

ALTERNATIVES AND CHALLENGES TO THE MODEL OF ENTRY AND EXIT IN BRAZILIAN NATURAL GAS TRANSPORTATION

Karine Alves de Siqueira, Fluminense Federal University and ANP, (55 21) 981816544,
kragalveas@hotmail.com

Luciano Losekann, Fluminense Federal University, (55 21) 996023831,
luciano.dias.losekann@gmail.com

Marcelo Colomer Ferraro, Federal University of Rio de Janeiro, (55 21) 39385269,
marcelo.colomer@gmail.com

1 – Introdução

No sentido de se criar um arcabouço sólido e voltado à promoção da competição na cadeia de suprimento do gás natural, a regulação do segmento de transporte de gás natural no Brasil vem passando por transformações importantes. No que diz respeito especificamente aos gasodutos de transporte, as ações da Agência Nacional do Petróleo (ANP) têm se voltado à implementação de maior transparência quanto às condições da prestação dos serviços de transporte e à efetividade do direito de acesso à malha.

Além disso, a recém-anunciada intenção da Petrobras de reduzir a participação relativa em algumas etapas da cadeia produtiva do gás natural traz importantes mudanças no setor. A venda de ativos da empresa na indústria de gás natural ao mesmo tempo em que contribui para redução das barreiras à entrada de novos investidores traz novas demandas regulatórias exigindo uma atuação mais efetivas dos órgãos de regulação e de defesa da concorrência. Nesse contexto, é necessária uma reforma do arcabouço regulatório e institucional do setor para criar um novo ambiente de negócios capaz de atrair investidores privados.

Dada à relevância do segmento de transporte na composição dos custos na indústria de gás natural, dimensionar corretamente a tarifa que será utilizada tem um papel de destaque. Vale ressaltar que se tratando de um setor econômico com características típicas de monopólio natural, as tarifas do segmento de transporte de gás natural são, usualmente, reguladas ou ao menos administradas pelo Estado. Nesse sentido, cabe ao poder público determinar ou induzir o estabelecimento de tarifas que reflitam os custos associados ao transporte, promovam a concorrência, propiciem a transparência, estimulem o investimento de longo prazo e facilite a articulação entre os diversos agentes da indústria.

Em segmentos de infraestruturas, o processo de regulação das tarifas se dá em duas dimensões distintas. Primeiramente, deve-se, com base nos custos das empresas de transporte, determinar o nível tarifário. Em outros termos, deve-se identificar qual tarifa permite que a empresa transportadora recupere seus custos, incluindo o custo de oportunidade do seu capital. Em geral, utiliza-se o método do custo de serviço para se determinar o nível tarifário.

A segunda dimensão, diz respeito a alocação da tarifa entre os diferentes carregadores. Isto é, como o nível tarifário será distribuído entre os diferentes usuários da rede. Tradicionalmente, utiliza-se três formas de se alocar a tarifa entre os carregadores: (i) as tarifas baseadas na distância do transporte; (ii) as tarifas postais, que desconsideram a distância; e (iii) as tarifas do tipo entrada-saída, que estabelecem critérios diferentes para a injeção e retirada do gás do sistema. A escolha entre os diversos tipos de tarifação vai depender das características do sistema e dos objetivos do órgão regulador.

Apesar da importância da análise das diferentes metodologias de determinação do nível tarifário, o objetivo central deste trabalho é analisar as formas de alocação das tarifas de transporte de gás existentes na indústria mundial como premissa para verificar qual a melhor política a ser adotada no caso brasileiro.

O trabalho está estruturado em cinco seções, incluindo esta introdução. A seção seguinte apresenta as características da Indústria de Gás Natural (IGN) e suas especificidades para o caso brasileiro. Na terceira seção, é destacada a importância da atividade de transporte na IGN. A quarta seção mostra as modalidades de tarifas de transporte de gás, em especial a tarifação do tipo entrada-saída. Por fim, a quinta seção traz as conclusões do estudo.

2 – Particularidades da Indústria de Gás Natural Brasileira

A indústria de gás natural apresenta características específicas que merecem destaque. Conforme abordado por Almeida e Ferraro (2013), a primeira decorre da ausência de um mercado cativo para o gás natural, uma vez que sofre uma elevada concorrência interenergética com os demais produtos (eletricidade e derivados de petróleo) em diversos segmentos de mercado. Ou seja, na medida em que, no médio prazo, é possível a substituição do gás natural por outras fontes de energia, o valor do produto tende a ser determinado pelos preços dos combustíveis concorrentes, o que representa uma importante característica econômica capaz de repercutir na elevação dos riscos dos investimentos na indústria de gás natural.

A segunda é que a indústria apresenta características de rede, com a presença de um conjunto de atividades distintas e interdependentes¹, na qual a prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria. Desta forma, a lógica econômica caminha no sentido da integração das atividades da cadeia, a fim de auferir os benefícios desta coordenação, dos ganhos de escala, de escopo e da redução dos custos de transação.

Esta tendência de integração é reforçada por outra especificidade da indústria, que é a necessidade de sincronização entre a oferta e a demanda do produto. Esse fator é de extrema importância para as decisões de investimento, pois o desenvolvimento de campos de produção, por exemplo, está condicionado à possibilidade de venda do gás produzido, o que impõe a realização de investimentos de forma coordenada ao longo da cadeia produtiva². Esses, quando efetuados por empresas distintas, exigem elevados esforços de coordenação, implicando custos de transação significativos.

Se por um lado estes fatos permitem à empresa integrada auferir os benefícios gerados pela coordenação, por outro, podem resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como o exercício abusivo do poder de mercado e a adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria³, eliminando ou impedindo a entrada de outras empresas no mercado competitivo⁴.

A Figura 1, de forma simplificada, apresenta a cadeia de valor da indústria de gás natural. Destaca-se que, de modo geral, o gás natural é importado ou produzido

¹ Produção, importação, exportação, processamento, transporte, estocagem, comercialização e distribuição.

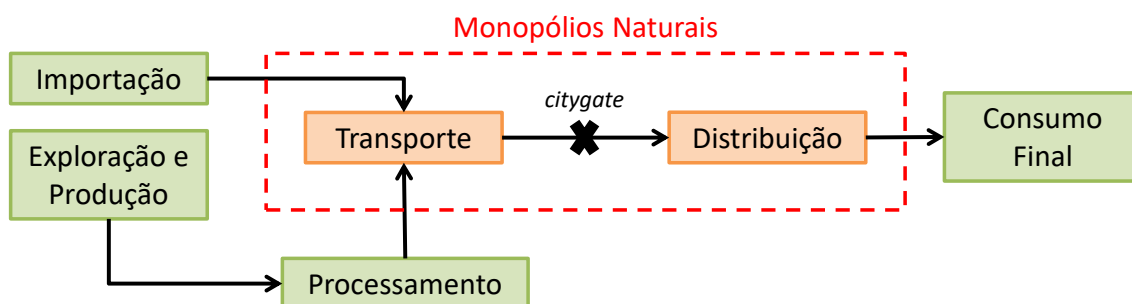
² Escoamento, tratamento, transporte e distribuição de gás natural.

³ Nesse caso, a atividade competitiva da indústria poderia ser subsidiada com os recursos obtidos na atividade monopólica.

⁴ Alguns países, no intuito de imprimir pressões competitivas nas atividades potencialmente concorrenciais da indústria, têm adotado a prática regulatória do *unbundling* (desverticalização), que pode ocorrer em três níveis: (i) contábil, (ii) jurídico e (iii) societário.

em território nacional, situação em que é encaminhado ainda às unidades de processamento de gás natural (UPGN's), sendo, posteriormente, transportado aos *citygates*⁵, a partir dos quais é distribuído aos consumidores.

Figura 1: Cadeia Simplificada da Indústria do Gás natural



Fonte: ANP.

A Figura 1 ilustra também que a indústria do gás natural apresenta atividades que possibilitam a competição entre os agentes econômicos e outras, caracterizadas por serem monopólios naturais (casos do transporte e distribuição de gás natural)⁶, nas quais os ganhos de escala são expressivos considerando as distâncias e os volumes transportados por meio de dutos. Estima-se que entre 50% e 70% do custo total de fornecimento está associado aos custos das atividades monopólicas (Almeida; Ferraro, 2013).

Além da distribuição por meio de gasodutos, o gás natural pode ser comercializado em forma líquida (GNL) ou comprimida (GNC)⁷. A escolha sobre qual a melhor alternativa depende de aspectos técnicos e econômicos, sendo importante destacar que as atividades de distribuição de GNC⁸ e de GNL⁹ permitem que o produto (gás natural) chegue a localidades não atendidas pela rede de distribuição de gás canalizado.

A infraestrutura de produção e movimentação de gás natural, no Brasil, conta com três terminais de regaseificação de GNL, quatorze polos produtores, que, em conjunto, possuíam capacidade de processamento de 95,85 milhões de m³ por dia e 110 dutos destinados à movimentação de gás natural, com extensão de 11,7 mil km, em 2017.

⁵ Ponto de entrega do gasoduto de transporte para os gasodutos de distribuição.

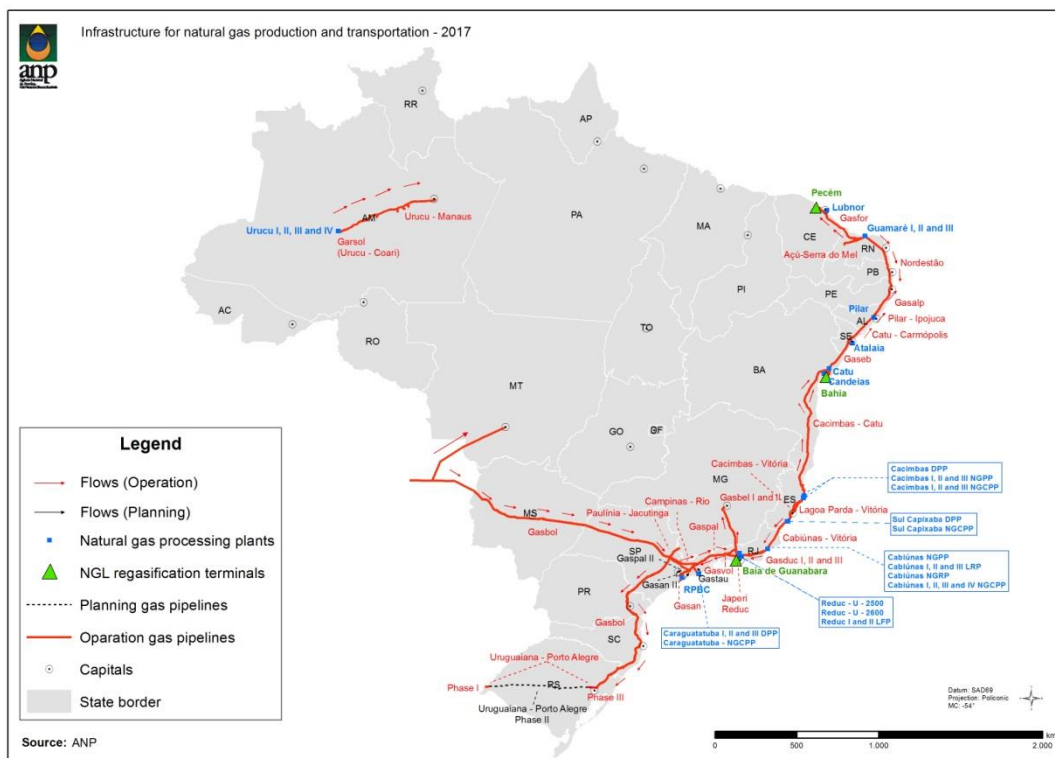
⁶ O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação à escala mínima eficiente da firma. Ele ocorre quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, tornando desejável a existência de um só agente monopolista.

⁷ De um modo geral, o GNC mostra-se mais adequado para a movimentação de pequenas quantidades de gás e a pequenas distâncias. Os dutos mostram-se mais econômicos e confiáveis para a movimentação de volumes elevados a médias distâncias e o GNL é mais adequado para a movimentação de grandes quantidades a longas distâncias, tendo em vista as respectivas economias de escala.

⁸ A atividade de distribuição de gás natural comprimido (GNC) a granel abrange a aquisição, o recebimento, e a compressão do gás natural, bem como a carga, o armazenamento, o transporte, a descarga, a comercialização e o controle de qualidade do GNC (Art. 1º, § 1º, da resolução ANP nº 41/2007).

⁹ A atividade de distribuição de GNL a granel compreende as atividades de aquisição ou recepção, armazenamento, transvasamento, controle de qualidade e comercialização do GNL, através de transporte próprio ou contratado, podendo também exercer a atividade de liquefação de gás natural, que serão realizadas por pessoas jurídicas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país (Art. 2º, inc. III, da Portaria ANP nº 118/2000).

Figura 2: Infraestrutura de produção e movimentação de Gás natural – 2017



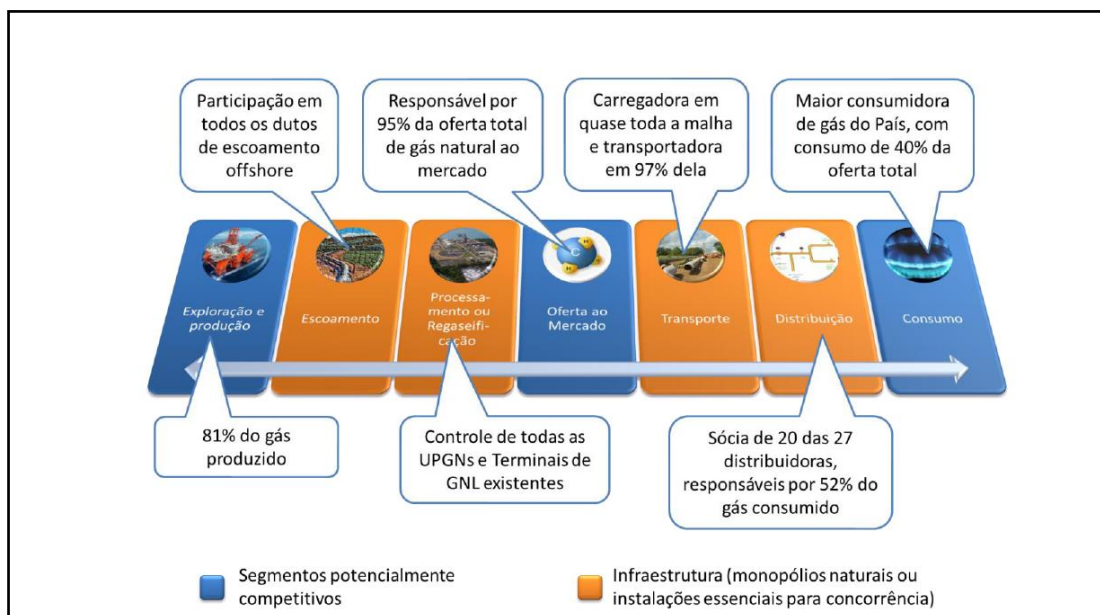
Fonte: Anuário estatístico ANP 2017.

Há 20 anos, desde a aprovação da Lei nº 9.478/1997, o Brasil vem tentando introduzir um arcabouço regulatório na indústria de gás natural que favoreça a competição entre diferentes *players*. Apesar de essa lei ter aberto o setor à competição, ela não foi suficiente para atrair novos agentes, de forma que a pretendida expansão dessa indústria não foi alcançada.

Em 2009, foi publicada a Lei nº 11.909 (conhecida como Lei do Gás). Os agentes dessa indústria esperavam que fosse criado um ambiente de negócios propício à promoção de novos investimentos, com a criação de regras claras para a atração de agentes privados para um ambiente de livre competição nas atividades de exploração, produção e transporte desse energético. No entanto, após oito anos de sua publicação e tal como aconteceu com a Lei nº 9.478/1997, aquela lei não apresentou os efeitos esperados.

A permanência de um monopólio de fato na indústria de gás natural, com a predominância de um único agente econômico em todas as etapas de sua cadeia, é a peça chave para se entender o ocorrido. De acordo com o MME (2016), a Petrobras tem aproximadamente 80% da participação total na produção de gás natural no Brasil. Nos demais segmentos, a empresa atua como única detentora dos dutos de transporte de gás natural, sob sua operação, bem como única produtora que realiza oferta de gás às distribuidoras estaduais. Além de ter participação societária em 20 das 27 distribuidoras existentes, a Petrobras é o único agente autorizado pelos órgãos federais a realizar a importação desse energético, seja via gasoduto Brasil-Bolívia, seja via terminais de Gás Natural Liquefeito (GNL), também de sua propriedade.

Figura 3: Participação da Petrobras na cadeia de gás natural em 2015



Fonte: MME, 2016.

Assim, a inexistência de um ambiente competitivo na indústria de gás natural no Brasil, devido à manutenção do monopólio da Petrobras nos diversos segmentos da cadeia, contribui para que aconteça a prática de controle de seus preços junto às distribuidoras estaduais que não tem outra opção de aquisição do gás natural. Esse cenário é agravado pelo fato da Petrobras possuir expressiva participação na produção e venda de diversos energéticos substitutos ao gás natural.

O controle de diversos segmentos da cadeia da indústria do gás natural faz com que a empresa monopolista atue inibindo a entrada de novos agentes. Colomer (2010) destaca que a assimetria de custos de transação entre a empresa atuante e os potenciais entrantes ajuda a explicar a existência da integração vertical nessa indústria.

“De fato, a estrutura industrial definida pela lei 9.478 e herdada do modelo de monopólio estatal cria uma importante assimetria de custos de transação em relação a empresa estabelecida (Petrobras) e as empresas entrantes. Assim, embora os custos de transação para a Petrobras sejam reduzidos, em função da integração vertical *di facto*, para os demais potenciais investidores eles se mostram, elevados.” (Colomer, 2010, p. 237)

Conforme Diretiva 2009/73/CE¹⁰ do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, “*sem a separação efetiva entre as redes e as atividades de produção e de comercialização [...], há um risco de discriminação, não só na exploração da rede, mas também no incentivo às empresas verticalmente integradas para investirem adequadamente nas suas redes*”.

Dessa maneira, a indústria de gás natural brasileira é caracterizada por elevada concentração tanto da oferta quanto da demanda (restrita a poucos Estados da

¹⁰ Esta Diretiva integra o chamado Terceiro Pacote de Energia, o qual consiste de um conjunto de normas legislativas aprovado pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho da União Europeia tratando da liberalização do mercado de gás natural e de energia elétrica, em busca de um mercado mais competitivo e segurança no suprimento. Como uma evolução dos Pacotes de Energia antecessores, o Terceiro Pacote estabelece regras comuns para as atividades de transporte, distribuição, suprimento e armazenamento de gás natural a serem aplicadas pelos Estados-Membros da União Europeia. Entre as regras, foi estabelecida a desverticalização da atividade de transporte das de produção e de comercialização.

Federação), encontrando-se em um estágio de baixa maturidade e dinamismo de mercado (MME, 2016).

De acordo com Colomer e Almeida (2016), recentemente, no entanto, o interesse da estatal brasileira pela indústria de gás natural vem diminuindo em função tanto da crise financeira vivida pela empresa quanto dos elevados montantes de recursos exigidos no Pré-Sal, que elevam o custo de oportunidade dos investimentos em outras atividades diferentes da exploração e produção. Esse fato fica claro quando se analisa o Plano de Negócios e Gestão 2015 da Petrobras¹¹.

A recém-anunciada intenção da Petrobras de reduzir a participação relativa em algumas etapas da cadeia produtiva do gás natural transformará este setor do mercado brasileiro. A oportunidade que se apresenta pode ser analisada a partir de uma perspectiva de eficiência econômica. Para tanto, é necessário estabelecer uma nova organização industrial, um novo arranjo comercial, uma nova estrutura de governança e de incentivos que sejam capazes de promover a competição, desenvolver e expandir o mercado de gás, e viabilizar a expansão do *grid* de gás natural (MME, 2016).

O contexto atual, caracterizado por um monopólio de fato exercido pela Petrobras, deve ser transformado ao longo de um processo de transição a fim de: permitir multiplicidade de agentes na produção e na comercialização de gás natural, o acesso efetivo e isonômico às malhas de infraestrutura e escoamento, de transporte e de distribuição, a total transparência na formação dos preços e tarifas em cada etapa da cadeia, e a criação de um mercado onde consumidores livres e vendedores possam comercializar o gás natural (MME, 2016).

A redução da participação da estatal brasileira na indústria de gás natural, portanto, traz importantes mudanças no setor. A venda de ativos da empresa na indústria de gás natural ao mesmo tempo em que contribui para redução das barreiras à entrada de novos investidores traz novas demandas regulatórias exigindo uma atuação mais efetivas dos órgãos de regulação e de defesa da concorrência. Nesse contexto, é necessária uma reforma do arcabouço regulatório e institucional do setor para criar um novo ambiente de negócios capaz de atrair investidores privados. Caso contrário, existe um importante risco de uma queda dos investimentos setoriais e uma desorganização do atual mercado de gás natural no Brasil (Colomer e Almeida, 2016).

3 – A importância da atividade de transporte na Indústria de Gás Natural

Uma das principais especificidades da indústria de gás natural (IGN) é a importância do segmento de transporte e distribuição na formação dos custos. O grande volume do gás natural gera a necessidade de uma grande infraestrutura de transporte para viabilizar o seu consumo.

A construção de gasodutos exige um investimento em capital fixo elevado. A extensão do gasoduto, as condições geográficas da região onde será implementado e a demanda máxima a ser atendida impactam diretamente tais custos. Por seu turno, o aproveitamento de economias de escala é essencial para a redução do custo médio do transporte, já que, com o aumento da carga transportada, os custos fixos se diluem.

¹¹ O Plano de Negócios e Gestão de 2015 da Petrobras prevê uma redução significativa de investimentos em geral, além de um plano de desinvestimentos, reestruturação de negócios e desmobilização de ativos totalizando US\$ 15,1 bilhões em 2015/2016 e US\$ 42,6 bilhões em 2017/2018. A Petrobras espera arrecadar US\$6 bilhões com a venda de ativos da área de gás até 2016. Os investimentos na área de Gás e Energia foram reduzidos de US\$ 10 bilhões no período 2014-2018 para US\$ 6,3 bilhões entre 2015-2019. Este valor representa apenas 6% de todo investimento programado pela Petrobras.

Além disso, os ativos de transporte são considerados ativos específicos que geram gastos não passíveis de reversão (*sunk costs*)¹²

Segundo Freitas (2004), os gasodutos podem variar em diâmetro e pressão, no entanto, por causa do atrito com a tubulação, há perdas de pressão ao longo do gasoduto, que devem ser compensadas por estações de compressão. Dessa forma, os custos de transporte são bastante elevados, principalmente para distâncias mais elevadas, por necessitarem de mais estações de compressão. De acordo com Pinto Junior (2016), os custos desta infraestrutura podem atingir de 50% a 70% dos custos totais do gás natural para o consumidor.

Por ser um monopólio natural, o transporte é o principal segmento da cadeia de gás natural sujeito à regulação. Como a existência de uma só firma é o arranjo mais eficiente, a concorrência deve ser introduzida a partir da possibilidade de acesso de terceiros à infraestrutura existente. Ou seja, o órgão regulador deve estabelecer condições e preços que possibilitem aos agentes interessados utilizarem parte da capacidade ociosa dos gasodutos do monopolista.

Quando as transações envolvem as hipóteses comportamentais de racionalidade limitada e de oportunismo dos agentes, em um ambiente com complexidade e incerteza e com o envolvimento de ativos específicos nas transações, então os custos de transação são relevantes e o mercado é incapaz, por meio do sistema de preços, de realizar as transações de forma eficiente.

Para Williamson (1985), a importância dos custos de transação depende do grau de especificidade dos ativos¹³, da incerteza e da frequência das transações, sendo aquele primeiro elemento o responsável pela determinação do tipo de coordenação (mercado, firma, etc.) a ser realizada no ambiente econômico. Quanto maior for a especificidades dos ativos, mais eficiente será a opção de internalização da transação dentro da firma (coordenação via hierarquia) ou através de redes (formas híbridas¹⁴ via contratos de longo prazo), ao invés do emprego do mercado como meio de coordenação.

Dessa forma, a partir de uma visão neo-institucionalista, a definição de novos padrões de concorrência para a indústria de gás natural exige o desenvolvimento de estruturas institucionais que permitam a redução dos custos de transação associados aos contratos de capacidade de transporte. Nesse contexto, destaca-se a importância da atuação do Estado regulador no estabelecimento de um arcabouço regulatório capaz de estimular a formação de preços de curto prazo e a alocação eficiente do serviço de transporte de gás natural.

Dito isso, tendo como objetivo promover a utilização eficiente da infraestrutura de transporte, assim como um ambiente mais transparente e livre de distorções para a compra e venda do gás natural, constata-se a importância da inserção de uma sinalização econômica adequada na tarifação desse segmento da indústria de gás.

¹² Uma vez construídos não podem ser realocados em outras atividades.

¹³ De acordo com Williamson (1975 e 1996), ativos específicos são ativos que, quando aplicados em condições específicas, produzem uma sobre renda, isto é, têm uma maior utilidade sem que haja um aumento no seu custo de produção. Ainda de acordo com Williamson, podem-se distinguir seis tipos de especificidades de ativos: geográfica, física, ligada aos ativos dedicados, do ativo humano, de marca e temporal.

¹⁴ Williamson (1975) denominou de relações híbridas os diversos mecanismos de coordenação que combinam diferentes graus de autoridade e de coordenação por preço.

A definição tarifária é um aspecto muito importante da regulação do caso específico do transporte de gás natural. A importância da atividade de transporte na promoção da concorrência no setor de gás natural como um todo o colocou como tema central da Lei do Gás. De acordo com Colomer (2010), a atividade de transporte de gás natural, assim como as demais atividades de rede, possui características que diferenciam e condicionam a dinâmica dos investimentos nesse segmento.

A condição de monopólio natural, os investimentos elevados em infraestrutura e as inversões necessárias para possibilitar seu consumo tornam a questão da precificação fundamental para o desenvolvimento do segmento de transporte de gás natural (Freitas, 2004).

4 – Modalidades de tarifas de transporte de gás

Dada à relevância do segmento de transporte na composição dos custos na indústria de gás natural, dimensionar corretamente a tarifa que será utilizada tem um papel de destaque. Critérios como refletir os custos associados ao transporte, promover a concorrência, propiciar transparência, estimular o investimento de longo prazo e a facilidade de articulação com relação à combinação de uma tarifa entre vários agentes são alguns dos critérios que devem ser utilizados para a escolha da tarifa ótima (ANP, 2016).

De acordo com Fernades (2000), a sistemática de tarifação é um dos aspectos mais importantes para o desenvolvimento efetivo do mercado de gás natural, já que a infraestrutura é o elo fundamental para o desenvolvimento desse mercado, sendo a tarifação, por sua vez, a indutora da maximização de utilização da infraestrutura, do equilíbrio econômico-financeiro do projeto, e, conseqüentemente, da preservação dos interesses dos consumidores.

O objetivo principal da política de tarifação é a não discriminação das tarifas, sendo que a refletividade dos custos é um importante critério na correta precificação entre os usuários. As tarifas aplicadas aos serviços de transporte devem apresentar uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis aos serviços prestados a cada cliente, assim como os potenciais impactos provocados por esses consumidores na malha de transporte (Lapuerta e Moselle, 2002).

Como dito, há duas dimensões distintas no processo de regulação das tarifas em segmentos de infraestruturas. Primeiramente, deve-se, com base nos custos das empresas de transporte, determinar o nível tarifário. O nível tarifário é o valor suficiente para garantir a cobertura dos ganhos e encargos da empresa transportadora. Em outros termos, deve-se identificar qual tarifa permite que a empresa transportadora recupere seus custos, incluindo o custo de oportunidade do seu capital. Em geral, utiliza-se o método do custo de serviço para se determinar o nível tarifário.

A segunda dimensão, diz respeito a alocação da tarifa entre os diferentes carregadores. Isto é, como o nível tarifário será distribuído entre os diferentes usuários da rede. Tradicionalmente, utilizam-se três formas de se alocar a tarifa entre os carregadores: (i) as tarifas baseadas na distância do transporte; (ii) as tarifas postais, que desconsideram a distância; e (iii) as tarifas do tipo entrada-saída, que estabelecem critérios diferentes para a injeção e retirada do gás do sistema (Pinto Junior, 2016). A seguir, cada uma dessas metodologias será apresentada, assim como algumas das formas de combinação entre esses diferentes tipos de tarifação.

A tarifa por distância busca refletir os custos fixos e variáveis de cada contrato de transporte. Dado que os custos são proporcionais à distância percorrida pelo gasoduto entre o produtor e o consumidor, a principal vantagem deste tipo de critério é

sinalizar preços alinhados com custos reais do transporte, impedindo, assim, os subsídios cruzados entre consumidores e regiões. Lapuerta e Moselle (2002) concordam que a tarifação baseada em distância reflete os custos do transporte quando os gasodutos são extensos e com fluxos unidirecionais.

Dentro do conceito de tarifas baseadas em distância, existem basicamente duas metodologias tarifárias: tarifa ponto-a-ponto e tarifa zonal (Pinto, 2014).

De acordo com Freitas (2004), a tarifa ponto-a-ponto é a principal forma de aplicação da tarifa por distância e geralmente é utilizada para transportes de grandes distâncias, quando há um deslocamento linear de gás. Quanto mais extenso e menos ramificado, ou seja, mais unidirecional e com menos pontos de entrada e saída, maior o peso da variável distância no custo e, portanto, maior a necessidade de considerar a distância no cálculo da tarifa.

Entretanto, Freitas (2004) argumenta que, quando as redes possuem muitos pontos de entrada e saída, a tarifação por distância não terá seus custos refletidos nas tarifas e será potencialmente discriminatória, principalmente em relação às empresas entrantes, em benefício das incumbentes, que levam vantagens relacionadas ao grande portfólio de fontes de oferta e clientes.

Para Pinto (2014), a tarifa zonal, estruturada a partir da associação entre a tarifa postal e a tarifa ponto-a-ponto, estabelece a divisão da região atendida pelo gasoduto em regiões (zonas) tarifárias, sendo que dentro da mesma área as tarifas por unidade de volume apresentam o mesmo valor, ou seja, a tarifação é postal. A tarifação zonal fornece uma sinalização locacional e um sistema de preços mais homogêneo aos consumidores e produtores. Este modelo evita que, assim como ocorre com a tarifa postal, os consumidores marginais periféricos tenham que pagar tarifas mais elevadas a fim de contribuir para a expansão da malha de rede para novas áreas. No entanto, a tarifa zonal apresenta desvantagens, uma vez que a aplicação de tarifas diferenciadas em cada região, tendo os aspectos da tarifa ponto-a-ponto, pode resultar na adoção de distintas tarifas para consumidores iguais, porém localizados em diferentes áreas do mercado de gás natural (ANP, 2001).

Por seu turno, a tarifa postal (*postage-stamp*) faz com que os carregadores paguem uma mesma tarifa de transporte, independentemente dos custos incorridos pelos serviços demandados. Com a tarifação postal, um mesmo preço é aplicado para cada unidade de consumo, não considerando a origem e o destino do gás natural. Uma política de tarifação postal pode viabilizar a demanda de gás em regiões em que o gás não chegaria com preços competitivos se o critério de tarifação fosse por distância, por exemplo. Porém, neste tipo de tarifação existe um subsídio cruzado entre os clientes situados perto e longe dos pontos de produção. Segundo Freitas (2004), este tipo de tarifação será menos indicado quanto maiores, menos ramificados e mais unidirecionais forem os gasodutos.

Já a tarifa tipo entrada-saída é definida com base na combinação de preços separados para a introdução de gás no sistema – preços de entrada – e para a retirada de gás do sistema de transporte – preços de saída. Assim, busca-se refletir, simultaneamente, o uso da capacidade do sistema e a flexibilidade de utilização do mesmo. Esse critério contém, indiretamente, um elemento de distância na determinação do quanto cada agente irá pagar (ERSE, 2004).

De acordo com Lapuerta e Moselle (2002), em um sistema de entrada-saída, o encargo total de transporte é a soma dos encargos de capacidade de entrada e de saída. Esses encargos podem variar muito entre o ponto de entrada e o ponto de saída

e podem ser distribuídos de maneira a tornar os encargos totais de transporte o mais próximo possível de seus custos associados.

A principal vantagem deste tipo de tarifação é permitir o comércio e a troca de propriedade do gás dentro do sistema. Esse tipo de tarifação não só busca refletir corretamente os custos do sistema como também permite reduzir o custo de revenda de gás nesse sistema.

De acordo com Hunt (2008), a tarifa do tipo entrada-saída para o transporte de gás tem dois objetivos principais: i) recuperar os custos anuais de fornecimento de capacidade de transmissão de forma não discriminatória; ii) permitir a reserva de capacidade e o preço separado da capacidade nos pontos de entrada e saída para os usuários do sistema.

Uma vantagem do tipo de tarifa entrada-saída é sua capacidade de sinalizar congestionamento em pontos de entrada ou saída específicos emitindo, assim, sinais que permitem a identificação dos investimentos eficientes (Hunt, 2008 e Alonso *et al.*, 2010). Segundo Almeida e Ferraro (2013), os pontos da rede de transporte com falta de capacidade (gargalos) poderão ser remunerados com uma tarifa maior que os pontos onde existe sobra de capacidade. Dessa forma, é possível gerar incentivos locais para o uso e o investimento na rede de transporte de gás.

De acordo com MME (2016), a tarifação do tipo entrada-saída é capaz de lidar com as mais variadas topologias da rede de transporte, sendo aplicável tanto para redes simples com fluxos bem definidos quanto para redes complexas cujos fluxos mudam com frequência. Nessa metodologia, as tarifas são específicas para cada ponto de entrada (ponto de recebimento) e para cada ponto de saída (ponto de entrega) e não há vinculação entre as tarifas cobradas e o caminho que o gás deve percorrer entre os pontos de entrada e saída utilizados.

Se calculada corretamente, a tarifação do tipo entrada-saída tem como resultado tarifas próximas das tarifas por distância ou zonais para fluxos bem comportados e tarifas similares às postais para sistemas de transporte complexos, adaptando-se bem às nuances da topologia da rede em questão.

Uma vantagem deste método é sua transparência e simplicidade, que pode ser incrementada por meio do agrupamento de pontos de entrada (e pontos de saída) geograficamente próximos, que justifiquem uma tarifa única para cada *cluster*. Entretanto, a aplicação da tarifação por entrada-saída não é compatível com congestionamento físico sistemático de determinados trechos do sistema. Caso isso ocorra, a recomendação é que o trecho seja tratado como uma interconexão entre dois sistemas de entrada e saída distintos¹⁵.

Cada uma das formas de tarifação possui características específicas e, portanto, deve haver uma avaliação dos objetivos da política e das especificidades da rede de cada país para a decisão da metodologia adotada.

A tarifação tipo entrada-saída é uma tendência em países que buscam incrementar a concorrência. Dada a importância da adoção deste tipo de tarifação como forma de viabilizar um maior grau de concorrência e, ao mesmo tempo, melhorar a eficiência da alocação dos investimentos no segmento de transporte de gás, nos itens

¹⁵ Se envolver mais de um transportador, é provável que algum tipo de compensação entre transportadores seja necessária. Essa é uma questão a ser analisada no caso prático brasileiro, uma vez que o sistema interligado de transporte era historicamente dividido entre TBG e TAG, que recentemente está em processo de cindir sua malha, criando transportadoras distintas para o sudeste (NTS) e para o nordeste (TAG). Tais compensações podem ser disciplinadas nos Códigos Comuns de Rede (*Network Codes*), tal como ocorre na experiência internacional (por exemplo, na Alemanha).

4.1, 4.2 e 4.3 serão analisados os casos dos EUA, da Europa e do Brasil, respectivamente.

As configurações da indústria de gás nos países selecionados são distintas do caso brasileiro, no entanto, a análise desses países permite delimitar a tendência da indústria mundial. As indústrias de gás na Europa e nos EUA são bem mais desenvolvidas que no Brasil, porém, o caso europeu é bastante distinto do caso norte-americano, tornando a análise de ambos os casos importante para o entendimento da evolução da indústria.

4.1 – Tipo de tarifação nos EUA

De acordo com Freitas (2004), a reestruturação da IGN americana mudou significativamente as negociações e ampliou o número de agentes, em especial na comercialização do gás natural. Os produtores passaram a vender gás para os usuários finais e para os comercializadores, além das empresas de distribuição. Os consumidores, por sua vez, passaram a poder contratar o fornecimento do gás natural separadamente de seu transporte, o que proporciona menores custos. O transporte foi separado da comercialização, pois se acreditava que a competição no segmento de transporte ainda não era factível.

Quando houve a integração do mercado nos EUA, existiam vários agentes com contratos bilaterais de longo prazo e diversas rotas ligando um ponto ao outro. Tais rotas eram financiadas por esses contratos, nos quais os carregadores decidiam sobre o caminho físico que o gás seguiria e pagavam pelo uso dessa infraestrutura. A existência dessa estrutura, com maior número de agentes e rotas alternativas, permitia maior competição no mercado (Resende, 2017).

Ainda de acordo com Resende (2017), a alta volatilidade dos padrões de oferta e demanda exigiu a busca por equilíbrio entre os fluxos de gás no sistema, os quais precisavam ser coordenados por contratos de curto prazo. Com isso, dada à existência de rotas alternativas e um maior número de agentes interagindo nesse mercado, os EUA optaram por um modelo de negociação com *hubs* físicos.

Nos Estados Unidos existem diferentes metodologias para se calcular a tarifa de transporte de gás. O *método de custo de serviço* requer que o operador do gasoduto apresente os dados de custos e as receitas que sustentam a tarifa solicitada, podendo, assim, recuperar o custo da prestação de serviços e ganhar um retorno razoável sobre seu investimento. Nas *tarifas negociadas*, o usuário tem a opção de negociar com diferentes operadores, baseado no custo do serviço. Já nas *tarifas de mercado*, o operador, quando demonstra insuficiente poder de barganha, pode aplicar tarifas de acordo com as condições de mercado.

O tipo de tarifação mais aplicado nos Estados Unidos é calculado pelo método de custo de serviço, que permite ao operador recuperar seus custos de operação e manutenção, depreciação, impostos e retorno razoável do investimento. Em outras palavras, é uma medida de “requerimento anual de receita” de um gasoduto que permite a uma empresa beneficiar-se e atrair capital para encorajar o crescimento dela (Quantum, 2016).

Como dito, nos Estados Unidos, pode-se encontrar diferentes tipos de tarifa, tanto para dutos interestaduais como intraestaduais, e em qualquer um dos casos, na definição da FERC¹⁶ é encontrado o seguinte conceito: é o encargo cobrado pelos operadores pela prestação de serviços de acordo aos termos e condições do contrato (Quantum, 2016).

¹⁶ Federal Energy Regulatory Commission: Comissão Reguladora de Energia Federal.

4.2 – Tipo de tarifação na Europa

A Diretiva Europeia não estabeleceu nenhuma metodologia específica para a tarifação de gás natural na União Europeia, apenas as “Orientações sobre Boas Práticas de Acesso de Terceiros” do Fórum Europeu de Reguladores do Gás. Entretanto, nesse documento, a tarifação do tipo entrada-saída foi indicada visando a possível uniformização das tarifas dos países membros da União Europeia. Essa indicação se deve ao fato da tarifação *entry-exit* possuir maior potencial de introdução da competição e boa sinalização para novos investimentos. Em relação à tarifação por distância, por outro lado, é feita uma advertência, pois nesse tipo de metodologia, os custos podem não ser refletidos corretamente, uma vez que os valores podem variar de acordo com as quantidades de operadores e da precisão na nomeação do gás. Além disso, a tarifação por distância favorece grandes carregadores que possuam muitos clientes (ANP, 2003a).

Resende (2017) coloca que, mesmo já existindo um mercado de gás maduro na Europa, não se tinha tanta diversidade de rotas. Nesse mercado surgiu o modelo de *hub* virtual, com o objetivo de gerar liquidez e simplificar a rede, permitindo que a comercialização fosse feita independentemente de haver ponto físico em comum entre dois agentes.

De acordo com Freitas (2004), ainda em relação à tarifação do gás natural na União Europeia, é importante ressaltar que existe, entre os países membros, uma enorme discrepância nas tarifas praticadas e, até mesmo dentro de um país, uma enorme diferença entre as tarifas máximas e mínimas.

Cada país membro da União Europeia pode determinar qual a forma de tarifação de transporte de gás que irá utilizar. No entanto, a metodologia de cálculo dessas tarifas deve ser aprovada e publicada pelo órgão regulador nacional e não poderá haver discriminação entre os agentes que utilizam a rede. A estrutura tarifária de transporte é por distância na Bélgica, França e Alemanha. A tarifação é postal na Dinamarca, Luxemburgo, Espanha e Suécia e também nos países recém-admitidos Lituânia, Polônia, Eslováquia, Eslovênia, Romênia e Bulgária. A metodologia do tipo entrada-saída é utilizada na Irlanda, Itália, Holanda e Reino Unido. Nos demais países, como Portugal, Grécia, Áustria e Finlândia a metodologia de cálculo para as tarifas ainda não foi decidida (ANP, 2003a).

4.3 – Tipo de tarifação no Brasil

A formação do preço do gás natural no Brasil é o resultado de um processo negociado entre as concessionárias estaduais e o agente dominante nos segmentos de produção e comercialização do produto, a Petrobras, que detém participação acionária em grande parte destas distribuidoras. Além disso, a companhia detém o controle das duas principais companhias transportadoras do Brasil: a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TGB) e a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Dessa forma, constata-se que a indústria de gás natural no Brasil ainda pode ser considerada bastante verticalizada, com a Petrobras atuando em todos os segmentos da cadeia.

De acordo com o MME (2016), o Brasil seguiu, nos últimos anos, um exemplo bastante utilizado em sistemas de transporte controlados por empresas estatais, no qual se adota uma tarifa do tipo postal, cobrada de todos os usuários independentemente da distância ou localização deles na rede. Por não refletir exatamente o custo de transporte para o local de seu uso, esse método tem como característica subsidiar a movimentação do gás natural para os locais mais distantes das fontes de oferta, privilegiando a universalização do serviço em detrimento da emissão de sinais locais eficientes. Desta forma, há risco do gás natural deslocar,

artificialmente, outros energéticos substitutos, aumentando o custo total do fornecimento de energia para o sistema, com consequências negativas sobre a competitividade da indústria local¹⁷.

Segundo Pinto Junior (2016), a tarifação adotada nos gasodutos de transporte brasileiros é apenas parcialmente por distância. Na verdade, trata-se de uma tarifa zonal, e cada estado é uma zona com o mesmo tipo de tarifa (todos os *city-gates* do estado pagam a mesma tarifa). A tarifa de transporte é proporcional à distância apenas entre o ponto de suprimento e o estado.

De acordo com a Resolução ANP nº 15 (RANP nº 15/14), de 14 de março de 2014, em especial o disposto no inciso II do Artigo 5º, transcrito a seguir:

“Artigo 5º A Tarifa de Transporte aplicável a cada Serviço de Transporte deve ser composta por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos, despesas e investimentos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir:

(...)

II - os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recebimento e de entrega, a Capacidade de Transporte, o volume movimentado, o desequilíbrio entre os volumes recebidos e entregues, e o prazo de contratação.”

A primeira grande escolha que está sendo feita no segmento de transporte de gás natural, quanto ao desenho de mercado, é a saída de um modelo de contratação de capacidade ponto a ponto em gasodutos de transporte para a formação de sistemas de transporte com contratação de capacidade na modalidade de entrada e saída (Resende, 2017).

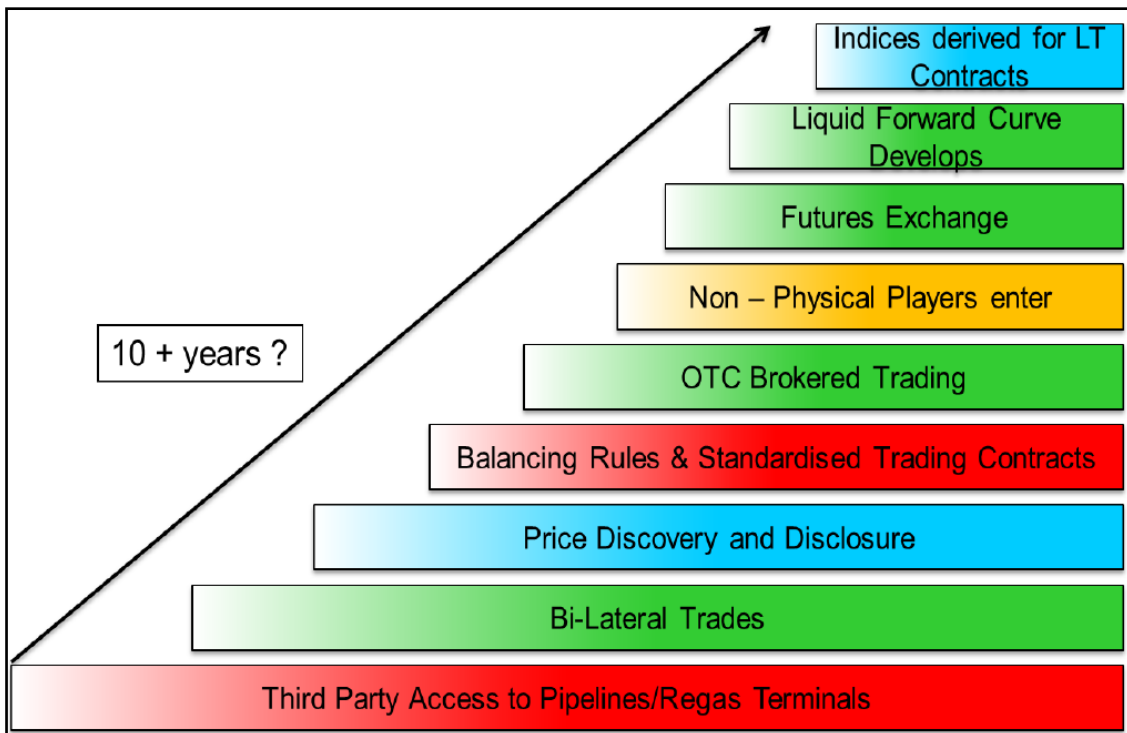
Ainda de acordo com Resende (2017), o que a proposta do Governo traz, dentro da iniciativa Gás para Crescer, é que seja constituído um sistema de transporte único e, com isso, os agentes passem a se preocupar apenas em contratar a entrada e a saída nesse sistema. Ou seja, quaisquer compradores ou vendedores que estiverem conectados a esse sistema poderão fazer a comercialização de gás independente da sua localização física.

Essas características favorecem a entrada de novos carregadores e a liquidez do sistema, com efeitos benéficos à concorrência no mercado, o que parece adequar-se bem às necessidades atuais do mercado brasileiro de gás natural, tendo em vista a sinalização recente da Petrobras de que reduzirá seu papel de coordenação na indústria do gás brasileira.

Heather (2015) descreve o processo que leva a *hubs* maduros e bem-sucedidos como “caminho para a maturidade”, processo pelo qual é exigido tempo, compromisso, além de resultar em rupturas e custos financeiros, principalmente, para o agente incumbente. Segundo Stern (2016), o estabelecimento de um mercado líquido para a formação mais transparente dos preços do gás natural requer um prazo de mais de 10 anos, com base na experiência norte-americana e europeia. A diversificação dos *players* para minimizar os riscos de manipulação de preços é imprescindível.

Figura 4: “Caminho para a maturidade” no desenvolvimento de *hubs* (*Hubs development ‘path to maturity’*)

¹⁷ Apesar dessas desvantagens e das restrições impostas pela Comissão Europeia, o método postal continuava a ser utilizado em países europeus, principalmente para tarifas de saída, até pelo menos 2012.



Fonte: Heather, P. (2015), H. Rogers (OIES).

Considerando o processo proposto na Figura 4, nota-se que o Brasil está próximo do primeiro degrau, que é permitir o acesso efetivo aos gasodutos de transporte e terminais de regaseificação. De acordo com Heather (2015), nesta etapa, muitas vezes, são exigidas mudanças legislativas para forçar, ou possibilitar, que os incumbentes liberem capacidade de infraestrutura e volumes de fornecimento de gás, de forma a incentivar agentes independentes a entrarem no mercado. O aumento na liquidez, possibilitado pelas comercializações por contratos bilaterais, viabiliza mecanismos de determinação de preços.

No estágio final do processo, o gás natural passa a ser negociado em contratos futuros e o *hub* desenvolve liquidez suficiente para que os agentes utilizem o preço estabelecido em mercado como índice para contratos de longo prazo.

Segundo Resende (2017), o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, bem como aos terminais de regaseificação, tona-se, assim, pré-condição para o desenvolvimento do mercado concorrencial e que o sistema de entrada e saída contribui para um ambiente favorável ao aumento do número de *players* no mercado de gás.

Partindo do pré-suposto que o modelo de tarifação por entrada-saída seria o mais adequado para o caso brasileiro, alguns desafios surgem. Os transportadores não podem ter incentivos a agirem de forma discriminatória, eliminando ou impedindo a entrada de outras empresas no mercado. Sendo assim, é essencial que de fato aconteça a desverticalização desse segmento.

Atualmente, a coordenação do sistema de transporte de gás no Brasil é feita pela Petrobras. A estatal assume grande parte do risco dessa indústria. No entanto, ao se inserir novos agentes na malha, surge a necessidade de se coordenar esse mercado, bem como promover o compartilhamento do risco incorrido com o serviço de transporte de gás natural. A ideia é que os agentes se coordenem, constituindo um Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural, nos moldes da experiência do setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, a convicção é que este tenha como competência

divulgar de forma clara e transparente informações sobre suas capacidades e tarifas de transporte, bem como os planos de manutenção e expansão da malha.

No âmbito da iniciativa Gás para Crescer, discussões acerca da criação de um mercado secundário de gás; da coordenação e supervisão das operações do sistema de transporte de gás; do acesso a terceiros aos gasodutos de escoamento, às instalações de tratamento ou processamento de gás e aos terminais de liquefação e regaseificação; bem como a separação societária e desverticalização entre transportadores e carregadores de gás natural ganharam fôlego.

Dada a dependência de coordenação entre os diversos segmentos da cadeia de gás natural, é fundamental que a determinação das regras, instituições e contratos não divirjam entre si, impedindo a construção de um mercado de gás natural coerente para o Brasil.

5 – Conclusão

O segmento de transporte de gás natural é um dos principais gargalos para o desenvolvimento desse mercado no Brasil. A indústria de gás natural brasileira é ainda incipiente, existe uma empresa dominante em todos os segmentos da cadeia e o arcabouço regulatório limita o poder de ação da agência reguladora. Essas características são fortemente refletidas no segmento de transporte de gás natural.

Diante de perspectivas de desenvolvimento de novos mercados para o gás natural e, ainda, buscando atingir a eficiência econômica da indústria, as diferentes formas de tarifação apresentaram vantagens e limitações.

A tarifação postal, embora favoreça o desenvolvimento de novos mercados, não reflete os custos associados ao transporte, não estimulando a eficiência econômica, causando subsídios cruzados entre os consumidores e dificultando a integração energética entre as regiões. Por outro lado, a tarifação por distância estimula a eficiência econômica, mas não desenvolve alguns mercados de gás natural em regiões distantes dos centros de produção.

A tarifação do tipo entrada-saída é capaz de lidar com as mais variadas topologias da rede de transporte, sendo aplicável tanto para redes simples com fluxos bem definidos quanto para redes complexas cujos fluxos mudam com frequência. Entretanto, a aplicação da tarifação por entrada-saída não é compatível com congestionamento físico sistemático de determinados trechos do sistema. Caso isso ocorra, a recomendação é que o trecho seja tratado como uma interconexão entre dois sistemas de entrada e saída distintos.

A depender de como é desenhada, essa metodologia pode permitir que carregadores contratem capacidade de entrada no sistema, sem necessariamente comprometerem-se, neste mesmo momento, com a contratação de capacidade equivalente de saída, como mencionado anteriormente. Torna-se possível, ainda, permitir que o gás que já possui “direito” de entrada no sistema de transporte seja comercializado em um “ponto virtual” na rede e direcionado pelo transportador para o ponto de saída contratado pelo comprador.

Essas características favorecem a entrada de novos carregadores e a liquidez do sistema, com efeitos benéficos à concorrência no mercado, o que parece adequar-se bem às necessidades atuais do mercado brasileiro de gás natural, tendo em vista a sinalização recente da Petrobras de que reduzirá seu papel de coordenação na indústria do gás brasileira.

No entanto, a escolha entre os diversos tipos de tarifação vai depender das características do sistema e dos objetivos do órgão regulador. Isto é, a metodologia de alocação tarifária mais adequada depende, dentre outros fatores, da morfologia da rede, dos objetivos de política energética do país, do estágio de desenvolvimento da malha de gasodutos e da indústria de gás natural.

A regulação tarifária deve ser coerente com a estrutura da indústria e com a fase de desenvolvimento na qual ela se encontra. Existem *tradeoffs* que devem ser trabalhados antes de se optar pela forma de tarifação a ser utilizada no segmento. É a partir do entendimento do sistema de gasodutos e da regulação que se torna possível determinar o melhor tipo de tarifação para o país.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, E. F. de; FERRARO, M. C. *Indústria do Gás Natural: fundamentos técnicos e econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ALONSO, A.; OLMOS, L.; SERRANO, M. (2010). *Application of an Entry–Exit Tariff Model to the Gas Transport System in Spain*. In: *Energy Policy*, 38, pp. 5133–5140.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2001.

_____. *Cálculo da Tarifa de Transporte Dutoviário de Gás Natural: critérios aplicáveis e proposta de política de preços*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2003a.

_____. *Regulação no Mercado Comum Europeu para a Indústria de Gás Natural: principais aspectos*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2010.

_____. *Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2013*. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=68644>>. Acesso em: 20 mar 2014.

_____. *Parcela do preço referente ao transporte prevista no contrato de compra e venda de gás natural para fins de registro do contrato na ANP: cronograma de aplicação de metodologias de cálculo para alocação de custo de transporte*. Agosto, 2016.

COASE, R. *The Nature of the Firm*. *Economica* (N.S.) 4: 386-405, 1937.

COLOMER, M. *Estruturas de Incentivo ao Investimento em Novos Gasodutos: Uma Análise Neo-Institucional do Novo Arcabouço Regulatório Brasileiro*. Tese de Doutorado. Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

COLOMER, M. *A quem interessa a nova lei do gás?* Blog Infopetro, 15/11/2010.

COLOMER, M. e ALMEIDA, E. *Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras*. Blog Infopetro, 29/06/2016.

ERSE (online). Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Anúncio de Proposta de Regulamentação do Sector do Gás Natural*. Disponível em <http://www.erse.pt>. Acessado em 11 de dezembro de 2017.

FERNANDES, E. S. L. *Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural: o Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia*. 2000. Tese (Doutorado em Energia) – IEE, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2000.

FREITAS, K. R. V. *Definição Tarifária como Instrumento Regulatório: precificação do transporte dutoviário de gás natural no Brasil*. 2004. Dissertação (Mestrado em Economia) – IE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2004.

HALLACK, M. *Mecanismos de Governança do Comércio de Gás entre Brasil e Bolívia*. 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

HEATHER, P. *The evolution of European traded gas hubs*. Oxford Institute for Energy Studies. December, 2015.

HUNT, P. *Entry-Exit Transmission Pricing with Notional Hubs: Can it Deliver a Pan-European Wholesale Market in Gas?* Oxford Institute for Energy Studies. 2008.

LAPUERTA, C.; MOSELLE, B. *Convergence of Non-discriminatory tariff and Congestion Management Systems in the European gas sector*. Londres: The Brattle Group, 2002.

LIPSKY, A.; SIDAK, J. *Essential Facilities*. Stanford Law Review. Maio 1999.

MENARD, C. e SHIRLEY, M.M. *Handbook of New Institutional Economics*. Springer. 2005.

MME. *Gás para Crescer*. Outubro, 2016.

NEWBERY, D. *Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities*. The MIT Press, 2000.

NORTH, D. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge: Cambridge University Press. 1990.

PINTO JUNIOR, H. Q. (et al.) *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. 2ª edição. Rio de Janeiro. Elsevier, 2016.

PINTO, R. P. *Tarifação na Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil: evolução e perspectivas*. Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia), Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

QUANTUM. *Análise da Nota Técnica nº 11/2016-SCM e Contribuições*. Versão Final. Dezembro, 2016.

RESENDE, L. *Sistema de transporte de gás natural no Brasil: a caminho da maturidade*. Caderno Opinião. FGV Energia. Setembro, 2017.

SAUSSIÉ, S. *Choix contractuels t coûts de transaction*. Thèse de doctorat, Université Paris I. 1997.

SILVA FILHO, E. B. *A Teoria da Firma e a Abordagem dos Custos de Transação: elementos para um crítica institucionalista*. Pesquisa & Debate, SP, vol. 17, número 2 (30), pp. 259-277, 2006.

STERN, J. *Natural Gas Pricing: future perspectives and competitiveness with coal*. JOGMEC Seminar, Tokyo, March, 2016.

VAZQUEZ, M. e HALLACK, M. *Leilões de Curto Prazo na Indústria Brasileira de Gás Natural*. Universidade Federal Fluminense. Textos para Discussão, UFF/Economia. Julho 2015.

WILLIAMSON O. E. *Markets and hierarchies: Analysis and antitrust implications – A study in the economics of internal organization*. Free Press, 1975

_____. *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: The Free Press, 1985.

_____. *Transaction cost economics and the Carnegie connection.*
Journal of Economic Behavior & Organization, Elsevier, vol. 31(2), pages 149-155,
November, 1996.