decisão final. Portanto, se o AER decidir fazer

<sup>102</sup> Incluindo se uma reunião de gerenciamento de caso deve ser realizada.

<sup>103</sup> Por exemplo, pode ser adequado realizar uma audiência conjunta sempre que dois litígios estejam relacionados ao mesmo prestador de serviços e diferentes usuários ou usuários potenciais, ou diferentes prestadores de serviços (diferentes mas sob o mesmo controle) e o mesmo usuário ou usuário potencial.



uma determinação provisória, espera-se que seja capaz de fazê-lo bem antes do prazo indicativo estabelecido para a tomada de uma determinação final.

A Autoridade prefere que as partes em uma disputa negociem seus próprios acordos comerciais provisórios alternativos até uma decisão final. Isso é particularmente importante porque o AER geralmente baseia sua determinação provisória em menos informações do que aquela utilizada para chegar à sua determinação final. O Guia alerta que mesmo que uma determinação provisória esteja em vigor, as partes em uma disputa não devem ser desencorajadas de chegar a tais acordos por sua própria vontade.

Ao decidir pela emissão de uma determinação provisória, a AER pode primeiro fornecer às partes uma minuta da determinação acompanhada de sua motivação (inclui uma “declaração de motivos”) e solicitar manifestações sobre o seu conteúdo<sup>104</sup>. As partes têm um prazo, estabelecido a critério da AER, não inferior a 10 e geralmente não superior a 20 dias úteis, para fazer suas manifestações. Esses prazos podem ser alterados pela Autoridade, dependendo da complexidade e do número de questões em disputa (AER, 2018).

Destaca-se que uma determinação provisória não encerra uma disputa de acesso. Nos casos em que o AER faz uma determinação provisória em uma disputa de acesso, ele ainda fará uma determinação final, a menos que a disputa de acesso seja encerrada ou seja retirada.

Uma determinação provisória permanece em vigor até sua expiração, a menos que ocorra uma das seguintes situações: (i) uma determinação final entre em vigor; (ii) seja revogada pela AER a pedido ou de ofício; (iii) a disputa de acesso seja encerrada; (iv) a notificação da disputa seja retirada<sup>105</sup>.

### A.3. Fase de determinação final

A fase de determinação final refere-se à consideração de todas as questões substantivas para a tomada da decisão final, pois, geralmente, nem todas essas questões são consideradas para fins de determinação provisória (AER, 2018).

Antes de emitir uma determinação final, o AER pode disponibilizar às partes uma minuta da determinação<sup>106</sup> onde, geralmente, consta a abordagem proposta pela Autoridade acompanhada de sua respectiva motivação (declaração de motivos).

Antes de fazer a minuta, a Autoridade pode solicitar que as partes se manifestem sobre as questões em disputa. Em geral, as partes terão, no mínimo, 10 dias úteis e, no máximo, 20 dias úteis para fornecer suas manifestações e, pelo menos mais 10 dias úteis para responder às manifestações iniciais umas das outras (*submissions-in-reply*). Esses são prazos indicativos que podem variar dependendo da complexidade das questões envolvidas em uma determinada disputa de acesso.

Vale expor que, como um passo intermediário, mas discricionário, o AER pode considerar uma conferência com as partes para discutir questões relativas à disputa de acesso sobre as quais uma decisão precisa ser tomada. O objetivo da conferência é orientar as partes no sentido de que mantenham o foco em suas manifestações, nas questões realmente importantes para a disputa que serão tratadas na determinação final<sup>107</sup>.

<sup>104</sup> A AER fará uma orientação por escrito descrevendo as questões que a parte deve abordar em sua manifestação sobre o conteúdo da minuta de determinação provisória.

<sup>105</sup> A determinação provisória pode ser alterada pela Autoridade seguindo os mesmos trâmites da sua elaboração.

<sup>106</sup> A minuta de determinação final não é a determinação final. Além disso, o AER não é obrigado a disponibilizar uma minuta de determinação final às partes, mas considera que fornecer essa minuta acompanhada de uma declaração de motivos lhes dá uma oportunidade de corrigir quaisquer questões factuais relacionadas ao acesso em disputa, antes da tomada de uma decisão final.

<sup>107</sup> “The purpose of a conference is for the AER to provide views on certain issues to assist parties to narrow the focus on the substantive areas of dispute in making written submissions. These views as expressed by the AER during

Depois de receber e considerar as observações das partes, o AER disponibiliza uma minuta de determinação com a respectiva fundamentação para comentários das partes, estabelecendo, em geral, um prazo não inferior a 10 e não superior a 20 dias úteis para o envio das manifestações. Estes prazos são indicativos e podem variar caso a caso.

Vale indicar que mesmo após a disponibilização da minuta às partes, pode haver uma oportunidade adicional para permitir a retomada das negociações comerciais e para uma resolução comercial da disputa. A disputa de acesso pode ser retirada pelas partes em qualquer estágio até que uma decisão final seja proferida (AER, 2018).

Depois de receber e considerar as observações das partes sobre a minuta de determinação, a AER emitirá sua decisão final fundamentada. Nas circunstâncias em que duas disputas de acesso tiveram um processo de audiência conjunta (já abordado) uma determinação final será feita para cada disputa notificada.

O processo de disputa de acesso se encerra, após a notificação das partes pelo AER.

O AER indica um prazo de seis meses, a partir da data de notificação da disputa, para a tomada de uma decisão final, mas este prazo é indicativo e levará em consideração a complexidade das questões em uma disputa de acesso e não inclui o tempo para: (i) envolvimento das partes inclusive no que se refere à elaboração de relatórios de especialistas ou consultores independentes, caso necessário; (ii) processos alternativos de resolução de disputas; e (iii) manifestações sobre qualquer assunto durante uma audiência de disputa de acesso.

Qualquer das partes pode solicitar alteração da determinação final, desde que esta alteração obtenha o consenso entre todos os envolvidos. Caso alguma parte se oponha à alteração proposta, nova disputa de acesso pode ser notificada. No entanto, se uma determinação de acesso contiver um erro de escrita, erro decorrente de um lapso ou omissão acidental, erro material de cálculo numérico, erro material na descrição de qualquer pessoa, coisa ou assunto referido na determinação, ou um defeito na forma, o AER pode corrigir a determinação de acesso nestes pontos específicos devendo apenas informar às partes.

### **Conteúdo de uma determinação final**

O conteúdo de uma determinação final pode tratar de qualquer assunto sobre a prestação de um serviço de gasoduto a um usuário ou usuário em potencial. No entanto, há alguns itens de atenção indicados no Guia<sup>108</sup>, entre os quais alguns estão aqui elencados.

Ao fazer uma determinação de acesso, o AER deve levar em consideração o valor do capital investido anteriormente por uma das partes na disputa e até que ponto essa parte recuperou esse capital investido (princípio da receita e do preço). O guia estabelece seis princípios de receita e preço a serem observados, entre os quais, custos e riscos econômicos de potencial sub ou sobre investimento pelo prestador de serviços ou sub e sobre utilização do gasoduto, fornecimento de incentivos efetivos para promover a eficiência econômica em relação aos serviços oferecidos, etc. De acordo com o guia, levar em conta os princípios de receita e preços garante que os provedores de serviços sejam adequadamente compensados por fornecer acesso.

Embora as disputas de acesso possam ser notificadas por um usuário em potencial, isso não significa que o AER precise fazer uma determinação de acesso exigindo o fornecimento do serviço, pois pode haver casos em que tal determinação poderia afetar a viabilidade técnica e econômica, as restrições de capacidade existentes e a consistência com a operação segura e confiável do duto.

---

*the substantive phase are to provide guidance as to the basis for the determination that the AER is likely to make.” AER (2008), p.27*

<sup>108</sup> Para informações mais detalhadas sobre todos os aspectos relativos aos elementos a serem observados nas determinações e limitações acesse o Guia.



O NGL e o NGR preveem as circunstâncias em que uma determinação de acesso feita para expandir a capacidade de um gasoduto e um usuário contribui com parte ou todo o capital para financiar a instalação ou construção de uma nova instalação.

O AER pode fazer uma determinação de acesso que exija que o provedor de serviços realize uma expansão da capacidade da instalação, sujeito à contribuição pelo usuário de parte ou todo o capital para financiar a instalação ou construção de uma nova instalação. Caso o usuário contribua com parte ou todo o capital para financiar a instalação ou construção de uma nova instalação, o AER pode incluir na determinação alterações no acordo de acesso.

Se um usuário potencial de capacidade incremental contribuir com parte ou todo o custo da expansão de capacidade, a determinação do acesso (e as consequentes alterações ao acordo de acesso) deve estabelecer os termos e condições de acesso para esse usuário. Os termos e condições de acesso devem refletir o valor da contribuição de capital para o prestador de serviços.

### ***Publicação da decisão e de sua motivação pela AER.***

A AER não tem obrigação de publicar a decisão de resolução de conflito de acesso. No entanto, pode considerar apropriado publicá-las, no todo em ou parte, para melhorar a transparência dos processos e informar os usuários e potenciais usuários de informações relevantes sobre os gasodutos e seus serviços.

Antes de publicar a decisão fundamentada, o AER fornecerá às partes uma cópia (contendo os devidos tarjamentos) mostrando às partes o que pretende publicar. Se a decisão do acesso e respectiva fundamentação não contiverem informações confidenciais, a AER poderá decidir publicar as informações na íntegra. Antes de decidir fazê-lo, o AER consultará as partes e lhes dará a oportunidade de apresentar observações por escrito identificando quaisquer partes que não devam ser publicadas, juntamente com suas razões.

Ao decidir se publicará uma decisão de resolução de conflito de acesso e os motivos (no todo ou em parte), a AER considerará os seguintes assuntos: (i) quaisquer objeções das partes; (ii) se a publicação seria suscetível de promover o objetivo nacional de gás e a implementação do NGL, e (iii) qualquer outro assunto que considere relevante.

De acordo com AER (2008) a publicação de uma decisão pode auxiliar o estabelecimento de condições para a promoção de um ambiente concorrencial. Por exemplo, quando houver dificuldades na negociação dos termos e condições de acesso por falta de informações de custo ou preço, a decisão que contém essas informações pode ajudar as partes a acordarem comercialmente condições que promovam a operação e uso eficientes de serviços de gás natural, em prol dos interesses de longo prazo dos consumidores em relação ao preço, qualidade, segurança, confiabilidade e garantia do fornecimento de gás natural.

Em face disso, de modo geral, entende-se que as decisões devem ser publicadas. No entanto, quando as objeções das partes estabelecem motivos para não publicar a determinação e sua respectiva fundamentação (ou partes específicas desses documentos), a AER ponderará se esses motivos superam os benefícios da publicação.

## ANEXO B – O SIE E O SIP

### B.1. O Sistema Integrado de Escoamento (SIE)

Em seu sítio eletrônico (<https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-escoamento-de-gas-natural/>, acesso em 29/11/2022), a Petrobras divulga as seguintes informações sobre o seu Sistema Integrado de Escoamento (SIE): (a) Informações sobre as rotas de escoamento de gás natural; (b) o modelo de negócio e o contrato de escoamento; (c) a oferta e contratação da capacidade de escoamento; e (d) informações de contato.

Segundo seu sítio eletrônico, a Petrobras possui hoje sistemas de gasodutos de escoamento de gás natural e participa do Sistema Integrado de Escoamento da Bacia de Santos (SIE BS), o qual inclui gasodutos de propriedade da Petrobras, Shell Brasil Petróleo Ltda, Petrogal Brasil S.A. e Repsol Sinopec Brasil S.A. São eles:

- A Infraestrutura de escoamento de Guamaré (Figura B.1);
- A infraestrutura de escoamento de Catu (Figura B.2);
- A infraestrutura de escoamento do Espírito Santo (Figura B.3);
- A infraestrutura de escoamento da Bacia de Campos (Figura B.4);
- A infraestrutura de escoamento da Bacia de Santos (Figura B.5).

As **principais características** de cada sistema são apresentadas no Quadro B.1, também extraído do sítio eletrônico da Petrobras.

Figura B.1. Sistema de Escoamento de Guamaré



Fonte: Petrobras (2022).

Figura B.2. Sistema de Escoamento de Catu



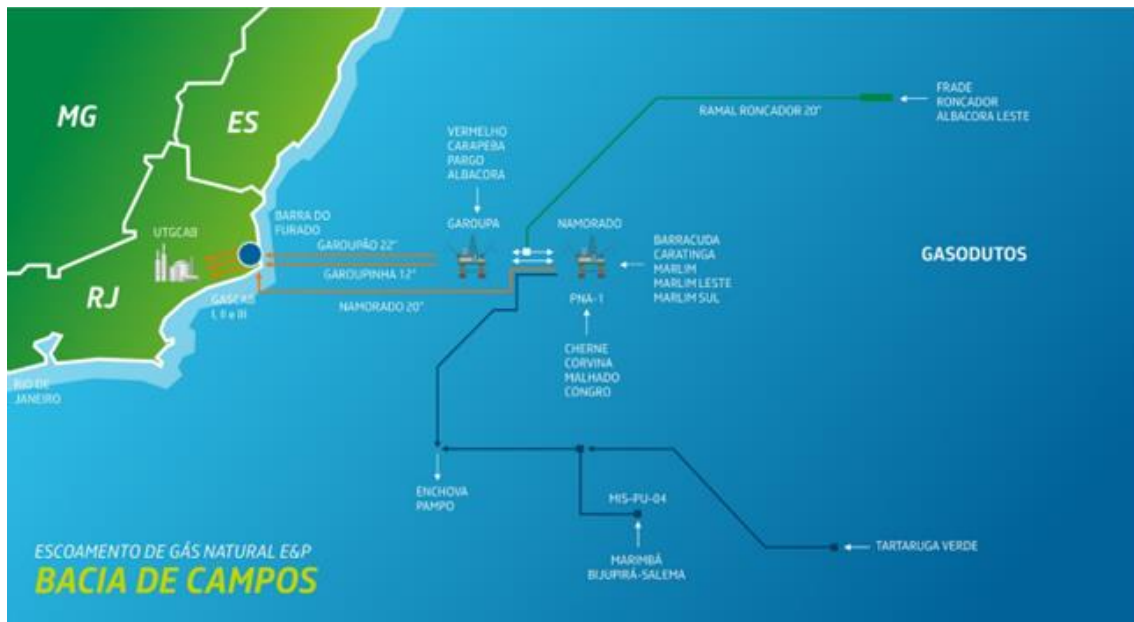
Fonte: Petrobras (2022).

Figura B.3. Sistema de Escoamento do Espírito Santo



Fonte: Petrobras (2022).

Figura B.4. Sistema de Escoamento da Bacia de Campos



Fonte: Petrobras (2022).

Figura B.5. Sistema de Escoamento de Santos



Fonte: Petrobras (2022).

### Quadro B.1. Informações Técnicas das Infraestruturas de Escoamento

FICHA TÉCNICA	CAPACIDADE NOMINAL (M <sup>3</sup> m <sup>2</sup> /d)	COMPRIMENTO (km)	DIÂMETRO (polegadas)	PRESSÃO MÁXIMA (kgf/ cm <sup>2</sup> )	CONTAMINANTES (H <sub>2</sub> S)	
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BACIA DE CAMPOS (RJ)	Dutos Onshore (GASCAB 1,2,3)	20.100	202,9	18 - 22	105 - 130	10 ppm
	Garoupa/Namorado - Barra do Furado	19.000	254,1	12 - 22	130	10 ppm
	Demais Dutos Offshore*	1.000 - 10.000	129,5	6 - 20	100 - 210	10 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BAHIA	Santiago - Candeias	2.700	47,4	12	70	13 ppm
	Demais rotas/UTG CATU	100 - 930	93	6 - 10	11 - 65	13 - 14 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DO CEARÁ E RIO GRANDE DO NORTE	Livramento-Guamaré	6.000	104,5	10	70	5 ppm
	Benfica - Estreito B	7.000	44,2	8	70	5 ppm
	Sul Capixaba (GSC)	4.500	82,9	12	209	10 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DO ESPÍRITO SANTO	Sul Norte Capixaba (GSNC)	6.000 - 26.000	256	12-24	196	10 ppm
	Golfinho (GLF)	6.000	71	12	215	10 ppm
	Peroá (PER)	8.000	56	18	92	7 ppm
INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO DA BACIA DE SANTOS	Gasoduto Tupi - Tupi Nordeste	—	22	18	255	5 ppm
	Gasoduto Tupi - Tupi Mexilhão	10.000	216	18	255	5 ppm
	Gasoduto Mexilhão - Caraguatatuba *	20.000	143	34	102	5 ppm
	Gasoduto Tupi Nordeste - Cernambi	—	19	18	255	5 ppm
	Gasoduto Cernambi - TECAB	16.000	377	20 - 24	255	5 ppm
	Gasoduto Tupi Norte-Maricá e Loop Tupi Norte-Maricá	18.000	355	20 - 24	255	5 ppm

Fonte: Petrobras (2022)

Segundo a Petrobras, o modelo de negócio para o acesso de terceiros à infraestrutura de escoamento de gás natural será por meio de negociação de cessão de uso da capacidade de escoamento de gás para possíveis interessados em utilizar os gasodutos para o escoamento da sua produção de gás natural. Segundo a companhia, tal modelo de contratação da capacidade de escoamento de gás natural se baseou no “Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Acesso à Unidade de Escoamento de Gás Natural”, lançado em 15 de setembro de 2021, pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

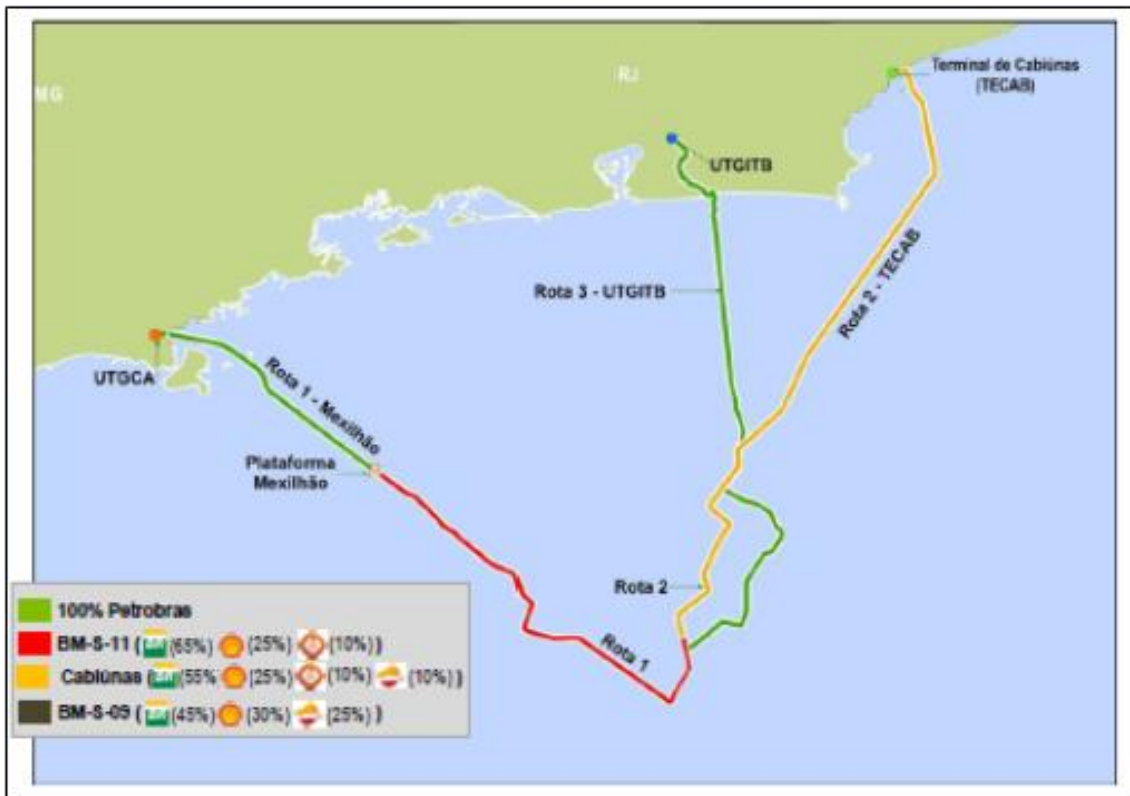
A Petrobras destaca, ainda, que a cessão de uso da capacidade dos gasodutos de escoamento da produção que constituem os Sistemas de Escoamento de Guamaré, Catu, Espírito Santo ou da Bacia de Campos deverá ser formalizada mediante a celebração de Contrato de Escoamento de Gás Natural, a ser assinado entre a Petrobras e os terceiros interessados, os quais devem negociar as condições para acesso e uso das capacidades de escoamento dos gasodutos.

Já no caso do Sistema Integrado de Escoamento Bacia de Santos (SIE-BS), a Petrobras afirma que “este se encontra em operação e é composto pelos gasodutos das Rotas 1, 2 e 3 (a última em fase de construção) e contratos que permitem o uso pelas empresas que pretendem escoar gás dos campos de produção para as diversas saídas do sistema. O acesso dessas empresas ocorrerá por meio de assinatura de Termos de Adesão aos contratos já celebrados com as proprietárias do SIE BS” (grifos nossos).

Uma característica do SIE-BS é a diversidade de propriedade e regimes de outorga dos gasodutos de escoamento da produção que constituem este sistema. A propriedade das instalações que formam o SIE-BS se encontram na Figura B.6, a seguir:



Figura B.6. Rotas de Escoamento da Bacia de Santos



Fonte: Petrobras

O que é denominado Rota 1 é constituído pelo Gasodutos Tupi-Tupi Nordeste (TUP-TUPNE), Tupi Nordeste-Cernambi (TUPNE-CMB), Tupi-Mexilhão (TUP-MXL) e Mexilhão-UTGCA (XML-UTGCA). A Rota 2 é composta pelo Gasoduto Cernambi-TECAB (CMB-TECAB), enquanto o Rota 3 é composto pelo Gasoduto Tupi Norte-Maricá (TUP-MARICA) e loop do Gasoduto Tupi Norte-Maricá<sup>109</sup>, sendo que apenas os trechos profundo e raso, com 297 km de extensão<sup>110</sup>, encontram-se autorizados a operar, ao passo que os trechos ultra raso e terrestre, com 10 e 48 km de extensão, respectivamente, possuem até o momento autorização para construção outorgada<sup>111</sup>. A Tabela B.1 apresenta a participação de cada proprietária em cada um dos gasodutos de escoamento que compõem as Rotas 1, 2 e 3.

Tabela B.1. Propriedade dos Gasodutos que Constituem as Rotas 1,2 e 3

Gasoduto	Proprietária (Participação das Proprietárias)
Tupi-Tupi Nordeste	BM-S-11 (Petrobras-65%, Shell-25% e Petrogal-10%)
Tupi Nordeste-Cernambi	BM-S-11 (Petrobras-65%, Shell-25% e Petrogal-10%)
Tupi-Mexilhão	BM-S-11 (Petrobras-65%, Shell-25% e Petrogal-10%)

<sup>109</sup> O trecho profundo, com 195 quilômetros (155 km em diâmetro nominal de 20 polegadas e 40 km em diâmetro nominal de 24 polegadas), é designado *loop* do Gasoduto Tupi Norte-Maricá.

<sup>110</sup> Autorização SDP-ANP nº 827 de 28 de dezembro de 2021 (Disponível: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-827-2021>. Acesso em: 05/12/2022).

<sup>111</sup> Autorização ANP nº 994, de 30 de agosto de 2018 (Disponível: <https://atosoficiais.com.br/anp/autorizacao-n-994-2018>. Acesso em: 05/12/2022).

Gasoduto	Proprietária (Participação das Proprietárias)
Mexilhão-UTGCA	100% Petrobras <sup>1</sup>
Cernambi-TECAB	Consórcio Cabiúnas 1 (Petrobras-55%, Shell-25%, Petrogal-10%, Repsol Sinopec-10%)
Tupi Norte-Maricá	100% Petrobras

Fonte: Elaboração própria.

Nota: 1) O Gasoduto Mexilhão-UTGCA foi implantado no âmbito do desenvolvimento do Campo de Mexilhão (BS-400), concessão em que a Petrobras detém 100% de participação.

Como pode ser visto na tabela, o SIE-BS é composto tanto por ativos integrantes de área sob contrato, como o caso dos trechos do Rota 1, quanto ativos não integrantes de área sob contrato, como o caso dos gasodutos da Rotas 2 e 3, cujo regime de outorga é o de autorização, previsto inicialmente no art. 44 da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, substituído pelo art. 27 da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

Em relação **a oferta e contratação da capacidade de escoamento**, a empresa informa que ofertará capacidade de escoamento aos potenciais interessados que possuem direitos sobre a produção de gás natural provenientes de campos de produção em duas etapas com o objetivo de estimular e garantir a continuidade da produção de óleo e gás do país. As etapas seriam as seguintes:

*“1ª Etapa: Oferta de capacidade aos agentes que possuem direitos sobre a produção de gás natural provenientes de campos em produção, de forma a garantir a continuidade da produção de óleo e gás do país. Esta etapa já está em curso.*

*2ª Etapa: Oferta da capacidade de escoamento disponível (após negociações da 1ª etapa) aos demais agentes interessados. Essa oferta será realizada anualmente.”*

Contudo, como já mencionado, a contratação de capacidade do SIE-BS ocorre de forma diferenciada dos demais sistemas de escoamento, sendo este por meio da celebração de termo de adesão aos contratos já existentes, sendo a seguinte ordem de prioridade de contratação neste caso:

- Prioridade 1: Projetos BM S 09, BM S 11 e Cessão Onerosa (projetos que demandaram o investimento inicial em infraestrutura);
- Prioridade 2: Projetos com ao menos 1 investidor original do SIE;
- Prioridade 3: Projetos de Terceiros.

A Petrobras informa, ainda, que "visando a garantia do tratamento equânime e não discriminatório", todos os agentes passarão pelas seguintes fases para a contratação de capacidade de escoamento:

*“1. Agentes manifestam interesse na contratação de capacidade de escoamento;*

*2. Celebração de acordo de confidencialidade para troca de informações entre proprietários e o potencial contratante;*

*3. Troca de informações iniciais e definição de cronograma de negociação entre as partes; e*

4. *Negociação entre as partes visando à celebração do contrato de escoamento.*”

Por fim, a companhia afirma que "(...) o valor de remuneração, por metro cúbico escoado, a ser pago pelo contratante de capacidade de escoamento de gás natural ao(s) proprietário(s) de gasoduto, é objeto de livre negociação entre as partes, com base em condições transparentes e não discriminatórias, conforme estabelecido na Lei nº 14.134/2021 e no Decreto 10.712/2021”.

## B.2. O Sistema Integrado de Processamento (SIP)

Em seu sítio eletrônico (<https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/>, acesso em 29/11/2022.), a Petrobras divulga as seguintes informações sobre o seu Sistema Integrado de Processamento (SIP): (a) Informações sobre as unidades de processamento de gás natural; (b) o modelo de negócio e o contrato de processamento; (c) a oferta e contratação da capacidade de processamento; e (d) informações de contato.

No quadro B.2, são elencadas pela Petrobras as principais características dos seus polos de processamento.

Quadro B.2. Características dos Polos de Processamento

Polo	Nome	CNPJ	Município	Estado	Capacidade	Unidade	No da Autorização
POLO DE CABIÚNAS	UTGCAB	33.000.167/1044-03	Macaé	RJ	25.160.000	m3/d	Nº 520 de 17/7/2019, DOU de 18/7/2019.
POLO DE CARAGUATATUBA	UTGCA	33.000.167/0121-18	Caraguatatuba	SP	20.000.000	m3/d	Nº 59 de 14/2/2017, DOU de 15/2/2017
POLO DE CACIMBAS	UTGC	33.000.167/0118-12	Linhares	ES	18.100.000	m3/d	Nº 684 de 17/9/2019, DOU de 18/9/2019
POLO DE URUCU	UTG URUCU	33.000.167/1119-57	Coari	AM	12.200.000	m3/d	Nº 253 de 03/7/2014, DOU de 04/7/2014
POLO DE GUAMARÉ	UTG GUAMARÉ	33.000.167/1091-11	Guamaré	RN	5.700.000	m3/d	Nº 59 de 10/2/2012, DOU de 13/2/2012
POLO SUL CAPIXABA	UTGSUL	33.000.167/0114-99	Anchieta	ES	2.500.000	m3/d	Nº 593 de 19/12/2008, DOU de 22/12/2008
POLO DE SANTIAGO	UTG CATU	33.000.167/0236-67	Catu	BA	2.000.000	m3/d	Nº 401 de 07/5/2015, DOU de 08/5/2015

Fonte: Petrobras (2022a).

Segundo a Petrobras, o **modelo de negócio para o acesso de terceiros** à infraestrutura de processamento de gás natural se dá por meio de operações de industrialização por encomenda, que consistem na remessa do insumo para industrialização e no retorno do produto industrializado, com manutenção da propriedade do bem (gás natural e derivados líquidos de gás natural) ao longo de todo o processo. A contratação dessas operações é formalizada mediante a celebração de contrato de processamento de gás natural nas modalidades firme (em capacidade disponível) ou interruptível (em capacidade ociosa) na planta de processamento de interesse.

A empresa informa ainda que a remuneração do acesso ao processamento (preço do processamento) será livremente negociada entre a proprietária e o potencial contratante, sendo estabelecido em função da qualidade do gás natural a ser processado e da curva de contratação.



A empresa destaca que o modelo de negócio para contratação da capacidade de processamento de gás natural da Petrobras foi fundamentado em consonância aos princípios do “Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Acesso à Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN”, lançado em 27 de setembro de 2018, pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

Em relação a oferta e contratação da capacidade de processamento, a empresa informa que a oferta de capacidade de processamento aos potenciais interessados ocorre em duas etapas:

*“1ª Etapa: Oferta de capacidade aos agentes que possuem direitos sobre a produção de gás natural provenientes de campos em produção, de forma a garantir a continuidade da produção de óleo e gás do país. Esta etapa já está em curso.”*

*2ª Etapa: Oferta da capacidade de processamento disponível (após negociações da 1ª etapa) aos demais agentes interessados. Essa oferta será realizada anualmente.”*

Assim como no caso do escoamento, a Petrobras informa, ainda, que “visando a garantia do tratamento equânime e não discriminatório”, todos os agentes passarão pelas seguintes fases para a contratação de capacidade de processamento:

- “1. Agentes manifestam interesse na contratação de capacidade de processamento.*
- 2. Celebração de acordo de confidencialidade para troca de informações entre Petrobras e o potencial contratante.*
- 3. Troca de informações iniciais e definição de cronograma de negociação entre as partes.*
- 4. Negociação entre as partes visando à celebração do contrato de processamento.”*

Entretanto, em razão de entraves tributários, com o objetivo de antecipar o acesso aos polos de processamento, desde janeiro de 2022 foram celebrados contratos denominados de swap com caráter transitório. Por meio desses contratos a Petrobras processa o gás rico escoado que, após esta etapa, é readquirido pelas empresas, permitindo que as próprias possam acessar diretamente o transporte e o mercado de gás natural. A Figura B.7., a seguir, descreve esta operação de compra e venda de gás natural:

**Figura B.7. Contratos de Swap**



Fonte: Petrobras.

## ANEXO C – TIPOS DE SEPARAÇÃO (DESVERTICALIZAÇÃO)

Diferentes graus de desverticalização são possíveis com diferentes níveis de eficácia. Os principais tipos são os seguintes:

**Separação Contábil:** Trata-se do tipo mais básico de separação. Neste tipo, a companhia é obrigada a separar a escrituração contábil de suas diversas atividades, destacando os custos e receitas que derivam de cada uma delas.

Os objetivos gerais de separação contábil são: garantir a transparência nos resultados econômicos de cada uma das atividades realizadas pela companhia; evitar os subsídios cruzados entre as atividades (reguladas e não reguladas, ou de fora das indústrias de petróleo e do gás natural) realizadas pela mesma companhia ou grupo econômico; permitir ao regulador avaliar melhor a razoabilidade dos preços cobrados pelos serviços prestados e atividades que se deseja monitorar; e auxiliar na abertura do mercado e aumento da transparência, com vistas a evitar o abuso de posição dominante ou monopolística.

Contudo, este tipo de separação não é capaz de prevenir o comportamento não discriminatório por parte das companhias, além do fato de frequentemente existirem alguns custos e despesas compartilhados (como os recursos humanos, serviços de TI e segurança, despesas administrativas da sede etc.) que são agregados para a companhia como um todo. Além disso, algumas receitas podem não ser destinadas a unidades de negócios específicas.

Por esta razão, este tipo de separação como uma etapa inicial do processo de desverticalização, na medida que serve como base para os tipos mais avançados de separação.

**Separação Funcional:** é a etapa de desverticalização subsequente à separação contábil. Neste tipo, além de separar a escrituração contábil de suas diversas atividades, ocorre a separação das funções operacional e administrativa. Seu objetivo é o de atribuir a responsabilidade pela gestão da atividade que se pretende separar e das demais atividades a diferentes unidades que possam tomar decisões independentemente uma das outras.

Para tal, os responsáveis pela gestão da unidade alvo da separação não podem tomar parte ou participar das operações das demais unidades da companhia ou de sociedades do grupo econômico, sendo esta vedação não se restringe aos administradores e diretores, mas também ao seu corpo gerencial. Por esta razão, a introdução de uma “Muralha da China” (“*Chinese Wall*”) entre essas unidades pode fazer parte das obrigações previstas por este tipo de separação.

Adicionalmente, deve ser garantida a autonomia decisória da unidade, assim como ter ao seu dispor os recursos necessários (incluindo humanos, técnicos, físicos e financeiros), para a execução das suas atividades.

Entretanto, uma vez que a unidade responsável pela operação das instalações, assim como os ativos, ainda faz parte da companhia, o que pode demandar medidas adicionais para garantir uma efetiva separação funcional, tais como: a elaboração de um programa de conformidade, a designação de um responsável pela conformidade e meios de preservação da confidencialidade das informações comercialmente sensíveis.

Tais medidas elevam tanto os custos da companhia para serem implementados, quanto demandam por parte do regulador um esforço considerável de monitoramento da operação da companhia, com o objetivo de verificar sua autonomia e independência decisória.

**Separação Legal:** Neste tipo, uma pessoa jurídica separada é estabelecida e encarregada da atividade que se pretende desagregar. Devido a esse maior grau de separação, espera-se que a sua gestão deva operar de forma mais independente. A separação legal pode ser introduzida com o objetivo de prevenir práticas discriminatórias.

No entanto, a entidade legalmente desagregada ainda pode ser propriedade da companhia anteriormente verticalmente integrada por meio da constituição de uma holding. Como resultado, o interesse em discriminar outros participantes do mercado e favorecer a empresa-mãe não pode ser totalmente excluído<sup>112</sup>. Dessa forma, similarmente ao caso da separação funcional, mudanças mais profundas na gestão e nas operações podem ser necessárias para evitar que a sociedade desagregada discrimine (ou impeça a participação) de outros participantes do mercado e restrinjam sua participação efetiva no mercado.

Foi este o tipo de separação aplicável à Petrobras nas atividades de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural por ocasião da publicação da Lei nº 9.478 (“Lei do Petróleo”), de 6 de agosto de 1997, como pode ser visto no art. 65, transcrito a seguir:

*“Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritária ou minoritariamente, a outras empresas.”*

Contudo, por meio da regulamentação da ANP das atividades de transporte dutoviário de gás natural a separação legal foi estendida a todos os agentes interessados em exercer a atividade de transporte de gás natural por meio de gasodutos por meio do art. 6º da Portaria ANP nº 170/1998<sup>113</sup>, de 27 de novembro de 1998, norma esta substituída pela Resolução ANP nº 52/2015, de 3 de dezembro de 2015. Por sua vez, a Resolução ANP nº 52/2015 manteve a exigência de separação legal da atividade de transporte de gás natural das demais atividades concorrenciais da indústria do gás natural<sup>114</sup>, em atendimento ao disposto no § 3º do art. 3º da Lei nº 11.909<sup>115</sup>, de 3 de março do 2009. Cumpre ressaltar que a legislação vigente determina que a atividade de transporte deve ser exercida com autonomia e independência em relação em relação às atividades concorrências da indústria do gás natural, de acordo com o art. 5º da Lei nº 14.134<sup>116</sup> (“Nova Lei do Gás”), de 8 de abril de 2021. Os tipos de separação a serem tratados

<sup>112</sup> Embora os tipos de separação contábil, funcional e legal não promovam ou protejam a concorrência quando usadas por conta própria, muitas vezes são, no entanto, um suplemento importante para outras formas de separação, particularmente como um suplemento à regulação de acesso. As informações disponibilizadas através da separação contábil, por exemplo, são tipicamente usadas como base para determinar preços de acesso e para detectar subsídios cruzados (OCDE, 2001).

<sup>113</sup> “Art. 6º Caso a ANP classifique as instalações como de transporte para gás natural, a autorização só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte.”

<sup>114</sup> De acordo com inciso I do art. 2º do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, as atividades concorrenciais da indústria do gás natural são definidas como sendo as “(...) 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”.

<sup>115</sup> “Art. 3º (...) § 3º A empresa ou o consórcio de empresas concessionários ou autorizados para o exercício da atividade de transporte de gás natural somente poderão explorar aquelas atividades referidas no art. 56 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, além das atividades de estocagem, transporte de biocombustíveis e construção e operação de terminais.”

<sup>116</sup> “Art. 5º O transportador deve construir, ampliar, operar e manter os gasodutos de transporte com independência e autonomia em relação aos agentes que exerçam atividades concorrenciais da indústria de gás natural.”

a seguir dizem respeito diretamente com a previsão de garantia de autonomia e independência de que trata o art. 5º da Nova Lei do Gás.

**Operador Independente:** Este tipo de separação é caracterizado pela constituição de um operador independente, que não detém a propriedade dos ativos sob a sua gestão, encarregada da operação da infraestrutura existente e do planejamento de sua expansão, enquanto a propriedade de ativos pode permanecer nas mãos da companhia verticalmente integrada.

Este tipo de separação aborda a questão do acesso não discriminatório, uma vez que o acesso é dado pelo operador independente, ao passo que o proprietário não pode interferir na gestão e operação da instalação.

No entanto, este tipo de separação apresenta uma série de desvantagens relacionadas com os incentivos e necessidade de interface entre o operador independente e os proprietários dos ativos, tais como:

- O operador independente possui poucos ativos, o que reduz a sua capacidade financeira de arcar com penalidades;
- Dificuldade de definir as responsabilidades e papéis no caso de emergências;
- O processo de tomada de decisão acerca da manutenção das instalações e da realização de novos investimentos torna-se mais complexa;
- Pode haver um foco excessivo no curto prazo em detrimento do desenvolvimento de longo prazo da infraestrutura;
- Maior esforço de supervisão regulatória (aprovação de contratos entre o proprietário dos ativos e o operador independente, monitoramento das comunicações e das relações entre os dois, resoluções de conflitos etc.) para se garantir a independência do operador em comparação à alternativa da separação de propriedade (ver a seguir); e
- Pouca experiência relativa em operação dos ativos, no caso das instalações que sempre foram operadas com parte de uma estrutura verticalizada e por um agente dominante.

**Separação de Propriedade:** Neste tipo, a sociedade é proprietária e operadora dos ativos e não pode possuir atuar ou nem ter interesse em qualquer sociedade ou grupo econômico que atue nas demais atividades concorrenciais da cadeia de valor, notadamente nas atividades de produção, comercialização e importação.

Este tipo se caracteriza como o caso mais extremo de desverticalização, e visa solucionar, razoavelmente, a questão do acesso não discriminatório, uma vez que companhia não possui qualquer interesse no resultado operação de um participante do mercado específico, de maneira que não há incentivo para operador da infraestrutura de agir no sentido de impedir ou reduzir a participação de qualquer agente no mercado. Além disso, espera-se mais transparência das informações técnicas das instalações para fins de oferta dos serviços por parte dos seus operadores.

Em comparação com o tipo anterior, de operador independente, a separação de propriedade tem a vantagem se incorrer em menor risco de subinvestimento nas infraestruturas, uma vez que os ativos pertencem ao operador que provê o acesso. E como

desvantagem, é possível destacar o custo de estruturação de uma nova empresa, uma vez que os funcionários da companhia verticalmente integrada não mais poderão fazer parte desta nova empresa.

Como já mencionado, o a separação de propriedade é o padrão para os transportadores a partir da publicação da Nova Lei do Gás, que não poderão possuir qualquer relação de controle ou coligação com agentes que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural, sendo que para os transportadores já existentes existe a exigência de comprovação de que estes sejam autônomos e independentes das citadas atividades.

A Figura C.1 apresenta os diferentes graus de *unbundling* para cada modelo de desverticalização.

Figura C.1. Níveis de desverticalização.



Fonte: FSR (2020).



**anp**

Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

