

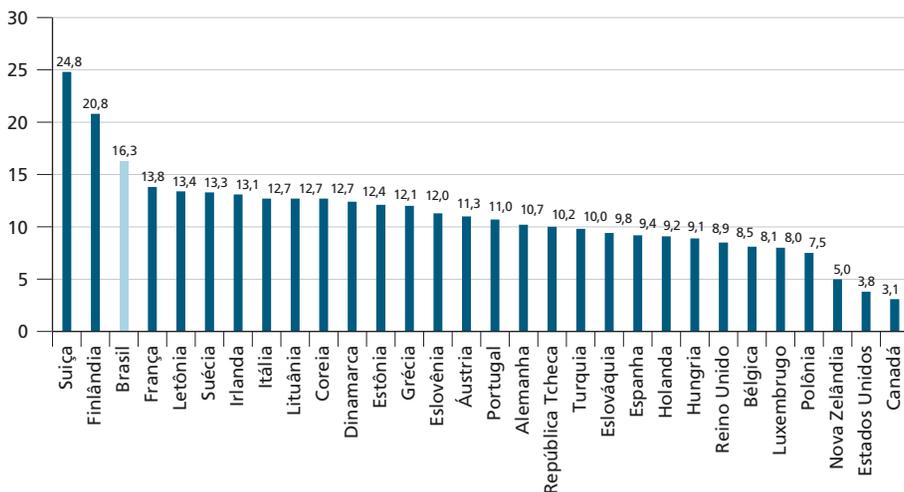
## NOVO MERCADO DE GÁS NO BRASIL: DESVERTICALIZANDO PARA A CONCORRÊNCIA

César Mattos<sup>1</sup>

### 1 INTRODUÇÃO

A falta de competição decorrente da dominância de uma empresa estatal verticalmente integrada no Brasil, a Petrobras, constitui um importante fator para se ter um preço do gás alto pelos padrões internacionais. De fato, conforme a International Energy Agency (IEA), o Brasil teria um preço do gás natural, em 2019, de cerca de US\$ 16,3 por *million British Thermal Units per hour* (MBtu), acima de vários países europeus, à exceção de Suíça e Finlândia, e bem acima dos Estados Unidos (US\$ 3,8 MBtu) e Canadá (US\$ 3,1 MBtu). O gráfico 1 apresenta estes dados.

GRÁFICO 1  
Preço do gás natural (2019)  
(Em US\$/MBtu)



Fonte: IEA (2019).

1. Consultor da Câmara dos Deputados. E-mail: <cesarmattos1965@hotmail.com>.

O preço elevado do gás motivou o governo brasileiro a proceder alterações relevantes na regulação do setor. O objetivo deste capítulo é descrever e analisar estas mudanças recentes.

Essa reforma é um exemplo de reestruturação do arcabouço regulatório com base na métrica da maior competição baseada na desverticalização da Petrobras, e no reforço da regulação de acesso de terceiros aos elos de monopólio natural da cadeia do gás.

Iniciamos a seção 2 apresentando um pouco da teoria básica da economia da integração vertical e seus impactos concorrenciais e de eficiência. Na seção 3, discutimos como atenuar estes problemas de competição com base nas estratégias de separação contábil, funcional, empresarial/legal e estrutural, bem como sua relação com a regulação de acesso. A seção 4 apresenta a cadeia produtiva do gás no Brasil e aponta o problema fundamental de seu “caminho não competitivo” entre a produção e a comercialização do produto. Elementos da experiência internacional de reforma da regulação do setor de gás no Reino Unido, nos Estados Unidos e na União Europeia (UE), relacionados ao destravamento da concorrência por meio de desverticalização, são apresentados na seção 5. A seção 6 apresenta três subseções, as quais analisam os três movimentos de reforma do arcabouço regulatório do setor de gás no Brasil, as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de 2019, o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) com a Petrobras, ambos de 2019, e a aprovação da nova legislação do gás (Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021), e do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que a regulamentou. Na seção 7, são tecidas as conclusões finais do capítulo.

## 2 INTEGRAÇÃO VERTICAL: CUSTOS DE TRANSAÇÃO *VERSUS* CONCORRÊNCIA

A infraestrutura do setor de gás requer investimentos fixos, irrecuperáveis e de longo prazo de maturação substanciais, especialmente em gasodutos, que geram grandes economias de escala, constituindo insumo energético para um conjunto grande de setores. Ademais, há economias de escopo entre os elos da cadeia do gás desde a produção até a comercialização. Estas características fazem com que o setor entre em operação como um monopólio verticalmente integrado e, não infrequente, estatal.

A verticalização inicial do setor é importante dada a insegurança de investimento em função da possibilidade de comportamento oportunista que surge quando há especialização do ativo afundado, só fazendo sentido que se negocie com uma determinada parte. Nesse contexto de ativos específicos, sem integração vertical, a outra parte pode se comportar de forma oportunista em relação a este ativo, renegociando o contrato em seu favor.<sup>2</sup> Este foi o caso, por exemplo,

---

2. A respeito do efeito da especificidade de ativos no comportamento oportunista e a integração vertical, ver Williamson (1985) e Carlton e Perloff (1994).

da expropriação de ativos brasileiros de gás na Bolívia, pelo fato de o gasoduto Brasil-Bolívia ser específico à transação entre estes dois países, não sendo possível simplesmente desmontar a infraestrutura e levar para outro lugar.

Uma das formas de corrigir esse problema é fazer com que os proprietários dos ativos específicos sejam os mesmos, verticalizando a cadeia, o que, por construção, elimina o comportamento oportunista (ninguém pode ser oportunista sobre si mesmo).

Um custo de transação que pode ser especialmente grave em momentos seja de demanda elevada ou escassa é, respectivamente, os custos de busca do fornecedor para quem adquire insumos ou do demandante para quem vende o produto. Carlton e Perloff (1994) destacam que essa é uma preocupação derivada da constatação de que os preços podem não se ajustar imediatamente aos movimentos de oferta e demanda, sendo que a preferência de fornecimento ou demanda de um dado insumo pode ser direcionada a outras empresas. A verticalização assegura a preferência da empresa pelos insumos (quando a demanda é elevada) ou pela demanda (quando esta está escassa) da associada.

Outra virtude da verticalização é a coordenação das decisões operacionais e de investimento. Como destaca Decker (2014), a natureza interdependente dos distintos elos da cadeia se beneficia de uma maior coordenação viabilizada por tais elos serem verticalmente integrados.

Esses ganhos de economia de custos de transação do monopólio verticalmente integrado têm o custo usual da falta de concorrência que, como vimos, é um dos fatores que explicam a elevação do preço do gás no Brasil. De um lado, consolidado o período do investimento inicial, o custo de oportunidade de abrir mão da concorrência no setor vai se tornando maior. De outro lado, os custos de transação que justificaram a verticalização passam a poder ser tratados pela regulação, à medida que os reguladores aperfeiçoam seu conhecimento do setor.

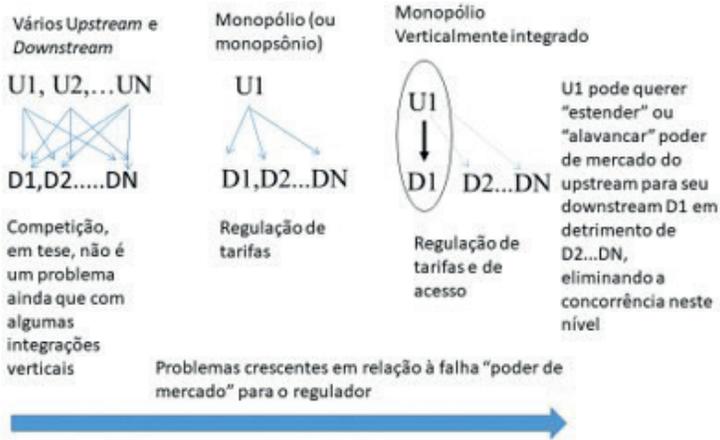
A questão concorrencial em setores de infraestrutura regulados – como o de gás – surge quando há elos da cadeia produtiva potencialmente concorrenciais e outros elos com características de pouca concorrência, no limite um monopólio natural. Nesse caso, a integração vertical de um elo mais concorrencial com outro não concorrencial pode gerar problemas de disputa para o primeiro. Vejamos este ponto assumindo, para simplificar, apenas dois elos da cadeia produtiva, um à montante e outro à jusante na cadeia.<sup>3</sup> Há duas possibilidades de estruturas de mercado à montante, com concorrência e sem concorrência, havendo sempre concorrência potencial no segundo. Nos casos de monopólio à montante, não há integração vertical no caso do meio e há integração vertical no lado direito.

---

3. Mesmo em textos em português, os elos à montante e à jusante são escritos, respectivamente, como *upstream* e *downstream*.

FIGURA 1

## Regulação da concorrência em setores regulados e integração vertical



Elaboração do autor.

Obs.: Figura reproduzida em baixa resolução e cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Inicialmente, no lado esquerdo da figura 1, se houver vários *players* no elo à montante e vários à jusante, a competição não será um problema. *Players* independentes à montante e à jusante terão disponibilidade de *players*, respectivamente, à jusante e à montante, para transacionar a preços competitivos, dada a pressão concorrencial de uns sobre os outros em cada um dos elos da cadeia. Nesse caso, não há razão para regular acesso aos insumos.

Na parte central da figura 1, assume-se que um dos elos, o segmento à montante, é um monopólio natural. Assim, não há opções para os *players* no segmento à jusante que apenas podem adquirir o insumo do monopolista à montante. A falta de concorrência à montante gera uma tendência a práticas monopolistas, especialmente preços de monopólio, o que implica ineficiência alocativa. Isso pode justificar uma regulação de tarifas de forma a evitar a realização desta ineficiência. Note-se, no entanto, que não há, a princípio, viés do monopolista à montante contra um ou outro *player* à jusante, dado que ele não tem qualquer associação a este segmento. Assim, não há necessidade de a regulação se focar em evitar discriminação em relação a *players* à jusante, garantindo acesso ao insumo pela regulação. O problema é o monopolista à montante cobrar preços ineficientemente elevados dos *players* à jusante, mas não discriminação daquele em relação ao acesso ao insumo dado não haver relação com a associada à jusante. Uma regulação focada em tarifas ao(s) insumo(s) do elo à montante pode ser justificável.<sup>4</sup>

4. Sem perda de generalidade, pode-se fazer este mesmo raciocínio com o monopólio natural à jusante e concorrência à montante. O problema aí seria a ineficiência do monopsonio.

Por sua vez, na parte à direita da figura 1, além do monopólio à montante, adiciona-se o fato deste monopolista ter proprietários comuns (no limite, os mesmos proprietários) a um ou mais agentes no elo à jusante. Esta associação dos dois elos da cadeia pode fazer com que o monopolista à montante tenha o incentivo e a capacidade de discriminar os *players* à jusante não associados, o que favorece os seus associados à jusante.

Há um debate sobre em que medida existe ou não este incentivo do monopolista à montante a favorecer os seus associados à jusante.<sup>5</sup> Se, de um lado, ele favorece os associados comuns pelo incremento dos lucros nas suas atividades à jusante pela discriminação de seus rivais, o monopolista à montante também tem uma redução dos lucros nas suas atividades naquele elo por perder os seus clientes à jusante não associados ou, no mínimo, por comprometer o desempenho dos seus clientes à jusante não associados.

Por isso que a estratégia de discriminação vertical é especialmente relevante quando os preços do insumo são regulados. A partir dos dados apresentados na figura 1, é possível perceber que, de fato, preços regulados baixos, que reduzam os lucros de U1 quando transaciona com concorrentes de sua associada à jusante D2...DN, são fortes indutores à estratégia de discriminação por U1. Entretanto, nota-se que o problema aqui não é que U1 deseja estender seu poder de mercado para o segmento à jusante. O problema é a limitação da lucratividade pelo controle do preço de acesso regulado a um valor considerado muito baixo. Nesse contexto, é mais provável que a estratégia de fechamento vertical reduza menos os lucros das vendas de U1 para D2...DN, pois estes estão regulatoriamente achatados em função de um preço regulado muito baixo, o que aumenta os lucros de D1.

É possível, também, que a entrada dos rivais não associados à jusante facilite a entrada destes últimos posteriormente no próprio elo à montante, um risco que a empresa verticalmente integrada não deseja correr. Portanto, mesmo perdendo clientela e lucros no curto prazo, a empresa verticalmente integrada pode optar por não ajudar a desenvolver um futuro concorrente também no elo à montante.<sup>6</sup>

Foi na análise antitruste que essa questão do fechamento vertical foi mais discutida. Destaque-se a doutrina da facilidade essencial iniciada no caso de acesso de ferrovias a uma ponte no Mississipi, em 1912. A relação é sumariada por Rey e Tirole (2007, p. 2.148):

A ideia de fechamento de mercado se refere à prática de uma firma dominante que nega acesso apropriado a um insumo que seja uma facilidade essencial, com o intento de estender o seu poder de monopólio de um segmento do mercado (a facilidade

5. Para esta discussão baseada na contestação da teoria da alavancagem de poder de mercado entre elos distintos colocada por Posner (1976) e Bork (1978), ver Rey e Tirole (2007).

6. Ver Mattos (2002; 2007).

essencial) a outro (o segmento potencialmente competitivo). (...) As firmas excluídas no segmento competitivo são tidas como “congeladas” ou sofrendo uma segunda linha de dano. Essencialidade significa que o insumo da firma dominante não pode de forma barata ser duplicado pelos entrantes a quem está sendo negado acesso. Exemplos de facilidade essencial nos quais a lei de concorrência pode ser aplicada incluem um estádio, uma ponte, um porto, uma central de transmissão de energia elétrica, uma rede local de telecomunicações e um sistema de reservas de computador. A doutrina da facilidade essencial coloca que o dono da mesma deve ter o incentivo de monopolizar segmentos complementares ou à jusante. Essa doutrina foi primeiramente discutida em *Terminal Railroad Association v. U.S. (United States)* (1912), no qual um conjunto de ferrovias formou uma joint venture proprietária de uma ponte chave sobre o rio Mississipi e proximidades e o terminal ferroviário em Saint Louis, excluindo concorrentes.

OCDE (1996) destaca o que seriam as quatro condições necessárias que foram desenvolvidas na doutrina antitruste americana para se identificar uma “facilidade essencial”: i) controle da facilidade essencial por um monopolista; ii) incapacidade de um competidor em, na prática e de forma razoável, duplicar a facilidade essencial; iii) a negação do uso da facilidade essencial pelo competidor; e iv) a factibilidade de prover a facilidade essencial para o competidor.

Essa doutrina pode ser utilizada tanto para casos sem (centro da figura 1) como com (direita da figura 1) integração vertical. No entanto, é o caso da verticalização da direita que aumenta sobremaneira o argumento em favor de uma intervenção estatal, seja via agência de concorrência, seja via regulador setorial, de forma a garantir um acesso não discriminatório ao insumo.

Há duas formas de o *player* verticalmente integrado implementar estratégias de discriminação de *players* não integrados: i) via elevado preço de acesso ao insumo; ou ii) via alguma forma de comprometimento da qualidade do insumo fornecido.

No caso do preço, a forma mais trivial de discriminação é cobrar mais da não associada à jusante do que da associada. Ainda que se faça um preço igual entre associadas e não associadas à jusante, é possível que se esteja fazendo um preço de acesso muito elevado para ambas apenas para comprometer a competitividade dos rivais à jusante não integrados. Cobrar um preço de acesso alto pode significar tão somente que os custos da unidade competitiva da empresa verticalizada com acesso se transformam em receitas da unidade não competitiva pelo pagamento do acesso. Sai de uma mão para a outra da mesma empresa – ou de uma empresa à outra do mesmo grupo econômico. A associada à jusante pode ter até prejuízo em seu balanço, pelo elevado preço de acesso pago; porém, depois será “resgatada” pelo monopolista à montante que está recebendo a receita e é, afinal, do mesmo grupo.

No caso da discriminação por dimensões da qualidade do insumo, são várias as formas de o monopolista à montante implementar tal estratégia, variando conforme

o setor e o insumo em questão.<sup>7</sup> E o problema é que pode ser difícil o regulador ser capaz de observar e verificar esta deterioração da qualidade. Há uma miríade de razões operacionais que podem ser alegadas pelo monopolista verticalmente integrado para comprometer a qualidade do “insumo” adquirido. Por exemplo, como mostram Viscusi, Vernon e Harrington (1995), na década de 1970, a AT&T, companhia norte-americana de telecomunicações, era detentora do insumo da conexão aos usuários finais (conexão para a qual a empresa era monopolista em todo os Estados Unidos, na década em questão) e definia que, se estes desejassem utilizar outra operadora em chamadas de longa distância, havia a necessidade de discar mais dígitos do que se optassem em ligar pela própria AT&T.<sup>8</sup> A criatividade na estratégia de discriminação costuma ser bastante ampla.

Há duas formas de lidar com este problema de discriminação em setores de infraestrutura verticalmente integrados e que contam com elos não competitivos e potencialmente competitivos. A primeira forma seria implementar medidas de desverticalização entre os segmentos competitivos e não competitivos, o que pode ocorrer, inclusive, por um processo de reestruturação de empresas estatais antes de sua privatização total ou parcial. O caso da Telebras foi um exemplo de privatização no Brasil, em que se dividiu a empresa em doze, separando-se telefonia celular de fixa e serviço de longa distância do serviço local, antes da venda. O serviço local, menos competitivo, constituía um “insumo” para o segmento de longa distância, que era mais competitivo.<sup>9</sup> A segunda forma seria implementar uma regulação de acesso.

### 3 FORMAS DE SEPARAÇÃO VERTICAL E REGULAÇÃO DE ACESSO

Uma das formas de lidar com o efeito da integração vertical é o regulador determinar alguns tipos de separações entre os elos não competitivo e competitivo da cadeia, visando reduzir a capacidade e/ou o incentivo à discriminação.

A forma mais amena de separação é a contábil. No Brasil, durante o processo de privatização da telefonia, houve a determinação de separação contábil dos serviços local (pouco competitivo) e de longa distância (competitivo) antes da privatização. A principal virtude é o grau de transparência obtido nas relações entre os dois segmentos, auxiliando o regulador a identificar e prevenir discriminação.

O compromisso com transparência requerido pode, inclusive, ir além da separação contábil. O regulador pode demandar transparência dos contratos do agente verticalmente integrado com a sua associada e com as não associadas, de

7. Sobre a parte teórica da discriminação de não preço causada por valores de acesso regulados baixos, ver Mattos (2009).

8. Segundo Viscusi, Vernon e Harrington (1995, p. 505), “acreditava-se, em geral, que os concorrentes da AT&T detinham conexões de qualidade piores pelas companhias operacionais Bell. Enquanto os usuários da AT&T tinham que digitar apenas 11 dígitos para fazer a conexão com a longa distância, os clientes da MCI tinham que discar 20 dígitos”.

9. Ver uma síntese do modelo brasileiro de reforma de telecomunicação na década de 1990 em Coutinho e Mattos (2005).

forma a avaliar o respeito à isonomia. Mais do que isso, o regulador pode requerer uma padronização mínima dos contratos que, além de reduzir o espaço da discriminação (pelo menos nos itens padronizados), promove a própria transparência.

Os requisitos de transparência facilitam a implementação da regulação de acesso. A separação contábil, como mostra OCDE (2001), auxilia na definição de preços de acesso e na identificação de subsídios cruzados.

Mais forte que a separação contábil é a funcional, que é a separação de diferentes serviços em divisões distintas da empresa, com gestores também diferentes. Uma variante é a separação empresarial/legal, em que, mais do que divisões distintas, estes serviços ficam em pessoas jurídicas (Cadastros Nacionais da Pessoa Jurídica – CNPJs) diferentes.

As modalidades de separação contábil, funcional e empresarial/legal seriam “regulações comportamentais”, melhorando as condições de implementação de regulações de garantia de acesso, mas não alterando os incentivos dos acionistas do incumbente para discriminar. Um mesmo grupo continua sendo o proprietário dos dois segmentos e, naturalmente, deseja maximizar a soma dos lucros nos dois elos da cadeia. Se uma discriminação do incumbente aumentar o lucro no segmento competitivo à custa de uma redução do lucro no segmento não competitivo, ele continuará com o incentivo a implementá-las mesmo com essas separações.

Como destaca OCDE (2001), essas estratégias mais leves de separação apenas controlam a capacidade do incumbente de restringir a competição frente ao regulador, mas não eliminam os seus incentivos a fazê-lo. O que elimina a capacidade e os incentivos a discriminar é a mais forte – separação estrutural –, onde os elos não competitivo e competitivo têm que ter acionistas diferentes. A principal desvantagem da separação estrutural seria a perda das economias de custos de transação da verticalização.

Na figura 1, corresponde a se deslocar da situação mais à direita com integração vertical e monopólio para a do meio só com monopólio, o que atenua a necessidade de intervenção regulatória na regulação de acesso, que corresponde à segunda forma de lidar com o potencial problema de discriminação gerada pela verticalização.

Note-se que a regulação de acesso pode ser considerada tanto substituta como complementar<sup>10</sup> à desverticalização, tanto sendo focada no preço de acesso como na “qualidade” dos insumos de acesso do monopolista à montante.

Pode-se afirmar que, quanto mais suave for a desverticalização, mais difícil a implementação da regulação de acesso, dado que o incumbente tende a ser

---

10. Especialmente as formas mais brandas contábil, funcional e empresarial.

resistente a esta política, fazendo “corpo mole” aos comandos do regulador. Há um inevitável problema de moral *hazard* do regulador e do demandante de acesso em relação ao incumbente na implementação da regulação.<sup>11</sup>

Não à toa, a IEA, citada em OCDE (2001), criticou a primeira diretiva da UE relacionada à reforma do setor de gás no bloco baseada na desverticalização, que apenas indicou a separação contábil das atividades, classificando-a como “insuficiente” para corrigir mesmo problemas de acesso privilegiado à informação sensível e contabilidade criativa.

Por seu turno, focar na regulação de acesso e adotar uma estratégia de desverticalização mais branda pode poupar custos de transação que se tornariam mais proeminentes com a separação estrutural. De fato, uma discussão importante nestas escolhas regulatórias sobre desverticalização e regulação de acesso é o seu impacto sobre o investimento. Afinal, um dos objetivos mais relevantes na reforma dos setores de infraestrutura é aumentar o investimento e, por conseguinte, a ampliação da oferta dos serviços.

Conforme OCDE (2001), a separação estrutural geraria um impacto positivo sobre o investimento pelo menor incentivo a discriminar, o que corresponde à empresa verticalmente integrada não querer ampliar a oferta do serviço no elo não competitivo justamente para não precisar “alimentar” os rivais não associados do elo competitivo. E este menor investimento do incumbente verticalmente integrado no segmento não competitivo também prejudicaria, por sua vez, o investimento dos rivais não associados no segmento competitivo.

No entanto, como destacado na literatura de integração vertical – como em Williamson (1985) –, este arranjo responde justamente à necessidade de evitar comportamentos oportunistas, que decorrem após o investimento em ativos específicos a uma transação ter ocorrido (que, em nosso contexto, aconteceria entre os elos competitivo e não competitivo). A desverticalização, portanto, poderia também ter um impacto negativo sobre o investimento. Segundo OCDE (2001), no entanto, este efeito não pode ser superestimado, pois é possível obter tais eficiências com arranjos contratuais mais fracos que a integração vertical plena. Ou seja, após a separação estrutural, as eficiências típicas de estruturas verticalmente integradas poderiam ser reconstruídas, pelo menos parcialmente, por contrato.

O impacto da regulação de acesso sobre o investimento apresenta também *trade-offs* importantes quanto ao seu impacto sobre o investimento. De um lado, a regulação de acesso compromete os direitos de propriedade do detentor da infraestrutura essencial ao limitar o uso que ele faz de seus ativos. Quando isso ocorre,

---

11. Também não se pode negligenciar o *moral hazard* do regulador em relação ao demandante de acesso que pode requerer facilidades excessivas no acesso.

a capacidade de gerar lucros se reduz, diminuindo o valor presente e, portanto, o incentivo ao investimento. De outro lado, sem a segurança provida pela regulação de acesso, os rivais não associados no segmento competitivo tendem a ser mais hesitantes em investir neste último. Portanto, poderia haver um *trade-off* no qual mais regulação de acesso reduz o investimento no setor menos competitivo verticalizado pelo incumbente, mas aumenta no mais competitivo pelos entrantes.

Isso implica que à regulação de acesso pode fazer sentido, também, acoplar uma regulação de obrigação de investimentos ao monopolista à montante. Note-se que, em algumas regulações de acesso, o incumbente pode ser obrigado a dar acesso apenas se tiver capacidade ociosa disponível para tal. Assim, o incumbente que não deseja dar acesso simplesmente mantém-se investindo pouco para não ter uma situação de capacidade ociosa que o obrigue a dar acesso. No que diz respeito a outros setores, como ferrovias, ocorre o contrário: o incumbente verticalmente integrado é obrigado a investir para ter um mínimo de capacidade disponível para terceiros.

Por sua vez, é possível, também, que o segmento alegadamente não competitivo tenha espaço, sim, para entrada. Há uma regulação de acesso forte – por exemplo, com preços regulados de acesso baixos – caso, de um lado, haja incentivo à entrada no segmento competitivo, o que pode desestimular o desenvolvimento de alternativas para estes mesmos entrantes no segmento não (ou menos) competitivo. Isso porque se torna mais fácil entrar contando com o acesso à atividade já estabelecida do incumbente verticalmente integrado a um preço regulado baixo, do que assumir seu próprio risco na atividade não competitiva, investir e se verticalizar, criando sua própria alternativa neste segmento. A crença de que este segmento é não competitivo – no limite, uma facilidade essencial – pode, inclusive, gerar uma regulação de acesso muito benevolente com os entrantes, que é justamente o que desincentiva ao mercado buscar suas próprias alternativas. Ou seja, a crença de que o elo não competitivo é um monopólio natural se torna autorrealizável.

#### 4 CADEIA DO SETOR DE GÁS BRASILEIRO E VERTICALIZAÇÃO

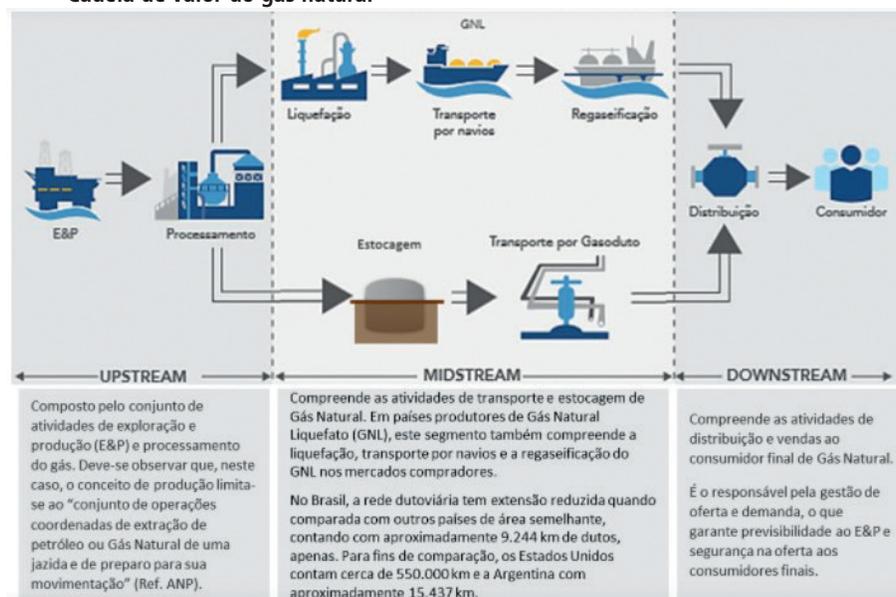
O setor de gás natural no Brasil constitui um exemplo de monopólio verticalmente integrado com domínio da Petrobras, onde tem sido muito difícil criar concorrência. No setor de gás natural brasileiro, as reformas que têm sido levadas a cabo objetivam justamente aumentar a eficiência com maior concorrência, por meio de mais desverticalização e mais regulação de acesso.

O mercado de gás brasileiro, a despeito da abertura ocorrida junto ao segmento do petróleo, pela Emenda Constitucional nº 9/1995, e apesar do contínuo

incremento de *players* no segmento de produção e exploração,<sup>12</sup> manteve-se praticamente como um monopólio verticalmente integrado detido pela Petrobras até há pouco tempo entre o elo à montante da exploração e produção (E&P), passando pelos gasodutos de escoamento (no caso da produção *offshore*) e de transporte, até os chamados *city-gates*, quando o gás passa para a infraestrutura de gasodutos das empresas de distribuição. Nestas últimas, a Petrobras também mantém participação em grande parte das companhias estaduais, com as exceções da grande parte de São Paulo (Comgas) e Rio de Janeiro (CEG).

Não à toa, conforme o Anuário da Agência Nacional do Petróleo (ANP) de 2020,<sup>13</sup> a Petrobras teve participação na produção de gás no Brasil de 95,1% (42,5 bilhões de metros cúbicos de gás) dos 44,7 bilhões de metros cúbicos produzidos em 2019. A cadeia do gás pode ser sumariada na figura 2.

FIGURA 2  
Cadeia de valor do gás natural



Fonte: Mitsui Gás (disponível em: <<https://bit.ly/3F1zaio>>).

Obs.: Figura reproduzida em baixa resolução e cujos leiaute e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

12. Vasques, Amorim e Dutra (2017) mostram que, de 2001 a 2015, o número de *players* em exploração e produção se incrementou de 36 para 118. Ademais, descrevem com detalhe as escassas possibilidades de os agentes atuarem no mercado de gás – até há pouco tempo sem a intermediação da Petrobras.

13. Disponível em: <<https://bit.ly/3x3f11C>>.

OECD (2000) destaca que as reformas do setor de gás podem envolver cinco tipos de separação estrutural ao longo desta cadeia: entre “transmissão e distribuição” e destas duas em relação à “produção de gás ao varejo” e de “venda de gás ao consumidor”, bem como à “estocagem de gás” e à “geração de energia elétrica”.

O primeiro elo da cadeia produtiva, o da exploração e produção de gás, é potencialmente competitivo. Do gás consumido no Brasil, a grande parte deste estágio ou se localiza *offshore* (mais de 80% da produção nacional) ou na Bolívia. O gás produzido *offshore* é transportado inicialmente pelos gasodutos de escoamento no mar em direção às unidades de processamento de gás natural (UPGN) na costa.

Cada gasoduto, escoamento, transporte e distribuição são monopólios naturais no Brasil e em grande parte do mundo. Por sua vez, na Austrália e nos Estados Unidos, a rede de gasodutos – como destacado por Decker (2014) – não possui a característica de monopólios naturais, havendo diferentes proprietários em gasodutos que se interconectam por distintos *hubs* geográficos, realizando economias de escala mesmo sem integração vertical.

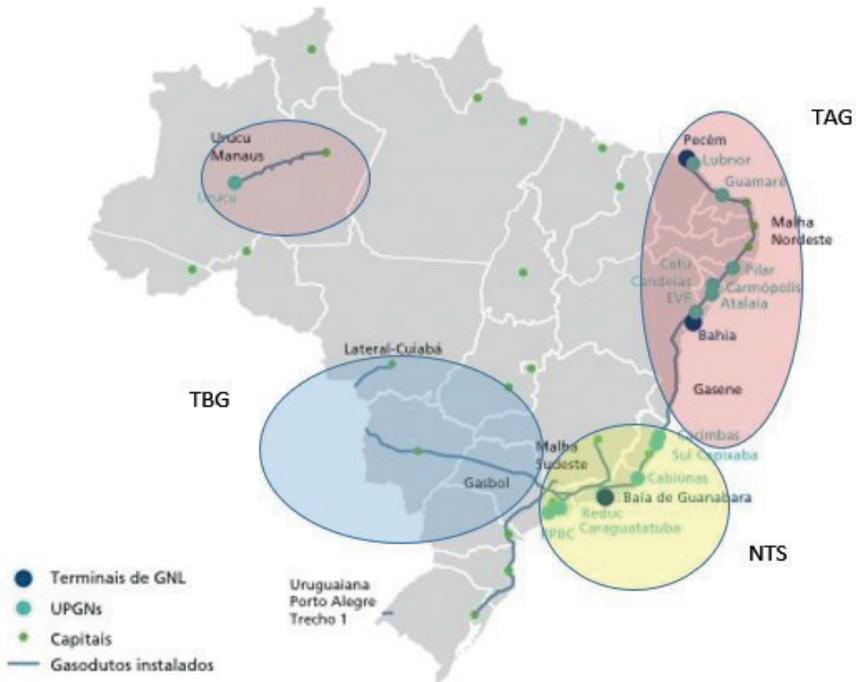
De fato, nos Estados Unidos, a lógica do acesso acontece por gasoduto (ponto a ponto), havendo competição duto a duto na escolha do agente ao acessar o sistema, o que o torna capaz de escolher caminhos diferentes para movimentar o seu gás.

No Brasil atual, os três grandes gasodutos de transporte – Nova Transportadora do Sudeste (NTS), Transportadora Associada de Gás (TAG) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) – são de propriedade de três empresas distintas (como pode ser visto na figura 3), sendo apenas a TBG ainda de propriedade da Petrobras. A capilaridade muito inferior da malha de gasodutos brasileiro em relação aos Estados Unidos faz com que haja apenas um caminho a ser feito no transporte do gás.

Por seu turno, os gasodutos de escoamento são detidos exclusivamente pela Petrobras e, portanto, constituem um importante alvo de regulação de acesso para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás no país. Não obstante, há opção, também, a esses gasodutos pelos terminais de gás natural liquefeito (GNL) privados, que importarão gás para abastecimento térmico e que podem diversificar as fontes de oferta de gás no mercado.

Os gasodutos de transporte ligam, majoritariamente, as UPGNs aos *city-gates*, quando o gás passa a ser transportado pela distribuidora. No entanto, com o desenvolvimento do mercado, eles poderão interligar vários pontos de oferta como os terminais de GNL e locais de estocagem. O sistema de gasodutos de transporte brasileiro pode ser visualizado na figura 3.

FIGURA 3  
Malha de gasodutos no Brasil



Fonte: Empresa de Planejamento Energético (EPE). Disponível em <<https://bit.ly/3JcS3RF>>.  
Obs.: Figura reproduzida em baixa resolução e cujos layout e textos não puderam ser padronizados e revisados em virtude das condições técnicas dos originais (nota do Editorial).

Os gasodutos de distribuição em cada estado ligam os *city-gates* aos vários consumidores finais. Estes últimos irão adquirir gás dos comercializadores que podem ser independentes ou associados aos próprios distribuidores.

A importância da comercialização na cadeia foi enfatizada por OECD (2000), com serviços como a negociação com produtores e corretagem (*brokerage*), reduzindo custos de transação pela agregação das demandas de gás de vários pequenos consumidores.

O problema é que há aqui, também, a relação de um elo caracterizado por monopólio natural na infraestrutura de distribuição e um elo potencialmente competitivo da comercialização. No caso dos chamados consumidores cativos, a relação é direta com o distribuidor. Por sua vez, o consumidor livre pode adquirir gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador.

As UPGNs, contrariamente aos gasodutos, não são monopólios naturais, visto que a sua relação custo fixo/variável é bem inferior, havendo espaço para outros agentes duplicarem-nas em um prazo mais longo.

No entanto, como a Petrobras é a proprietária de todas as catorze UPGNs<sup>14</sup> existentes no Brasil atualmente e, como leva tempo para construir uma nova UPGN, faz sentido em tratar este elo da cadeia do gás como temporariamente monopolista e implementar um acesso regulado para terceiros tal como nos gasodutos. Em um prazo mais longo, a regulação de acesso às UPGNs deveria ser paulatinamente relaxada. Eventualmente, o uso de *sunset clauses*, com um prazo máximo de regulação de acesso a essas instalações, poderia ser implementado até para incentivar os investimentos em novas UPGNs independentes da Petrobras.

A Petrobras iniciou desde 2017 o processo de desverticalização, alienando os seus gasodutos de transporte que servem principalmente a produção *offshore*. Em 2017, 90% da NTS da malha Sudeste foi alienada para o grupo econômico Brookfields; e, em 2019, 90% da TAG da malha Norte/Nordeste foi alienada para a Engie.

No entanto, a Petrobras, inicialmente, não deixou de ser a carregadora única do gás, até porque parte esmagadora do insumo movimentado no Brasil ainda é e será dela por algum tempo. Ademais, o acordo feito com Brookfields e Angie designou a Petrobras como carregadora única do gás por um período razoável, com a existência de um legado de contratos de longo prazo que, em sua maioria, terminarão somente a partir de 2025.

Ou seja, as adquirentes abriram mão, pelo menos temporariamente, de parte de sua cesta de direitos de propriedade correspondente a decidir quem será o carregador do gás, ainda que sendo remunerados pela Petrobras por este carregamento. De fato, a Petrobras manteve o poder decisório sobre qual gás carregar, funcionando para todos os efeitos como empresa verticalmente integrada.

Em síntese, nos segmentos potencialmente competitivos do setor de gás natural encontram-se as pontas do sistema, exploração e produção, no início, e comercialização no final da cadeia produtiva. Todo o caminho do gás entre essas duas pontas, à exceção das UPGNs, apresenta características de monopólio natural, gasodutos de escoamento, transporte e distribuição. Ademais, o tratamento do gás nas UPGNs, pelo menos por enquanto, constitui praticamente monopólio (não natural) da Petrobras.

---

14. O Brasil possui catorze UPGNs com capacidade total de processar 95,65 MMm<sup>3</sup>/d, sendo que a Petrobras detém 99% desta capacidade de processamento. A estação Vandemir Ferreira seria a única UPGN que não é de propriedade integral da Petrobras, apenas parcial, pertencendo também aos concessionários do Campo de Manati, Bahia, e possuindo capacidade de processar 6 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural.

E o comportamento histórico da Petrobras sugere que é sim requerida uma regulação de acesso ativa. Conforme a nota técnica do Comitê de Promoção da Concorrência no mercado de Gás Natural no Brasil (Brasil, 2019), a empresa não oferecerá, de forma voluntária, o acesso às suas facilidades essenciais. Constata-se que são poucos os casos, de conhecimento da ANP, de agentes que realizaram tratativas comerciais para tentar obter acesso a estas instalações essenciais.<sup>15</sup> Os interessados em acessar essas infraestruturas provavelmente teriam que entrar em litígio com a Petrobras, o que seria muito delicado dadas as relações de dependência com a empresa.

De um lado, a verticalização de toda essa cadeia produtiva em uma empresa estatal, a Petrobras, reduziu custos de transação entre estes elos, inclusive os custos de coordenação de todo o caminho realizado pelo gás da produção ao consumidor final. A integração das três malhas de transporte em uma única empresa, a Petrobras, naturalmente favoreceu esta coordenação. Mais que isso, a integração vertical destas malhas com os elos à montante até a produção na Petrobras e, ainda, as participações desta estatal nas distribuidoras à jusante foram importantes para reduzir custos de transação e suas incertezas associadas no momento inicial da decisão do investimento da infraestrutura de gás no Brasil.

De outro lado, esta verticalização impediu o desenvolvimento da concorrência nos dois segmentos potencialmente competitivos das pontas da cadeia. A desverticalização das duas pontas com o meio da cadeia, ou seja, as três fases do transporte, escoamento no mar, transporte e distribuição na terra, sem ampliar custos de transação, é o principal objetivo da reforma no setor de gás.

Este arranjo inicial via empresa estatal e posterior de privatização com regulação pró-concorrência foi comum a outras experiências internacionais (a grande exceção são os Estados Unidos, que já iniciou privatizado) como o Reino Unido, além de similar à história de outras infraestruturas inicialmente estatais e verticalmente integradas que foram privatizadas.<sup>16</sup> Bortolotti e Siniscalco (2004) sugerem, inclusive, uma sequência lógica dos processos de desenvolvimento dos países (mais uma vez a exceção são os Estados Unidos) em duas fases: a fase inicial, com maior intervenção direta via empresas estatais na infraestrutura; e, após uma fase de amadurecimento inicial, uma segunda fase, com a provisão privada dos serviços após um processo de privatização.

---

15. Ver também as dificuldades da BG com o acesso à TBG reportado por ANP (2001), que aponta que "a TBG sempre se posicionou de forma a dificultar o acesso de terceiros às suas instalações de transporte", direcionando os novos contratos à Petrobras.

16. Para os casos britânicos de privatização com regulação pró-concorrência em telecomunicações, energia elétrica e outros setores de infraestrutura, ver Armstrong, Cowan e Vickers (1994) e Newbery (2000).

## 5 UM POUCO DA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

O Reino Unido, os Estados Unidos e a UE são exemplos importantes de reforma do setor de gás para um modelo mais competitivo. No caso do Reino Unido, como mostra Newbery (2000), o Oil and Gas Enterprise Act, de 1982, removeu o monopólio legal da então estatal British Gas (BG). No entanto, como os termos nos quais o acesso seria concedido não foram especificados, a BG não concedeu acesso, em uma aplicação de livro texto da tese da facilidade essencial por fechamento vertical.

A privatização da BG, em 1986, acabou ocorrendo sem separação vertical, muito por resistência da própria companhia, como destacado por OECD (2000). No entanto, conforme Armstrong, Cowan e Vickers (1994), a Merger e Monopolies Commission (MMC) reconheceu o erro de ter vendido a BG sem separação estrutural. Em 1988, Newbery (2000) mostra que perseveravam os problemas de exercício de poder de mercado por parte da BG, especialmente onde não havia a opção por combustíveis alternativos, com a empresa agindo sem transparência.

Assim, a MMC e o Office of Fair Trading (OFT) recomendaram que a BG publicasse informações sobre as condições de acesso, não discriminasse, não recusasse a oferta de gás a quem usasse outros combustíveis e que fossem definidos *Chinese Walls* entre a parte da BG envolvida nas negociações de acesso e aquela envolvida na comercialização e produção de gás em uma forma de separação funcional. Em 1993, a MMC foi mais além e recomendou que a BG implementasse separação estrutural, dado que a funcional apenas não resolveria o conflito de interesses, pela constatação de permanência de condutas claramente não cooperativas na provisão de acesso a competidores. O órgão regulador setorial (Office of Gas Supply – OFGAS), confirmou a necessidade de separação estrutural dado o elevado custo da regulação sem este tipo de medida. Ademais, o Gas Act de 1995 vedou ao transportador a opção de também ofertar ou carregar o gás.

Os resultados da política de desverticalização e aumento do acesso ao transporte foram positivos; no entanto, demoraram. Ao final de 1998, 20% dos consumidores já havia migrado para concorrentes da BG.

OECD (2000, p. 35-36) resume a experiência americana de abertura do mercado por meio de desverticalização e livre acesso:

Antes de 1930 nos Estados Unidos, o setor de gás consistia em grande medida de uma série de gasodutos não interconectados conectando um único campo de gás com uma única cidade ou um grande consumidor de gás. Nos anos 30, em uma reorganização do setor, a separação vertical foi introduzida – a propriedade dos gasodutos foi separada da propriedade da produção do gás e das infraestruturas de distribuição. Mas, apenas em 1985 quando a agência de regulação americana de energia introduziu um sistema de acesso a terceiros aos gasodutos que a competição

entre diferentes fontes de gás começou a aparecer. Os produtores de gás também tinham um incentivo forte a construir novos gasodutos quando isto os capacitava a entregar gás em mercados com preço mais alto. Como consequência, a introdução da política de acesso a terceiros resultou no incremento da conectividade da rede de gasodutos americana na medida em que todos os maiores consumidores de gás podem adquirir gás de qualquer fornecedor.

Os processos regulatórios tinham balcanizado os mercados de gás e haviam criado uma topologia de redes desconectada que impedia que o gás fluísse de cada campo conectado a cada cidade conectada. Os gasodutos operavam de forma independente um do outro, cada um suprindo suas próprias cidades com suas ofertas dedicadas de gás.

Como destacado por Vasques, Amorim e Dutra (2017), o significado do acesso aberto nos Estados Unidos é distinto do da UE. A Order nº 436 do regulador setorial Federal Energy Regulatory Commission (FERC), de 1985, deu uma opção aos gasodutos de transporte interestaduais que poderiam ser apenas transportadoras desverticalizadas de gás com acesso aberto ou carregar seu próprio gás, mas com preço regulado.

Por sua vez, em 1992, a Order 636 da FERC introduz uma separação estrutural ao requerer que as transportadoras apenas carreguem gás de terceiros. As regras de acesso, no entanto, foram deixadas para a negociação entre transportadoras e carregadores, havendo intervenção da FERC apenas quando não houvesse acordo. Diferente da postura mais ativista do regulador europeu na definição das regras de acesso.

OECD (2000) argumenta que a política de acesso aberto nos Estados Unidos aumentou a conectividade dos gasodutos com os sinais de preço direcionando as demandas de conexões de transporte, o que fez com que houvesse proliferação das interconexões entre gasodutos, “desbalcanizando-os” com o surgimento de *hubs* de mercado, onde vários gasodutos se interconectam, com aumento dramático do volume de gás transportado. OECD (2000, p. 36) chega a apontar que “o setor se tornou quase perfeitamente contestável nas fontes e no transporte” sem oportunidades de arbitragem, “transparência de preços e liberdade relativa de entrada e saída”. Conforme Decker (2014), nos Estados Unidos, há um total de 28 *hubs*, sendo o mais líquido o Henry Hub da Louisiana.

Na UE, foram três diretivas de acesso aberto. A primeira, a Diretiva nº 98/30/ European Commission (EC) do Parlamento Europeu que, conforme Decker (2014), possibilitava aos Estados-membros dois tipos de arranjos de acesso, um negocial entre as partes, mais flexível, e outro baseado em termos de acesso, especialmente tarifas reguladas. A segunda diretiva, de 2003, tornou o acesso regulado a terceiros mais claro, mas, ainda sim, insuficiente. A Segunda Diretiva de Gás de 2003 removeu a opção negocial pela frustração em se chegar a bons termos voluntariamente no acesso.

A experiência europeia indica que as separações funcional e legal, anteriores à Terceira Diretiva de 2009, não foram suficientes para viabilizar o livre acesso sem discriminação a terceiros com discriminação dos incumbentes em favor de seus associados. Assim, na Diretiva nº 2009/73/CE,<sup>17</sup> a UE opta por uma estratégia de separação estrutural para evitar o fechamento vertical. O art. 9ºb da Diretiva nº 2009/73/CE impõe restrições que caracterizam a separação estrutural entre transporte, produção e comercialização.

No âmbito da distribuição, o art. 26 da Diretiva nº 2009/73/CE definiu uma separação funcional e empresarial/legal, e não estrutural.

Decker (2014), no entanto, aponta que o fracasso na implementação das diretivas tem sido um problema recorrente na Europa. Isso apenas reflete o fato que este não é um mercado que surge naturalmente, tendo que ser construído, havendo sempre resistências por parte dos incumbentes em seguir adiante nesta transformação institucional.

Vale, também, observar o esforço e a perspectiva de reforma na China, em que a International Agency Association (IEA) aponta na mesma direção de separação estrutural e regulação de acesso (IEA, 2019).

## 6 MUDANÇAS RECENTES NO ARCABOUÇO REGULATÓRIO DO GÁS NO BRASIL

Tendo em vista a constatação de que a Emenda Constitucional nº 9/1995<sup>18</sup> e a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, não alteraram o monopólio da Petrobras, em 2016, o governo brasileiro reiniciou a discussão para abrir o setor com o grupo interministerial *Gás para Crescer*. Em 2019 e 2020, três movimentos sinalizaram uma mudança mais significativa no arcabouço regulatório do mercado de gás em direção à concorrência, por meio da desverticalização e promoção do acesso.

Primeiro, em abril de 2019, o CNPE emitiu diretrizes por meio da Resolução CNPE nº 16/2019 para o chamado Novo Mercado de Gás (NMG), um segundo programa que tinha a mesma orientação e, na prática, deu continuidade ao *Gás para Crescer*, do governo anterior.

Em seguida, o Cade firmou um TCC com a Petrobras com o objetivo de evitar condutas anticompetitivas. Por fim, o Projeto de Lei (PL) nº 6.407/2013 foi aprovado no Congresso Nacional e se transformou na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021 (Nova Lei do Gás). O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, regulamentou-a.

17. Diretiva nº 2009/73/CE (disponível em: <<https://bit.ly/3HyY3Ud>>), 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 nº 2003/55/CE (disponível em: <<https://bit.ly/3lr7J4c>>). Ver, também, art. 9º da diretiva sobre a regra de separação vertical estrutural.

18. Disponível em: <https://bit.ly/3LMNRde>.

Nas quatro iniciativas citadas, diretrizes do CNPE, TCC do Cade, Nova Lei do Gás e Decreto Regulamentador, a direção é inequívoca no sentido da promoção da concorrência por meio da desverticalização e/ou facilitação do acesso aos segmentos não competitivos da cadeia. Fazemos a seguir uma síntese de cada um deles.

### 6.1 Diretrizes do CNPE

Os principais pontos da Resolução nº 16/2019 do CNPE foram relacionados à abertura do mercado com base na desverticalização e facilitação do acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento, transporte e distribuição. Podemos segmentar a Resolução nº 16/2019 do CNPE entre as diretrizes de abertura de mercado direcionadas a todos os agentes (que também se aplicam à Petrobras) e aquelas direcionadas apenas à Petrobras. No primeiro conjunto, temos as diretrizes descritas a seguir.

- 1) Criar condições para a ampliação do acesso às infraestruturas de transporte de gás natural.
- 2) Promover a independência dos transportadores, garantindo que os serviços de transporte sejam ofertados de forma não discriminatória.
- 3) Restringir transações entre comercializadores e concessionárias de distribuição de gás canalizado que sejam partes relacionadas, ou diminuir as transações entre o distribuidor e seu comercializador associado.
- 4) Promover a transparência do teor dos contratos de compra e venda de gás natural para o atendimento ao mercado cativo.
- 5) Organizar o sistema de transporte de forma coordenada por meio dos códigos comuns de rede, inclusive para acesso a dutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL.
- 6) Implementação de áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de comercialização e publicação de contratos de transporte padronizados.

As duas primeiras diretrizes estão diretamente relacionadas a avançar na desverticalização e aprimorar as condições de acesso da infraestrutura de transporte para terceiros. A terceira diretriz procura reduzir o poder de monopólio das distribuidoras, diminuindo o *self-dealing* e abrindo espaço para a concorrência na comercialização, o que está em linha, como mostra Decker (2014), à experiência europeia que, desde 2007, obrigou distribuidores a separarem legalmente suas atividades de comercialização.

Conforme destacado em Brasil (2019), o objetivo da transparência proposta na quarta diretriz é reduzir a assimetria de informação do mercado, o que permite facilitar a própria formação de preços. Cabe acrescentar, ainda, que essa publicidade auxilia a formação de preços, o que é relevante na construção do mercado de gás.

Vasques, Amorim e Dutra (2017) destacam que a falta de transparência de preços era um grande empecilho para permitir o monitoramento dos valores praticados pela Petrobras no mercado de gás. Esta transparência contratual está, também, muito associada à necessidade de segregação do preço da molécula da tarifa de transporte e distribuição no NMG e à ampliação do espaço do consumidor livre, seguindo a experiência de outros países. Como colocado em Brasil (2019), isso torna possível que o consumidor livre adquira a molécula diretamente de um comercializador ou um produtor, enquanto paga a tarifa de distribuição e transporte, em separado, para a distribuidora. O objetivo seria atingir um estágio em que todos os consumidores são livres, como na Europa e nos Estados Unidos. OECD (2000) confirma esta introdução da competição em fases iniciando com os maiores consumidores livres e, progressivamente, incorporando os menores.

Por fim, as diretrizes 5 e 6 demonstram um ponto relevante da transição do modelo do setor de gás no Brasil. Em um arranjo de governança com uma empresa estatal (a Petrobras) operando como um monopolista verticalmente integrado, ela própria faz a coordenação de toda a sua rede. Por sua vez, em uma rede de gasodutos conectados entre si, mas de propriedade de transportadores diferentes em um mercado livre e desverticalizado, essa governança se torna mais complexa, pois o que acontece em um ponto na rede de um transportador influencia e pode desequilibrar a rede de outro transportador. Ou seja, criar um mercado livre com gasodutos interconectados exige um esforço de coordenação entre empresas diferentes que não existia antes, visto que tudo começava e acabava na rede de um só dono, a Petrobras.

Daí a necessidade de desenvolver códigos comuns de rede, além de outros mecanismos de coordenação entre as infraestruturas interligadas. Ou seja, no setor de gás, tal como em outros setores de infraestrutura, não se trata apenas de dizer que está criado um mercado e ele se cria. Há necessidade de garantir que todas as operações de movimentação de gás nos gasodutos tenham um mínimo de coordenação entre si, sob o risco de gerar ineficiências técnicas no caminho do gás e até acidentes.

Não à toa, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) reportava que apenas Estados Unidos, Reino Unido, Canadá e Austrália tinham efetivamente concorrência na produção de gás (OECD, 2000). Mesmo atualmente, como destaca Decker (2014), na maioria dos países, a concorrência entre gasodutos de transporte ainda é limitada ou inexistente.

No caso do setor elétrico, por exemplo, a necessidade de coordenação foi e é tão relevante que se criou o Operador Nacional do Sistema (ONS), que decide centralizadamente todos os despachos de energia das usinas de geração. No âmbito do gás, espera-se que esta coordenação prescindia de um ONS do gás, o que

está associado ao fato de haver uma capacidade maior de armazenagem de gás relativamente à energia elétrica, o que diminui a necessidade de coordenação.<sup>19</sup>

Enquanto forem poucos transportadores (por enquanto três), esta presunção faz sentido. A depender do incremento do número de transportadores, isto pode mudar.<sup>20</sup> O segundo conjunto de diretrizes do CNPE é direcionado à Petrobras, conforme descrito a seguir.

- 1) Implantar programas para a liberação progressiva de gás natural (*gas release*) com a venda por meio de leilões, removendo barreiras para que os próprios agentes produtores comercializem o gás que produzem.
- 2) Aliar participações da empresa nos segmentos de transporte e de distribuição, sendo que, até o final do processo, cabe assegurar a independência na gestão e administração nestes elos.
- 3) Definir suas demandas nos pontos de entrada e de saída do sistema de transporte, possibilitando a oferta de serviços de transporte adicionais na capacidade remanescente.
- 4) Disponibilizar informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso a terceiros a suas instalações de escoamento, processamento e terminais de GNL, ampliando a transparência para uma adequada regulação de acesso.

A diretriz 7 promove a entrada de produtores concorrentes da Petrobras na comercialização do gás de forma a apoiar a desintermediação por meio de mecanismo de mercado. A oitava diretriz é a mais forte da perspectiva da desverticalização da Petrobras, definindo a saída da empresa de dois dos elos da cadeia com características de monopólio natural. Tanto a diretriz 9 quanto a 10 permitem maior transparência das transações ao longo do caminho monopolista do gás. Em especial, o chamado modelo de entrada e saída,<sup>21</sup> da diretriz 9, procura evitar

---

19. Como destaca OECD (2000), a diferença da eletricidade para o gás é que este último pode ser armazenado, o que permite que os fluxos na rede de gasodutos possam ser mantidos constantes mesmo frente às flutuações na demanda. De qualquer forma, isso vai depender da quantidade de localidades adequadas para este fim (de armazenagem) no país. Ver Decker (2014) para uma comparação mais completa das infraestruturas de gás e energia elétrica e porque é mais fácil as atividades de coordenação, inclusive da perspectiva de confiança e confiabilidade do sistema e da possibilidade de alguma estocagem no primeiro, o que facilita a regulação.

20. Vasques, Amorim e Dutra (2017), de outro lado, destacam que não se pode desconsiderar a hipótese que não se consiga implementar uma coordenação suficiente tornando necessário um operador de transporte do sistema. Isso implicaria “importar” uma parte do desenho do ONS para o setor de gás.

21. Conforme Decker (2014), há três sistemas para definir preços no sistema de transporte: i) o postal, no qual a tarifa de transporte é igual em toda a região/país, não refletindo custos, e que foi a utilizada no Brasil por bastante tempo, sendo considerada “politicamente mais favorável”; ii) a ponto a ponto, que se baseia na distância trafegada pelo gás, considerada mais apropriada quando o fluxo de gás tem a mesma origem e destino; e iii) entrada e saída, em que se cobram preços separados para a injeção do gás e para a retirada do gás da rede. Conforme o autor, este sistema seria mais apropriado para “redes mais emaranhadas”, com alto grau de interconexão. De fato, um sistema emaranhado é o desejável para o Brasil em um prazo mais longo, mas, atualmente, ainda está longe disso.

que se alegue o chamado congestionamento contratual,<sup>22</sup> resultado de alegação indevida de falta de capacidade ociosa neste caminho monopolista,<sup>23</sup> problema comum a outros países – tal como apontado por OECD (2000).

## 6.2 Termo de Compromisso de Cessação da Petrobras com o Cade

O Cade havia aberto, em 2015, 2016 e 2018, processos por supostas práticas anticompetitivas da Petrobras no setor de gás. O TCC entre Cade e Petrobras, em 2019, representou um compromisso crível da estatal em realizar movimentos para a abertura do mercado de gás, tendo sido possível avançar as diretrizes do CNPE de uma forma mais concreta. Os principais compromissos da Petrobras com o Cade vão tanto no sentido de incrementar e consolidar o processo de desverticalização como no de facilitar o acesso, conforme resumido adiante.

- 1) Completar a alienação dos restantes 10% de NTS e TAG, vender os seus 51% da TBG de forma a sair totalmente do setor de transporte de gás.
- 2) Alienar sua participação acionária em companhias distribuidoras.
- 3) Indicar, nessas empresas de transporte e na Gaspetro (empresa com participações em várias distribuidoras), conselheiros de administração que se enquadrem no conceito de conselheiros independentes (parte do conceito de desverticalização funcional das empresas), enquanto não forem realizadas as alienações de suas participações societárias acima no transporte e distribuição.
- 4) Indicar nos sistemas de transporte da NTS e da TAG quais são os volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega, por área de concessão de cada companhia distribuidora local, eliminando o congestionamento contratual.
- 5) Declinar da exclusividade ainda remanescente de carregamento do gás, adaptando os contratos de carregamento de mais longo prazo de forma a permitir a contratação de outros agentes interessados em carregar o gás.
- 6) Negociar, de boa fé e de forma não discriminatória, o acesso de terceiros aos sistemas de gasodutos de escoamento de gás natural e às UPGNs.
- 7) Não contratar novos volumes de gás natural de parceiros/terceiros.
- 8) Reduzir a importação do gás da Bolívia no contrato atual e limitar compras em contratos futuros.

22. O inciso IV do art. 2º do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021 (disponível em: <<https://bit.ly/3M0ZL3W>>), define congestionamento contratual como a "situação de impedimento contratual ao atendimento de demanda por capacidade de transporte, quando esta não se encontra plenamente utilizada".

23. Vasques, Amorim e Dutra (2017) já alertavam para a falta de transparência sobre a capacidade disponível de curto prazo no transporte de gás no Brasil.

Os itens 1 e 2 implementam a diretriz 8 do CNPE de desverticalização por meio da separação estrutural de parte dos elos que configuram monopólio natural da Petrobras. O segundo item é particularmente importante, pois a empresa exerce razoável controle nas decisões de aquisição de gás, uma vez que tem o poder de nomear, a partir de acordo de acionistas, os diretores comerciais das distribuidoras nas quais possui participação acionária. O problema de poder de mercado na cadeia é tanto na venda como na compra do gás. Os itens 3 e 5 constituem compromissos de separação funcional baseados na independência dos conselheiros e no abandono da exclusividade no carregamento, que significava praticamente uma “reverticalização” pós-alienação da Petrobras. O item 4 se relaciona diretamente à diretriz 9 do CNPE, que permite maior transparência para facilitar a política de acesso ao segmento de transporte.

Optou-se por não se implementar uma separação estrutural da Petrobras do elo também com característica de monopólio natural dos gasodutos de escoamento, bem como do elo com monopólio corrente (mas não natural) das UPGNs. No entanto, o item 6 acrescentou o compromisso de negociação de boa fé e sem discriminação do acesso a ambos os elos da cadeia, mas sem definir prazos para adaptação dos contratos de transporte ou de definição de um modelo mínimo de acesso que dê maior concretude à política.

OECD (2000) indica que, em uma estratégia de separação para promover a concorrência, uma medida complementar seria requerer ao incumbente abrir mão de contratos de longo prazo. O item 8 caminha nesta direção ao requerer a redução da importação de gás da Bolívia no contrato atual, enquanto o item 7 constitui uma abordagem mais amena de apenas não contratar novos volumes de gás. A implementação destes itens depende de que a política de acesso do item 6, citada no parágrafo anterior, funcione.

Na mesma linha, no Reino Unido, Armstrong, Cowan e Vickers (1994) reportam que a BG não podia contratar mais que 90% de qualquer novo campo, o que ficou conhecido como a regra dos 90/10, além de ser obrigada a vender parte de seu gás contratado a competidores. Como mostram os autores, isso resultou em um incremento de participação de mercado dos concorrentes de 8,5% para 20% em um ano. No caso do Brasil, a regra do TCC foi de a Petrobras ser obrigada a não comprar novos volumes de terceiros, como no item 7. Por sua vez, o sétimo item das diretrizes do CNPE obriga a venda de gás, chamado *gas release*, ambos na mesma direção dessas regras do Reino Unido.

### 6.3 O novo marco regulatório do gás: a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, e o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021

O PL nº 6.407/2013, de autoria do Deputado Mendes Thame, já vinha sendo discutido mais intensamente desde o governo Temer. Em 7 de março de 2021, o PL foi aprovado no Congresso Nacional e se transformou na Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. O Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, regulamentou esta lei.

A lei e o decreto que a regulamenta introduzem e aprimoram vários dos pontos que foram analisados nas diretrizes do CNPE e no TCC do Cade. Na verdade, além de representar uma consolidação da estratégia de desverticalização e reforço da regulação de acesso aos segmentos não competitivos do gás, a transformação em lei confere segurança jurídica maior na direção da concorrência no NMG. Vejamos a seguir os pontos principais.

#### 6.3.1 Migração do regime de concessão para autorização

O primeiro ponto relevante da nova lei é a passagem do regime de concessão para autorização (art. 4<sup>o</sup>), um regime mais flexível e que dispensa o complicado processo de licitação<sup>24</sup> para a construção de estruturas de transporte e a indenização na reversão dos ativos ao final da concessão. Na autorização, a iniciativa de levantar os projetos é do agente privado, que dispõe de mais informação para identificar oportunidades de investimento. Esta preferência pela autorização tem ocorrido em outros segmentos de infraestrutura, como é o caso da Lei nº 13.8789/2019, que possibilita a migração das concessões de telefonia fixa para o regime de autorização, e a proposta de alteração no marco das ferrovias, do senador José Serra (PL nº 261/2019), em discussão no Senado.

A remoção do processo de licitação, no entanto, não implicará inexistência de possibilidade de concorrência pelo mercado. O art. 11 do PL define período de contestação no qual outros transportadores podem manifestar interesse, cabendo processo seletivo público para a escolha do projeto mais vantajoso. Algumas ressalvas são importantes aqui. Primeiro, se, de um lado, o modelo de concessão não funcionou para gasodutos, por outro, funcionou para transmissão de energia elétrica, o que pode indicar que este modelo não é intrinsecamente menos eficiente. Segundo, mudar para autorização não irá afastar a necessidade de regulação e de obrigações regulatórias usualmente mais associadas com o regime de concessão.

Entretanto, autorizações estão cada vez mais ficando parecidas com concessões, estando longe de ser claro se a capacidade de impor obrigações pelo regulador é realmente comprometida com a migração da concessão para a autorização. Os novos regimes de autorização em setores como portos, por exemplo, são feitos

---

24. Não está claro se o grau de complicação se alterou com a recente mudança da lei de licitações.

por contratos, podendo-se quase falar em uma modalidade mista de “concerizações”. Mesmo a alegada maior segurança do investimento na concessão em função da precariedade das autorizações pode ser questionada.

No art. 10 da Nova Lei do Gás, colocou-se que a autorização para a atividade de transporte de gás natural somente será revogada, após o devido processo legal e assegurado o contraditório, nas hipóteses de: i) liquidação ou falência homologada ou decretada; ii) requerimento da empresa autorizada; iii) desativação completa e definitiva da instalação de transporte; iv) descumprimento, de forma grave, das obrigações decorrentes desta lei, das regulações aplicáveis e dos contratos de serviços de transporte, nos termos da regulação da ANP; e v) inobservância dos requisitos de independência e autonomia estabelecidos na lei e nas regulações aplicáveis. Note-se que não há, nestas hipóteses, por exemplo, a possibilidade de encampação prevista no art. 37 da Lei de Concessões nº 8.987/1995, que constitui a retomada do serviço por motivo de interesse público, razão com escopo bastante amplo, incluindo questões político/populistas.

No art. 38 da Lei de Concessões, há hipótese de caducidade por inexecução do contrato que, tal como a encampação, pode acabar sofrendo influência de motivações políticas. Note-se que a forma grave de descumprimento do inciso IV do art. 10 da Nova Lei do Gás pode acabar sendo interpretada de forma mais estrita do que no art. 38 da Lei de Concessões. Isso implicaria, curiosamente, mais segurança para o investidor no regime autorização do gás do que na concessão.

A desastrada encampação da linha amarela no Rio de Janeiro, sem necessidade de pagamento antecipado de indenização (conforme preconiza o art. 37 da Lei de Concessões nº 8.987/1995), de acordo com liminar no Superior Tribunal de Justiça, foi um exemplo de como concessões também podem ter alguma precariedade típica das autorizações. Ao final e ao cabo, em concessão ou autorização, tudo depende de como evoluem as instituições do país que dizem respeito à resiliência a tentações populistas, especialmente com um Poder Judiciário que compreenda a importância da garantia das regras para o investimento.

### 6.3.2 Mudanças na regra tarifária

Outra mudança relativa à transformação da concessão em autorização diz respeito à regulação de tarifas, o que é essencial na regulação de acesso. A ANP definia preços do transporte com base no lance vencedor da licitação, que era baseado na menor receita anual. (§ 2º do art. 13 da Lei nº 11.909/2009). Não havendo mais licitação com a autorização, o art. 9º da nova lei dispõe que o transportador proporá as tarifas de transporte e a ANP, após consulta pública, estipulará a receita máxima permitida, bem como critérios de reajuste, revisões periódicas e extraordinárias.

### 6.3.3 Desverticalização no transporte: separação estrutural *versus* empresarial

A ideia de desverticalizar para promover a concorrência no setor de gás já estava inserida na Lei nº 11.909/2009. De fato, em seu § 3º do art. 3º, definia-se que os concessionários de transporte de gás não poderiam estar em outros negócios, especialmente nos outros elos da cadeia do gás.

Apesar de a redação parecer indicar um comando de separação estrutural, acabou-se entendendo que se tratava apenas de separação empresarial ou legal. Ou seja, como esse dispositivo não excluiu a possibilidade de a empresa ter subsidiárias ou associadas do mesmo grupo em outros elos da cadeia produtiva, a Petrobras, na prática, atuou no transporte com subsidiárias como a Transpetro.

Na Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021), definiu-se a separação estrutural no § 1º do art. 5º, vedando a:

relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação (...) entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

Neste ponto, o Brasil segue a UE na direção da separação estrutural no transporte do gás. A Lei nº 14.134/2021 também separa os conselhos de administração, diretoria e representação legal entre os transportadores e os segmentos competitivos da cadeia do gás. Os responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal das empresas nas atividades competitivas de gás, inclusive carregamento, não poderão ter acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exercer o poder para designar, nem o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador.<sup>25</sup> Os autorizatários do setor de transporte deverão ter uma certificação de independência para atestar a satisfação dessas condições. O art. 25 do decreto prevê que a ANP poderá credenciar entidades para certificar independência.

Os arts. 9ºb/c e 10 da Diretiva nº 2009/73/CE seguem essa mesma linha, aprofundando a separação estrutural pelo conselho de administração, diretoria e representação legal. Enfim, a separação (estrutural) da Lei nº 14.134/2021, muito próxima ao art. 9º da Diretiva nº 2009/73/CE, é bem mais profunda que a separação empresarial ou legal da Lei nº 11.909/2009.

---

25. Há clara inspiração da redação destes dispositivos no art. 9º da Diretiva nº 2009/73/CE. Sobre independência dos operadores de transporte, ver também os arts. 18 e 19 dessa diretiva.

### 6.3.4 Regulação de acesso

A previsão de regulação de acesso aos gasodutos já existia no art. 32 da Lei nº 11.909/2009, ocorrendo de três formas conforme os arts. 33 e 34: i) firme, em capacidade disponível, mediante chamada pública realizada pela ANP; ii) interruptível, em capacidade ociosa; e iii) extraordinário, em capacidade disponível. O acesso aos gasodutos dar-se-ia, primeiramente, na capacidade disponível (inciso I) e, somente após sua integral contratação, ficaria garantido o direito de acesso à capacidade ociosa (inciso II). O acesso principal, portanto, ocorreria na forma firme via chamadas públicas.

Este detalhamento da regulação de acesso foi removido na Lei nº 14.134/2021 por um comando mais genérico constante do art. 18, em que apenas se prevê que “a ANP deverá regular e fiscalizar o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte”, conferindo maior discricionariedade à agência.

Dada a elevada capacidade de os agentes serem muito criativos em burlar as provisões de acesso, entendemos que faz sentido conferir maior discricionariedade ao regulador via regulamentação infralegal para fechar as brechas com rapidez. No entanto, com a completa separação estrutural que já foi muito avançada no TCC do Cade e consolidada na nova lei, espera-se que o incentivo a fechar dos transportadores seja totalmente eliminado, como na hipótese do centro da figura 1.

Na Lei nº 11.909/2009, já era obrigatório o acesso dos gasodutos entre si (art. 9º), indicando a intenção de construir um mercado nacional único, onde os gasodutos se intercomunicam fisicamente, o que facilitaria a competição e a criação de um mercado único. Este comando de interconexão entre gasodutos perseverou no art. 6º da Lei nº 14.134/2021.

O desenvolvimento de códigos comuns de rede, que devem ser coordenados pelo gestor da área de mercado criado na nova lei, em particular, foi fundamental, conforme destacado por Decker (2014), junto à separação estrutural e à publicação transparente das tarifas de rede para possibilitar o acesso de terceiros à infraestrutura de transporte de gás no Reino Unido. Uma das funções dos códigos comuns de rede seria o desenho de um arcabouço contratual multilateral para as regras de acesso ao sistema de transporte.

O inciso X do art. 2º do decreto cria o ponto virtual de negociação, que há em outras jurisdições, caracterizado como “o ponto sem uma localização física em uma área de mercado de capacidade, que permite aos carregadores realizar a transferência da titularidade do gás e a compensação de desequilíbrios”. A definição do mercado geográfico relevante do gás e sua evolução dependerão de como este ponto virtual será operacionalizado na prática. O § 1º do art. 11 sinaliza que esta operacionalização dependerá da redução do congestionamento contratual nos

pontos de entrada e saída. O art. 11, por sua vez, determinou que a ANP e os transportadores deverão assegurar aos carregadores acesso não discriminatório a este ponto virtual de negociação.

#### 6.3.5 Cessão de capacidade (*capacity release*)

O art. 35 da Lei nº 11.909/2009 definia a cessão de capacidade (*capacity release*), que seria uma forma de acesso, mas de forma opcional. Por sua vez, a Lei nº 14.134/2021 define a obrigatoriedade da cessão de capacidade, sendo que o § 2º do art. 11 do decreto define que tal cessão compulsória, temporária ou permanente, de capacidade de transporte poderá ser realizada para reduzir o congestionamento contratual. No entanto, o § 3º do art. 18 da Lei nº 14.134/2021 introduziu uma flexibilização para os novos gasodutos, em que a ANP poderá remover temporariamente a regra geral da obrigatoriedade da cessão de capacidade.

A ideia aqui é que, apesar de a cessão de capacidade promover a concorrência, ela mitiga o usufruto dos direitos de propriedade – como destacamos antes –, diminuindo o incentivo ao investimento. Este “período de graça” seria uma forma de equilibrar o incentivo ao investimento e os ganhos do maior acesso com a cessão de capacidade. O problema é ter um mesmo sistema integrado com regulações distintas para cada infraestrutura conforme a sua idade, o que pode ser conciliado na regulação da ANP.

#### 6.3.6 Acesso aos gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de liquefação e regaseificação

O art. 45 da Lei nº 11.909/2009 definia que os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, *não* estavam obrigados a dar acesso a terceiros. Como os gasodutos de escoamento e as UPGNs são todos da Petrobras, não espanta que a lei de 2009 não tenha gerado qualquer concorrência no mercado de gás.

Por seu turno, a Lei nº 14.134/2021 torna compulsório no art. 28, o acesso não discriminatório e negociado aos gasodutos de escoamento da produção, às UPGNs e aos terminais de GNL,<sup>26,27</sup> a despeito de continuar havendo preferência no uso ao proprietário. Os preços deste acesso não serão regulados, mas baseados em um código de conduta e prática de acesso à infraestrutura elaborado conjun-

26. Atualmente, há três terminais de regaseificação no Brasil, todos da Petrobras.

27. O Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018, no art. 62, já define que “a negativa de acesso” a essas infraestruturas (gasodutos de escoamento da produção, as UPGNs, assim como os terminais de liquefação e regaseificação) que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme a Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. A negativa de acesso poderia ser avaliada, neste caso, pelo Cade, o que já seria possível, independente do dispositivo, desde que o órgão entenda a conduta como limitação à concorrência.

tamente entre os proprietários e os terceiros interessados, sendo que, no caso de conflito, haverá intervenção da ANP ou mediação por outro meio de resolução.

### 6.3.7 Distribuição<sup>28</sup>

A mudança da Lei nº 14.134/2021 em relação à Lei nº 11.909/2009 na distribuição diz respeito à separação funcional com outros elos da cadeia do gás. O art. 30 da Nova Lei do Gás veda:

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

Este dispositivo é similar ao que foi introduzido no elo do transporte para separá-lo dos demais, inclusive da distribuição, mas sem incluir a separação estrutural como naquele caso. Como vimos, abordagem similar foi tomada pela UE com separação funcional, mas não estrutural, neste elo. Tirando as distribuidoras cariocas atuando nos estados do Rio de Janeiro (CEG e CEG Rio) e parte das distribuidoras paulistas (Comgás e Gás Natural Fenosa), nos demais estados predominam sociedades de economia mista controladas pelos governos estaduais, em geral com o controle da empresa,<sup>29</sup> e participação expressiva da Petrobras via Gaspetro.<sup>30</sup>

Vasques, Amorim e Dutra (2017) argumentam que esse arranjo gera evidente conflito de interesse entre as (frágeis) regulações estaduais, que incluiu períodos de exclusividade das concessionárias,<sup>31</sup> o licenciamento ambiental e a tributação do gás realizada pelos estados e a sua participação acionária nas distribuidoras, havendo uma falta geral de transparência nos critérios para a revisão tarifária. Assim, uma reforma mais plena do setor deveria contar com um programa de privatização das distribuidoras estaduais, além de alienação das participações da Petrobras como já definido no TCC do Cade.

OECD (2000) sugere, ainda, que haja separação horizontal entre as distribuidoras para facilitar competição na margem entre elas, além de atenuar a assimetria de informação do regulador pela capacidade de comparar empresas distintas, implementando a competição *yardstick*.

28. A exploração da distribuição de gás natural é de competência estadual, conforme o § 2º do art. 25 da Constituição Federal de 1988.

29. Ver a estrutura de capital, em geral com participação majoritária do Estado, das distribuidoras de gás em Vasques, Amorim e Dutra (2017).

30. Em geral, mais de 20% de participação da Petrobras. No caso do Espírito Santo, a Petrobras detém 100% da distribuidora.

31. Nos Estados Unidos, os estados em geral preferem não permitir concorrência na distribuição.

No Brasil, as distribuidoras já são separadas, cada uma com uma estrutura proprietária diferente, sendo o único acionista comum a Petrobras, pelo menos até o cumprimento da obrigação de alienação das participações da Gaspetro conforme o TCC do Cade com a empresa. Outro ponto a ser destacado é que, como são os estados que fazem a regulação da distribuição, e não um regulador único que possa comparar as companhias, o ganho que o regulador teria com empresas distintas é limitado. A divisão regulatória entre União e estados no gás gera um desafio a mais no Brasil: coordenar não somente a operação ao longo de toda a cadeia produtiva (em rede), mas também as regulações dos governos estaduais com as do governo federal.

Nesse sentido, foi criado no Brasil o Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, no inciso IX do art. 2º do Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que seria um acordo voluntário entre representantes da União, dos estados e do Distrito Federal, visando tal harmonização. De qualquer forma, é importante ter claro que o espaço para competição em infraestruturas concorrentes no futuro é maior na distribuição que apresenta economias de escala menos proeminentes do que no transporte. Isto decorre do maior diâmetro dos gasodutos de transporte de alta pressão em relação aos de baixa pressão da distribuição. Como apontado por Newbery (2000), o custo do duto por unidade de capacidade cai quando o diâmetro aumenta.

Assim, torna-se mais concebível o desenvolvimento de competição na distribuição antes da competição no transporte, o que deveria ser considerado pelos reguladores estaduais. Não à toa, é bastante variável o número de distribuidores na experiência internacional. Conforme Decker (2014), em nações como Reino Unido (oito), Austrália (treze) e Irlanda (um) há poucos distribuidores; porém, em países como Áustria, Bélgica, Alemanha, Polônia e Itália já haveria um grande número de pequenas distribuidoras. Na Alemanha, seriam cerca de 695 distribuidoras, enquanto nos Estados Unidos o número chegaria a 1.200.

#### 6.3.8 Nova competência da ANP para promoção da concorrência

O art. 33 da Lei nº 14.134/2021 introduz uma razoável capacidade de intervenção da ANP para garantir a concorrência, o que demonstra a sua centralidade no NMG. A agência acompanhará o funcionamento do mercado de gás natural e adotará mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade, bem como de redução da concentração na oferta do produto com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica. Os mecanismos que poderão ser utilizados estão descritos a seguir.

- 1) Medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte (*capacity release*), de escoamento da produção e de processamento.
- 2) Venda de gás natural por meio da 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.
- 3) Restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional.

Esses dispositivos conferem ao regulador setorial um papel muito pró-ativo na defesa da concorrência e, naturalmente, deve ser exercido com parcimônia para evitar intervenção excessiva neste mercado. Os arts. 18 a 22 do decreto complementam estes dispositivos de defesa da concorrência na relação entre distribuidoras e comercializadoras.

#### 6.3.9 Conciliando concorrência e coordenação: o gestor de área de mercado

Uma novidade no art. 15 da Lei nº 14.134/2021 é a determinação para os transportadores em uma dada área de mercado de capacidade criarem o gestor de área de mercado. A área de mercado de capacidade, definida no inciso III do art. 3º da lei, constitui a “delimitação do Sistema de Transporte de Gás Natural onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de transporte nos pontos de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados”. Ou seja, define regulatoriamente os mercados geográficos relevantes. O § 1º do art. 10 do decreto determina que a ANP regule essas áreas de forma “a favorecer o processo de fusão entre elas”, ou seja, expandir as opções de oferta e demanda no Brasil dos *players* deste mercado. Ao gestor de área de mercado cabe a garantia de informação de forma transparente das capacidades e tarifas e de coordenação de várias atividades como planos de manutenção das instalações, submissão de códigos comuns à ANP, balanceamento das áreas de mercado de forma a garantir a integridade do sistema, serviços padronizados aos carregadores potenciais de forma transparente e não discriminatória, cálculo e alocação da capacidade de transporte nos pontos de entrada e saída.

Em especial, o gestor facilitaria a integração das malhas de transporte em uma única área de mercado, o que permitiria, especialmente, maior liquidez dos contratos de comercialização de gás natural (molécula), fomentando a concorrência neste elo. Fica claro que o objetivo do gestor é a conciliação de dois objetivos. De um lado, prover a coordenação do conjunto da infraestrutura integrada de transporte e, de outro, melhorar as condições de acesso, promovendo a concorrência.

### 6.3.10 Armazenagem de gás natural

Como vimos, uma das principais diferenças do setor de gás com o elétrico, que confere uma maior flexibilidade na regulação do primeiro, é a possibilidade, ainda que limitada, de armazenamento. Apesar de, a não ser com exceções, a armazenagem não ser monopólio natural, pode haver problemas concorrenciais, conforme Decker (2014), relacionados a esta atividade quando houver integração vertical com transportadores. Assim, em várias jurisdições, há regulação de acesso também na armazenagem. O art. 15 da Diretiva nº 2009/73/CE define separação legal/funcional do transporte com a armazenagem, o que não foi o adotado na Lei nº 14.134/2021, que optou por uma regulação de livre acesso e não de separação vertical.

A Lei nº 14.134/2021 contempla a regulação da armazenagem em dois casos: i) a estocagem subterrânea de gás natural (arts. 20 a 23); e ii) o acondicionamento do gás natural (arts. 24 e 25) nas formas gasosa ou liquefeita em tanques.

Para o interesse deste estudo, a grande diferença é que no caso da estocagem subterrânea – justamente onde Decker (2014) indicou a principal preocupação concorrential da estocagem –, o art. 22 da Lei assegura “o acesso de terceiros às instalações de estocagem subterrânea de gás natural”, com tarifas aprovadas pela ANP conforme o § 1º do art. 13 do decreto, havendo um período sem livre acesso para recuperar os investimentos. Por seu turno, no caso do acondicionamento em tanques, há uma previsão de regulação genérica pela ANP, mas não de acesso como na estocagem subterrânea.

A Lei nº 11.909/2009 trazia algumas disposições quanto à regulação da armazenagem sem esta diferenciação de estocagem subterrânea e acondicionamento, não tendo qualquer previsão de política de acesso a terceiros. Assim, entendemos que, aqui, também houve um avanço para um setor de gás com mais concorrência.

### 6.3.11 Conselho de usuários e concorrência

Outra novidade da Nova Lei do Gás é a constituição de um conselho de usuários pelos carregadores, no art. 17, para “monitoramento do desempenho, da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores”. O interesse dos usuários é sempre bem alinhado ao objetivo da concorrência, especialmente no barateamento do gás. A organização dos usuários em um conselho pode melhorar a capacidade de se identificarem condutas anticompetitivas no setor.

## 7 CONCLUSÃO

A criação de um mercado competitivo no setor de gás não tem sido algo fácil em nenhum lugar do mundo. A experiência europeia tem sido muito diversificada quanto ao sucesso de implementar as diretivas de 2009, quando se optou por uma separação vertical estrutural, pavimentando o “caminho monopolista” do transporte de gás para viabilizar a competição nas pontas do sistema.

Há a resistência natural dos incumbentes, usualmente empresas estatais, de largar o osso do irresistível monopólio verticalmente integrado. Mesmo a privatização da BG na Inglaterra ocorreu após um longo debate sobre a separação estrutural, sem qualquer desverticalização. Apenas anos depois, percebendo que privatizar sem separação estrutural representava condenar o setor a muitos anos sem concorrência, é que o governo inglês resolveu pela desverticalização. Perderam-se anos e geraram-se custos desnecessários no processo,<sup>32</sup> nos quais os países que iniciaram a reforma depois poderão não incorrer.

A reforma no Brasil acelerou bastante entre 2019 e 2021, culminando com a aprovação da Lei nº 14.134/2021 e o Decreto Regulamentador nº 10.712, de 2 de junho de 2021, que consolidaram os ganhos já obtidos com as diretrizes do CNPE e o TCC do Cade.

A tarefa dos vários reguladores em implementar estes inequívocos avanços institucionais, no entanto, não é trivial. A regulação de acesso em todos os setores de infraestrutura com elos monopolistas é uma missão, em geral, difícil. Introduzir concorrência em um mercado historicamente dominado por uma empresa estatal não é uma questão de mera remoção de barreiras regulatórias. Em outros setores, a escolha de advocacia da concorrência é na direção de simplesmente desregular. Aqui, o surgimento da concorrência tem como condição necessária a ação regulatória no sentido de alterar a capacidade e os incentivos do incumbente de fechar os elos competitivos pelo domínio do elo não competitivo. Seja realizando separações verticais, no limite estruturais, seja regulando o acesso, há um conjunto de regulações complementares para implementar.

O papel da Agência Nacional do Petróleo, em especial, é chave. A preservação e reforço de sua autonomia, especialmente para lidar com potenciais conflitos com a Petrobras, é essencial. A nova lei das agências reguladoras (Lei nº 13.848/2019) caminhou de forma decisiva nesta direção não só para a ANP, mas para todas as agências reguladoras brasileiras. Ações governamentais populistas, como indicações de controles de preços em momentos de alta, distorcem o mercado e enfraquecem todos os mecanismos de incentivos que estão sendo tão arduamente criados. A agência reguladora, por sua vez, se vê obrigada a desviar a atenção das políticas de longo prazo para o atendimento das demandas populistas de curto prazo, o que torna a transição para um regime competitivo ainda mais longa do que já naturalmente será, ou mesmo faz com que ela nem aconteça. Afinal, a reforma baseada na competição conta fundamentalmente com os sinais de preços de mercado para orientar as ações e os investimentos dos agentes. Subverter estes sinais compromete a base de todo o edifício regulatório sobre o qual a agência está trabalhando. É fundamental que isso não seja um problema para a ANP.

---

32. Armstrong, Cowan e Vickers (1994) apontam que o presidente da BG antes da privatização teria sido uma voz importante contra a separação estrutural. E que ele acabou se tornando presidente da empresa pós-privatização.

O diferencial de preços do gás do Brasil em relação a outros países, apresentado na introdução deste capítulo, motivou a reforma do setor de gás no país. Paulo Guedes, ministro da Economia, destacou a importância que um “choque de energia barata” no gás teria para o incremento da competitividade do país e, portanto, para o aumento do padrão de vida da população.

Acreditamos que a adoção de medidas de abertura e criação de um mercado de gás no país, tal como a procedida, contém todos os ingredientes para viabilizar esta desejada redução de preço do insumo. No entanto, a experiência internacional é muito clara no sentido de que este é um processo demorado e apenas trará efeitos visíveis na concorrência e nos preços em um prazo mais longo. Esperamos que o regulador brasileiro seja capaz de encurtar este prazo.

## REFERÊNCIAS

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Parecer técnico superintendência de comercialização e movimentação de gás natural**: caso BG *versus* TBG referente ao conflito relacionado ao serviço de transporte firme de curto prazo. [S.l.]: ANP, 2001. Disponível em: <<https://bit.ly/3SgxkQ>>.

ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. (Org.). **Regulatory reform: economic analysis and British experience**. Cambridge, United States: The MIT Press, 1994. 406 p.

BORK, R. H. **Antitrust paradox: a policy at war with itself**. New York: Basic Books, 1978.

BORTOLOTTI, B.; SINISCALCO, D. (Org.). **The challenges of privatization: an international analysis**. Oxford: Oxford Economic Press, 2004.

BRASIL. Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil. **Propostas para o mercado brasileiro de gás natural**. Brasília: MME, 10 jun. 2019. (Nota técnica). Disponível em: <<https://bit.ly/3q6JOAw>>.

\_\_\_\_\_. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Diário Oficial da União**, Brasília, 9 abr. 2021a. Disponível em: <<https://bit.ly/3NWjXFk>>.

\_\_\_\_\_. 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. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2 jun. 2021b. Disponível em: <<https://bit.ly/3r8ygfU>>.

CARLTON, D.; PERLOFF, J. (Org.). **Modern industrial organization**. [S.l.]: Harper Collins College Publishers, 1994. 973 p.

COUTINHO, P.; MATTOS, C. The Brazilian model of telecommunications reform. **Telecommunications Policy**, v. 29, n. 5-6, p. 449-466, June-July 2005.

DECKER, C. (Org.). **Modern economic regulation: an introduction to theory and practice**. Cambridge, United States: Cambridge University Press, 2014. Disponível em: <<https://bit.ly/3n4XXMA>>.

IEA – INTERNATIONAL AGENCY ASSOCIATION. **Gas market liberalisation reform: key insights from international experiences and the implications for China**. [S.l.]: IEA, May 2019. Disponível em: <<https://bit.ly/3G9W9cK>>.

MATTOS, C. Vertical foreclosure in telecommunications through access prices and interconnection quality. **Revista de Economia Aplicada**, São Paulo, v. 6, n. 2, p. 735-765, out.-dez. 2002.

\_\_\_\_\_. Vertical foreclosure in telecommunications in the long run: full interconnection quality foreclosure *versus* sleeping patents. **International Game Theory Review**, v. 9, n. 3, p. 527-549, Sept. 2007.

\_\_\_\_\_. Open access policies, regulated charges and non-price discrimination in telecommunications. **Information, Economics and Policy**, v. 21, n. 4, p. 253-260, Nov. 2009.

NEWBERY, D. (Org.). **Privatization, restructuring, and regulation of network utilities**. Cambridge, United States: The MIT Press, Jan. 2000. 484 p.

OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. **The essential facilities concept**. Paris: OECD Publishing, 1996. Disponível em: <<https://bit.ly/3uVQWRq>>.

\_\_\_\_\_. **Promoting competition in the natural gas industry**. Paris: OECD Publishing, 2000. Disponível em: <<https://bit.ly/3HI5B7p>>.

OECD – ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. **Recommendation of the council concerning structural separation in regulated industries**. OECD, 2001. Disponível em: <<https://bit.ly/3uY44FE>>.

POSNER, R. (Org.). **Antitrust law: an economic perspective**. Chicago: University of Chicago Press, 1976.

REY, P.; TIROLE, J.: A primer on foreclosure. *In*: ARMSTRONG, M.; PORTER, R. (Org.). **Handbook of industrial organization**. 1st. ed. Cambridge, United States: The MIT Press, 2007. v. 3, p. 2145-2220.

VASQUES, M.; AMORIM, L.; DUTRA, J. **Development of a competitive natural gas market**. Rio de Janeiro: FGV; Washington: The World Bank, May 2017. Disponível em: <<https://bit.ly/3HNafRM>>.

VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. (Org.). **Economics of regulation and antitrust**. Cambridge, United States: The MIT Press, 1995.

WILLIAMSON, O. **The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting**. New York: Macmillan, 1985.