



CONSIDERAÇÕES SOBRE ALGUNS ASPECTOS DO DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

Contribuições para o aprimoramento do Marco Regulatório da Indústria do Gás Natural

**Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus
Derivados e Gás Natural – SCM**

Maio de 2017

Diretoria Técnica

Felipe Kury

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunta

Luciana Rocha de Moura Estevão

Assessor

Marcelo Meirinho Caetano

Equipe Técnica

Alessandra Silva Moura
Almir Beserra dos Santos
Amanda Wermelinger Pinto Lima
Felipe da Silva Alves
Guilherme de Biasi Cordeiro
Helio da Cunha Bisaggio
Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Jader Conde Rocha
Johny Soares Correa
Leandro Mitraud Alves
Luciano de Gusmão Veloso
Marcello Gomes Weydt
Marcelo Meirinho Caetano
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho
Mário Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Mina Saito
Patrícia Mannarino Silva
Thiago Armani Miranda
Thiago Bandeira de Melo Ferreira Custódio
Willian dos Santos Fontes

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

José Cesário Cecchi
Almir Beserra dos Santos
Helio da Cunha Bisaggio
Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Leandro Mitraud Alves
Luciano de Gusmão Veloso
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

ÍNDICE

Resumo Executivo	4
I – Introdução.....	6
II – Práticas restritivas verticais nas indústrias de rede	8
II.1 – Tendência à integração vertical das indústrias de rede	8
II.2 – Importância da separação das atividades da cadeia do gás natural.....	8
II.3 – Estrutura da indústria do gás natural no Brasil.....	10
III –Transição para um mercado concorrencial	12
IV – Medidas pró-concorrenciais.....	18
IV.1 – Modelos de Separação da atividade de transporte	18
IV.2 – Formação de pontos virtuais de negociação (“virtual hubs”) de gás natural.....	22
IV.3 – Coordenação da oferta e contratação de capacidade de transporte por meio do modelo de entrada/saída	28
IV.4 – Mitigação do “self-dealing”	35
IV.5 – Leilões para suprimento das Distribuidoras Locais de Gás Canalizado	37
IV.6 – Aplicação da doutrina de instalações essenciais (“essential facilities doctrine”) para permitir acesso às unidades de processamento de gás natural, aos dutos de escoamento e aos terminais GNL	37
V – Programa de “Gas Release”	41
VI – Harmonização entre os setores do gás natural e energia elétrica	43
VII – Considerações finais	47
VIII – Bibliografia.....	47



Nota Técnica nº 004/2017-SCM

Rio de Janeiro, 02 de maio de 2017

ASSUNTO: CONSIDERAÇÕES SOBRE ALGUNS ASPECTOS DO DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL.

Resumo Executivo

A presente Nota Técnica apresenta algumas considerações acerca do desenvolvimento da indústria brasileira do gás natural, consolidando o entendimento da SCM/ANP acerca de um novo desenho para essa indústria, em linha com o objetivo estratégico da ANP de contribuir com a formação de políticas públicas e aprimorar a regulamentação da indústria, incentivando o investimento, a concorrência, a utilização e desenvolvimento da infraestrutura e o aumento da presença do gás natural na economia brasileira.

Face à tendência à integração vertical (característica das indústrias de rede) e às economias de escala e escopo presentes nos elos da cadeia de valor da indústria, é ressaltada a importância da separação das atividades da cadeia do gás natural, principalmente entre as atividades monopólicas e as atividades a montante e a jusante, respectivamente.

A Nota Técnica abordada também a experiência de reforma na indústria de gás natural na União Europeia, demonstrando que a competição na indústria apenas se tornou efetiva quando o “Terceiro Pacote” de medidas, que reforçou a separação (*unbundling*) da atividade de transporte, foi implementado por meio de uma regulação da atividade que estabelecia modelos de desverticalização. As escolhas acerca desses modelos permitiram que transportadores que optaram por diferentes modelos de independência atuassem coordenadamente dentro de áreas de mercado, sendo a sua operação conjunta disciplinada pelos Códigos Comuns de Rede (*Network Codes*), os quais foram formalizados contratualmente.

No que tange à proposta para alteração do marco regulatório, o entendimento apresentado pela SCM/ANP é que devem ser estabelecidas as seguintes obrigações:

- Adoção da obrigatoriedade da independência e autonomia do transportador;
- Escolha pelos transportadores, dentre os três modelos aceitos (separação completa de propriedade – OU, transportador independente - ITO e operador independente de sistema - ISO), do seu enquadramento na regra de desverticalização;
- Cooperação para organizar o transporte de gás por meio do sistema de transporte para os carregadores, disciplinado pelos Códigos Comuns de Rede (*Network Codes*). Os Códigos Comuns de Rede devem ser elaborados de modo transparente, com a participação de transportadores e carregadores (atuais e potenciais), sob supervisão e aprovação da ANP e sujeito ao processo de consulta e audiência públicas.

A Nota Técnica versou ainda sobre a evolução da indústria brasileira para um desenho de mercado baseado em pontos de negociação virtuais (*virtual hubs*), nos quais a concorrência se manifesta por um relativamente grande número de agentes e transações e um nível de liquidez relativamente alto do mercado.

É explicado também o funcionamento do modelo de cooperação dos transportadores que atuam na rede de transporte que alcança boa parte dos Estados brasileiros. Discutiu-se, inclusive, como estes transportadores coordenarão a oferta, contratação e prestação do serviço de transporte em uma única área de mercado, identificando-se as responsabilidades dos agentes envolvidos.

Na descrição das medidas pró-concorrenciais, são abordadas questões importantes para evitar o *self-dealing*¹, notadamente entre produtores e distribuidoras de gás canalizado, assim como soluções para assegurar as melhores condições para a aquisição de gás natural pelas distribuidoras para atendimento ao seu mercado cativo.

Em complemento ao desenho de mercado apresentado, é analisada a eliminação de outras barreiras ao acesso dos participantes do mercado às instalações de transporte, como o acesso às unidades de processamento de gás natural, aos dutos de escoamento e aos terminais GNL.

São discutidos também: (i) o instrumento de política (*Policy*) utilizado na Europa, denominado *gas release*, que objetivou superar os problemas da ausência acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte nas etapas iniciais de abertura dos mercados; e (ii) questões relativas à harmonização de regras entre as indústrias de gás natural e de energia elétrica.

Em resumo, as proposições contidas na Nota Técnica preveem uma transição do modelo de organização atual da indústria do gás natural para um novo modelo onde as principais questões envolvendo os mecanismos de mercado a serem criados possam ser devidamente estudadas e aprofundadas ao longo do tempo necessário para a adequação dos agentes da indústria e das instituições às mudanças para o alcance de um mercado concorrencial e líquido.

¹ *Self dealing* é caracterizado por transações comerciais entre partes relacionadas que possibilitam a capacidade de redirecionar valor das firmas para seus controladores, prejudicando investidores e consumidores.

I – Introdução

Esta Nota Técnica apresenta algumas considerações acerca do desenvolvimento da indústria brasileira do gás natural. Em 13 de abril de 2017, foi publicada no Diário Oficial da União, a Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. A Resolução estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), com o objetivo de propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências.

A ANP foi incluída como membro do CT-GN, que conta com as seguintes premissas para a condução das suas atividades visando o desenho de um novo mercado de gás natural no Brasil:

- I - adoção de boas práticas internacionais;
- II - atração de investimentos;
- III - diversidade de agentes;
- IV - maior dinamismo e acesso à informação;
- V - participação dos agentes do setor;
- VI - promoção da competição na oferta de gás natural; e
- VII - respeito aos contratos.

A Resolução CNPE determina, ainda:

- I - remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural;
- II - realização de leilões de blocos exploratórios de forma regular, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra;
- III - implementação de medidas de estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural;
- IV - estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade;
- V - promoção da independência comercial e operacional dos transportadores;
- VI - reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais, produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição;
- VII - implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do Sistema de Transporte de Gás Natural - STGN;
- VIII - avaliação da implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte;
- IX - aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros;
- X - incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado, por meio da promoção do desenvolvimento de hub(s) de negociação de gás natural e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor;
- XI - reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural;
- XII - revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico;

- XIII - estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural;
- XIV - promoção do acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento e Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGNs - e Terminais de Regaseificação;
- XV - aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de gás natural no Brasil;
- XVI - promoção da harmonização entre as regulações estaduais e federal, por meio de dispositivos de abrangência nacional, objetivando a adoção das melhores práticas regulatórias;
- XVII - promoção da integração entre os setores de gás natural e energia elétrica, buscando alocação equilibrada de riscos, adequação do modelo de suprimento de gás natural para a geração termelétrica e o planejamento integrado de gás - eletricidade;
- XVIII - aproveitamento do gás natural da União, em bases econômicas, levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional, respeitando a livre iniciativa; e
- XIX - promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural, de forma a manter o funcionamento adequado do setor.

Considerando o objetivo estratégico da ANP de contribuir com a formação de políticas públicas e aprimorar a regulamentação da indústria, incentivando o investimento, a concorrência e o aumento da produção do gás natural, esta Nota Técnica consolida o entendimento da SCM/ANP acerca de um novo desenho para a indústria do gás natural, levando em consideração das diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Para tanto, a Nota Técnica está dividida em seis seções, além desta introdutória. Na seção que se segue faz-se uma breve análise da estrutura de mercado para a indústria de gás natural, identificando-se as vantagens e desvantagens de uma indústria verticalmente integrada e seus impactos sobre os diferentes elos da cadeia de valor da indústria. A partir desta análise, explicita-se a importância da separação das atividades da cadeia, para o alcance dos objetivos propostos nas diretrizes estratégicas emanadas na Resolução do CNPE. Apresenta-se, ainda, a atual estrutura da indústria de gás natural do País. Feito o diagnóstico do funcionamento da indústria e analisada a estrutura de mercado, a seção III discute os mecanismos para que se possa promover uma transição gradual entre o modo de organização da indústria corrente e o mercado concorrencial que se espera alcançar. Considerando-se a experiência de reforma nas indústrias de gás natural, notadamente na Europa, é possível depreender que o processo de evolução é composto por etapas subsequentes, as quais não podem ser subtraídas, para que se alcance um mercado concorrencial e líquido. A seção IV apresenta e discute medidas pró-concorrenciais, as quais podem ser adotadas, isoladamente ou de forma conjunta, com o objetivo de imprimir concorrência, por meio da entrada de novos agentes nos diferentes segmentos potencialmente competitivos da cadeia de valor do gás natural. A seção V discute o “*gas release*”, instrumento de política (“*Policy*”) utilizado na Europa para que fossem superados os problemas da ausência de acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte nas etapas iniciais de abertura dos mercados.

A seção seguinte discute a harmonização de regras entre as indústrias de gás natural e de energia elétrica. Finalmente, a seção VII recupera os principais pontos discutidos ao longo de toda a Nota Técnica e aponta para a importância da adoção de medidas concorrenciais adequadas para que, no tempo oportuno se possam alcançar um mercado com um número maior de agentes, transparente e líquido.

É importante ressaltar que as proposições para o aperfeiçoamento do Marco Regulatório com relação à estocagem de gás natural não são objeto da presente Nota Técnica e serão apresentadas em uma Nota Técnica específica.

II – Práticas restritivas verticais nas indústrias de rede

II.1 – Tendência à integração vertical das indústrias de rede

Indústrias de rede são caracterizadas pela presença de um conjunto de atividades distintas, mas interdependentes, atividades essas necessárias à operação eficiente na prestação de um serviço. Desta maneira, os diferentes segmentos da cadeia em uma indústria de rede são relacionados, havendo uma interdependência sistêmica entre cada um deles. Assim, a prestação do serviço com qualidade e sem interrupção apenas é possível quando há a coordenação dos segmentos desta indústria. Este é um dos motivos que levam à integração vertical dos agentes (Gómez-Ibáñez, 2003).

A verticalização das atividades constitui uma estratégia atrativa para as empresas porque permite que as mesmas reduzam seus custos de transação. Por custos de transação entende-se aqueles referentes à negociação, redação e cumprimento de um contrato (Williamson, 1985).

O interesse em reduzir custos de transação e, portanto, na verticalização das atividades de uma cadeia, é tão maior quanto mais complexa a transação, pois estas demandam sistemas de monitoramento mais sofisticados com o objetivo de evitar comportamentos oportunistas e diminuir a assimetria de informações em relação a outra parte contratada.

No caso específico das indústrias de rede, como a energia elétrica e o gás natural, diferentes segmentos possuem naturezas distintas quando se está tratando do nível de competição. Indústrias de rede normalmente são compostas por segmentos nos quais é possível introduzir a competição (segmentos concorrenciais) e segmentos com características de monopólio natural (segmentos nos quais a alocação eficiente de recursos ocorre quando apenas uma firma é a prestadora do serviço). Empresas na posição de monopólio possuem mais poder de barganha em uma negociação, já que não há alternativa às mesmas, e também são mais propensas a adotar comportamentos oportunistas no caso de uma situação não antecipada contratualmente (Williamson, 1985).

Portanto, para o caso específico da indústria do gás natural, a presença de atividades nas quais há monopólios torna a transação mais complexa, estimulando a verticalização entre os diferentes segmentos da cadeia.

Há que se ressaltar, também, o interesse na verticalização em função do próprio negócio, ou seja, a empresa que atua nas atividades a montante na cadeia tem interesse em verticalizar para garantir a venda de seu produto nos segmentos a jusante. Ou, a empresa que atua a jusante busca a verticalização com o objetivo de garantir o suprimento do produto para o seu mercado.

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

Para que a integração seja completa, é natural que a empresa que já atua nas duas “pontas” da cadeia passe também a atuar no transporte, que é a atividade de rede que conecta fisicamente os segmentos a montante e a jusante. Portanto, a integração vertical é uma estratégia lógica para os agentes econômicos.

II.2 – Importância da separação das atividades da cadeia do gás natural

As atividades compreendidas nos setores de infraestrutura são correlacionadas, gerando, portanto, uma interdependência sistêmica, o que traz à tona a questão da coordenação

entre estas diferentes atividades e a questão das economias de escala e escopo. A prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria. Exatamente para auferir dos benefícios da coordenação, de ganhos de escala e escopo e da redução de custos de transação, a lógica econômica vai no sentido da integração das atividades da cadeia.

Ao mesmo tempo em que a integração vertical das atividades de uma cadeia redundaria nos benefícios acima citados, ela também pode resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como a possibilidade do exercício do poder de mercado e a adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria². Por meio desta última, uma empresa verticalizada poderia subsidiar uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopólica, na qual não está sujeita à competição. Desta forma, ela estaria adotando uma estratégia de competição desleal para eliminar ou impedir a entrada de outras empresas no mercado competitivo.

A fim de evitar a adoção destas medidas é necessário haver um nível de separação mínima entre as atividades da cadeia, ou seja, a separação contábil. Assim, mesmo que uma empresa seja verticalizada, é ideal que ao menos a contabilidade das distintas atividades seja feita de forma separada.

A reforma na indústria de gás natural no Brasil, através do Art. 65 da Lei nº 9.478/1997 foi mais adiante, pois exigiu da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a Petrobras constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte do energético. No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites a participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

A Lei nº 11.909/2009 estendeu aos demais agentes da indústria tratamento semelhante ao conferido à Petrobras (Art. 3º, § 3º), quando determinou que o exercício do transporte do gás natural é exclusivo de empresas transportadoras de combustíveis e que podem também exercer a atividade de estocagem de gás natural, mas mantendo contabilidade separada.

No entanto, mesmo avançando na segmentação da atividade de transporte e corroborando o modelo já estabelecido na Lei nº 9.478/1997, a simples separação jurídica (segunda etapa no processo de separação) não é suficiente para garantir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia. Para que ela aconteça, de fato, é necessário garantir o acesso de todos os potenciais competidores à infraestrutura de transporte, que se caracteriza por ser um monopólio natural. No caso da separação jurídica é possível que, mesmo havendo empresas juridicamente distintas, um transportador que seja controlado por um carregador atue no sentido de defender os interesses deste último, adotando medidas discriminatórias de acesso entre carregadores.

A experiência de reforma na indústria de gás natural na Europa demonstra que a competição na indústria apenas se tornou efetiva quando o “Terceiro Pacote” de medidas foi implementado. As medidas anteriormente tomadas, publicação da Diretiva 98/30/CE, em 1998 e da Diretiva 2003/55/CE, em 2003, apesar de apontarem para a implantação do livre acesso às redes de transporte e exigirem a independência jurídica dos operadores das redes de transporte em relação aos demais segmentos da cadeia, não foram eficazes para que transportadores adotassem estratégias de fato independentes de suas empresas controladoras.

² Ao mesmo tempo em que a separação das atividades da cadeia permite maior transparência na formação dos preços e inibe práticas discriminatórias entre os diferentes elos da indústria, esta separação também resulta em perdas, em especial aquelas relacionadas à coordenação dos distintos segmentos de uma indústria de rede. Há, portanto, um paradoxo no *unbundling* vertical das atividades de uma indústria de rede (GÓMEZ-IBÁÑEZ, J. A., *Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion*, Cambridge, Harvard University Press, 2006).

Apenas com a publicação das Diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, juntamente com os Regulamentos 713, 714 e 715 (“Terceiro Pacote”), que reforçaram a separação e a independência total da atividade de transporte das demais atividades da cadeia de gás natural, foi possível implementar *de facto* a concorrência na indústria. Este conjunto de normas também criou uma agência reguladora central para a promoção do mercado interno de energia europeu e criou uma instituição responsável pela definição dos códigos de rede. O código de rede foi oficialmente instituído pelo Regulamento 312/2014/CE, que define as regras de compensação como encargos, responsabilidades, nomeação e pagamentos entre os distintos operadores de redes de transporte.

II.3 – Estrutura da indústria do gás natural no Brasil

A indústria brasileira de gás natural é composta por uma série de agentes independentes (juridicamente, mas não necessariamente independentes do ponto de vista do controle acionário), mas com elevado grau de interdependência.

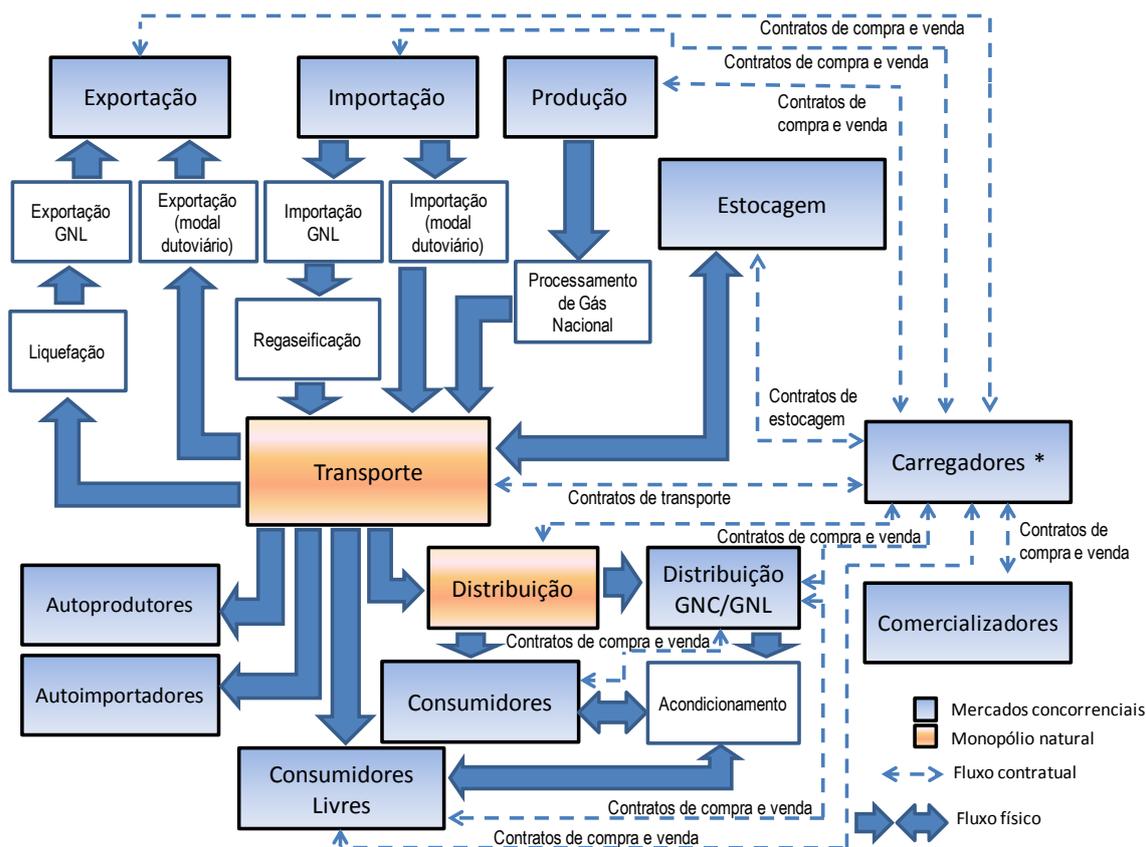
A Lei nº 11.909/2009 introduziu uma série de novos agentes na indústria, os quais se relacionam com os demais agentes, seja por meio de relações físicas (o fluxo do gás natural) e/ou contratuais. A Figura 1, mais adiante, detalha a estrutura da indústria do gás natural e seus fluxos, físicos e contratuais, conforme se pode depreender a partir da leitura da Lei do Gás.

A Figura 1 apresenta as atividades da indústria gasífera e os fluxos contratuais e físicos existentes entre elas. Para cada retângulo representando um agente, a cor de fundo indica se o mercado em que ocorre o exercício da atividade é concorrencial ou caracterizado como monopólio natural. Os fluxos contratuais são divididos em contratos de transporte, de estocagem e de compra e venda.

Como se pode notar, as atividades de transporte e de distribuição são naturalmente monopólicas, o que significa que a prestação de serviço por meio de um único agente³ (o monopolista) é a solução econômica mais eficiente para a prestação do referido serviço. Neste caso, tem-se que as atividades a montante e a jusante da atividade monopólica são sujeitas à competição, mas o transporte e a distribuição são exercidos, cada um deles, por um agente monopolista na atividade.

³ É importante notar a importância dos fatores locais para a determinação da abrangência do monopólio natural no caso da indústria do gás natural. Deste modo, é possível que vários transportadores atuem na atividade de transporte de gás natural no país, cada um atendendo a uma região geográfica distinta.

Figura 1 – Estrutura da indústria brasileira de gás natural



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP.

Nota: *O carregador pode ser: importador, exportador, produtor, distribuidor, consumidor livre ou comercializador.

Observações: 1) Por simplificação, os fluxos contratuais no âmbito da regulação estadual não estão contemplados na figura; 2) Os fluxos físicos que se iniciam no consumidor/consumidor livre com direção ao acondicionamento refletem a possibilidade da realização, por esses agentes, de projetos de acondicionamento para uso próprio; e 3) Há a possibilidade, não incluída na figura, de casos em que os fluxos físicos que partem do produtor para o autoprodutor, ou do importador para o autoimportador não ocorram por meio de instalações de transporte.

Neste sentido, torna-se fundamental tanto a regulação destas atividades, principalmente no que diz respeito à determinação das tarifas relacionadas à movimentação do produto, quanto o livre acesso a estas instalações, a fim de evitar que o monopolista utilize de sua rede para impedir ou dificultar a entrada de novos agentes nas atividades potencialmente concorrenciais da cadeia de valor de gás natural.

Isto é particularmente necessário para a atividade de transporte de gás natural, que faz a interligação física entre os produtores e as distribuidoras de gás natural. Como se observa na figura 1, a estrutura da indústria prevê que, após ser processado, regaseificado ou importado, o gás natural é destinado a gasodutos de transporte que serão responsáveis por movimentá-lo até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e até pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (“city-gates”).

A importância da garantia do livre acesso foi reconhecida pelos legisladores, quando exigiram, na Lei nº 9.478/1997 que a Petrobras constituísse uma subsidiária de transporte para construir e operar seus dutos (determinando a separação clara da atividade monopólica das demais atividades da cadeia) e quando determinaram o acesso de qualquer interessado aos dutos de transporte e aos terminais marítimos existentes ou a serem construídos (Art. 58). Na Lei nº 11.909/2009, a exigência de separação entre a atividade de transporte e as demais (exceto a estocagem de gás natural) ficou mais ampla, pois foi estendida a todos os agentes de mercado e não apenas à Petrobras.

No entanto, como já discutido anteriormente, a separação jurídica não é suficiente para garantir condições competitivas a montante e a jusante na cadeia. Para tanto, é necessário, que a atividade de transporte seja, de fato, independente dos demais segmentos da cadeia do gás natural.

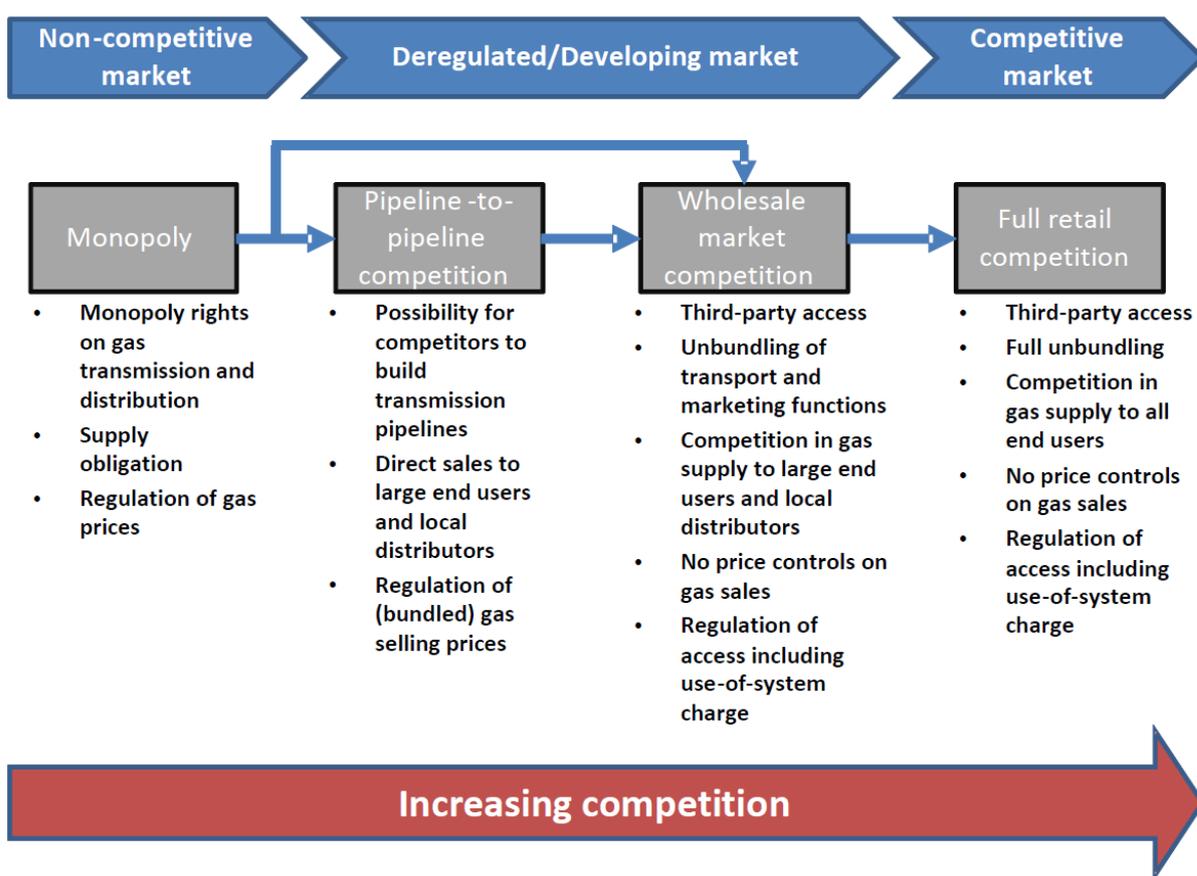
Apesar dos esforços realizados pela ANP para que fosse introduzida a concorrência no suprimento de gás natural às distribuidoras e de ter havido a entrada de novos agentes produtores, a Petrobras continua a ser a principal ofertante de gás natural às mesmas, uma vez que ela detém tanto as instalações de dutos de escoamento quanto as unidades de processamento de gás natural (UPGNs).

III –Transição para um mercado concorrencial

A transição para um mercado concorrencial na indústria brasileira de gás natural deve levar em conta um processo de evolução, assim como ocorreu em outros países, no qual a adaptação do marco legal e regulatório seja acompanhada pela entrada de um número crescente de agentes no mercado, até a meta de um mercado concorrencial líquido ser atingida.

A figura abaixo ilustra os estágios para o desenvolvimento da competição gás-gás, tal como idealizado pela Agência Internacional de Energia (IEA).

Figura 2 – Estágios do Desenvolvimento da Concorrência Gás-Gás⁴



Fonte: OECD/IEA, "Gas Pricing and Regulation - China's Challenges and IEA Experience", 2012

⁴ Apesar de relevante para o caso chinês, sobre qual o estudo da OECD/IEA se refere, o estágio "pipeline-to-pipeline competition" não possui aplicação direta à indústria brasileira do gás natural.

O gráfico da IEA se inicia no estágio I no qual não há mercado concorrencial, e que as atividades de transporte, distribuição e suprimento são executadas por um ente monopolista, sendo que em muitos países este estágio contou com um ente monopolista estatal.

Os dois estágios intermediários mostrados no gráfico se referem à competição entre gasodutos (II) e à formação de um mercado atacadista de gás natural (III).

Com relação ao estágio II (competição entre gasodutos), o suprimento de gás natural é efetuado e oferecido aos clientes em conjunto com o transporte do gás natural, na forma de uma empresa verticalmente integrada. A comercialização do gás natural é feita diretamente a grandes usuários finais⁵ e às distribuidoras locais de gás canalizado.

No estágio III, referente à formação de um mercado atacadista, passa a ser de vital importância a separação (*unbundling*) entre o transporte e a comercialização do gás natural, com tarifas reguladas. Não há mais necessidade de controle de preços e passa a haver efetiva concorrência para o suprimento dos grandes usuários finais e das distribuidoras locais de gás canalizado.

O estágio IV ou final é a concorrência no mercado de varejo, no qual a concorrência no suprimento do gás natural chega até os usuários finais⁶, com a efetiva garantia de acesso ao transporte por meio do *unbundling* total, e tarifas de transporte reguladas.

No Brasil, o modelo de monopólio estatal durou de 1953 até as reformas que se iniciaram em 1995. No entanto, apesar de todas as mudanças no marco legal e regulatório ocorridas desde 1995, a Petrobras, mesmo após o fim seu monopólio de direito, continuou a deter o monopólio de fato da comercialização do gás natural.

Após 1997, a Petrobras atuou como empresa verticalmente integrada, utilizando suas subsidiárias que atuavam no transporte de gás natural, praticamente sem competidores⁷. Diante dessa situação, um controle de preços chegou a ser proposto⁸ pelo Conselho Nacional de Política Energética -CNPE, mas nunca chegou a ser implementado.

Tendo em vista a estrutura da indústria do gás natural demonstrada na subseção II.3, as próximas medidas a serem implementadas numa transição para um mercado maduro de gás natural devem objetivar desenvolver os elementos mencionados no estágio III de concorrência no mercado atacadista, conforme listados na figura 2: o acesso de terceiros a infraestruturas de transporte de gás natural; a separação entre as atividade de transporte e comercialização de gás natural (separação da atividade monopólica das demais atividades da cadeia); a concorrência na oferta de suprimento de gás natural para as distribuidoras locais de gás canalizado⁹; a ausência de controle de preços na comercialização de gás natural; e a regulação do acesso com tarifas de transporte reguladas.

Para o desenvolvimento dos mercados atacadistas de gás natural, os países europeus seguiram um processo que pode ser resumido pelo "caminho para a maturidade" (Heather, 2015), no qual, em um período estimado em 10 (dez) ou mais anos, são colhidos os resultados de uma regulação com ênfase no acesso de terceiros, regras isonômicas e padronização, assim como da resposta dos agentes aos estímulos trazidos por essa regulação.

⁵ Na Europa, em alguns países, existem grandes consumidores diretamente ligados ao transporte de gás natural. No Brasil, o gás é transportado até o "city-gate", onde passa para a custódia da respectiva distribuidora local de gás canalizado, que está sob a esfera de regulação estadual.

⁶ Em alguns países, como a Inglaterra, os usuários finais (os residenciais inclusive) têm a opção de escolher o seu supridor de gás natural.

⁷ Ver Nota Técnica Conjunta nº 002/2011-CDC-SCM, de 27 de dezembro de 2011 (www.anp.gov.br - Página inicial > Movimentação, estocagem e comercialização de gás natural > Transporte de gás natural > Estudos e notas técnicas > Análise da regulamentação, da estrutura da indústria e da dinâmica de formação dos preços do Gás Natural no Brasil).

⁸ Resolução CNPE nº 6, de 5 de dezembro de 2001.

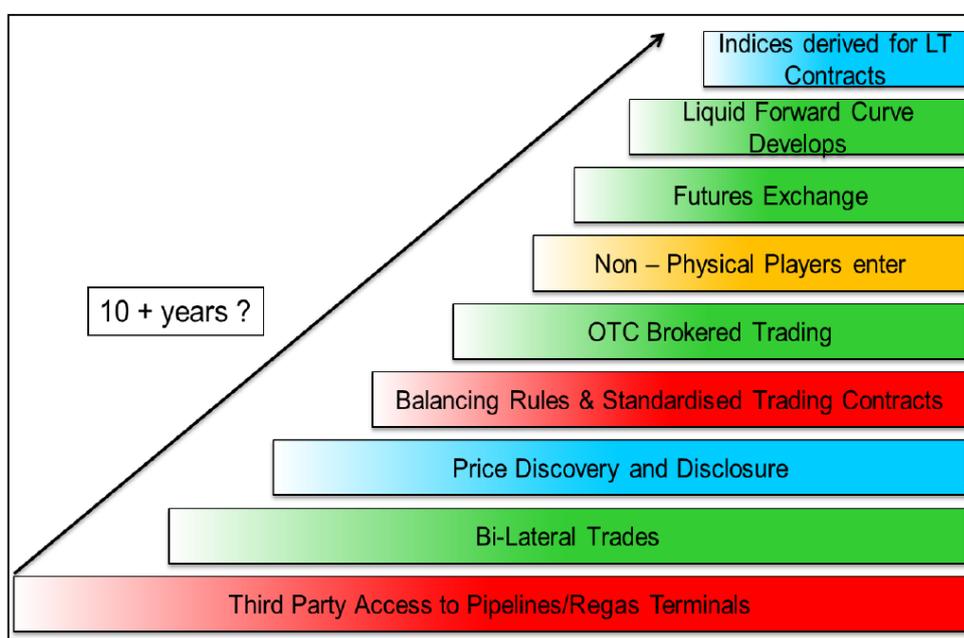
⁹ Conforme a Constituição Federal, a esfera da regulação federal na movimentação dutoviária de gás natural se estende até a entrega do gás natural nos "city-gates" das instalações de transporte.

A evolução da comercialização de gás natural, desse modo, se manifesta pelas seguintes ações dos agentes no mercado:

- a adesão à realização de transações de balcão por intermédio de corretores (*brokered over-the-counter [OTC] transactions*);
- a entrada no mercado de agentes interessados em arbitragem (sem entrega física);
- a negociação por meio de bolsas e a previsão da liquidação por câmaras de compensação;
- a demanda por instrumentos de mitigação de risco (derivativos e mercado futuro).

O resultado do "caminho para a maturidade" é a consolidação de pontos de negociação de gás natural (*hubs*) nos quais a concorrência se manifesta por um relativamente grande número de agentes e transações e um nível de liquidez do mercado relativamente alto.

Figura 3 – "Caminho para Maturidade" sobre o Desenvolvimento de Hubs



Fonte: H.Rogers (OIES), "Hubs development 'path to maturity'", 2015.

O mercado atacadista provê um mecanismo de gerenciamento de risco e de compra de energia, particularmente para participantes deste mercado que não são empresas verticalmente integradas¹⁰. A existência deste mercado pode facilitar a entrada de novos participantes da indústria do gás natural em todas as atividades da cadeia de valor da indústria.

A liquidez é uma característica importante para o bom funcionamento de um mercado. A OFGEM define liquidez como: "a possibilidade de rapidamente comprar ou vender uma commodity ou um instrumento financeiro sem causar uma mudança significativa no preço e incorrendo em custos de transação desprezíveis"¹¹. Uma característica chave de um mercado líquido é a participação de um grande número de compradores e vendedores dispostos a realizar transações a todo momento.

¹⁰ Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), "Liquidity in the GB wholesale energy markets", 2009.

¹¹ Tradução livre da conceituação, em Inglês: "the ability to quickly buy or sell a desired commodity or financial instrument without causing a significant change in its price and without incurring significant transaction costs" - (OFGEM), "Liquidity in the GB wholesale energy markets", 2009.

A comercialização no mercado atacadista pode ser realizada por meio de mercado de balcão (*over-the-counter*), ou em bolsas (*exchanges*), que permitem a negociação anônima de *commodities*, derivativos e outros instrumentos financeiros¹².

O mercado de balcão (*over-the-counter* [OTC]) é um mercado descentralizado, sem uma localização dada, onde os participantes do mercado negociam entre si por meio de vários meios de comunicação, incluindo telefone, e-mail e plataformas eletrônicas de negociação proprietárias¹³. O mercado pode incluir a participação de corretores (*brokers*) para intermediar a negociação.

Já bolsas (*exchanges*) estabelecem regras institucionais que governam a negociação e o fluxo de informação acerca dessa negociação. Elas estão ligadas com câmaras de compensação nas quais as atividades pós-negociação são executadas e que ajudam mitigar o risco de contraparte. Uma bolsa centraliza a comunicação para os preços das ofertas de compra e de venda para todos os participantes diretos do mercado, que podem responder comprando ou vendendo nas cotações correntes ou responder com uma cotação diferente. Quando duas partes chegam a um acordo, o preço no qual a transação foi concluída é comunicado ao mercado. O resultado é um ambiente de igualdade de condições que permite que qualquer participante compre a um preço tão baixo ou venda a um preço tão alto quanto qualquer outro participante, desde que as regras da bolsa sejam seguidas¹⁴.

A transparência das transações do mercado no contexto do mercado de balcão é efetuada por empresas de cotações de mercado, normalmente por meio de pesquisas com os agentes participantes¹⁵.

Conforme Heather (2015), a duração do tempo no futuro em que é possível negociar é conhecido como “curva”. A “curva” nos países europeus compreende a negociação “*spot*”, “*prompt*”, e períodos entre 1 (um) mês e 5 (cinco) anos, sendo que:

- *Spot* se refere à negociação no dia ou no dia seguinte; e
- *Prompt* se refere a todos os períodos dentro do mês.

Dado o exposto, o “caminho para a maturidade” a ser trilhado no Brasil, no entendimento da SCM/ANP, também passa pelos mesmos estágios seguidos pelas economias que já conseguiram estabelecer pontos de negociação de gás natural (*hubs*) que apresentam liquidez. Nesse sentido, é necessário estabelecer, nessa transição, um desenho de mercado que seja flexível o suficiente para permitir que as mudanças ocorram em um período de tempo no qual ocorra a entrada de novos agentes nas atividades da cadeia de valor da indústria, e no qual os agentes que já participam da indústria possam se adequar à esta visão do desenvolvimento do mercado atacadista.

Segundo Vazquez et alii.(2012), desenhar um mercado de gás natural equivale a definir como serão negociados o gás natural (*commodity*), o transporte (capacidade de transporte), e os serviços auxiliares. A União Europeia criou a “comoditização” do gás natural a partir da socialização de alguns custos da atividade. Esta escolha objetiva obter mercados mais líquidos por meio da criação de pontos de negociação virtuais (*virtual hubs*)¹⁶. Tais *virtual hubs* ignoram boa parte da rede onde o gás natural é movimentado e os fluxos físicos do gás por meio da criação de **zonas de mercado** (ou **áreas de mercado**) de entrada/saída¹⁷.

¹² Ver P. Heather (OIES), “*The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain*”, 2010.

¹³ Investopedia, LLC (2017).

¹⁴ Dood (IMF), “*Markets: Exchange or Over-the-Counter*”, 2012. Com relação à localização física das bolsas, o autor acrescenta que o advento da negociação eletrônica eliminou a necessidade de as bolsas estarem situadas em localizações “físicas” e que em muitas bolsas a comunicação das ordens e suas execuções estão sendo conduzidas de maneira inteiramente eletrônica.

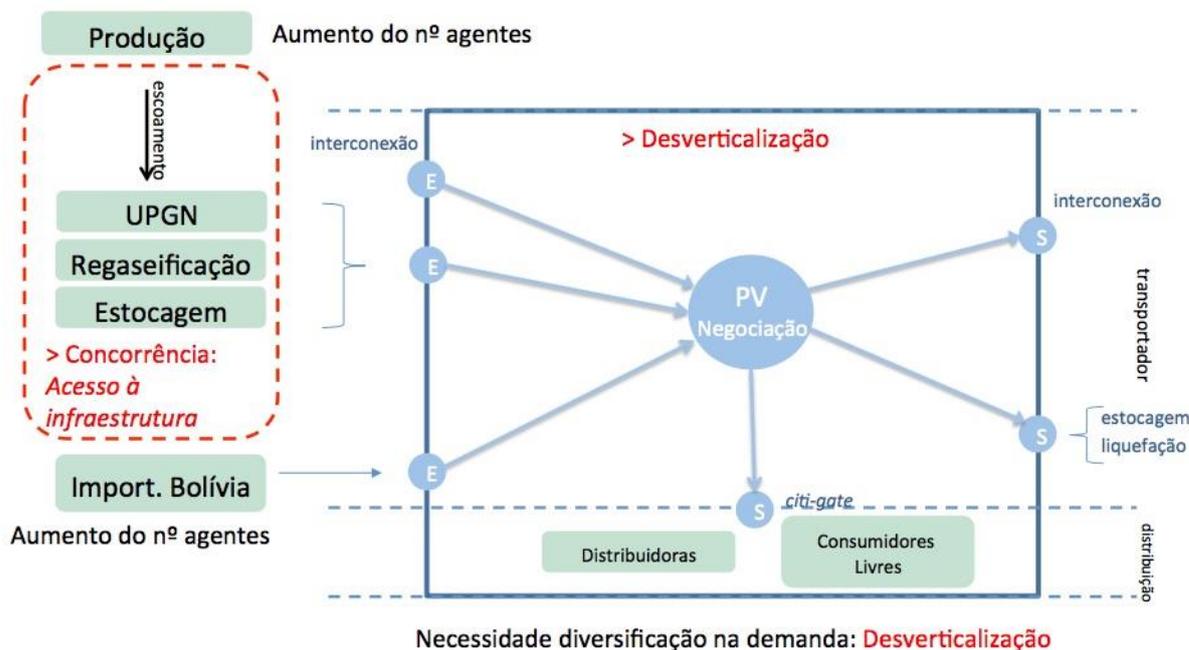
¹⁵ Conforme OECD/IEA (2012), dentre as empresas de cotações de mercado se incluem Platts, Argus, e ICIS Heren.

¹⁶ Para uma discussão mais detalhada acerca da adoção pela União Europeia do modelo de *virtual hub* e zonas de mercado de entrada/saída, ver Vazquez e Hallack (2013).

¹⁷ O sistema de reserva de capacidade de entrada/saída completo (“*full entry-exit system*”) prevê que a

A figura abaixo ilustra a visão da indústria brasileira de gás natural com ponto de negociação virtual e sistema de reserva de capacidade por entrada/saída.

Figura 4 – Visão da IGN Concorrencial com Ponto de Negociação Virtual



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP, baseado em DNV KEMA (2013)

Sendo a diversificação dos agentes e a diminuição da concentração do mercado pré-requisitos para o estabelecimento de um ambiente concorrencial, é fundamental: (i) o aumento do número de agentes na produção de gás natural, (ii) o aumento do número de agentes atuando na importação do energético; (iii) o acesso às infraestruturas de escoamento, processamento, regaseificação e estocagem; (iv) a autonomia e a independência dos transportadores com relação aos outros elos da cadeia de valor da indústria (desverticalização/*unbundling* do transporte); (v) a diversificação na demanda do gás natural (desverticalização/*unbundling* da distribuição); e (vi) o aumento do número de consumidores livres¹⁸.

Com a diversificação dos agentes do mercado, os agentes não-verticalizados passam a adotar o mercado atacadista para a realização das compras e vendas de gás natural, a preços negociados a partir dos mecanismos de "price discovery and disclosure", e a entrega do gás natural é feita em um ponto virtual de negociação de gás natural (*hub* virtual).

distribuição esteja completamente incluída no sistema de entrada/saída. Isso significa que os operadores do transporte e da distribuição local tratem das questões afetas à capacidade e conexão no *city-gate*, de modo que um carregador possa reservar capacidade de saída apenas na rede onde a entrega final será realizada. Desse modo, um carregador que está realizando o suprimento de um consumidor conectado à distribuição apenas precisa contratar capacidades de saída nesse nível (distribuição) para ser capaz de suprir este consumidor em particular de qualquer ponto de recebimento no sistema (incluindo o ponto virtual), ao passo que a capacidade necessária no *city-gate* é alvo de um acordo entre os operadores das redes de distribuição e transporte (DNV KEMA, 2013).

¹⁸ Segundo OECD/IEA (2012), "A criação de um hub inclui mudanças institucionais e estruturais. As mudanças institucionais incluem a desregulamentação dos preços do mercado atacadista, a separação entre a atividade de transporte de gás natural e as atividades potencialmente concorrenciais, com o acesso de terceiros transparente às instalações de transporte, e o estabelecimento dos consumidores elegíveis a escolher o seu supridor, no mínimo para os grandes consumidores de gás natural. Os requisitos estruturais incluem a existência de capacidade suficiente no sistema de transporte, um certo número de participantes que permita a competição entre eles e o envolvimento de instituições financeiras".

No que tange ao mercado de capacidade de transporte, conforme Hallack (2016), “o modelo regulatório e de desenho de mercado de entrada-e-saída se refere a uma simplificação da rede de gás, em que há uma separação da gerência do fluxo físico do gás e dos contratos de capacidade de transporte. O fluxo físico continua sendo gerido considerando as infraestruturas do sistema de transporte, no entanto os contratos de transporte passam a ser contratos homogêneos (produtos comercializáveis) de entrada e saída do sistema. Assim, sendo um comprador de gás, o agente só precisa se preocupar em comprar a capacidade de saída no ponto que lhe interessa. Ao comprar esta capacidade o agente tem direito de comprar gás de qualquer agente no sistema (no ponto de intercâmbio virtual). Se o agente é um ofertante de gás, logo este agente precisa comprar a capacidade de entrada no ponto que lhe interessa, com esta capacidade o agente é capaz de vender gás para qualquer agente no sistema que tenha uma capacidade de saída. Para que o fluxo físico continue balanceado mesmo com toda a simplificação do modelo contratual é necessário haver um agente que faça o balanceamento (um operador). Note que neste modelo, a decisão de entrada e retirada de gás está na mão dos agentes do mercado que, para usarem o sistema, precisam comprar a capacidade de usar o sistema. Cria-se assim dois mercados, o mercado de gás e o mercado de capacidade de transporte”.

Uma vez que a entrada e retirada do gás natural negociado no mercado atacadista depende da compra da respectivas capacidades de entrada ou de saída do sistema de transporte, é necessário garantir que a capacidade física do sistema seja eficientemente ofertada no mercado de capacidade de transporte. Entretanto, embora em situações normais a capacidade física do sistema seja suficiente para o transporte do gás entre ofertantes e compradores, pode ocorrer que a capacidade disponível (“*non-booked capacity*”) esteja limitada. Este “represamento” de capacidade não utilizada cria a aparência de congestionamento contratual¹⁹ e reduz a possibilidade dos agentes de transacionar gás natural quando de fato existe capacidade adicional que poderia ser utilizada²⁰. Uma tentativa para resolver este problema é a aplicação de mecanismos de gerenciamento de congestionamento contratual pelos transportadores (“*Use it or lose it rules*”). A concorrência no mercado atacadista pode ser gravemente impactada caso esses mecanismos não sejam previstos no mercado de capacidade de transporte.

A transição abrange também a adequação dos contratos de serviço de transporte de longo prazo ainda vigentes, de forma que estes passem a identificar a capacidade contratada (“*booked capacity*”) nos pontos de entrada/saída, de modo a ser possível a convivência entre os direitos dos carregadores anteriores e os direitos dos novos carregadores, ambos relacionados ao mesmo sistema de transporte, sem que haja conflitos acerca das capacidades a serem reservadas e utilizadas por eles.

Na seção seguinte são analisados os temas relacionados: à separação (“*unbundling*”) entre o transportador e os agentes atuantes nos segmentos potencialmente competitivos da cadeia de valor do gás natural (subseção IV.1); aos pontos de negociação virtuais (subseção IV.2), à coordenação da oferta e contratação de capacidade de transporte por meio do modelo de entrada/saída (subseção IV.3); à mitigação do “*self-dealing*” (subseção IV.4); leilões para suprimento das CDLs (subseção IV.5); ao acesso às estações de processamento de gás natural, aos dutos de escoamento e aos terminais GNL (subseção IV.6).

¹⁹ O congestionamento contratual se caracteriza pela existência de capacidade física para aumentar o fluxo de gás, mas a não existência de capacidade comercial (contratual) disponível (Vazquez, 2015). Em outras palavras, caso alguma agente tenha contratado uma capacidade (seja de entrada ou de saída) e não a tenha utilizado, o gerenciamento de congestionamento contratual deve assegurar que essa capacidade seja novamente oferecida ao mercado, para ser contratada e utilizada.

²⁰ Ver Harris et alii.(2013).

IV – Medidas pró-concorrenciais

A presente seção apresenta algumas medidas que podem ser implementadas em conjunto ou isoladamente, para alcançar um mercado concorrencial. Ressalta-se que o conjunto de medidas proposto permite delinear um desenho de mercado onde a regulação desempenha um papel importante na separação da atividade de transporte e no estabelecimento de um ambiente estável e propício para o aumento do número de agentes atuando na indústria brasileira de gás natural, propiciando a formação de um mercado concorrencial e líquido.

Importa destacar que algumas destas medidas baseiam-se em ações tomadas pelos entes reguladores e órgãos de defesa da concorrência de outros países, tendo sido utilizadas suas respectivas legislações como fonte deste estudo. Nesse sentido, para a materialização de algumas destas medidas, recomendam-se mudanças na legislação (leis, decretos, resoluções etc.), com vistas a conferir maior segurança jurídica às propostas. Entretanto, simplicidade e efetividade são critérios utilizados para as proposições supracitadas, de modo que estas exijam o mínimo de alteração legal e possam ser aplicadas a partir da legislação vigente. As próximas subseções detalham cada uma delas.

IV.1 – Modelos de Separação da atividade de transporte

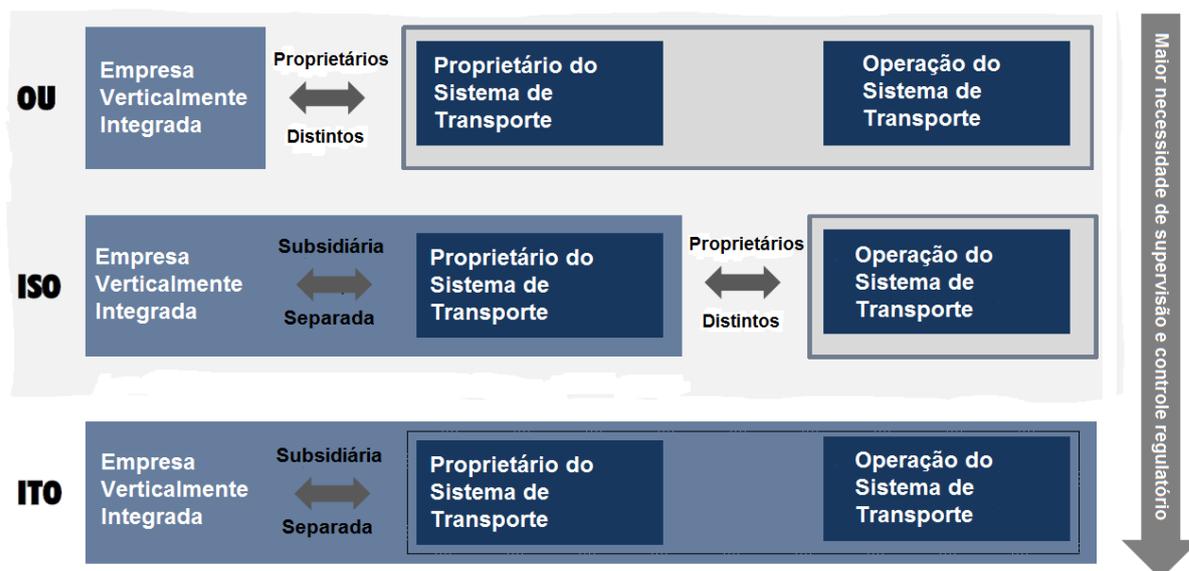
Como discutido na subseção II.2, a independência da atividade de transporte é fundamental para que se possa introduzir a competição nas atividades a montante e a jusante na cadeia do gás natural.

A análise das contribuições dos agentes da indústria na consulta pública da iniciativa “Gás para Crescer”, ocorrida de outubro a novembro de 2016, mostra que maior parte dos agentes também entende que o transportador deve atuar de forma independente das demais atividades da cadeia do gás natural. O que ainda não se tem clareza é qual o modelo de separação (*unbundling*) do segmento transporte deve ser adotado.

Esta seção apresenta os principais modelos de separação da atividade de transporte (“*Unbundling*”) adotados na Europa.

Na Europa foram propostos 3 (três) modelos de *Unbundling*, representados na Figura 5 a seguir:

Figura 5 – Modelos de Independência (*Unbundling*)



Fonte: Elaboração pela SCM, com base em World Bank (2016).

Onde cada sigla (OU, ISO e ITO) representa o seguinte²¹:

- OU – separação completa de propriedade (*fully ownership unbundled*);
- ISO – operador independente de sistema (*independent system operator*);
- ITO – transportador independente (*independent transmission operator*).

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

Os quadros a seguir apresentam as características, vantagens e desvantagens teóricas de cada modelo de independência:

Quadro 1 – Principais Características dos Modelos de Independência

OU	ISO	ITO
<ul style="list-style-type: none"> • Empresa transportadora totalmente separada dos elos da produção, importação e comercialização, sendo a detentora dos ativos e operadora do sistema de transporte • Sem acionistas em comum entre a empresa transportadora e as demais atividades da IGN • Sem membros em comum no Conselho de Administração ou na diretoria da transportadora e dos demais agentes da IGN 	<ul style="list-style-type: none"> • Os ativos de transporte podem permanecer sendo da empresa verticalmente integrada, mas em uma entidade organizacional e legalmente distinta, ou com um proprietário independente do operador do sistema • O sistema de transporte é gerenciado e controlado por uma companhia independente, o ISO • Além dos custos de se certificar a independência deste agente, são exigidos maiores custos de supervisão regulatória (aprovação de contratos entre o proprietário dos ativos e o ISO, monitoramento das comunicações e das relações entre os dois, resoluções de conflitos, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • A empresa verticalmente integrada mantém a propriedade dos ativos de transporte por meio de ente legalmente separada. • Medidas organizacionais e de governança para garantir que a atividade de transporte de gás natural está separada das demais atividades e sua operação é independente. • Alternativa de maior custo regulatório de controle e supervisão (monitoramento da relação comercial e financeira entre a empresa transportadora e os demais negócios, aprovação dos serviços prestados por partes relacionadas, revisão e aprovação de mudanças no Conselho de Administração da empresa transportadora, etc.)

Fonte: Elaboração pela SCM, com base em World Bank (2016).

²¹ CEER, “Status Review on the Implementation of Transmission System Operators’ Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package”, 2016

Quadro 2 – Vantagens Teóricas dos Modelos de Independência

OU	ISO	ITO
<ul style="list-style-type: none"> • Maior independência da gestão da rede e maior foco na atividade de transporte • Menor risco de subinvestimento • Menor escopo para a discriminação contra agentes não integrados, facilitando a concorrência • Facilitador do processo de privatização ou de entrada de agentes privados no segmento de transporte de gás natural • Maior transparência 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor custo de separação (<i>unbundling</i>) • Pode facilitar a participação de agentes privados na IGN nos casos em que a empresa verticalmente integrada é de controle estatal • Aborda a questão do acesso não discriminatório ao transporte (mas não a questão da adequação do investimento para permitir este acesso) 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantém os incentivos para o investimento contínuo e suficiente da infraestrutura de transporte • Preserva os ganhos de sinergia de manter em uma mesma empresa os ativos e a operação (economias verticais de escala e escopo) • Aborda a questão do acesso não discriminatório ao transporte, porém ao custo de controle regulatório mais elevado (ver Quadro 3)

Fonte: Elaboração pela SCM, com base em World Bank (2016).

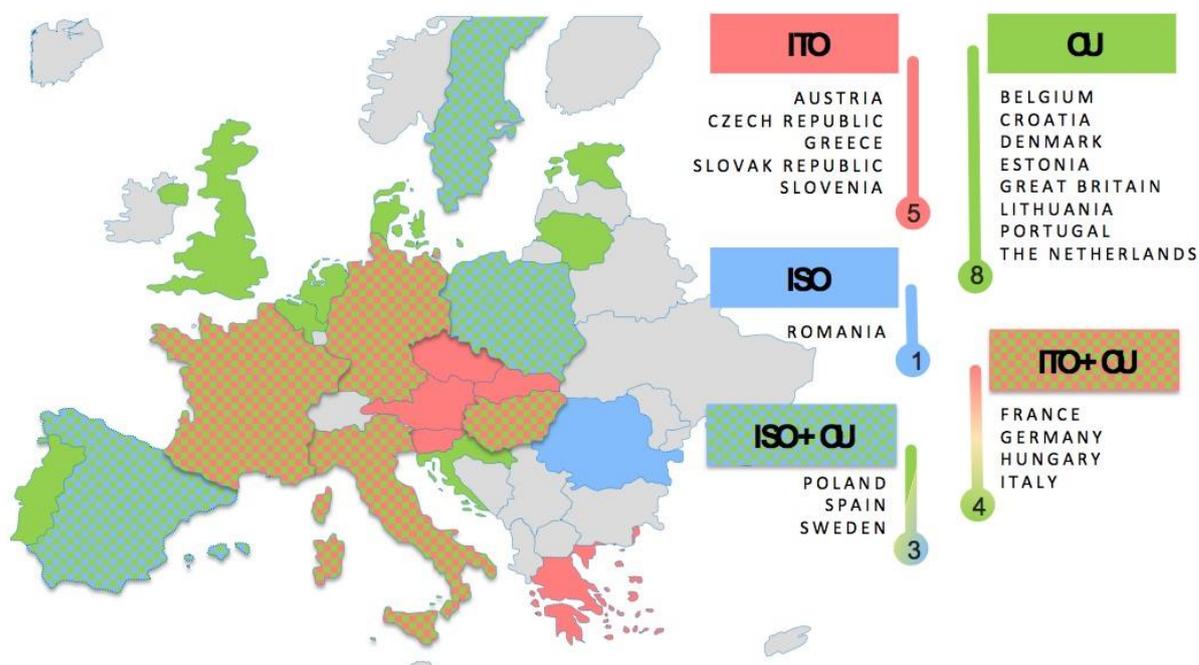
Quadro 3 – Desvantagens Teóricas dos Modelos de Independência

OU	ISO	ITO
<ul style="list-style-type: none"> • Custo de estruturação de uma nova empresa, uma vez que os funcionários da empresa verticalmente integrada não mais poderão fazer parte da nova empresa transportadora • Potencial de inflação dos custos de investimento e base regulatória de ativos (sobreinvestimento), em que pese o risco de subinvestimento presente nos modelos ISO e ITO ser mais deletério do ponto de vista da prestação do serviço de transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problema de interface e de incentivos: <ul style="list-style-type: none"> - O ISO possui poucos ativos, o que reduz a sua capacidade financeira de arcar com penalidades - Dificuldade de definir as responsabilidades e papéis no caso de emergências - O processo de tomada de decisão acerca da manutenção da rede e da realização de novos investimentos torna-se mais complexa • Pode haver um foco excessivo no curto prazo em detrimento do desenvolvimento de longo prazo da infraestrutura. • Maior esforço de supervisão regulatória para se garantir a independência do ISO em comparação à alternativa do OU • Pouca experiência relativa em operação de grandes sistemas de transporte 	<ul style="list-style-type: none"> • Os problemas decorrentes da integração vertical podem ainda estar presentes, uma vez que é complexo de exercer o monitoramento adequado da atividade na ausência de uma regulação mais forte • Benefícios pouco claros provenientes de manter a propriedade dos ativos na empresa verticalmente integrada • Maior esforço de supervisão regulatória para se garantir a independência do ITO em comparação às alternativas do ISO e do OU

Fonte: Elaboração pela SCM, com base em World Bank (2016).

A figura abaixo mostra a representação geográfica da adoção dos modelos de independência nos países da União Européia.

Figura 6 – Visão Geral dos Modelos de Independência na Europa



Fonte: CEER, "Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package", 2016.

Pode-se depreender do mapa acima que o conjunto de países onde se desenvolveram mercados atacadistas relativamente mais líquidos (Grã-Bretanha, Holanda, Alemanha e Bélgica) adotaram o modelo OU ou a combinação dos modelos OU e ITO.

As escolhas acerca do modelo de desverticalização permitem que transportadores que optaram por diferentes modelos de independência atuem coordenadamente dentro de áreas de mercado, sendo a sua operação conjunta disciplinada pelos Códigos Comuns de Rede ("Network Codes"), os quais devem ser formalizados contratualmente.

O importante é que haja a independência dos transportadores com relação aos demais elos da cadeia de valor da indústria do gás natural, notadamente os elos concorrenciais, ou seja, produção, importação e comercialização, para que o acesso de terceiros seja efetivo e os transportadores busquem a eficiência na operação do sistema de transporte.

No que tange à proposta para alteração do marco regulatório, o entendimento da SCM/ANP é que devem ser estabelecidas as seguintes obrigações:

- Adoção da obrigatoriedade da independência e autonomia do transportador;
- Escolha pelos transportadores, dentre os três modelos aceitos (OU, ITO e ISO), do seu enquadramento na regra de desverticalização;
- Cooperação para organizar o transporte de gás por meio do sistema de transporte para os carregadores, disciplinado pelos Códigos Comuns de Rede ("Network Codes").

Os Códigos Comuns de Rede são elaborados de modo transparente, com a participação de transportadores e carregadores (atuais e potenciais), sob supervisão e aprovação da ANP e sujeito ao processo de consulta e audiência públicas.

IV.2 – Formação de pontos virtuais de negociação (“virtual hubs”) de gás natural

Os pontos de negociação (“hubs”) de gás natural permitem facilitar a comercialização de gás natural. Os hubs podem ser físicos ou virtuais, sendo que no primeiro a determinação do preço se dá no ponto geográfico no qual o gás é entregue²², enquanto no “virtual hub”, a negociação virtual se dá após a injeção e antes da retirada do gás no sistema de transporte e não é condicionada a uma localização específica, mas sim a uma zona de mercado (ou área de mercado), onde existem regras de balanceamento que disciplinam como os agentes interagem para garantir que o equilíbrio do sistema, no que tange à injeção e retirada de gás natural, se dê de forma otimizada.

Os “virtual hubs”, por não estarem limitados apenas ao gás natural que é entregue em um ponto físico, permitem que um mesmo volume de gás natural seja negociado várias vezes, a partir da entrada no mercado de agentes interessados em arbitragem²³. Isto gera incentivos ao aumento da liquidez.

Tendo em vista a grande concentração e pouca liquidez presentes na atual estrutura da indústria brasileira do gás natural²⁴, pode-se considerar que os “virtual hubs”, assim como a oferta e contratação de capacidade de transporte por meio do modelo de entrada/saída que acompanham sua implementação, são mais adequados à criação, no Brasil, de incentivos ao estabelecimento de mercados líquidos e com mecanismos de formação de preços transparentes.

Atualmente, a comercialização do gás natural se dá externamente ao transporte, por meio de negociações bilaterais entre os agentes. Conforme a Nota Técnica nº 010/2011-SCM, de 2 de junho de 2011, são listadas abaixo algumas possibilidades da ocorrência da comercialização de gás natural na esfera de competência da União:

- a) comercialização entre o agente produtor (*upstream*) e o distribuidor (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade se situar entre a produção e o *city-gate*²⁵;
- b) comercialização entre o agente importador (*midstream*) e o distribuidor (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto;
- c) comercialização entre o agente produtor (*upstream*) e o agente comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade se situar entre a produção e o *city-gate*, inclusive em instalações de estocagem de gás natural;
- d) comercialização entre o agente produtor/importador/comercializador, por um lado, e o consumidor livre, de outro, podendo o ponto da transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto;

²² Conforme OECD/IEA (2012), “O ponto de negociação físico é a abordagem utilizada principalmente na América do Norte (sendo o ponto de Zeebrugge na Bélgica a exceção européia). (...) O Henry Hub foi escolhido por causa de vários gasodutos interestaduais que chegam na sua localização e trazem gás de diferentes fontes. Os preços em outros hubs norte-americanos (como o Opal) são determinados por meio do diferencial das tarifas de transporte entre as regiões onde o gás é produzido e onde é consumido.”

²³ O “churn rate” é um dos indicadores de liquidez de um ponto de negociação virtual. Este indicador mede a razão entre os volumes negociados e os volumes equivalentes ao fluxo físico movimentado no sistema. Heather (OIES, 2015) define “churn rate” como: “o múltiplo do volume negociado em relação ao volume efetivamente movimentado: uma medida do número de vezes uma ‘parcela’ do gás foi negociada e renegociada entre sua venda inicial pelo produtor e a compra final pelo consumidor”. Como exemplo, conforme Platts (<https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/european-natural-gas-trade-back-above-4000-twh-26667811>), em janeiro de 2017, o volume de gás negociado no hub Title Transfer Facility da Holanda foi 27 (vinte e sete) vezes o volume efetivamente movimentado, enquanto o volume de gás negociado no National Balancing Point do Reino Unido foi 13 (treze) vezes o volume efetivamente movimentado. De modo geral, se considera que um mercado atingiu a maturidade quando o “churn rate” é superior a 10.

²⁴ Ver Nota Técnica Conjunta nº 002/2011-CDC-SCM, de 27 de dezembro de 2011.

²⁵ O gás natural não necessariamente necessita utilizar uma instalação de transporte.

- e) comercialização entre o distribuidor de GNC ou GNL e o consumidor final, uma vez que apenas os serviços locais de gás canalizado estão sujeitos ao monopólio estadual.

Atualmente, a grande maioria dos contratos de compra e venda de gás natural são celebrados entre a Petrobras (agente vendedor) e as distribuidoras de gás canalizado (compradores)²⁶, e esses contratos normalmente indicam o *city-gate* onde o gás será entregue como o “ponto de transferência de propriedade” do gás natural. A Petrobras atua como carregadora com referência ao gás natural comercializado nesses contratos (ou seja, contrata a capacidade de transporte²⁷ e solicita a programação do transporte do gás perante o transportador²⁸) de modo que este seja entregue no *city-gate*²⁹.

Ao estabelecer conceitualmente um ponto virtual de negociação no qual flui todo o gás do sistema de transporte delimitado por uma área de mercado (ou zona de mercado), o transportador³⁰ separa a figura do responsável por contratar a capacidade de entrada (e solicitar respectiva programação) e a figura do responsável por contratar a capacidade de saída (e solicitar a respectiva programação).

²⁶ Os registros dos contratos de compra e venda de gás natural na ANP se encontra no seguinte endereço na Internet: www.anp.gov.br (*Página Inicial > Movimentação, Estocagem e Comercialização de Gás Natural > Carregamento, Comercialização e Consumo em Refinarias e FAFENs > Registro De Contrato*).

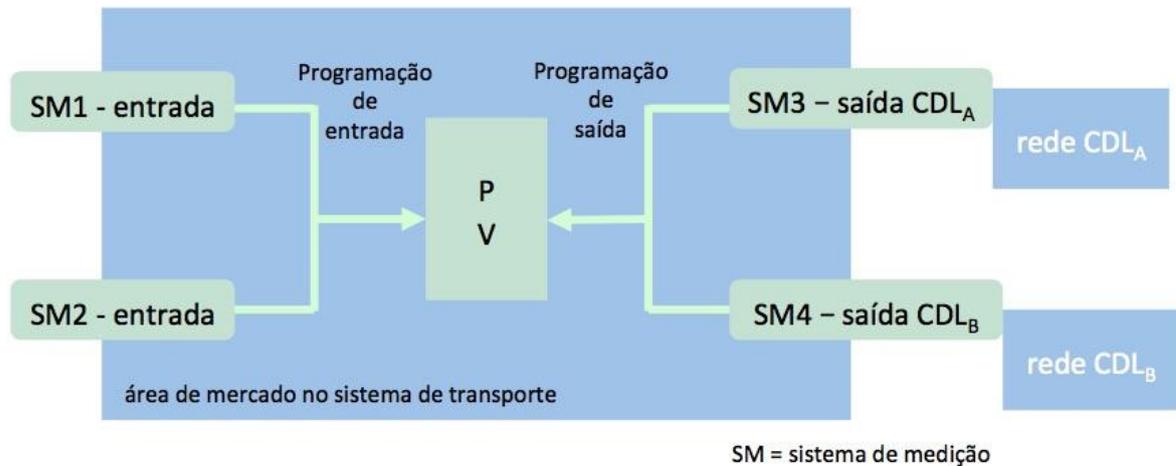
²⁷ Os contratos de serviço de transporte que se encontram vigentes utilizam dois sistemas de reserva de capacidade de transporte: postal ou ponto-a-ponto. No sistema postal, um contrato de transporte do tipo postal concede aos agentes o direito de realizar o carregamento do gás a partir de qualquer ponto de recebimento e de retirá-lo a partir de qualquer ponto de entrega da rede de transporte. Com este sistema, os agentes podem mudar o ponto de início do carregamento (entrada) ou de retirada do gás natural (saída) sem necessidade de assinatura de novos contratos de transporte; No sistema ponto-a-ponto, uma contratação concede o direito aos agentes de carregar no gás a partir de um ponto de recebimento determinado e de retirá-lo em um ponto de entrega determinado. Se o agente deseja mudar o caminho a ser percorrido pelo gás, ele deverá então abandonar o primeiro contrato, com os custos vinculados ao abandono, para assinar outro.

²⁸ Para uma explicação da sequência da alocação de capacidade de transporte, dividida entre (i) reserva de capacidade ("*capacity reservation*"); (ii) solicitação de programação ("*capacity nomination*") e alocação de capacidade em tempo real ("*real time capacity allocation*"), ver Hallack, Vazquez e Glachant, "*Building competitive gas markets in the EU*", 2013.

²⁹ Como consequência da concentração de todas estas etapas em um único agente verticalizado, havia baixa flexibilidade, assim como liquidez praticamente inexistente com relação a oferta de gás natural por outros agentes. O grau de coordenação das atividades da indústria, quando estas estão reunidas sob um só agente verticalmente integrado, é muito difícil de reproduzir em mercados concorrenciais que contam com grande quantidade de agentes.

³⁰ Esta subseção usará como abstração uma área de mercado composta por apenas um transportador, de forma que apenas será utilizado o termo “transportador”. A subseção IV.3 tratará do caso genérico onde vários transportadores coordenarão a oferta, contratação e prestação do serviço de transporte em uma única área de mercado, identificando quais as responsabilidades dos transportadores e quais as responsabilidades do "*market area manager*" (coordenador da área de mercado).

Figura 8 – Divisão de Responsabilidades no Ponto de Negociação Virtual



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP.

A partir da introdução do ponto virtual de negociação, os contratos de compra e venda passam a estabelecer esse ponto como o “ponto de transferência de propriedade”, e o resultado é que **o comprador do gás natural passa (agora na qualidade de carregador) a contratar a capacidade de transporte de saída, e não necessita mais do consentimento do seu supridor para determinar o destino do gás que adquiriu**. Deste modo, o comprador (detentor da capacidade de saída) é que determina se o gás natural deixa o sistema de transporte ou é novamente comercializado no *virtual hub*.

Com o potencial aumento de transações e liquidez, as operações no mercado atacadista podem ser usadas como uma segunda fonte de suprimento, em paralelo com contratos bilaterais de compra e venda de longo prazo.

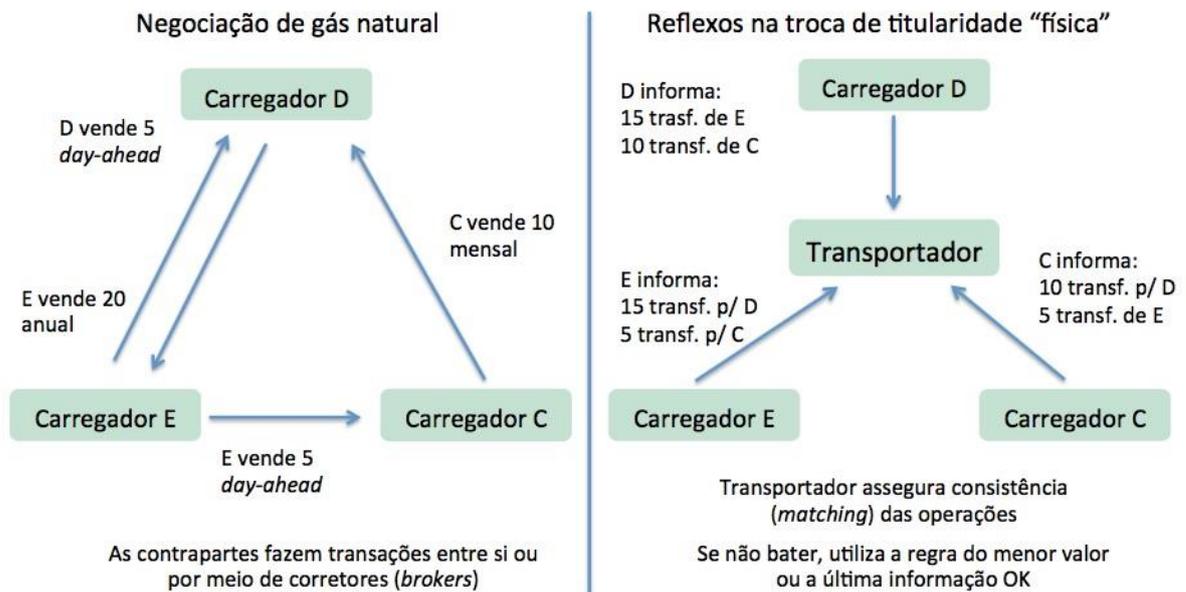
Para o mercado atacadista ter relevância, os produtos/contratos negociados devem se alinhar com as necessidades dos participantes do mercado, de forma que a duração dos contratos pode prever tipicamente períodos mais curtos, como o diário (um dia de antecedência - "*day-ahead market*"), "*balance-of-week*" e "*balance-of-month*"³¹.

Como mencionado na seção III, a comercialização referente ao ponto virtual de negociação pode ser realizada em bolsas (*exchanges*), que permitem a negociação anônima, ou por mercado de balcão (*over-the-counter*). Embora a comercialização seja um processo recíproco entre os carregadores (podendo ser intermediado por uma bolsa), cada carregador deve notificar o transportador da troca de titularidade ocorrida no ponto virtual (informação de volumes, prazos e titularidade) resultante de cada transação. Deste modo, o transportador sempre tem a informação acerca da titularidade do gás natural que está custodiado no sistema de transporte.

As responsabilidades em relação à comercialização no ponto virtual se dividem entre os agentes de mercado nas formas abaixo.

³¹ Baringa, "*The benefits of TTF liquidity*", 2015.

Figura 9 –Comercialização em Mercado de Balcão



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP, baseado em Engie (2017).

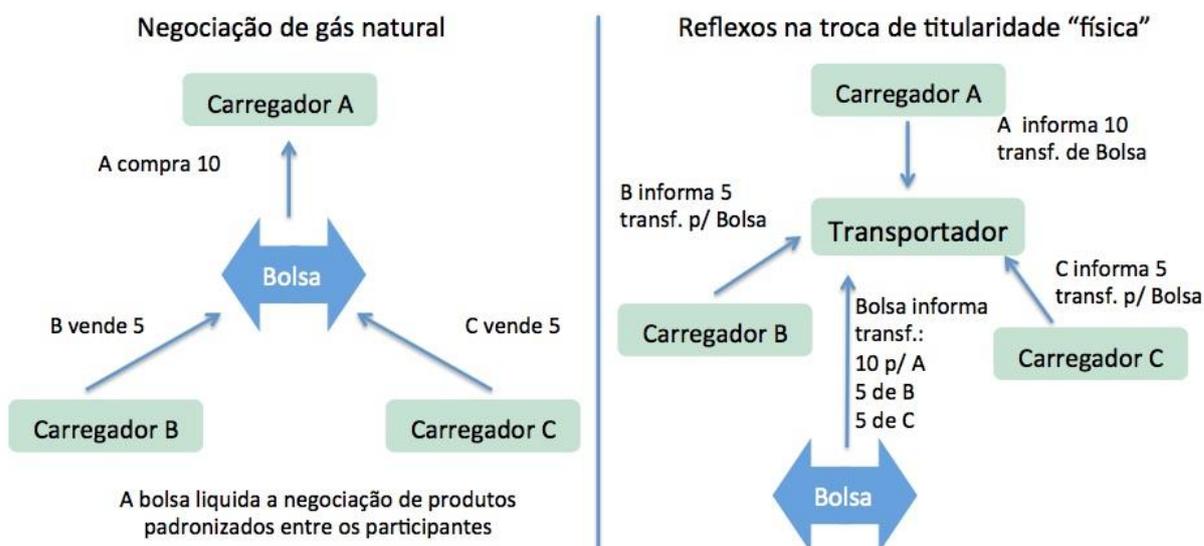
A Figura 9 ilustra a situação onde três carregadores (C, D e E) realizam a compra e venda de gás natural em diversas periodicidades (diária, mensal e anual) por meio do mercado de balcão. Neste exemplo, os agentes conhecem a sua contraparte no mercado, de maneira que no período, o Carregador C realiza a venda de 10 unidades para o Carregador D por meio de um contrato mensal (um instrumento contratual em que se encontra estabelecido a obrigação de entrega de 10 unidades por dia dentro de um determinado mês do ano) e o mesmo Carregador C realiza uma compra diária (*day ahead*) de 5 unidades do Carregador E. Por sua vez, o Carregador D realiza uma venda diária de 5 unidades ao Carregador E, ao passo que o Carregador E vende 20 unidades ao Carregador D por meio de uma contratação anual.

Como resultado destas negociações: (i) o Carregador C tem que informar ao transportador a transferência de titularidade de 10 unidades para o Carregador D e de 5 unidades advindas do Carregador E; (ii) o Carregador D deve informar o saldo líquido da operação com o Carregador E (15 unidades advindas do Carregador E) e a aquisição de 10 unidades do Carregador C; e (iii) o Carregador E deve informar ao transportador que realizou a venda líquida de 15 unidades ao Carregador D (o resultado da operação diária e anual) e a venda diária de 5 unidades ao Carregador C.

Nesta situação o transportador deve assegurar a consistências das operações realizadas, e caso ocorra alguma divergência entre as informações prestadas, o mesmo deve adotar o critério do menor par informado, ou o último par informado consistentemente (*"last matched value"*).

A Figura 10 ilustra a situação em que os Carregadores A, B e C realizam a compra e venda de gás natural no em uma bolsa.

Figura 10 –Comercialização em Bolsa



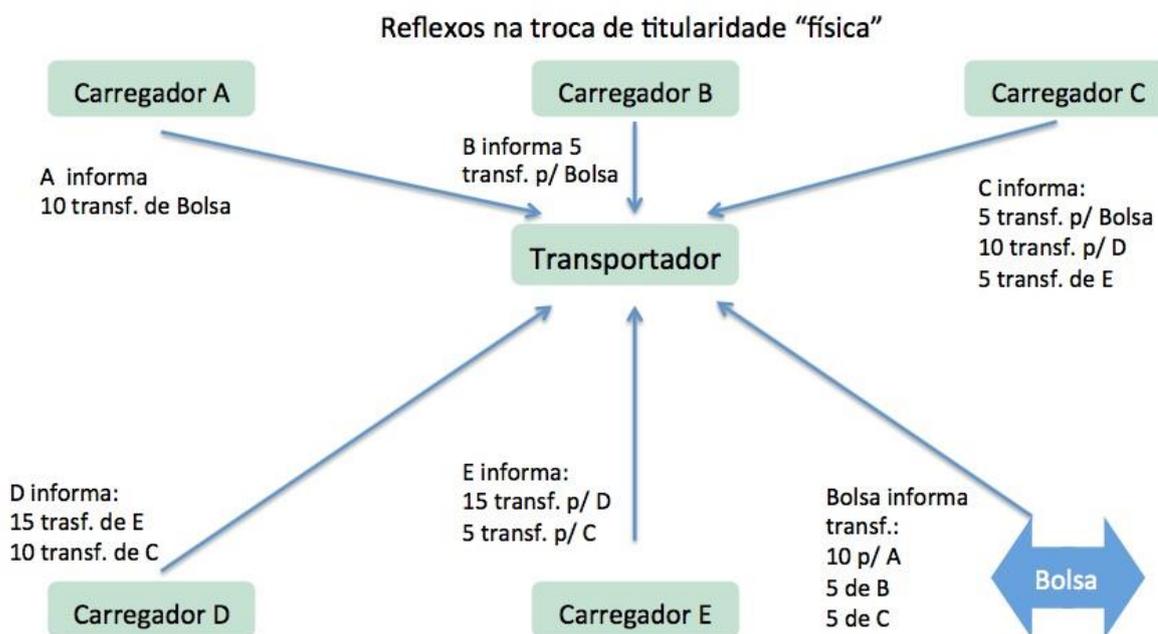
Fonte: Elaboração pela SCM/ANP, baseado em Engie (2017).

Na Figura 10, três carregadores (A, B e C), que atuam no ponto de negociação virtual por meio de operações em uma bolsa, não conhecem a sua contraparte na negociação. Conforme a figura, os Carregadores B e C realizam a venda de 5 (cinco) unidades do produto (por exemplo, blocos de 10.000 mil metros cúbicos) e o Carregador A realiza a compra de 10 unidades no mercado. Como consequência, é necessário haver a comunicação da troca de titularidade por parte destes agentes ao transportador, a quem cabe zelar que a posse do gás natural injetado e retirado pelos carregadores de fato pertence a tais agentes.

Além disso, tendo esta negociação ocorrido em uma bolsa, esta deve prestar ao transportador a informação referente ao saldo líquido das operações realizadas pelos Carregadores A, B, C no período (a posição compradora ou vendedora de cada agente), de maneira a contrapor as informações prestadas pelos carregadores. Neste caso a bolsa atua como a contraparte dos carregadores, diferentemente da comercialização em mercado de balcão em que a contraparte é outro agente do mercado. Havendo divergência entre os valores informados, o transportador deve considerar a informação prestada pela bolsa.

A Figura 11 a seguir traz a consolidação das negociações no ambiente de bolsa e no mercado de balcão realizadas simultaneamente:

Figura 11 –Comercialização Simultânea em Bolsa e Mercado de Balcão



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP, baseado em Engie (2017).

Neste exemplo, o Carregador C atua tanto na bolsa, quanto no mercado de balcão, tendo realizado vendas de 15 unidades (5 por meio de operação da bolsa e 10 no mercado de balcão) e uma compra de 5 unidades. Em decorrência das operações, caso as posições dos agentes não sejam desfeitas até o momento da entrega física do gás natural, os Carregadores B, C e E devem possuir capacidade de entrada no sistema de transporte 5, 10 e 20 unidades, respectivamente, e os Carregadores A e D devem ter capacidade de saída do sistema de 10 e 25 unidades, respectivamente.

Os reflexos na posição "física" de cada carregador ocorrem por meio de notificações eletrônicas, que contém o volume do gás transferido, o período, a qualidade do gás (caso aplicável) e as partes (compradores e vendedores).

Para que o fluxo físico continue em equilíbrio mesmo com toda a simplificação do modelo contratual é necessário que os agentes obedeçam a um regime de balanceamento.

Uma característica essencial de um sistema de transporte de gás natural é a sua capacidade de se manter em equilíbrio (ou balanceado) em resposta às constantes mudanças na oferta e demanda de gás natural. Tal capacidade não requer apenas instrumentos de flexibilidade de curto e longo prazo (estocagem, terminais de GNL, "line-pack" etc.), mas também exige um fluxo confiável e constante de informação acerca do estado da rede de transporte (e distribuição) entre os transportadores e os carregadores.

Neste sentido, é necessário o estabelecimento pelo operador do sistema de transporte de um período de balanceamento. O período de balanceamento é o período no qual as injeções (recebimentos) e retiradas (entregas) dos carregadores são medidas e registradas. Ele representa, também, a periodicidade na qual os carregadores devem comercialmente equiparar as suas injeções e retiradas da rede (por exemplo, uma periodicidade diária significa que é exigido dos carregadores que a quantidade de gás que entrou e saiu dentro de um dia operacional seja equivalente). Tal período deve estar estabelecido nos termos e condições gerais dos contratos de serviço de transporte.

Para que isto funcione é necessário que o transportador disponibilize aos carregadores um sistema de informação que permita guiar as partes responsáveis pelo balanceamento da rede. Idealmente, tal sistema deve prestar aos carregadores informações em tempo real de suas posições individuais de balanceamento, assim como o balanceamento do sistema.

Uma função deste sistema de informação sobre balanceamento é o estabelecimento de faixas de tolerância para cada carregador e para a rede dentro do período de balanceamento, bem como os limites nos quais o operador do sistema de transporte deve intervir para preservar a integridade da rede, o que pode levar a que o transportador deva adquirir (ou vender³²) gás natural para que o sistema fique em equilíbrio.

A necessidade de que o sistema informe as posições em tempo quase real se justifica por permitir que os carregadores avaliem suas exposições a uma ação de balanceamento e tomem as medidas cabíveis. Enquanto não existem medidas de balanceamento a serem tomadas, os carregadores podem atuar dentro das suas respectivas faixas de tolerância sem penalidades. Por outro lado, se uma medida de balanceamento é necessária dentro de um período de balanceamento e um carregador está na posição que está contribuindo com o desequilíbrio da rede, então este carregador terá que arcar com os custos advindos da correção do desequilíbrio, quer sejam os custos da compra/venda em um mercado intra-diário (*within-day market*), quer os custos incorridos pelo transportador nas suas medidas de correção.

O balanceamento do sistema cria a demanda para a liquidação de desequilíbrios individuais, que pode ser feita por meio de transações no mercado atacadista.

Nesse sentido, no que tange às alterações do marco regulatório para a formação de pontos virtuais de negociação de gás natural, é relevante estabelecer um mecanismo pelo qual se possa selecionar bolsas interessadas em oferecer serviços de liquidação das negociações relacionadas aos *virtual hubs* e à sua regulação.

IV.3 – Coordenação da oferta e contratação de capacidade de transporte por meio do modelo de entrada/saída

Uma vez estabelecidas as condições para o desenvolvimento de um mercado atacadista no Brasil no qual os participantes transacionam entre si com vários objetivos, incluindo a venda de gás produzido ou importado, a compra para satisfazer a demanda de consumidores, a necessidade de balanceamento físico das posições dos carregadores, ou mesmo a negociação puramente financeira, como o *hedge* e arbitragem, a maximização da liquidez desse mercado é de vital importância.

Liquidez é a característica do mercado que provê aos participantes deste a confiança em transacionar objetivando a compra ou a venda de gás natural para uma entrega em um período futuro, no volume estipulado, a um preço de mercado justo, sem que isto cause uma mudança injustificada no nível de preço do mercado, e sendo esta transação realizada a um custo razoável³³.

Para maximizar a liquidez do mercado atacadista de gás natural, são pontos principais: a padronização dos produtos/contratos e a maximização do número de participantes do mercado³⁴. Nesse sentido, o desenho das áreas de mercado³⁵ delimitadas no sistema de

³² Cabe ressaltar que a regulamentação vigente não permite a venda de gás natural pelos transportadores, de maneira que tal restrição deve ser revista caso seja necessário permitir que o transportador exerça um papel mais atuante no equilíbrio da rede de transporte, papel que hoje recai exclusivamente aos carregadores em função o modelo de reserva de capacidade usualmente adotado, o ponto-a-ponto.

³³ Baringa, "The benefits of TTF liquidity", 2015.

³⁴ Tendo em vista que a possibilidade de que um agente não possa acessar o ponto de negociação virtual do sistema de transporte retira este agente do mercado, o conceito de "período de exclusividade" dos carregadores iniciais, introduzido pela Lei nº 11.909/2009, deixa de ser aplicável aos gasodutos que compõem a área de mercado, em virtude da séria ameaça à concorrência e da barreira à entrada que passará a representar.

³⁵ Áreas de mercado ou "*balancing areas*" ou "*balancing markets*".

transporte deve objetivar que o número de participantes do mercado seja o mais alto possível³⁶.

Deste modo, a meta a ser atingida, no curso do "caminho para a maturidade" a ser seguido no Brasil, é que a área de mercado de entrada/saída seja referente ao principal sistema de transporte³⁷ do Brasil, o qual alcança boa parte das regiões litorâneas brasileiras, se interconecta à Bolívia e é composto por vários gasodutos interconectados, operados atualmente pelos seguintes transportadores: (i) Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG; (ii) Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS e (iii) Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG³⁸.

Para fins da regulação da coordenação da oferta e contratação de capacidade de transporte por meio do modelo de entrada/saída, passa a ser importante a ideia de "sistema de transporte" ou "rede de gasodutos de transporte", termos que são utilizados nesta nota técnica indistintamente. A Resolução ANP nº 37, de 4 de outubro de 2013, define "rede de gasodutos de transporte" como "*topologia formada por um conjunto de gasodutos de transporte fisicamente interligados através de Complementos*³⁹ nos quais são instalados um ou mais sistemas de medição".

A delimitação de grandes áreas de mercado no sistema de transporte, embora tendo a vantagem de aumentar o número de participantes do mercado, possui também desvantagens: Moselle e White (2011) apontam que "*quanto maior a área de mercado, maior o número de restrições locais contidas nela que precisam ser gerenciadas e mais mecanismos de balanceamento serão exigidos do transportador para assegurar a integridade do sistema. Este trade-off põe um limite na expansão das zonas à medida que o custo do gerenciamento das restrições locais internas aumenta, em particular se a fusão de duas áreas internaliza restrições físicas significativas*". Nesse sentido, a escolha do número e da abrangência das áreas de mercado requer estudos com simulações numéricas acerca da topologia do sistema de transporte e dos gargalos físicos presentes no sistema de transporte.

O *trade-off* exposto acima, conjugado com a evolução dos sistemas de transporte na Europa, levaram a que diferentes países da Europa adotassem variadas configurações relacionadas a áreas de mercado: em alguns países, as áreas de mercado coincidem com a rede de gasodutos de transporte operada por um transportador, como no caso do NBP⁴⁰ que cobre toda a Grã-Bretanha, ou do TTF⁴¹, que cobre toda a Holanda; entretanto, uma área de mercado pode abranger mais de uma rede de gasodutos de transporte (operadas por mais que um transportador), ou um transportador pode ter mais de uma área de mercado dentro de uma rede de gasodutos de transporte operada por ele.

A França e a Alemanha podem ser citadas como exemplos de transição na qual há uma gradual redução do número de áreas de mercado, visando atingir o objetivo de apenas uma área de mercado de escopo nacional.

³⁶ Copenhagen Economics, "*Design of Market for Balancing of the Gas System*", 2011.

³⁷ O marco legal vigente da indústria brasileira do gás natural, na sua maior parte (e principalmente a Lei nº 11.909/2009), delimita as instalações de transporte em "gasodutos de transporte".

³⁸ Dependendo da topologia dos gasodutos isolados (não interconectados à rede de transporte principal), pode não haver vantagem na aplicação do sistema de reserva de capacidade de entrada/saída a esses gasodutos. Nestes casos, o sistema de reserva de capacidade "ponto-a-ponto" continuaria a ser preferível.

³⁹ Resolução ANP nº 37, de 4 de outubro de 2013, define "Complementos" como: "*instalações necessárias à segurança, proteção e operação do gasoduto, compreendendo, mas não se limitando, às seguintes: pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de interconexão, estações de compressão, dentre outras*".

⁴⁰ National Balancing Point.

⁴¹ Title Transfer Facility.

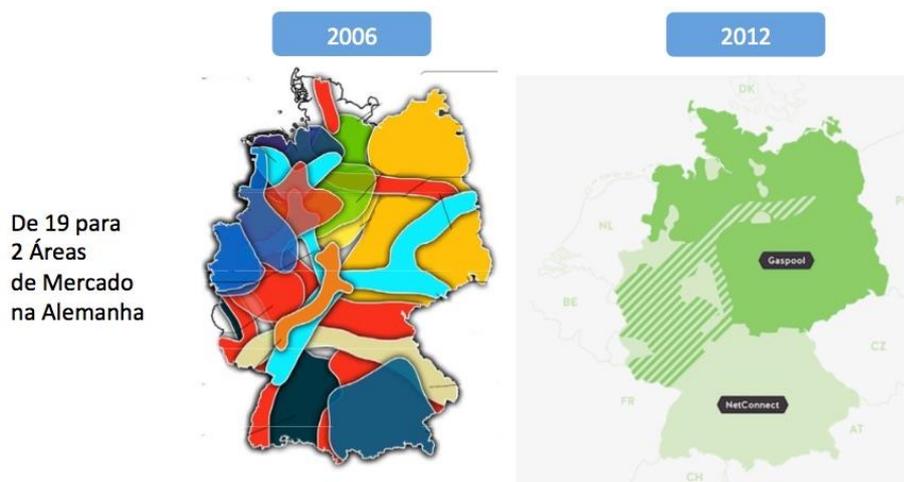
Figura 12 –Fusões de Áreas de Mercado na França



Fonte: Engie (2017).

Na França, onde operam dois transportadores (GRTgaz e TIGF), a fusão de áreas de mercado ocorrida de 2005 a 2008 (área norte) exigiu investimentos na faixa de € 350 milhões em estações de compressão e dutos⁴². Em 2015, a integração ocorrida na área sul (com o estabelecimento da Trading Région South - TRS) foi baseada no modelo de "Trading Region"⁴³, com o estabelecimento de uma área ampliada "joint trade zone", mas com duas áreas de balanceamento ("balancing zones") distintas.

Figura 13 –Fusões de Áreas de Mercado na Alemanha



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP, baseado em GASPOOL (2014) e FNB Gas(2017).

Na Alemanha, os operadores da rede de gasodutos de transporte consistem em aproximadamente 14 (quatorze) transportadores. O sistema de transporte possui duas áreas de mercado ou "balancing zones" (de 19 [dezenove] áreas de mercado em 2006). Os 14 (quatorze) transportadores são responsáveis pela estabilidade da rede, mas não pelo balanceamento. Não há planos para a redução do número de transportadores porque o

⁴² Engie, "Workshop Natural Gas Transmission & Storage", 2017.

⁴³ No documento "European Gas Target Model –review and update - Annex 6: Tools for gas market integration and connection", de 2015, a Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) descreve os seguintes mecanismos de integração de mercados: Fusão de Mercados, no qual as áreas de mercado adjacentes passam a ser diretamente conectadas e há a fusão das áreas de balanceamento em uma única área; e "Trading Region", na qual duas áreas de mercado fundem os seus pontos de negociação virtuais, mas mantêm separados os seus sistemas de balanceamento.

número das áreas de mercado ou "balancing zones" é considerado o fator mais importante⁴⁴.

A área de mercado GASPOOL é formada pelos transportadores GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Nowega GmbH e ONTRAS Gastransport GmbH. Jordgas Transport GmbH também participa do acordo de cooperação da área de mercado.

As empresas que cooperam com a área de mercado NCG (NetConnect Germany) são Bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH e Thyssengas GmbH.

Com base nos exemplos acima, a fusão de áreas de mercado é uma ferramenta importante para permitir que, uma vez delimitadas as áreas de mercado baseando-se em estudos acerca da topologia, gargalos de transporte e fluxos projetados de gás natural, seja possível planejar e executar os reforços necessários nas interconexões entre essas áreas (ou seja, investimentos em infraestruturas de transporte), para então poder alcançar o objetivo de uma área de mercado unificada.

É importante observar que uma fusão de áreas de mercado pode significar que um ponto de entrega em contrato de serviço de transporte de longo prazo pode não mais ser um ponto no qual o transportador passará a entregar o gás natural. Por exemplo, a fusão de duas áreas de mercado em uma única área significa que o transportador não mais fará entregas no ponto de interconexão com a outra rede de gasodutos que compunha a segunda área de mercado⁴⁵.

Outro ponto importante com relação à fusão de áreas de mercado é que serão necessárias regras comuns para os transportadores que operam na área de mercado ampliada ("*merged market*"). Os transportadores da área de mercado, que são responsáveis pela operação de suas instalações de transporte, devem cooperar para calcular e oferecer capacidade de transporte de forma conjunta e transparente, assim com efetuar o balanceamento dos fluxos de gás natural a partir da adoção de **regras e procedimentos operacionais comuns formalizados em instrumentos contratuais, os Códigos Comuns de Rede (ou "Network Codes"**⁴⁶).

A exemplo do desenvolvimento dos "network codes" dos países europeus, que se baseiam nas "frameworks guidelines"⁴⁷ expedidas pela Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER, a elaboração dos códigos comuns de rede deve ser feita de modo transparente, com a participação de transportadores e carregadores (atuais e potenciais), sob supervisão e aprovação da ANP e sujeita ao processo de consulta e audiência públicas.

As responsabilidades em relação aos procedimentos relacionados ao transporte de gás natural e sua coordenação na área de mercado ampliada ("*merged market*") podem ser estruturadas conforme a seguir.

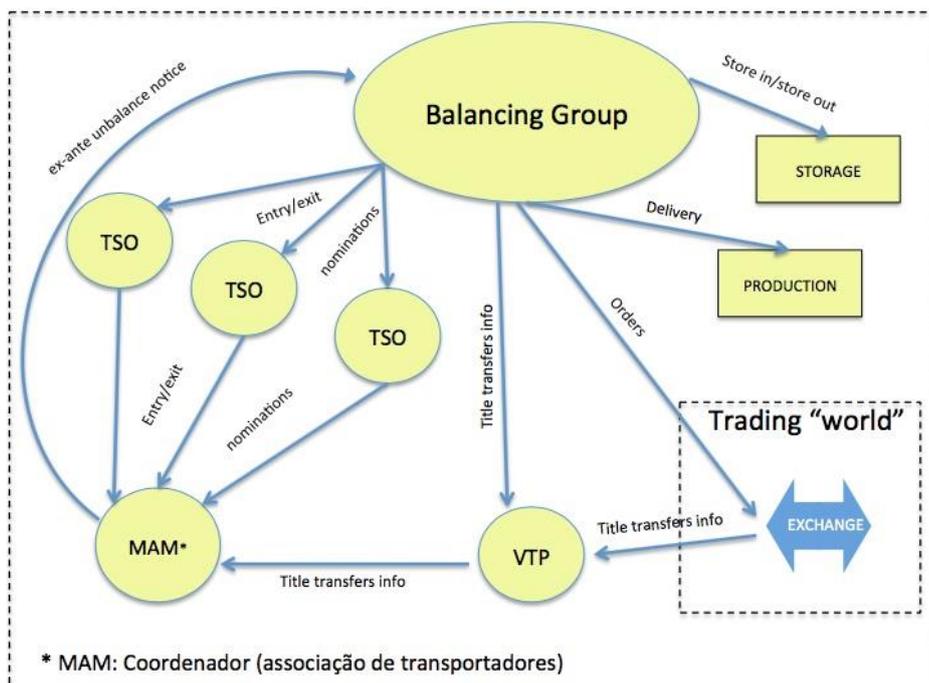
⁴⁴ IEA, "Oil & Gas Security - Emergency Response of IEA Countries", 2012.

⁴⁵ Nesse sentido, é importante disciplinar as consequências da fusão de áreas de mercado nas cláusulas dos contratos de serviço de transporte referentes ao sistema de reserva de capacidade por entrada/saída.

⁴⁶ Segundo Stern, Cave e Cervigni (2012), no modelo de "Virtual SO", pode haver a integração entre áreas de mercado e redes de gasodutos por meio de códigos comuns de rede, em detrimento de um "system operator" (SO) explícito.

⁴⁷ A ACER publica "frameworks guidelines" que são utilizados como guia para a associação de transportadores (European Network of Transmission System Operators for Gas - ENTSOG) elaborar cada *Network Code* (NC) estabelecendo regras para operações transfronteiras e de integração de mercados. Os "frameworks guidelines" já elaborados e em elaboração englobam os seguintes temas: Guia para procedimentos de gerenciamento de congestionamento; NC sobre mecanismos de alocação de capacidade; NC sobre balanceamento; NC sobre interoperabilidade e regras sobre transmissão de dados; e Guia sobre estrutura harmonizada de tarifas de transporte.

Figura 14 – Estruturação das responsabilidades em uma área de mercado ampliada



Fonte: Elaboração pela SCM/ANP, baseado em Austrian Gas Grid Management AG (2017).

O "*Balancing Group*" corresponde a uma combinação de carregadores em um grupo virtual, no qual cada injeção retirada de gás do sistema de transporte está balanceada;

O "TSO" ("*transmission system operator*") corresponde a cada um dos transportadores que operam infraestruturas de transporte na área de mercado. Os transportadores são responsáveis por cooperar no cálculo e no oferecimento de capacidade de transporte de modo transparente e não-discriminatório, de forma a maximizar a capacidade coordenada do sistema de transporte. Eles devem oferecer a contratação de capacidades de entrada e saída ("*entry/exit capacity booking*") de forma independente no sistema de transporte, de modo que o carregador interessado na retirada do gás do sistema apenas tenha que contratar a capacidade de saída no ponto que lhe interessa, assim como o carregador interessado em injetar gás no sistema de transporte apenas tenha que contratar capacidade de entrada.

O "MAM" ("*market area manager*") é a associação dos transportadores ou um transportador apontado pelos "TSOs" da área de mercado⁴⁸ como o coordenador que ficará responsável, no âmbito da área de mercado, pelas seguintes responsabilidades⁴⁹:

- Assegurar o estabelecimento do ponto de negociação virtual, e em relação a tal ponto, assegurar o acesso não-discriminatório;
- Gerenciar os "*balance groups*" que estão ativos na área de mercado; isto inclui, sem se limitar a, informar aos participantes do mercado acerca do sistema de balanceamento e as regras de balanceamento;
- Coordenar a operação do sistema de transporte e o uso do empacotamento ("*linepack*") da rede de gasodutos de transporte;

⁴⁸ Conforme a Lei do Gás Natural de 2011 da Áustria ("*Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden*"), a indicação do "*market area manager*" pelos transportadores da área de mercado deve ser aprovada pelo regulador.

⁴⁹ As responsabilidades listadas foram baseadas na Lei do Gás Natural de 2011 da Áustria ("*Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden*") e na regulação "*Gas Network Access Ordinance - GasNZV - Gasnetzzugangsverordnung*" da Alemanha.

- Coordenar o cálculo e o oferecimento de capacidade de transporte nos pontos de entrada/saída da área de mercado, nos termos do Código Comum de Rede;
- Organizar o estabelecimento e a operação de uma plataforma eletrônica *online* conjunta dos transportadores para a alocação de capacidade na área de mercado e transparência das informações;
- Elaborar uma previsão, para os próximos 10 (dez) anos, da utilização da capacidade de transporte e da necessidade de reforço da rede de gasodutos de transporte delimitada pela área de mercado, em conjunto com os transportadores, com base em cenários de fluxo de carga no sistema de transporte;
- Elaborar plano de desenvolvimento do sistema de transporte coordenado ("*coordinated network development plan*");
- Coordenar as providências para eliminar congestionamentos físicos com os transportadores e com os operadores de estocagem da área de mercado;
- Estabelecer a comunicação e troca de dados com os transportadores, os carregadores, as bolsas e outros participantes do mercado, nos termos dos Códigos Comuns de Rede;
- Determinar e publicar a qualidade do gás natural referente à área de mercado, com base nos dados submetidos pelos transportadores;
- Coordenar a solicitação de programação para o sistema de transporte e a troca de mensagens acerca da troca de titularidade no ponto de negociação virtual; e
- Organizar a liquidação financeira dos encargos de balanceamento no sistema de transporte, em conjunto com os transportadores.

O "VTP" ("*virtual trading point*") é o ponto de negociação virtual. A Lei do Gás Natural de 2011 da Áustria, em virtude da maior complexidade do sistema de entrada/saída por abranger também a distribuição local de gás natural, estabelece o papel do "operador do ponto de negociação virtual", que não está refletido nesta nota técnica por questão de simplificação, de modo que suas atribuições restaram para o "*market area manager*". Na Lei do Gás Natural de 2011 da Áustria, o "operador do ponto de negociação virtual" é responsável pelo serviço de acompanhamento de troca de titularidade para a comprovação da transferência de propriedade no ponto de negociação virtual; o armazenamento eletrônico e liquidação das quantidades de energia das trocas realizadas no ponto de negociação virtual; o gerenciamento contínuo das mensagens de troca de titularidade dos participantes da área de mercado; e a cooperação com bolsas e câmaras de liquidação para permitir a liquidação das trocas de titularidade relacionadas com o ponto de negociação virtual junto à câmara de liquidação.

O balanceamento do sistema de transporte é efetuado em consonância com o **regime de balanceamento** estabelecido em um código comum de rede específico.

No Brasil, com relação às responsabilidades dos carregadores no que concerne ao balanceamento do sistema de transporte, a Resolução ANP nº 51, de 26 de dezembro de 2013, disciplina que:

"Art. 11. É responsabilidade de cada Carregador compensar o Desequilíbrio a que der causa, de forma a não comprometer a integridade e a eficiência do sistema de transporte de gás natural.

§ 1º Cada Carregador contratante de um Serviço de Transporte deve arcar com os custos decorrentes do Desequilíbrio causado no sistema de transporte de gás natural, sem prejuízo de outras penalidades aplicáveis previstas no Contrato de Serviço de Transporte e na legislação aplicável.

§ 2º A periodicidade, a metodologia para cálculo do Desequilíbrio e a forma de apuração dos custos decorrentes do Desequilíbrio do sistema de transporte de gás natural, aplicável a cada Carregador, devem constar dos Contratos de Serviço de Transporte celebrados entre o Carregador e o Transportador.

§ 3º Alternativamente, podem ser adotados mecanismos de compensação entre os Carregadores contratantes dos Serviços de Transporte prestados em um mesmo

sistema de transporte, sob a supervisão do Transportador contratado, de maneira que as diferenças, positivas ou negativas, de cada Carregador possam ser liquidadas, objetivando-se o equilíbrio do sistema de transporte e sua operação eficiente e segura.

§ 4º Caberá à ANP aprovar previamente os critérios e as diretrizes referentes aos mecanismos de compensação a serem adotados entre os Carregadores de que trata o § 3º do presente artigo."

No que tange ao cálculo das tarifas de transporte de entrada/saída, estas devem ser propostas pelo MAM (associação de transportadores), em conjunto com os respectivos transportadores, com base nos critérios estabelecidos pela ANP, e submetidas à aprovação da Agência. A tarifação do sistema de reserva de capacidade por entrada/saída pode ser efetuada por metodologias como a "distância ponderada por capacidade", "ponto virtual", "matricial" ou "Paul Hunt"⁵⁰.

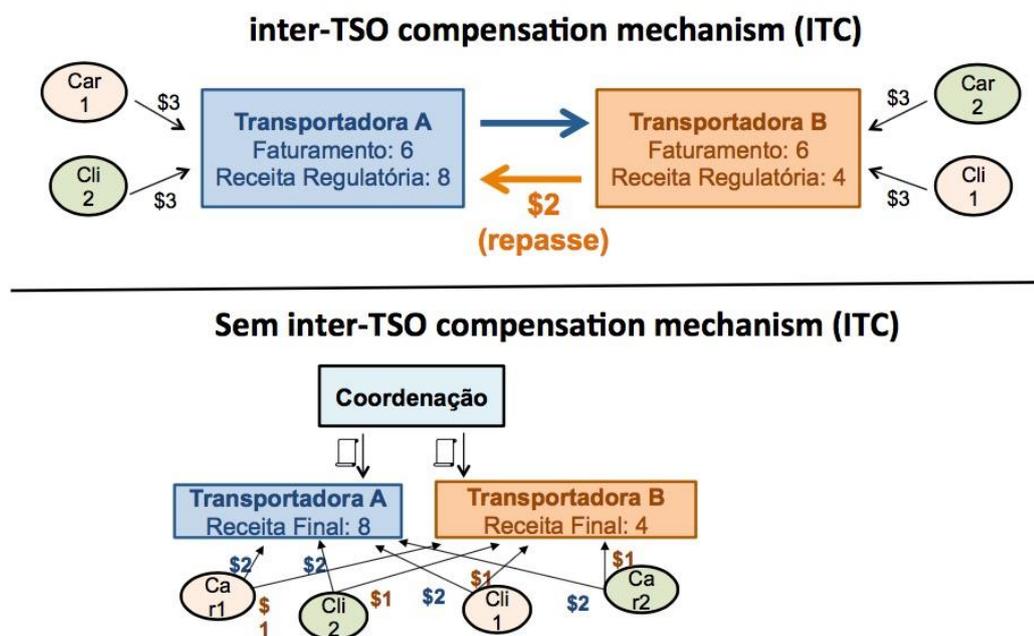
É importante ressaltar que, ao se estabelecer uma área de mercado ampliada, as tarifas de transporte podem não mais serem diretamente cobradas pelo transportador que está realizando o serviço de transporte, mas podem ser cobradas por outro transportador⁵¹. Várias alternativas de estrutura tarifária são possíveis, mas os pagamentos de tarifa de transporte para cada transportador deverão, em geral, ser diferentes dos seus custos. Por exemplo, se capacidades de entrada e saída são contratadas e pagas independentemente, o transportador que estiver a montante poderá auferir encargos de entrada, e o transportador a jusante encargos de saída, enquanto os transportadores localizados entre um e outro apenas recuperarão o valor de suas saídas, e não o valor relativo ao serviço do trânsito ("*transit service*"). Desse modo, é claro que para o estabelecimento de uma estrutura tarifária eficiente de entrada/saída, é necessário um mecanismo de compensação entre transportadores ("*inter-TSO Compensation mechanism*" - ITC).

É recomendada a implantação do ITC entre os transportadores, seguindo as regras de cooperação a serem disciplinadas pelos códigos comuns de rede, mas mesmo que não seja possível estabelecer o mecanismo de ITC desde um primeiro momento, a plataforma eletrônica *online* conjunta dos transportadores para a alocação de capacidade na área de mercado pode ser programada para "emular" o funcionamento do ITC, por meio da contratação de capacidade de transporte entre o carregador e vários transportadores, conforme a figura a seguir:

⁵⁰ Para uma discussão mais detalhada acerca das metodologias de cálculo de tarifas aplicáveis ao sistema de entrada/saída, ver ACER, "*Revised chapter on Cost Allocation and determination of the reference price of the draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures*", 2013, assim como ENTSOG, "*Supporting Document for Public Consultation on Initial Draft Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas*", 2014 e Hunt, "*Entry–exit transmission pricing with notional hubs. Can it deliver a pan-european wholesale market in gas?*", 2008.

⁵¹ ERGEG, "*Gas Regional Initiative - Region: South-South East -The opportunity and requirements to introduce a regional entry-exit tariff system - A preliminary study*", 2007.

Figura 15 – Compensações entre Transportadores (ITC) e Alternativa sem ITC



Fonte: Adaptação elaborada pela SCM/ANP, de Petrobras, “Modelo de Tarifação por Entrada e Saída: Faturamento do Transporte de Gás Natural”, 2017.

A Figura 15 mostra dois transportadores, com receitas regulatórias (Receita Máxima Permitida, conforme definição da Resolução ANP nº 15⁵², de 4 de outubro de 2013) de \$ 8 e \$ 4 (transportador A e B, respectivamente). Com o mecanismo de ITC, é possível estabelecer tarifas de transporte de entrada e saída a serem pagas por cada carregador diretamente ao transportador onde estes estão conectados (seja na injeção ou na retirada de gás natural do sistema de transporte) e a diferença entre a Receita Máxima Permitida de ambos ser compensada diretamente entre os transportadores.

Já sem o mecanismo de ITC, é necessário que a plataforma eletrônica de contratação de capacidade já apresente a cada carregador a subdivisão da tarifa (no exemplo, \$ 3) em contratações que serão feitas com cada transportador (dividindo a contratação em duas, no valor de \$ 2 com transportador A e \$ 1 com o transportador B).

IV.4 – Mitigação do “self-dealing”

Apesar da concorrência instituída pela Lei nº 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) na exploração e produção, do monopólio natural regulado no transporte e da natureza potencialmente competitiva da atividade de comercialização, há um monopólio de fato na comercialização de gás natural no Brasil, por meio de uma série de barreiras à entrada, tanto legais como advindas da estrutura do mercado.

Do ponto de vista da oferta, é mister destacar que todos os produtores privados no sistema integrado brasileiro vendem seu gás para a Petrobras antes da etapa do transporte, o que pode ser considerado uma consequência direta da ausência da obrigatoriedade de acesso aos dutos de escoamento de produção e unidades de processamento de gás natural. Portanto, a Petrobras é praticamente a única fornecedora⁵³ de gás natural ao mercado.

⁵² A Resolução ANP nº 15, de 4 de outubro de 2013, define Receita Máxima Permitida como “valor, expresso em Reais por ano (R\$/ano), que representa o total da receita bruta anual a que um Transportador tem direito pela prestação dos Serviços de Transporte, exceto pela prestação do Serviço de Transporte Interruptivo”.

⁵³ Uma exceção ao atual domínio da Petrobras no suprimento de gás natural no Brasil é a oferta realizada pela Parnaíba Gás Natural S.A. a usinas termelétricas no Estado do Maranhão, por meio de um sistema isolado.

Por sua vez, pelo lado da demanda, há um oligopsônio na compra de gás natural no atacado, ou seja, um grande poder de decisão na aquisição do gás está concentrado em poucos agentes. Apesar do grande número de distribuidoras estaduais (atualmente vinte e seis), apenas 5 (cinco) empresas atualmente têm poder de influenciar decisões sobre a aquisição de gás natural no atacado no Brasil: (i) a Petrobras, por meio das participações da Gaspetro e da BR Distribuidora, com direito a indicar os diretores comerciais em 20 (vinte) distribuidoras; (ii) a Shell, como acionista com o mesmo poder na Comgás; (iii) a Gas Natural Fenosa, como acionista da CEG, CEG Rio e da São Paulo Sul; (iv) a Cemig, como controladora da Gasmig; e (v) Furnas, como compradora do único contrato de um consumidor livre em vigor no Brasil.

Diante dos fatos apresentados, fica evidenciada a capacidade da Petrobras de praticar o *self-dealing*⁵⁴ nas distribuidoras nas quais possui participação, havendo um claro conflito de interesses. Por sua vez, a Shell, como a maior produtora privada do país, poderia exercer a mesma prática, uma vez viabilizado seu acesso até o *citygate* da Comgás. Portanto, a prática do *self-dealing* possui potencial prejudicial aos consumidores finais e, uma vez comprovada, configura uma prática anticoncorrencial, havendo o acesso, por parte do produtor verticalmente integrado, às condições comerciais das ofertas de gás de outros produtores e a utilização dessas informações para a precificação de seu gás natural de forma a favorecer sua oferta em detrimento de seus competidores, os quais deveriam acessar o mercado em igualdade de condições.

É possível concluir que o acesso isoladamente pode não resolver o problema estrutural do monopólio na comercialização de gás natural, já que grande parte do mercado consumidor “atacadista” continuaria a ter suas decisões de aquisição de gás natural controladas/influenciadas pelo atual incumbente ou novos ofertantes também verticalmente integrados, que poderiam priorizar a compra do seu(seus) gás(gases) em detrimento de outros fornecedores que não tenham essa estrutura verticalizada. A possibilidade de transações não públicas entre partes relacionadas para atendimento a um mercado cativo deve ser impedida a fim de proteger este mercado.

Portanto, resolver o problema do *self-dealing* pode ser considerado uma pré-condição, juntamente com o acesso obrigatório, para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil. Deste modo, para coibir e/ou limitar práticas de *self-dealing* pressupõe-se uma mudança estrutural na indústria, por meio da desverticalização completa, na qual o produtor não possui participação nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, viabilizando maior diversidade de agentes independentes.

Entretanto, a experiência internacional, sobretudo a europeia, demonstra que até chegar a esta medida extrema de alteração da estrutura do mercado, existem caminhos possíveis para essa transição, sendo a desverticalização funcional aquela considerada aderente a atual estrutura do mercado brasileiro, onde um conjunto de condições é requerido⁵⁵ para prover a independência das áreas comerciais e de operação das distribuidoras estaduais de gás canalizado. Importa destacar, por fim, que é requerido, neste período de transição, a obrigatoriedade da publicidade dos contratos de venda de gás natural para as distribuidoras, de modo a reduzir a assimetria de informação do mercado, facilitar a formação de preços e dar transparência às transações comerciais para atendimento ao mercado cativo.

Portanto, entende-se que a desverticalização funcional e a publicidade dos contratos de venda de gás natural para as distribuidoras estaduais devem constar na proposta de nova Lei do Gás, de modo a dar instrumentos à ANP para efetivar tal limitação e promover a concorrência na comercialização de gás natural no Brasil.

⁵⁴ *Self dealing* é caracterizado por transações comerciais entre partes relacionadas que possibilitam a capacidade de redirecionar valor das firmas para seus controladores, prejudicando investidores e consumidores.

⁵⁵ O Artigo 26 da Diretiva Europeia nº 2009/73/EC demonstra como os Estados-Membros da União Europeia foram orientados a implementar a Desverticalização Funcional naquele continente.

IV.5 – Leilões para suprimento das Distribuidoras Locais de Gás Canalizado

Além dos problemas advindos da possibilidade atual da ocorrência de *self-dealing*, é recomendável alterar o método pelo qual as distribuidoras adquirem gás natural de longo prazo a fim de promover efetiva concorrência entre os fornecedores. As transações bilaterais de longo prazo, método utilizado no mercado monopolizado atual, não serão capazes de assegurar as melhores condições para a aquisição de gás natural para atendimento ao mercado cativo. Ademais, é esperado que, com o desenvolvimento do mercado e novas opções de contratação, as distribuidoras venham a montar *portfólios* de contratos de longo, médio e curto prazos, a fim de melhor gerir as oscilações na demanda, além da entrada e saída de novos consumidores cativos e livres respectivamente.

Tendo em vista que deverá ser desenvolvida uma plataforma eletrônica provendo um *locus* para as transações comerciais de gás natural, primeiramente para corrigir desequilíbrios de curto prazo na rede de transporte e prover gás de *backup* para novos entrantes, esta plataforma também deve ser utilizada pelas distribuidoras, individualmente, para suas aquisições de gás natural de longo prazo em forma de leilão, bem como para ajustes de seus *portfólios*. Assim, haverá a garantia da participação de um maior número de agentes fornecedores, propiciando maior competição no suprimento e a transparência necessária na compra e venda de gás natural para atendimento ao mercado cativo. Desta forma, além de otimizar a aquisição de gás natural de longo prazo, estarão sendo criadas as condições para o desenvolvimento do mercado de gás natural, tendo a plataforma eletrônica como instrumento.

Os serviços de prover esta plataforma que possibilitará a compra e venda de gás natural em forma de bolsa no curto prazo e leilão no longo prazo, além da liquidação dessas transações poderão ser contratados via licitação pública pela ANP para quando vier a ser viabilizado o acesso efetivo de novos carregadores ao sistema de transporte.

Vale citar que, no passado, um outro mecanismo de leilão foi utilizado pela Petrobras para venda de gás natural de curto prazo, no qual as distribuidoras faziam lances de preço para adquirir gás acima dos seus respectivos volumes de *take-or-pay*. Tal sistemática, do ponto de vista econômico, consistiu na prática de discriminação de preços a fim de capturar os excedentes dos consumidores. Já o mecanismo de leilão acima proposto consiste exatamente no inverso, dadas as alterações na estrutura da indústria, no qual os fornecedores fariam os lances de preços, dados os volumes e prazos requeridos pelas distribuidoras, promovendo a concorrência entre os fornecedores e as melhores condições comerciais para a aquisição de gás natural pelas distribuidoras.

IV.6 – Aplicação da doutrina de instalações essenciais (“essential facilities doctrine”) para permitir acesso às unidades de processamento de gás natural, aos dutos de escoamento e aos terminais GNL

A doutrina das instalações essenciais (“*Essential Facilities Doctrine*” ou EFD) estabelece que o proprietário de uma instalação considerada “essencial” ou um “gargalo” (“*bottleneck*”) deve providenciar acesso a terceiro para esta instalação a um preço “razoável”. Ela deve ser compreendida como uma exceção aos princípios da economia de mercado e deve ser aplicada em situações que requerem que se regule o direito de propriedade.

A aplicação do conceito de *Essential Facilities* exige que existam dois mercados, usualmente denominados de *upstream* e *downstream*, onde uma firma atua em ambos os mercados (firma A) e a outra firma atua ou deseja atuar no mercado *downstream* (firma B). Para tal, a concorrente firma B deseja adquirir um bem ou serviço da firma A verticalmente integrada, mas tem seu pedido recusado. Neste caso, a EFD estabelece sob quais condições uma firma verticalmente integrada deveria ser obrigada a ofertar o bem ou serviço ao seu concorrente.

As aplicações das EFDs no mundo variam de acordo com os diversos regimes legais existentes. Elas podem variar em função dos tipos de instalações envolvidas e da estrutura

de mercado na qual elas se encontram inseridas, bem como em razão de quem estabelece que a instalação objeto deva ser considerada essencial. Para ilustrar estas diferenças, serão apresentadas como a EFD é aplicada nos Estados Unidos, onde tal conceito teve origem, bem como na União Europeia e Austrália.

De acordo com a doutrina norte-americana, existem 4 (quatro) requisitos que devem ser observados para a aplicação da EFD, quais sejam:

- i. Controle da instalação por um monopolista;
- ii. Incapacidade ou falta de razoabilidade em duplicar a instalação por parte de um concorrente;
- iii. A negativa de uso da instalação para um concorrente; e
- iv. A capacidade de efetivamente prover aos concorrentes acesso à instalação.

Com relação ao item (i), o ponto de partida para a verificação do requisito é se a firma, ou um conjunto de firmas atuando em conjunto como uma entidade única, que detém a propriedade da instalação em questão, possui poder de monopólio no mercado relevante ou não.

Já com relação ao item (ii), para uma instalação ser considerada “essencial” ela não precisa ser necessariamente indispensável, sendo suficiente para a aplicação da EFD que a duplicação da instalação seja economicamente inviável e a negativa de acesso prejudique fortemente os potenciais novos entrantes no mercado. Além disso, o acesso à instalação deve ser essencial para concorrência, isto é, que a instalação constitua um meio para que o interessado no acesso possa concorrer com o proprietário da instalação (o monopolista). Este acesso à instalação só deverá ser considerado essencial caso esta recusa de acesso pelo monopolista mostrar-se fundamental para a sua estratégia de impedir a concorrência no mercado alvo.

A negativa de uso da instalação para um concorrente, Item (iii), pode ser considerado por si só como o elemento central para a aplicação da EFD, uma vez que, se não houver rejeição de acesso, o problema nem existiria. Um ponto que deve ser mencionado aqui é que a negativa de acesso deve ser prejudicial à concorrência, levando a uma ineficiência econômica, o que significa dizer que concorrentes tão ou mais eficientes não são capazes de ocupar algum lugar no mercado, que poderia levar a um resultado mais eficiente, seja em termos de preço, ou em termos de qualidade na prestação do serviço.

A respeito do item (iv) é necessário ressaltar que, como regra geral, qualquer firma é livre para contratar com quem desejar e a legislação de defesa da concorrência e a regulação setorial não pode determinar o compartilhamento ou acesso a uma infraestrutura a partir da aplicação da EFD que torne impraticável ou prejudique o proprietário da instalação no atendimento aos seus clientes de forma satisfatória, afetando negativamente o mercado desta forma. Contudo, cabe ressaltar que em alguns casos é exigido que o proprietário da infraestrutura demonstre que a recusa de acesso aos seus concorrentes é justificável do ponto de vista comercial, ou seja, não pode ser uma negativa de acesso imotivada.

Com relação à União Europeia, a EFD encontra-se sendo desenvolvida com base no Artigo 102 (antigo Artigo 82) do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TCE)⁵⁶, abaixo transcrito:

“É incompatível com o mercado interno e proibido, na medida em que tal seja susceptível de afectar o comércio entre os Estados-Membros, o facto de uma ou mais empresas explorarem de forma abusiva uma posição dominante no mercado interno ou numa parte substancial deste.

Estas práticas abusivas podem, nomeadamente, consistir em:

a) Impor, de forma directa ou indirecta, preços de compra ou de venda ou outras condições de transacção não equitativas;

⁵⁶ A atuação antitruste na União Europeia se fundamenta essencialmente nos Artigos 101 a 106 do TCE.

b) Limitar a produção, a distribuição ou o desenvolvimento técnico em prejuízo dos consumidores;

c) Aplicar, relativamente a parceiros comerciais, condições desiguais no caso de prestações equivalentes colocando-os, por esse facto, em desvantagem na concorrência;

d) Subordinar a celebração de contratos à aceitação, por parte dos outros contraentes, de prestações suplementares que, pela sua natureza ou de acordo com os usos comerciais, não têm ligação com o objecto desses contratos.”

De acordo com a legislação europeia, é vedado o abuso de posição dominante dentro do mercado comum europeu. Assim sendo, uma negativa de negociação (ou acesso) pode ser considerada abuso de posição dominante de acordo com o Artigo 102.

O primeiro caso analisado pela Corte de Justiça Europeia referente à uma negativa de negociação foi o caso da *Commercial Solvents*⁵⁷. Porém, a corte não fez uso do termo “*Essential Facilities*” em sua decisão. A primeira decisão da Corte de Justiça Europeia (CJE) a usar o termo foi *Sea Containers vs. Stena Sealink*⁵⁸. Neste caso a Comunidade Europeia decidiu que uma empresa que ocupa uma posição dominante no acesso a uma instalação essencial e por ela própria utilizada, e que recusa o acesso a terceiros a essa instalação imotivadamente ou permite acesso aos seus concorrentes em condições menos favoráveis do que ela dá a si própria, violou o Artigo 86 (atual Artigo 106) do TCE.

Apesar da menção explícita ao termo “*Essential Facilities*” no caso *Sea Containers vs. Stena Sealink*, é no caso *Oscar Bronner GmbH & Co. KG vs. Mediaprint*⁵⁹ onde a CJE se aproximou pela primeira vez do reconhecimento da existência da EFD na jurisdição da União Europeia.

Com base em decisões proferidas pela CJE, uma empresa dominante possui, em alguns casos, o dever de ofertar acesso se a negativa de negociação causar efeitos significativos sobre a concorrência. Quando o cliente é também concorrente da firma dominante em algum mercado, geralmente o mercado a jusante (*downstream*) do local no qual ocorreu a recusa de prover o serviço, o efeito na concorrência depende dos seguintes fatores:

- i. Se o comprador pode obter os bens ou serviços em outros lugares;
- ii. Se existem outros concorrentes no mercado a jusante; e
- iii. A importância que os bens ou serviços possuem para a continuidade do negócio do comprador.

Se o comprador tem outra fonte satisfatória de fornecimento, se os bens ou serviços não são essenciais, ou se mais um competidor não irá aumentar significativamente a concorrência, a aplicação da legislação antitruste não deve obrigar a empresa dominante a fornecer (LANG, 1994). No entanto, se a recusa de negociação ou de acesso, na prática, por parte da sociedade dominante representar que um dos seus poucos concorrentes se veja forçado a sair do mercado, a lei antitruste da Comunidade Europeia estabelece que a empresa dominante deve permitir acesso não discriminatório ou fornecer o serviço ao solicitante em igualdade de condições. Ou seja, o acesso a uma instalação é “essencial” quando a recusa exclua todos ou a maioria dos concorrentes do mercado (LANG, 1994).

Na Austrália, o desenvolvimento da EFD se baseia no *National Competition Policy Review Report* (COMMONWEALTH OF AUSTRALIA, 1993), ou “Hilmer Report”, o qual recomendou que os seguintes critérios deveriam ser atendidos pelo governo para declarar o direito de acesso pp. 250-253):

⁵⁷ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:61973CJ0006> (Acessado em: 12 de setembro de 2016).

⁵⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:31994D0019> (Acessado em: 12 de setembro de 2016).

⁵⁹ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:61997CJ0007> (Acessado em: 12 de setembro de 2016).

- i. O acesso à instalação em questão é essencial para permitir a concorrência efetiva numa atividade a jusante ou a montante.
- ii. A tomada da decisão é do interesse público, tendo em conta:
 - a. a importância da indústria para a economia nacional; e
 - b. o impacto esperado na competitividade nacional decorrente de uma concorrência efetiva na indústria em questão;
- iii. Os legítimos interesses do proprietário da instalação devem ser protegidos por meio da imposição de uma taxa de acesso e outros termos e condições que sejam justos e razoáveis, incluindo o reconhecimento das necessidades atuais e futuras do proprietário para a capacidade das instalações, a fim de evitar comportamentos oportunistas (*free rider* e risco moral) que inibam investimentos sob o princípio da livre iniciativa.

É importante frisar que o acesso ou a obrigação de negociação deve ser essencial para o solicitante, ao invés de meramente conveniente (item [i]).

Além disso, esses critérios devem ser satisfeitos em relação a grandes projetos de infraestrutura (item [ii]), tais como: redes de transmissão de eletricidade, gasodutos de transporte, terminais aquaviários, ferroviárias, rodovias, portos etc., mas não em relação a produtos, processos de produção ou a maioria das outras instalações comerciais. Embora definir com precisão a natureza das instalações e atividades econômicas que enquadram em todos estes requisitos seja uma tarefa potencialmente complexa, uma característica frequente é o envolvimento do governo nessas atividades, seja como financiador ou acionista ou regulador. Deve pesar, também, na tomada de decisão acerca da imposição da obrigatoriedade de acesso o fato que tal ação pode se tornar um desincentivo à realização de novos investimentos de infraestrutura (item [iii]).

Os três exemplos acima - dos Estados Unidos, a UE e a Austrália – visam ilustrar algumas das diferenças entre EFDs. Estas diferenças podem ter várias origens, incluindo os diferentes graus de integração, histórico de propriedade e de regulamentação, e as ponderações dos objetivos da política de defesa da concorrência.

Com base no exposto, pode-se observar que as unidades de processamento de gás natural, os dutos de escoamento e os terminais GNL podem ser eventualmente enquadrados como EFDs, pois o acesso aos terminais de liquefação e regaseificação de gás natural e UPGNs constituem elementos acessórios relevantes de uma infraestrutura de monopólio natural (transporte) e, pode ser fator limitante à concorrência.

A EU considera os terminais de regaseificação de gás natural como instalações reguladas, por serem instalações acessórias a malha de transporte de gás natural, porém sujeitas à exceção ao acesso, sob as seguintes condições:

- a) o investimento pode aumentar a competição no fornecimento de gás e incrementar a segurança do suprimento;
- b) o grau de risco associado ao investimento é tal que o investidor só o realizará caso a exceção ao acesso seja declarada;
- c) a titularidade da infraestrutura deve ser, pelo menos, de empresa juridicamente separada do Operador do Sistema de gasodutos aos quais o terminal será interligado;
- d) as tarifas devem ser pagas pelos usuários das infraestruturas;
- e) a exceção não pode ser estabelecida em detrimento à competição, ao efetivo funcionamento do mercado de gás ou ao funcionamento eficiente do sistema regulado aos qual à infraestrutura está conectada.⁶⁰

É importante ressaltar que tais exceções são temporárias e podem ser revogadas a qualquer tempo, caso as condições supracitadas não se mantenham.

⁶⁰https://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/wpgas/session/1st_Session_Group_Experts_on_gas/3_-_Chapter_3_LNG_Study.pdf - (Acessado em: 05 de março de 2017).

V – Programa de “Gas Release”⁶¹

Programas de venda obrigatória de gás natural (ou “Gas Release”) podem ser desenhados para superarem o problema da ausência de acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte, especialmente nas etapas iniciais de abertura do mercado e, portanto, podem desempenhar o papel de dinamizador do processo de introdução da concorrência na indústria do gás natural.

Em mercados onde existem diversas fontes de suprimento e produtores, bem como rotas de transporte alternativas, tais programas não necessitariam de serem aplicados. Por outro lado, onde existem poucas fontes de suprimento ou quando estas fontes se encontram sobre o controle de um agente dominante por meio de contratos de longo prazo (na ausência de um mercado secundário) é improvável o desenvolvimento de mercados concorrenciais, sendo a adoção de tais programas uma das alternativas⁶² para que novos entrantes possam obter acesso a fontes de oferta ou capacidade de movimentação de seus produtos.

Este tipo de regulação foi implantado pela primeira vez no Reino Unido em 1992, com o objetivo de reduzir a participação de mercado de 60% detido pela British Gas no segmento industrial e comercial entre 1992 e 1995. Desde então, os programas de *Gas Release* têm sido usados para promover a concorrência em países e regiões onde existe um monopólio ou oligopólio bem estabelecido. Na Espanha, desde janeiro de 2003 a legislação exige que o suprimento por parte de um único supridor não pode representar mais de 70% do consumo total no país. Na Itália, o Decreto nº 164/2000 estabeleceu que, durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2003 a 31 de dezembro de 2010, as vendas aos consumidores finais por um único supridor não poderiam representar mais do que 50% do consumo doméstico anual de gás. Além disso, desde 1º de janeiro de 2002 nenhum supridor poderia injetar individualmente na rede de transporte italiana volume que representasse mais de 75% do consumo doméstico anual de gás, percentual este que deveria se reduzir em 2% ao ano, até chegar a 61% em 31 de dezembro de 2010 (CHATON, Corinne et. al., 2010).

Com objetivo semelhante, os programas de venda obrigatória do gás natural foram implementados em inúmeras fusões e aquisições nos mercados de gás analisadas pelas autoridades concorrenciais europeias, com destaque para os casos E.ON/MOL⁶³ e DONG/Elsam/E2.^{64, 65}

No processo de aprovação da fusão E.ON/MOL pelas DG-Competition⁶⁶, a companhia alemã comprometeu-se a implementar um programa de gás release com 8 leilões anuais,

⁶¹ Esta seção se baseia no documento “*Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development*” (EFET, 2003) e no artigo “*Gas Release and Transport Capacity Investment as Instruments to Foster Competition in Gas Markets*” (CHATON, Corinne et. al., 2010).

⁶² A separação (“*Unbundling*”) total entre as atividades de transporte e comercialização pode reduzir a necessidade de adoção de programas de *Gas Release* uma vez que as pressões do mercado sobre os agentes comercializadores os incentivam a não reter capacidade de transporte ou não vender toda a sua mercadoria, o que fomenta o surgimento de mercados secundários de gás natural e/ou capacidade de transporte. Entretanto, mesmo em mercados onde se observa esta separação de atividades é possível haver circunstâncias de efetivo poder de monopólio por um agente (por exemplo, o controle sobre uma fonte de suprimento em combinação com um mercado pouco líquido) que demandaria a adoção de um programa de *Gas Release* para incrementar a oferta de gás natural ao mercado.

⁶³ http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3696_20051221_20600_en.pdf (Acessado em: 25 de abril de 2017).

⁶⁴ http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3868_20060314_20600_en.pdf (Acessado em: 25 de abril de 2017).

⁶⁵ Existem situações, no entanto, em que no curso do processo de análise de um ato de concentração os remédios propostos pelas partes envolvidas dispensam a adoção de programa de *Gas Release*, como no caso da GDF/Suez (http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4180_20061114_20600_en.pdf, acessado em: 25 de abril de 2017), o que demonstra que a sua adoção depende de uma análise caso a caso.

⁶⁶ DG-Competition é a autoridade supranacional europeia responsável pela defesa da concorrência.

por um período de 9 anos (2006-2015), além de oferecer ao mercado a metade do volume contratado pela MOL WMT, incumbente com posição dominante no mercado atacadista, objeto da fusão com a MOL E&P, que se manteve societariamente independente da E.ON. O programa de leilões disponibilizou aproximadamente 1 bcm por ano de gás natural ao mercado, montante similar à redução anual média do contrato de suprimento com a MOL E&P. Desta forma, o programa de gas release proposto disponibilizou à terceiros algo em torno de 14% do volume consumido no mercado húngaro quando da sua implementação (Bartok *et al*, 2006).

Dentre as características dos programas de *Gas Release* bem-sucedidos aplicados em outros mercados, merece destaque as seguintes (EFET, 2003):

- Ampla publicidade dos termos e condições do programa, sendo dada aos agentes do mercado a oportunidade de comentar sobre tais termos e condições antes de serem finalizados para assegurar que o programa de liberação atingirá os seus objetivos;
- As condições de crédito e exigências financeiras não devem restringir indevidamente a participação de novos entrantes, especialmente os de menor porte;
- As condições de pagamento devem refletir os procedimentos normais de mercado ou serem isonômicas em relação às condições dos contratos vigentes dos agentes já estabelecidos;
- O volume de gás liberado precisa ser significativo em comparação com o tamanho da carteira do agente já estabelecido, assim como devem ser oferecidos volumes em parcelas pequenas o suficiente para atrair empresas de menor porte;
- O gás natural deve ser tornado disponível em mais de um ponto de entrada na rede de transporte ou nos mesmos pontos de entrada onde o agente dominante injeta maior parte do seu gás no sistema. Isto reduz a possibilidade de que o regime de acesso ao transporte limite a concorrência em uma região específica ou segmento de mercado, além de garantir que os novos entrantes enfrentem os mesmos riscos físicos e operacionais do titular, compartilhando os mesmos pontos de entrada;
- Capacidade de transporte referente ao volume de gás liberado deve ser disponibilizada simultaneamente nos pontos relevantes no sistema de transporte;
- O *Gas Release* deve se basear no portfólio de oferta do agente dominante, não apenas a campos ou contratos específicos. O detentor de um portfólio é capaz de gerenciar o risco operacional a partir da sua capacidade de alternar as fontes físicas de suprimento de gás natural. Dessa forma, se o gás liberado for associado a um campo ou contrato específico, o agente dominante possui o incentivo de fazer uso de campos ou contratos com os piores desempenhos operacionais de sua carteira, o que teria um impacto adverso sobre novos entrantes e seus clientes;
- O gás vendido deve ser em base firme, podendo ser disponibilizado volumes adicionais de gás natural em base interruptível caso o mercado assim solicitar;
- Não deve existir restrição para que o gás vendido (e capacidade de transporte) possa ser livremente negociável no mercado secundário;
- Procedimentos de solicitação e programação devem permitir que os compradores do gás liberado possam solicitar a programação do transporte diretamente ao transportador, atuando estes em nome do titular (o vendedor do gás), que deve preservar confidencialidade dos compradores. Embora o titular ainda seja capaz de conhecer os fluxos agregados no âmbito do programa de *Gas Release*, este não poderá identificar o comportamento individual dos compradores bem sucedidos, algo que o vendedor seria capaz se fosse o responsável pelas solicitações junto ao transportador;
- As autoridades reguladoras devem avaliar o sucesso de cada etapa do programa e tomar medidas para alterar os termos e condições para assegurar que eles contribuam ativamente para o desenvolvimento da concorrência no mercado.

As experiências de aplicação dos programas de *Gas Release* destacam a importância do desenho dos mecanismos de leilão através do qual tais programas são implantados, em particular, o processo pelo qual o preço, a quantidade e a sua duração são determinados.

No caso do Brasil, a partir da experiência internacional propõe-se que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) fique encarregada de definir o prazo e a forma de aplicação de programas de *Gas Release*, os quais podem incluir a previsão de liberação de capacidade de transporte por parte do agente dominante, devendo tal atribuição constar expressamente em lei por meio de alteração legal. Neste sentido, deve estar previsto que a ANP atuará de maneira coordenada com órgãos governamentais que compõem o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), a saber, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade (vinculado ao Ministério da Justiça) e a Secretaria de Acompanhamento Econômico – Seae do Ministério da Fazenda.

VI – Harmonização entre os setores do gás natural e energia elétrica

Apesar dos setores do gás natural e energia elétrica possuírem peculiaridades e graus de maturidade distintos, ambos guardam relevante correlação entre si, visto que o agente gerador de energia elétrica que utiliza gás natural como combustível é considerado um grande consumidor de energia elétrica.

Ambos setores possuem cadeias de valor que abrangem diversas atividades e agentes econômicos de elevada importância no cenário econômico e são fundamentais para o fornecimento de energia para seus consumidores finais e para outros segmentos do mercado.

Desta forma, qualquer interferência ou risco que um desses setores cause sobre o outro pode acarretar impacto na oferta de energia em países com elevada participação de fontes não renováveis na sua matriz energética.

Como condição básica para que haja a harmonização entre os setores do gás natural e energia elétrica os instrumentos legais e as regulamentações específicas deve promover a transparência, estabilidade, interoperabilidade, padronização operacional e acessibilidade em ambos os setores. É indispensável, em complemento ao regramento apropriado, que os planejamentos sejam estabelecidos de forma integrada, de modo que a operação e a expansão das infraestruturas envolvidas agreguem ganhos para ambos os setores ou, ao menos, minimizem o surgimento de obstáculos para os seus desenvolvimentos.

Convém destacar que a plena harmonização entre os setores em tela é um desafio e dificilmente poderá ser alcançada, dado que em algumas situações os agentes de ambos os setores podem possuir interesses distintos ou conflitantes. Se por um lado a geração termelétrica por usinas que utilizam grandes quantidades de gás natural importado pode contribuir para a manter os níveis dos reservatórios de hidrelétricas em alta, por outro pode contribuir para o aumento da complexidade na contratação e na operação de regaseificação das cargas de gás natural liquefeito importado, ou mesmo contribuir para o surgimento de gargalos na prestação do serviço de transporte de gás natural. Nem sempre o período de despacho das usinas termelétricas que utilizam gás natural importado como combustível coincide com a ocasião em que o preço do GNL no mercado spot está com tendência de baixa.

A abordagem para se alcançar a harmonização entre os setores do gás natural e energia elétrica pode ser dividida em três fases distintas:

- I. Na fase de planejamento da construção ou ampliação de gasodutos de transporte e de instalações integrantes do setor de energia elétrica;
- II. Na fase de outorga da concessão ou autorização das instalações de transporte de gás natural e de instalações integrantes do setor de energia elétrica; e
- III. Durante a fase de operação das supracitadas instalações.

Atualmente o instrumento utilizado para planejamento da construção ou ampliação de gasodutos visando atender tanto os consumidores termelétricos como não termelétricos é o

Plano de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT) de gás natural, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com base nos estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em atendimento ao disposto no Decreto Regulamentador nº 7.382/2010.

A ausência da caracterização dos gargalos de suprimento de energia elétrica e gás natural no PEMAT dificulta a escolha do melhor local para implantação de usinas termelétricas a gás natural. Atualmente o PEMAT não sinaliza onde e quando podem ser construídos projetos de termelétricas atuando como âncora para expansão da rede de gasodutos. Existe incerteza acerca das ferramentas computacionais utilizadas como apoio ao planejamento integrado realizado no PEMAT.

O projeto de uma usina termelétrica a gás natural e de suas instalações auxiliares (gasoduto/ponto de entrega e linha de transmissão/subestação) depende da publicidade de informações básicas, tais como o estudo que indique:

- I. O horizonte de tempo que cada empreendimento de usina termelétrica a gás natural deve estar construído para atender a demanda de energia;
- II. A capacidade de geração das novas usinas termelétricas a gás natural necessárias para atender a demanda de consumo de energia elétrica prevista para o horizonte considerado;
- III. A melhor localização de uma nova termelétrica;
- IV. O traçado mais otimizado da sua linha de transmissão; e
- V. O traçado mais otimizado de seu gasoduto;

Cabe destacar que o efetivo planejamento integrado dos setores em tela deve ser considerado como um pré-requisito para que no futuro sejam realizados leilões integrados coordenados pela ANEEL e ANP, tais como leilões integrados Linha de Transmissão-UTE-Gasoduto e leilões de instalações integradas de Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) com geração de energia na modalidade Gas to Wire (GTW).

Com relação à fase de outorga da concessão ou autorização das instalações integrantes dos setores do gás natural e energia elétrica, merecem destaque as seguintes ações;

- I. Aprimorar conjuntamente (ANEEL e ANP) o regramento que trata da penalidade por conta da falha na geração de energia elétrica em razão do não suprimento de gás natural, considerando que atualmente a Lei nº 9847/1998 já trata das penalidades e infrações aos agentes integrantes da indústria do petróleo e gás natural;
- II. Aprimorar o regramento que trata do reajuste do preço da energia elétrica de modo a apurar em base mensal os preços do gás natural para fins de ajuste nas parcelas fixa e variável das termelétricas sujeitas a volatilidade do preço do gás natural importado;
- III. Adotar prazos menores e iguais nos instrumentos PPA (Power Purchase Agreement) e GSA (Gas Supply Agreement) de modo a reduzir a percepção de risco de volatilidade do preço do gás natural utilizado como combustível de termelétricas;
- IV. Implantar, no âmbito do Cadastramento e a Habilitação Técnica de termelétricas movidas a gás natural nacional, um procedimento de comprovação de recursos e reservas de gás natural utilizados como combustível, baseado em documentos aprovados pela ANP em atendimentos às Resoluções ANP nºs 30/2014 e 47/2014, tais como Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR), Plano de Desenvolvimento (PD) e Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD); Atualmente há necessidade de comprovação de reservas de gás natural para geração a plena carga durante praticamente todo o horizonte previsto no instrumento PPA, constituindo um desafio, tanto para o agente produtor como para a ANP, comprovar a disponibilidade; e
- V. A inclusão do gás *onshore* na relação de fontes incentivadas de Geração Distribuída de energia elétrica, visando reduzir o desperdício com emissão de gás para a atmosfera, aumentar vida produtiva dos poços e prolongar o pagamento de participações governamentais.

Durante a fase de operação das instalações integrantes dos setores do gás natural e energia elétrica, merecem destaque as seguintes ações;

- I. Ampliar a transparência de dados e informações entre os agentes de mercado dos dois setores, seus órgãos de controle e os consumidores envolvidos;
- II. Aprimorar os modelos matemáticos implementados na formulação do problema de despacho de usinas termelétricas considerando a volatilidade do preço do gás natural utilizado como combustível e a disponibilidade da produção de gás associado;
- III. Implementar um procedimento de horizonte rolante para comprovação, junto à ANP da disponibilidade de gás natural de origem nacional para utilização como combustível de termelétrica para, no mínimo, mais sete anos, até o final do período de suprimento estipulado no instrumento PPA;
- IV. Aplicar um regime de balanceamento adequado ao sistema de transporte no qual uma usina termelétrica seja um dos consumidores atendidos por pontos de entrega de gás natural.
- V. Viabilizar a utilização futura de infraestruturas de estocagem de gás natural para conciliar a armazenagem de gás natural visando gerenciar o custo com “take or pay” do setor de gás, com as diversas características de operação (base, ponta, emergenciais, dentre outras) de termelétricas a gás natural.

A ações acima relacionadas contribuirão para uma melhor alocação de riscos entre os agentes dos setores de gás natural e de geração termelétrica, contribuindo para o desenvolvimento de ambos setores.

Convém destacar que as transações de gás natural que suportarão o fornecimento de volumes de gás natural contratados para agentes de geração de energia elétrica envolvem o setor público com possibilidade de impactos significativos para a coletividade. Este é o caso do processo de contratação de gás natural para efetivar o compromisso assumido pelos agentes de geração de energia elétrica na fase de Cadastramento e a Habilitação Técnica de termelétricas movidas a gás natural nacional, em que a contratação com base em horizonte rolante agrega maior segurança no suprimento.

Entretanto, convém destacar que a comprovação de origem e caracterização de reservas que suportarão o fornecimento de volumes de gás natural contratados, na forma atualmente disposta na Lei do Gás e em seu decreto regulamentador, merece ser reavaliado, nesse momento que o marco legal da indústria está sendo rediscutido.

Importante destacar que é a atribuição da ANP de informar a origem e a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados, conforme os parágrafos 1º e 2º do Artigo 47 da Lei 11.909, de 04 de março de 2009, transcrito abaixo:

“Art. 47. Ressalvado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal, a comercialização de gás natural dar-se-á mediante a celebração de contratos registrados na ANP.

§ 1º Caberá à ANP informar a origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados.

§ 2º A ANP, conforme disciplina específica, poderá requerer os dados referidos no § 1º deste artigo do agente vendedor do gás natural.”

Tal atribuição é refletida no Decreto 7.382, de 02 de dezembro de 2010, com a inserção sublinhada no parágrafo 1º:

“Art. 66. Ressalvado o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição, a comercialização de gás natural dar-se-á mediante celebração de contratos registrados na ANP.

§ 1º Caberá à ANP informar a origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural contratados, quando solicitado pelo adquirente à época da contratação.

§ 2º A ANP, conforme disciplina específica, poderá requerer do agente vendedor do gás natural os dados referidos no § 1º.

§ 3º A atividade de comercialização de gás natural de que trata o caput, definida no inciso XII do art. 2º, somente poderá ser realizada por agente registrado na ANP, nos termos de sua regulação.”

Primeiramente, cabe distinguir a caracterização, termo utilizado na Lei, da comprovação das reservas, atividade típica de certificadoras, o que não compete à ANP.

Reservas são recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data. A Resolução ANP nº 47, de 03/09/2014, aprovou o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás natural, definindo os termos relacionados com os recursos e reservas e estabelecendo diretrizes para a elaboração do Boletim Anual de Recursos e Reservas.

Anualmente a ANP publica relatório informando as reservas 1P (provadas), as reservas 3P (provadas + prováveis + possíveis) e os recursos contingentes estimados para os campos na fase de produção, com base nos dados declarados pelos operadores. A publicação é feita consolidando os dados apenas por ambiente (mar e terra) e bacia sedimentar, sem abrir informações detalhadas por operadores.

Portanto, resta claro que à ANP não cabe a atribuição de comprovação de reservas de gás natural a serem comercializados, interpretação comum porém equivocada do Artigo 47 da Lei do Gás. Ademais, informar tão somente a caracterização das reservas, além de utilizar um termo amplo e vago, não é assegurar sua existência ou disponibilidade e, desta forma, não acrescenta nenhuma segurança de suprimento ao comprador do gás; e menos ainda se pode inferir sobre a segurança do suprimento a partir da informação de origem do gás, ambas declaradas pelo agente vendedor e repassadas pela ANP ao comprador, conforme descrito na Lei.

Este procedimento traz consigo uma contradição que é agravada pela inserção adicionada ao Parágrafo 1º do Decreto: “quando solicitado pelo adquirente à época da contratação”. Em um mercado bilateral como o atual, há a interface direta entre compradores e vendedores, portanto tal procedimento se revela burocrático além de ineficaz no seu objetivo. Em um mercado com maior liquidez, como se objetiva para o futuro, esta tarefa se torna não só inócua, o que já o é, como também impossível, uma vez que se pretende que uma parte cada vez maior das transações comerciais ocorram em plataforma eletrônica, dificultando, de acordo com a liquidez no mercado, a possibilidade de identificação direta entre os compradores e vendedores envolvidos em uma determinada transação.

Desta forma, entende-se que este procedimento, atualmente refletido no Artigo 47 da Lei do Gás, no Artigo 66 de seu Decreto Regulamentador e, por fim, na Resolução ANP nº 52/2011, deve ser retirado quando da revisão do marco legal da indústria, e a segurança de suprimento nas transações comerciais de gás natural entre agentes privados, sejam bilaterais ou por meio de plataforma eletrônica, deve ser regida em instrumentos contratuais nas suas cláusulas de penalidades por falha de fornecimento e retirada, além das cláusulas de solução de controvérsias; não cabendo à ANP qualquer responsabilidade nestas transações comerciais entre partes privadas.

VII – Considerações finais

A presente Nota Técnica teve o objetivo de fundamentar a consolidação das propostas da SCM/ANP acerca de um novo desenho para a indústria do gás natural, levando em consideração as diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética, as quais foram apreciadas pelos representantes da SCM/ANP nos subcomitês temáticos que serviram de suporte técnico à tomada de decisão dos membros do Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil (CT-GN), instituído pela Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

Desta forma, e considerando o objetivo estratégico da ANP de contribuir com a formação de políticas públicas e aprimorar a regulamentação da indústria, incentivando o investimento, a concorrência e o aumento da produção do gás natural, este documento consolida o entendimento da SCM/ANP acerca de um novo desenho para a indústria do gás natural, levando em consideração as diretrizes emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética.

As propostas preveem uma transição do modelo de organização atual da indústria do gás natural para um novo modelo onde as principais questões envolvendo os mecanismos de mercado a serem criados possam ser devidamente estudadas e aprofundadas ao longo do “caminho para a maturidade”.

Neste sentido, merece destaque a proposta relativa à coordenação da operação e da contratação de capacidade conjunta pelos transportes que atuam em uma mesma área de mercado, e a sucessiva diminuição do número de áreas de mercado para que se possa atingir o objetivo de maximizar a liquidez, tanto dos mercados de capacidade de transporte quanto o de comercialização de gás natural.

Outros pontos relevantes são: (i) a busca pela efetiva independência e autonomia dos transportadores, por meio da desverticalização e da gestão coordenada por Códigos Comuns de Rede; (ii) a vedação ao *self-dealing* com vistas à promoção da concorrência no segmento do suprimento de gás natural; e (iii) o acesso de terceiros às infraestruturas consideradas essenciais para que não barreiras à entrada de agentes ao elo de transporte de gás natural.

No que tange a providências para a correção de problemas relacionados à ausência de acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte, salienta-se a proposição de que a ANP fique encarregada da definição e da aplicação de programas de *Gas Release*, os quais podem incluir a previsão de liberação de capacidade de transporte por parte do agente dominante.

VIII – Bibliografia

ACER (2015). *European Gas Target Model - review and update*.

_____ (2013). *Revised chapter on Cost Allocation and determination of the reference price of the draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures*.

AGGM (2017). *Market Model*, Disponível em: <http://www.aggm.at/en/legal-framework/market-model>, Acesso em 02 de maio de 2017.

ANP (2011a). *Autorização da Atividade de Comercialização de Gás Natural dentro da esfera de competência da União e Registro de Agente Vendedor e de Contratos de Comercialização*. Nota Técnica nº 010/2011-SCM, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP.

_____ (2011b). *Análise da Regulamentação, da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação dos Preços do Gás Natural no Brasil*. Nota Técnica Conjunta nº 001/2011-CDC-SCM, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP.

- BARINGA (2015). *The benefits of TTF liquidity*.
- BARTOK et alii. (2006). *A combination of Gas Release Programmes and Ownership Unbundling as a Remedy to a Problematic Energy Merger: E.ON / MOL*.
- CEER (2016). *Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package*.
- CHATON, C. et alii. (2010). *Gas Release and Transport Capacity Investment as Instruments to Foster Competition in Gas Markets*.
- COMMONWEALTH OF AUSTRALIA (1993). *National Competition Policy Review*.
- COPENHAGEN ECONOMICS (2011). *Design of Market for Balancing of the Gas System - Part of the whole sale gas market or separate market?.*
- DNV KEMA (2013). *Study on Entry-Exit Regimes in Gas*.
- DOOD, R. (2012). *Markets: Exchange or Over-the-Counter*, Finance and Development - International Monetary Fund.
- EFET (2003). *Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development*.
- ENGIE (2017). *Apresentação Workshop Natural Gas Transmission & Storage*.
- ENTSOG (2014). *Supporting Document for Public Consultation on Initial Draft Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas*.
- ERGEG (2007). *Gas Regional Initiative - Region: South-South East -The opportunity and requirements to introduce a regional entry-exit tariff system - A preliminary study*.
- FNB GAS (2017). *Market areas*, Disponível em: <http://www.fnb-gas.de/en/transmission-systems/market-areas/market-areas.html> , Acesso em: 02 de maio de 2017.
- GASPOOL (2014). *Apresentação Hub design and third party access in Germany*.
- GÓMEZ-IBÁÑEZ, J. A. (2003). *Regulating Infrastructure - Monopoly, Contracts, and Discretion*.
- HEATHER, P. (2015). *The evolution of European traded gas hubs*, OIES Paper NG 104.
- _____ (2010). *The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain*, OIES Paper NG-44.
- HALLACK, M. (2016). *Os tempos e os desafios das escolhas atuais da indústria de gás natural no Brasil*. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2016/09/21/os-tempos-e-os-desafios-das-escolhas-atuais-da-industria-de-gas-natural-no-brasil> , Acesso em: 02 de maio de 2017.
- HALLACK, M.; VAZQUEZ, M.; GLACHANT, J.M. (2013). *Building competitive gas markets in the EU*.
- HARRIS, D.; BROWN, T.; MASSOLO, A. (2013). *International Experience In Pipeline Capacity Trading*. The Brattle Group.
- HUNT, P. (2008). *Entry–exit transmission pricing with notional hubs. Can it deliver a pan-european wholesale market in gas?.*
- IEA (2012), *Oil & Gas Security - Emergency Response of IEA Countries*.
- INVESTOPEDIA (2017). *Over the counter market*, Disponível em: <http://www.investopedia.com/terms/o/over-the-countermarket.asp> , Acesso em: 02 de maio de 2017.
- MOSELLE, B.; WHITE, M. (2011). *Market design for natural gas: the Target Model for the Internal Market*, LECC.

- OECD/IEA (2012). *Gas Pricing and Regulation - China's Challenges and IEA Experience - Partner Country Series*.
- OFGEM (2009). *Liquidity in the GB wholesale energy markets*, Discussion Paper.
- PETROBRAS (2017). *Apresentação Modelo de Tarifação por Entrada e Saída: Faturamento do Transporte de Gás Natural*.
- STERN, J.; CAVE, M.; CERVIGNI, G. (2012). *The role of systems operators in network industries*, CERRE.
- VAZQUEZ, M.; HALLACK, M.; GLACHANT, J.M. (2012). *Designing the European Gas Market: More Liquid & Less Natural?*, RSCAS, European University Institute.
- VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. (2015). *European Union regulation of gas transmission services: Challenges in the allocation of network resources through entry/exit schemes*, Utilities Policy Journal.
- VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. (2015). *Opinião acadêmica em relação à proposta da ANP para a regulamentação do acesso de terceiros a gasodutos de transporte*.
- WILLIAMSON, O. E. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism*.

ANEXO I

Contribuições referentes ao acesso às estações de processamento de gás natural, aos dutos de escoamento e aos terminais GNL para o aprimoramento do Marco Regulatório

Alteração à Lei do Petróleo:

Definição de Escoamento da Produção à ser inserida na Lei do Petróleo.

Escoamento da produção: movimentação de petróleo e gás natural produzidos por meio das atividades de desenvolvimento e produção de campos, após sistema de medição, com a finalidade de atingir as instalações onde serão refinados, processados, transportados, acondicionados ou estocados.

Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, ~~com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL,~~ mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.

Alteração à Lei do Gás:

Definição de Gasoduto de Escoamento da Produção:

XIX - Gasoduto de Escoamento da Produção: conjunto de instalações destinado à movimentação de gás natural produzidos por meio das atividades de desenvolvimento e produção de campos, após sistema de medição, com a finalidade de atingir as instalações onde serão processados, acondicionados ou estocados.

Artigo 45:

Art. 45. Fica assegurado o acesso não discriminatório de terceiros interessados aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como aos terminais de GNL.

§ 1º As condições de acesso às infraestruturas dar-se-ão na forma da regulamentação a ser editada pela ANP, assegurada a publicidade, transparência e garantia de acesso não discriminatório.

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

§ 3º A remuneração a ser paga ao proprietário para a utilização dos gasodutos de escoamento da produção e das instalações de tratamento ou processamento de gás natural e o prazo de duração serão objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos e transparentes previamente definidos e divulgados na forma da regulamentação a ser editada pela ANP.

§ 4º A remuneração a ser paga ao proprietário para a utilização dos Terminais de GNL e o prazo de duração serão objeto de aprovação pela ANP, com base em critérios objetivos e transparentes previamente definidos e divulgados na forma da regulamentação por ela editada.

§ 5º Caberá à ANP, caso haja controvérsia, a arbitragem e a solução de conflitos, na forma da regulamentação a ser editada pela ANP.

ANEXO II

Contribuições referentes transporte de gás natural para o aprimoramento do Marco
Regulatório

LEI Nº XX.XXX, DE XX DE XXXXX DE XXXX.

Altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que "dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural".

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

Art. 1º A Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

.....”

XXXIV - Área de mercado de capacidade: delimitação do sistema de transporte onde os carregadores potenciais poderão contratar serviços de transporte padronizados, oferecidos de forma conjunta e coordenada pelos transportadores;

XXXV - Base Regulatória de Ativos: representa o conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural;

XXXVI - Certificação de independência do transportador ou Certificação de independência: procedimento para a verificação do enquadramento do transportador nos modelos de independência e autonomia, com base em regras estabelecidas pela ANP;

XXXVII - Sistema de transporte: sistema formado por gasodutos interconectados.

.....”

“Art. 3º

.....”

§ 1º O regime de autorização de que trata o inciso II do **caput** deste artigo aplicar-se-á aos gasodutos de transporte propostos por empresas ou consórcio de empresas que atendam aos requisitos estabelecidos na Legislação, nos termos do art. 56 da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á aos gasodutos de transporte propostos pelo Ministério de Minas e Energia.

” (NR)

"Art. 3º-A empresa ou o consórcio de empresas concessionários ou autorizados para o exercício da atividade de transporte de gás natural devem construir, expandir e operar as instalações de transporte com autonomia e independência com relação às atividades potencialmente concorrenciais da cadeia de valor da indústria do gás natural, sendo vedada a sua relação societária direta ou indireta de exercer ou ser exercida de controle, ou de coligação, nos termos da Lei nº 6.404, de 16 de dezembro de 1976, com empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

§ 1º O(s) responsável(is) para a escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal da empresa ou o consórcio de empresas concessionários ou autorizados para o exercício da atividade de transporte de gás natural não pode(m) ser a(s) mesma(s) pessoa(s) que possui(em) a responsabilidade de escolher os 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.

§ 2º A empresa ou o consórcio de empresas que tenha sido autorizado ou que tenha celebrado contrato de concessão para o exercício da atividade de transporte de gás natural até a data da publicação desta Lei e não preencha os requisitos e critérios de autonomia e independência estabelecidos no caput e no § 1º poderão, alternativamente, se submeter à certificação de independência expedida pela ANP."

"Art. 4º O Ministério de Minas e Energia poderá propor, por iniciativa própria, a construção ou ampliação de gasodutos de transporte, estabelecendo diretrizes para o processo de contratação de capacidade de transporte.

" (NR)

"Art. 5º

.....

§ 5º A construção ou ampliação de gasodutos que prever ou acarretar a interconexão entre gasodutos deverá observar as disposições do Art. 9º, inclusive com relação ao processo de chamada pública.

" (NR)

"Art. 9º

.....

§ 1º A ANP regulará a formação de áreas de mercado de capacidade no sistema de transporte composto por gasodutos interconectados, assim como o processo de fusão entre áreas, com o objetivo de progressiva diminuição do número de áreas.

§ 2º Os transportadores se obrigam a cooperar para oferecer capacidade de transporte de forma conjunta e transparente aos carregadores potenciais na área de mercado e para transportar gás natural por meio do sistema de transporte de forma coordenada;

§ 3º Os serviços de transporte padronizados a serem oferecidos de forma conjunta pelos transportadores da área de mercado de capacidade devem ser estruturados para permitir que cada transportador obtenha receita suficiente para arcar com seus custos e despesas vinculados à prestação dos serviços, obrigações tributárias, assim como para a obtenção da remuneração justa e adequada ao investimento em bens e instalações vinculados à prestação dos serviços de transporte e a depreciação e amortização das suas respectivas bases regulatórias de ativos.

§ 4º A ANP regulará as bases para a cooperação entre transportadores e a padronização dos serviços de transporte de que tratam os §§ 1º, 2º e 3º.

” (NR)

“Art. 13

.....

§ 2º As tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão serão estabelecidas pela ANP com base na receita anual estabelecida no processo licitatório.

” (NR)

Art. 2º Revoga-se o § 2º do Art. 3º, o Inciso VII do Art. 17, o Inciso XIV do Art. 21 e o § 3º do Art. 30, da Lei no 11.909, de 4 de março de 2009.

Art. 3º Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, XX de XXXX de XXXX; XXXª da Independência e XXXª da República.

PRESIDENTE
Ministro
Ministro

ANEXO III

Contribuições referentes à comercialização de gás natural para o aprimoramento do Marco Regulatório

1. Seleção das empresas para atuar como bolsa de mercadoria e futuros para atuação coordenada com o ponto de negociação virtual

Art. ____ Poderão comercializar gás no Mercado Nacional de Gás (MNG) os comercializadores, distribuidores, consumidores livres, produtores, importadores, autoprodutores e autoimportadores, entre outros, que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos em regulamentações específicas.

§ 1º A atividade de comercialização de que trata o caput deste artigo será estruturada nas zonas de comercialização de gás natural, as quais serão administradas por empresa ou consórcio de empresa que terão o papel de gerir o Mercado Nacional de Gás.

§ 2º A empresa ou consórcio de empresas exposto no § 1º deverá ser independente e será contratado mediante processo licitatório específico, regulado e fiscalizado pela ANP.

§ 3º O Edital de Licitação explicitará as atribuições do administrador do ponto de negociação de gás natural.

De modo que os artigos e parágrafos tenham a clareza necessária, torna-se recomendável a inclusão de duas novas definições, conforme apresentado abaixo:

- Mercado Nacional de Gás: região abrangendo todas as Zonas de Comercialização do Sistema Integrado de Gás, caracterizada pela comercialização pelos agentes que negociem o produto Gás em seu nome ou em nome de terceiros.
- Zona de Comercialização: região do Mercado Nacional de Gás caracterizada pela homogeneidade de preço do produto gás natural.

2. Mecanismos de Mitigação do *Self-Dealing*

2.1. Desverticalização total

Art. ____ É vedada aos Agentes da Indústria do Gás Natural que atuam nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, transporte e comercialização a participação acionária, direta ou indireta, nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, nos termos da regulamentação específica a ser editada pela ANP.

Parágrafo Único: Até ocorrer a efetiva separação estipulada no caput deste artigo, os contratos firmados entre partes relacionadas, registrados na ANP, deverão ter a publicidade de suas informações comerciais assegurada pela ANP.

2.2 - Desverticalização funcional

Art. XXX É vedada aos Agentes da Indústria do Gás Natural que atuam nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, transporte e comercialização a participação acionária, direta ou indireta, nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, nos termos da regulamentação específica a ser editada pela ANP.

Parágrafo Único: Até ocorrer a efetiva separação estipulada no caput deste artigo, os contratos firmados entre Partes Relacionadas, registrados na ANP, deverão ter a publicidade de suas informações comerciais assegurada pela ANP.

Art. YYY O Ministério de Minas de Energia expedirá o padrão de normas para a certificação da independência funcional de empresas, de forma a garantir a independência funcional das distribuidoras estaduais de gás canalizado perante seus acionistas ou quaisquer outros Agentes da Indústria do Gás Natural.

§ 1º As Unidades da Federação adotarão o padrão de normas de que trata o caput deste artigo para realizar a certificação da independência funcional das distribuidoras estaduais de gás canalizado sob sua jurisdição.

§ 2º A vedação estipulada no Art. XXX não é aplicável às distribuidoras estaduais de gás canalizado que estejam certificadas como funcionalmente independentes nos termos do caput deste artigo e § 1º.

Como ação decorrente destas propostas, cabe mencionar que o termo Indústria do Gás Natural já tem uma definição dada pela Lei do Gás (Inciso XXX, Artigo 2º da Lei nº 11.909/2009), tal como explicitado abaixo:

- Agentes da Indústria do Gás Natural: agentes que atuam nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, exportação, processamento, tratamento, transporte, carregamento, estocagem, acondicionamento, liquefação, regaseificação, distribuição e comercialização de gás natural.

Adicionalmente, deve ser incluída definição de Partes Relacionadas em função de sua utilização na proposta (Definição criada com base na Política para Transações com Partes Relacionadas e Demais Situações de Conflito De Interesse da BM&F Bovespa), tal como se segue:

- Partes Relacionadas: sociedades constituídas sob as leis brasileiras que sejam integrantes da Indústria do Gás Natural entre as quais haja possibilidade de contratar em condições que não sejam as de independência.

3. Mecanismo para Introdução/Ampliação da Competição

Art. ____ Com a finalidade de promover a competição e aumentar a oferta de gás natural ao mercado, a ANP promoverá, direta ou indiretamente, na forma e critério por ela estabelecidos, as seguintes atividades, dentre outras:

- I – Programa de Liberação de Gás Natural conforme definido nesta lei;
- II – Leilões que propiciem a competição entre supridores.

Adicionalmente, deve ser incluída definição de Programa de Liberação de Gás Natural em função de sua utilização na proposta, tal como explicitado abaixo:

Programa de Liberação de Gás Natural: programa de venda de gás natural através do qual produtores, importadores e comercializadores, que detenham elevada participação no mercado, são obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP, a fim de desconcentrar a oferta de gás natural e possibilitar a entrada de novos Agentes Vendedores.