



# **CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DE GÁS NATURAL: CRITÉRIOS APLICÁVEIS E PROPOSTA DE POLÍTICA DE PREÇOS**

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

**Setembro de 2010**

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

José Cesário Cecchi

### **Superintendente Adjunta**

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

### **Assessores**

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Marcelo Meirinho Caetano

### **Equipe Técnica**

Kelly dos Santos Ferreira (estagiária)

Alessandra Silva Moura

Almir Beserra dos Santos

Ary Silva Junior

Guilherme de Biasi Cordeiro

Felipe da Silva Alves

Helio da Cunha Bisaggio

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Jader Conde Rocha

Luciana R. de Moura Estevão

Luciano de Gusmão Veloso

Marcelo Meirinho Caetano

Marco Antonio Barbosa Fidelis

Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho

Mario Jorge Figueira Confort

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

Patricia Mannarino Silva

Ursula Ignacio Barcellos

### **Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica**

José Cesário Cecchi

Luciano de Gusmão Veloso

Marco Antonio Barbosa Fidelis

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

Guilherme de Biasi Cordeiro

Ary Silva Junior

## ÍNDICE

<b>I – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>4</b>
<b>II – FORMAÇÃO DO PREÇO FINAL DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>5</b>
<i>II.1 – Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural.....</i>	<i>5</i>
<i>II.2 – Formação do Preço do Gás Natural Pós-Liberação Legal.....</i>	<i>6</i>
<b>III – CRITÉRIOS PARA O CÁLCULO DAS PARCELAS REFERENCIAIS DE TRANSPORTE.....</b>	<b>12</b>
<i>III.1 – A Emergência do Restabelecimento das Parcelas Referenciais de Transporte.....</i>	<i>12</i>
<i>III.2 – Modelagem Tarifária.....</i>	<i>14</i>
<i>III.3 – Legislação Aplicável à Tarifa de Transporte de Gás Natural no Brasil.....</i>	<i>23</i>
<b>IV – TRANSPARÊNCIA NA FORMAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL .....</b>	<b>28</b>
<b>V – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>29</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>30</b>



Nota Técnica nº 015/2010-SCM

Rio de Janeiro, 23 de setembro de 2010.

**ASSUNTO: CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE DUTOVIÁRIO DE GÁS NATURAL: CRITÉRIOS APLICÁVEIS E PROPOSTA DE POLÍTICA DE PREÇOS<sup>1</sup>**

## **I – Introdução**

A presente Nota Técnica é a primeira de uma série que tem por objetivo discutir temas relacionados à formação do preço do gás natural no Brasil, abrangendo desde os critérios para o cálculo da tarifa de transporte após o estabelecimento do novo marco regulatório da indústria (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009) até aspectos relativos a uma política de preços para subsidiar a elaboração e implementação da política energética nacional.

Este primeiro estudo tem como objetivo contextualizar a aplicação da nova política de preços de gás natural praticada pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS para fornecimento às distribuidoras de gás canalizado, analisando sua aderência à regulação vigente e seus efeitos nas atividades de comercialização e transporte de gás natural no Brasil. São feitas considerações sobre a relevância do restabelecimento das parcelas referenciais de transporte, dado o estado corrente do mercado de gás natural - concentrado em um único agente comercializador e contando com pouca transparência no preço cobrado nos *city-gates* - e dos compromissos contratuais (transporte e comercialização) atualmente existentes entre os agentes da indústria de gás natural.

A partir dessas considerações, defende-se o retorno do cálculo das Parcelas Referenciais de Transporte com o intuito de promover a utilização eficiente da infraestrutura de transporte por meio da inserção, nas Tarifas de Transporte, de uma sinalização econômica adequada. A aplicação das Parcelas Referenciais de Transporte deve, necessariamente, se refletir nos preços finais do gás natural, resultando em benefícios para o consumidor e para o desenvolvimento do mercado de gás natural por meio de uma melhor alocação de recursos econômicos e naturais.

Para tanto, esta Nota Técnica está dividida em três seções, além desta introdutória e da conclusiva. Na seção II, apresenta-se o histórico da regulamentação do preço do gás natural e discute-se o processo de formação do preço do gás natural no novo marco regulatório (Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009). A seção III trata dos critérios para o cálculo das Parcelas Referenciais de Transporte, apresentando os fundamentos para o restabelecimento das mesmas, assim como aspectos relacionados à modelagem tarifária e legislação aplicável à tarifa de transporte de gás natural no Brasil. Na seção IV são feitas considerações sobre a transparência na formação do preço do gás natural, assim como recomendações sobre a regulamentação da atividade de comercialização de gás natural.

---

<sup>1</sup> Os responsáveis pela elaboração da Nota Técnica agradecem a Antoine Fiquet por sua contribuição, na forma do ensaio técnico, intitulado *Sistema Tarifário e Tipos De Reserva de Capacidade na Indústria Européia do Gás Natural*, baseado em Relatório do Brattle Group (LAPUERTA e MOSELLE, 2002).

## II – Formação do Preço Final do Gás Natural

### II.1 – Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural<sup>2</sup>

Até o início da vigência das Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda (MME/MF) nºs 90, 91 e 92, em abril de 1999, o preço máximo de venda do gás natural às concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado era determinado pela Portaria DNC nº 24 (Portaria DNC nº 24/94), de junho de 1994.

Esta Portaria estabelecia uma paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural para fins combustíveis e o preço do Óleo Combustível A1, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre esses produtos. O preço de venda do gás natural referenciado na Portaria DNC nº 24/94 não identificava separadamente a parcela do preço referente ao transporte do gás até os pontos de entrega.

Essa regra trouxe estabilidade ao preço do gás, enquanto se manteve o controle dos preços dos óleos combustíveis. A partir do início de 1999, com a edição das Portarias Interministeriais MME/MF, os preços dos óleos combustíveis passaram a estar vinculados ao mercado internacional. Tal regra, associada à conjuntura externa do mercado de combustíveis conduziu a considerável oscilação do preço máximo de venda do gás natural.

Diante dessas circunstâncias, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda decidiram pela edição de uma nova regulamentação específica, a Portaria Interministerial MME/MF nº 003 (Portaria MME/MF nº 003/00), de 12 de fevereiro de 2000, para os preços do gás natural, baseada em dois objetivos fundamentais:

- a) a separação do preço máximo nos pontos de entrega em duas parcelas, uma referente à remuneração do produto e outra associada à remuneração dos serviços de transporte;
- b) a introdução progressiva do fator distância no cálculo dos preços máximos de venda nos pontos de entrega.

Tais medidas buscavam dar maior transparência à formação de preços, possibilitar diferentes mecanismos de correção para cada parcela que compõe o preço nos pontos de entrega, reduzir os subsídios cruzados entre usuários e incrementar a eficiência na utilização da rede de transporte.

A Portaria MME/MF nº 003/00 estabeleceu preços máximos para a venda do gás natural de produção nacional às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega. A parcela referente aos custos de transporte foi denominada Parcela Referencial de Transporte. A outra parcela, referente ao produto, agregava os demais custos até a entrada do gás no sistema de transporte (produção, transferência e processamento).

Cabe ressaltar que cada parcela era corrigida de uma forma diferente, tendo sido atribuído à ANP o papel de estabelecer os valores da parcela denominada Parcela Referencial de Transporte ( $T_{ref}$ ). Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia ficaram responsáveis pela determinação da parcela relativa ao preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte ( $P_{gt}$ ). O preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega seria o resultado da soma destas parcelas. Deste modo, é importante esclarecer que nenhuma das duas parcelas representou, isoladamente, um preço máximo. O preço controlado continuava sendo o preço máximo nos pontos de entrega. As parcelas definidas na Portaria MME/MF nº 003/00

---

<sup>2</sup> Esta seção se baseia em ANP (2002a).

representaram instrumentos visando à correção diferenciada para cada componente e a introdução da distância na determinação do preço.

Neste sentido, o estabelecimento pela ANP das  $T_{\text{refs}}$  para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista, às empresas concessionárias de gás canalizado, deu-se através das seguintes Portarias:

- Portaria ANP nº 108/2000, de 28 de junho de 2000;
- Portaria ANP nº 101/2001, de 26 de junho de 2001;
- Portaria ANP nº 130/2001, de 29 de agosto de 2001; e
- Portaria ANP nº 045/2002, de 9 de abril de 2002.

Tais regulamentações tiveram o objetivo principal de gradualmente introduzir o Fator Distância (FD) no cálculo da  $T_{\text{ref}}$ , sendo este inicialmente de 30% dos custos de transporte proporcionais à distância (Portaria ANP nº 108/2000), passando para 40% no ano de 2001 (Portaria ANP nº 101/2001) e, finalmente, para 60% a partir de 2002, por meio da Portaria ANP nº 045/2002.

Contudo, a Portaria Interministerial MME/MF nº 003/00 e, conseqüentemente, a regulação tarifária, estava prevista para vigorar até o fim do ano de 2001, data na qual a Lei nº 9.478/97 previa a liberação de preços dos combustíveis, incluindo o gás natural.

A este respeito, em dezembro de 2001, algumas semanas antes da liberação, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) emitiu a Resolução nº 006 (Resolução CNPE nº 06/001), de 05 de dezembro de 2001, a qual propunha a manutenção do controle de preços do gás natural de origem nacional, justificada pela inexistência de pressões concorrenciais que permitissem sua liberação. No entanto, nenhum Projeto de Lei foi enviado pelo MME/MF ao Congresso Nacional tratando do assunto.

## ***II.2 – Formação do Preço do Gás Natural Pós-Liberação Legal***

Após a liberação dos preços, ocorrida em 2002 por falta da apresentação do Projeto de Lei que deveria manter o controle de preços, a política implementada pela Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) objetivou a massificação do uso deste energético com vistas a maximizar a utilização da sua rede de gasodutos, em especial o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Dessa maneira, havia o estímulo para a adoção do gás natural pelo setor industrial, em consequência da vantagem do seu preço em relação a outros energéticos, notadamente o óleo combustível.

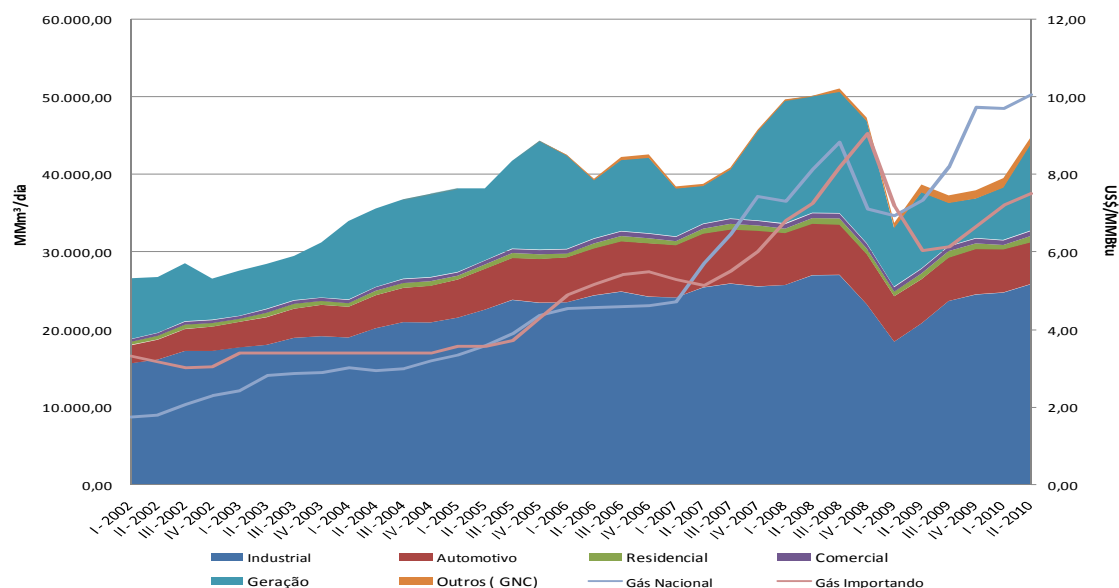
Neste sentido, o preço do gás natural permaneceu praticamente inalterado nos anos de 2003 e 2004. Em 2005 foi registrado um pequeno aumento do preço, que volta a apresentar variações pouco significativas durante todo o ano de 2006.

Após um longo período de preços estáveis e demanda crescente, resultantes, principalmente, da política de massificação do uso do gás natural (ver Gráfico 1), a partir do ano de 2007 iniciou-se a recomposição do preço do gás natural pela PETROBRAS. Neste processo, somente após 1º de janeiro de 2008, houve a negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais, com a instituição de uma nova política de preços adotada pela PETROBRAS.

Como pode ser visto no gráfico, é possível perceber uma inflexão da linha que representa a série dos preços do gás de origem nacional no 2º trimestre de 2007, quando ocorre uma elevação de 21,2%, passando de US\$ 4,72/MMBtu, no trimestre anterior, para US\$ 5,72/MMBtu. Este comportamento persiste nos dois trimestres seguintes: +12,9% no 3º trimestre de 2007 (US\$ 6,46/MMBtu) e +15,0% no 3º trimestre de 2007 (US\$ 7,43/MMBtu), o que representou um aumento acumulado de 57,4% ao longo do ano de 2007.

Uma possível explicação para essa conduta da PETROBRAS com relação aos preços é que, tendo sido cativada a demanda pelo produto (conversão das indústrias para o uso do gás natural e adequação de veículos automotores ao uso de GNV), a empresa passou, então, a aplicar na sua totalidade os reajustes no preço do gás natural, até então não repassados devido à intenção de gerar incentivos ao uso do produto (“política de massificação do uso do gás natural”).

**Gráfico 1 - Preços Finais no City Gate do Gás Natural x Demanda por Setor – 2002-2010**



**Fonte:** Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS e ABEGAS.

**Nota:** Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados com PIS/COFINS e sem ICMS.  
 Gás Natural vendido para as térmicas: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.  
 Gás Natural vendido como importado: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

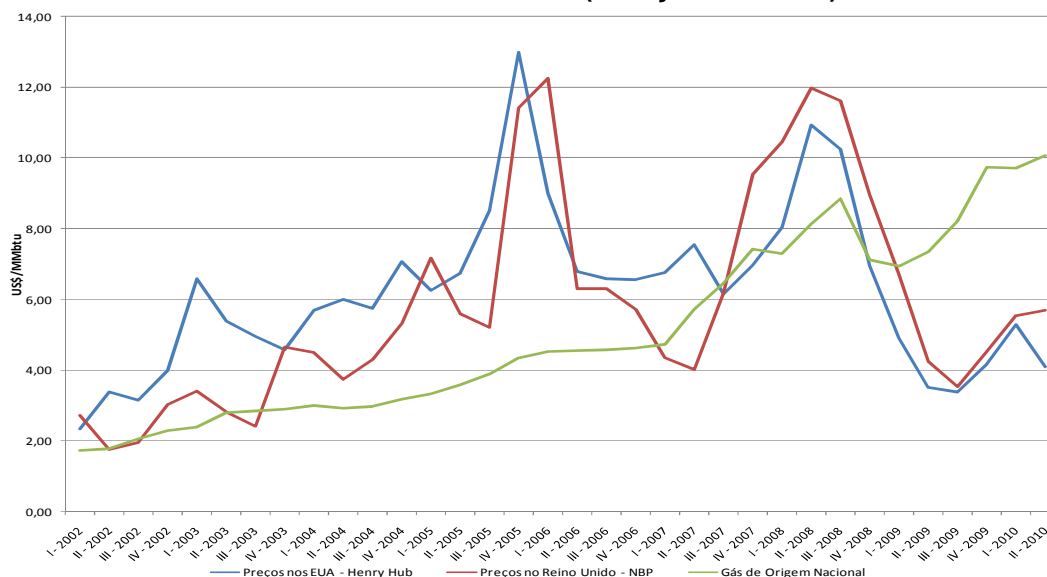
Observa-se, ainda, no Gráfico 1, que a demanda por gás natural pelos consumidores finais atingiu seu pico no 3º trimestre de 2008, coincidentemente no mesmo período em que os preços, medidos em US\$/MMBtu, tanto de origem nacional, quanto importado, atingiram seus valores máximos.

Após alcançar este máximo histórico, observa-se uma queda na demanda de gás natural nos 2 (dois) trimestres seguintes. Cabe lembrar que neste momento conjuga-se uma situação de valores máximos dos preços com as expectativas iniciais em relação à crise econômica mundial e o conseqüente recuo da produção industrial. Desta forma, a queda na demanda se apresentou tão severa que o volume consumido no 1º trimestre de 2009 recuou ao patamar do 1º trimestre de 2004 e representou uma redução de 34,0% em relação ao 3º trimestre de 2008. Desde o 2º trimestre de 2009, a demanda passou a se recuperar de forma gradual.

Em que pese esta recuperação, o consumo observado no 2º trimestre de 2010 encontra-se, ainda, em um patamar 10,8% inferior ao mesmo período de 2008, tendo como causas mais prováveis: a) o fato de o preço do gás natural de origem nacional ter sofrido, entre estas datas, uma elevação de 23,7%, em US\$/MMBtu; b) a gradual recuperação da indústria que ainda não alcançou o nível de atividade anterior ao da crise econômica mundial do final de 2008, e c) uma menor demanda para geração termelétrica a gás natural.

O Gráfico 2 apresenta a evolução, entre o 1º trimestre de 2002 e 2º trimestre de 2010, dos preços do gás natural de origem nacional no *city gate* e os preços na Bacia do Atlântico, tendo como referências principais o gás natural negociado no *Henry Hub* (Luisiana-EUA) e no *National Balancing Point* (NBP) do Reino Unido.

**Gráfico 2 - Preços Finais no *City Gate* do Gás Natural de Origem Nacional x Preços do Gás Natural na Bacia do Atlântico (*Henry Hub* e NBP) – 2002-2010**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS e da British Petroleum (BP).

Pelo gráfico observa-se que enquanto o preço do gás natural negociado na Bacia do Atlântico apresentou uma tendência de queda desde o 2º trimestre de 2008, sendo negociado no 2º trimestre de 2010 a um valor entre 52,4% (NBP) e 62,6% (Henry Hub) inferior ao observado no 2º semestre de 2008, o preço do gás natural de origem nacional apresentou uma tendência crescente ao longo dos últimos trimestres, passando de US\$ 6,95/MMBtu, no 1º trimestre de 2009, para US\$ 10,07/MMBtu, 2º trimestre de 2010, ou seja, uma variação de 44,9%.

Os aumentos no preço do gás de origem nacional registrados ao longo de 2007 e início de 2008 ocorreram em paralelo ao processo de negociação dos novos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural. Por estes contratos fica alterada a formação do preço final do gás natural que, a partir de 2008, passa a ser revisto a cada trimestre iniciado pelos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro. Este preço é constituído pela soma de uma Parcela Fixa, atualizada anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas (FGV), e de uma Parcela Variável, reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio.

O quadro a seguir apresenta a formação do preço do gás natural pela sistemática dada pelas Portarias MME/MF nº 003/00 e ANP nº 045/02 (“Sistemática Anterior”) e pela sistemática dada pela nova política de preços do gás natural levada à cabo pela PETROBRAS (“Nova Política da PETROBRAS”):



### Quadro 1 - Sistemática Anterior x Nova Política de Preços da PETROBRAS

Sistemática Anterior	Nova Política da PETROBRAS
<b>Parcela de Transporte (<math>T_{REF}</math>):</b> atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV (Portaria ANP nº 045/02)	<b>Parcela Fixa (PF):</b> atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV
<b>Parcela de Produto (<math>P_{GT}</math>):</b> reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio (Portaria MF/MME nº 003/00)	<b>Parcela Variável (PV):</b> reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio

Fonte: Elaboração própria.

A Nova Política da PETROBRAS abandonou a separação explícita entre a Parcela de Transporte e a Parcela de Produto, substituindo-as por parcelas denominadas Parcela Fixa e Parcela Variável. É mister observar que o abandono da distinção, no preço do gás, das parcelas relacionadas ao custo da molécula do gás natural e ao custo do seu transporte representou um retrocesso em relação à transparência na comercialização do hidrocarboneto, sendo, portanto, razoável a argumentação de que esta mudança produziu reflexos indesejáveis na formação do preço do energético e contrariou, em última instância, os interesses dos seus compradores (ver seção III para um aprofundamento deste tema).

Através da leitura do Quadro 1, a Nova Política da PETROBRAS aplica na prática os mesmos indexadores às parcelas que compõem o preço final do gás natural vendidos às distribuidoras de gás canalizado, sem, contudo, explicitar como as mesmas foram determinadas. Desta maneira, um dos princípios norteadores da publicação da Portaria MME/MF nº 003/00, qual seja, o de dar maior transparência à formação de preços, não se encontra mais presente na sistemática atual de preços adotada pela Petrobras para venda às distribuidoras. Conforme já exposto na Nota Técnica nº 013/2009-SCM, um patamar mínimo aceitável para a comercialização de gás natural contempla:

*“a publicidade, a todos os agentes, da metodologia adotada para o cálculo<sup>3</sup> e o valor das tarifas de transporte aplicáveis<sup>4</sup>, calculadas de maneira a refletir os custos atribuíveis à prestação do serviço de transporte<sup>5</sup>; a transparência dos contratos de compra e venda de gás natural, que devem possibilitar a distinção, no preço total, de cada parcela de custo relacionado à contribuição dos elos da cadeia da indústria, inclusive o transporte” (ANP, 2009).*

Ademais, o Fator Distância (FD), inicialmente considerado na regulamentação da ANP, não se encontra contemplado na nova fórmula de determinação do preço do gás natural,

<sup>3</sup> O cálculo das tarifas deve ser reprodutível por qualquer agente do mercado interessado na contratação dos serviços de transporte objetivando a plena transparência e isonomia, não sendo tal cálculo reservado apenas ao transportador.

<sup>4</sup> A Portaria ANP nº 01/2003 determina o fornecimento, pelo transportador, de várias informações relacionadas ao serviço de transporte ao mercado, inclusive as informações relativas às tarifas e descontos aplicados a cada carregador.

<sup>5</sup> A Portaria ANP nº 29/2005 prevê que as tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador sejam compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir os custos da prestação eficiente do serviço, assim como os determinantes de custo do serviço.

não estando aderente aos critérios para o cálculo da tarifa de transporte estabelecidos pela Resolução ANP nº 029 (RANP nº 029/05), de 14 de outubro de 2005, em especial o disposto no inciso II do Artigo 4º, transcrito a seguir:

*“Artigo 4º As tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador serão compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir:*

*(...)*

*II. os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recepção e entrega, o volume e o prazo de contratação, observando a responsabilidade de cada carregador e/ou serviço na ocorrência desses custos e a qualidade relativa entre os tipos de serviço oferecidos.”* (grifos nossos)

Isto significa que, mesmo exigindo-se que as tarifas de transporte acordadas entre as partes e constantes dos Contratos de Serviço de Transporte (CST) levem em consideração os determinantes de custos (dentre os quais a distância entre a recepção e entrega do gás, podendo ser determinada por região ou por zona de concessão estadual), a não distinção do custo do transporte no preço do gás natural comercializado torna praticamente inócua a regulação econômica do segmento de transporte de gás natural no Brasil.

Dessa forma, em função da vigência de contratos de fornecimento que ainda prevêem a separação explícita entre as parcelas de produto e transporte, apenas o gás natural comercializado de origem boliviana preserva os princípios que nortearam a edição da Portaria MME/MF nº 003/00. A Tabela 1 a seguir apresenta os preços finais cobrados das concessionárias estaduais pela PETROBRAS em junho de 2010, identificando a origem do gás fornecido e, quando possível, os valores das parcelas que as compõem.

Pela Tabela, a região do Brasil onde o preço do gás natural é mais elevado é o Nordeste (US\$ 10,2630/MMBtu), sendo o gás de origem 100% nacional. O segundo maior preço é o do gás, também de origem nacional, comercializado no Sudeste (US\$ 9,9830/MMBtu). Por sua vez, os preços do gás natural importado mais competitivos são aqueles praticados na região Sul (US\$ 7,4921/MMBtu) e em São Paulo (US\$ 7,4955 /MMBtu). Chama a atenção o fato de o gás natural importado e comercializado no Mato Grosso do Sul (US\$ 8,4935/MMBtu), Estado que faz fronteira com a Bolívia, ter seu preço situado acima daqueles praticados nas regiões Sul e Sudeste.

**Tabela 1 - Preços de Gás Natural (julho de 2010)**

Região	Contrato	Composição da Tarifa	Tarifa US\$/MMbtu
Nordeste	Gás Nacional	Parcela Fixa + Parcela Variável	10,2630
Sudeste <sup>1</sup>	Gás Nacional	Parcela Fixa + Parcela Variável	9,9830
Sudeste	Gás Importado	Produto	5,7345
		Transporte	1,7610
Sul	Gás Importado	Produto	5,7355
		Transporte	1,7566
Centro-Oeste <sup>2</sup>	Gás Importado	Produto	6,7087
		Transporte	1,7848

**Fonte:** MME - Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 40, de agosto de 2010.

**Nota:** 1) Na região Sudeste o único Estado que contratualmente recebe gás natural proveniente da Bolívia é São Paulo; 2) Na região Centro-Oeste o único Estado que contratualmente recebe gás natural proveniente da Bolívia através do GASBOL é Mato Grosso do Sul.

Como pode ser visto, além do fato de os consumidores de gás natural de origem boliviana, localizados nos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul adquirirem o gás a um preço mais baixo que o de outras regiões, eles se deparam com regras conhecidas e estáveis de reajuste, tanto no que se refere à parcela de transporte<sup>6</sup>, quanto à parcela do produto<sup>7</sup>. Os consumidores do gás de origem nacional, por sua vez, não detêm mais a informação acerca do quanto pagam, por exemplo, a título de custo de transporte da área de produção até o *city gate*. Como consequência, tem-se a perda de informações fundamentais para a tomada correta de decisão por parte dos agentes da indústria, na medida em que é impraticável, por exemplo, estabelecer o valor do produto no local de produção (“preço na boca do poço”)<sup>8</sup>.

Dado o exposto, percebe-se que 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, sendo que grande parte destas distribuidoras possui participação acionária da própria PETROBRAS. Além disso, a companhia detém o controle das duas principais companhias

<sup>6</sup> De acordo com o contrato de transporte celebrado junto à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) a parcela de transporte é composta por dois encargos: capacidade e movimentação, sendo que a primeira sofre um escalonamento de 0,5% ao ano e anualmente é reajustada pela taxa de câmbio e a segunda, que possui um peso consideravelmente menor na formação da parcela de transporte, também anualmente atualizada a partir da média da variação: (a) do IGP-DI - Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna; (b) do IGP-M - Índice Geral de Preços de Mercado; e (c) do IPA-DI Índice de Preços no Atacado - Disponibilidade Interna, como tais índices estejam publicados pela Fundação Getúlio Vargas na revista Conjuntura Econômica.

<sup>7</sup> A parcela referente ao produto está atrelada ao reajuste da cesta de óleos combustíveis composta de um óleo pesado (HSFO) e dois óleos leves (LSFO) com cotações no golfo americano e no sul e no norte da Europa, onde o óleo HSFO tem um peso de 50% na fórmula enquanto os dois óleos LSFO têm um peso de 25% cada um.

<sup>8</sup> Ver seção III para um aprofundamento deste tema.

transportadoras do Brasil<sup>9</sup>: a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) e a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)<sup>10</sup>. Assim, constata-se que a indústria de gás natural no Brasil ainda pode ser considerada bastante verticalizada, com a PETROBRAS atuando segundo o conceito de um “monopólio desregulado” no segmento de comercialização<sup>11</sup>.

Feitas as considerações acima acerca da formação do preço do gás natural no Brasil após a sua liberalização legal, a próxima seção irá tratar da estruturação tarifária estabelecida pela RANP nº 029/05 e das metodologias de cálculo tarifário aplicáveis ao segmento de transporte de gás natural.

### **III – Critérios para o Cálculo das Parcelas Referenciais de Transporte**

#### ***III.1 – A Emergência do Restabelecimento das Parcelas Referenciais de Transporte***

O bom funcionamento da comercialização de gás natural depende da transparência na formação de preços. Como visto acima, é fundamental a distinção, no preço total do energético, de cada parcela de custo relacionado à contribuição dos elos da cadeia da indústria, inclusive o transporte.

Nesse sentido, o exame da experiência internacional é relevante. O Terceiro Pacote Legislativo da União Européia sobre os Mercados de Gás Natural e Eletricidade reconhece a necessidade de maior transparência na formação dos preços do gás natural, em razão de características presentes em seu mercado de gás, como certa rigidez estrutural advinda da concentração de fornecedores, os contratos de longo prazo e a falta de liquidez na distribuição<sup>12</sup>.

Já os E.U.A. possuem regulamentos que objetivam coibir a falta de transparência na comercialização e garantir que todos os compradores de gás natural - sejam eles companhias distribuidoras ou usuários finais (como indústrias ou usinas de geração térmica de energia a gás) - tenham a seu alcance as informações sobre os preços dos distintos elementos associados com o rol de serviços necessários à compra e posterior entrega do gás natural, desde a boca do poço até o consumo final<sup>13</sup>. Para a *Federal*

---

<sup>9</sup> A PETROBRAS também detém o controle da empresa PETROBRAS Transporte S.A. - TRANSPETRO, a qual atua como prestadora de serviço de O&M para o sistema de transporte de gás de origem predominantemente nacional, bem como para os terminais de GNL.

<sup>10</sup> A PETROBRAS possui 100% de participação na GASPETRO. A GASPETRO possui 51% de participação na TBG e 100% de participação na TAG. Ademais, a PETROBRAS possui participação acionária em 21 das 25 concessionárias de distribuição de gás canalizado.

<sup>11</sup> Ver FIDELIS *et al.* (2010) para uma discussão acerca deste tema.

<sup>12</sup> “Natural gas is mainly, and increasingly, imported into the Community from third countries. Community law should take account of the characteristics of natural gas, such as certain structural rigidities arising from the concentration of suppliers, the long-term contracts or the lack of downstream liquidity. Therefore, more transparency is needed, including in regard to the formation of prices.” EUROPEAN PARLIAMENT (2009).

<sup>13</sup> “The Commission’s primary aim in adopting the instant regulations is to improve the competitive structure of the natural gas industry and at the same time maintain an adequate and reliable service. The Commission will do this by regulating pipelines as merchants and as open access transporters in a manner that accomplishes two fundamental goals. The first goal is to ensure that all shippers have meaningful access to the pipeline transportation grid so that willing buyers and sellers can meet in a competitive, national market to transact the most efficient deals possible. (...) The Commission’s second fundamental goal is to accomplish the first goal in a way that continues to ensure consumers access to an adequate supply of gas at a reasonable price. (...) The Commission believes that to accomplish those objectives it is vital to give all gas purchasers (LDCs and end users, such as industrials and gas-fired electric generators) the ability to make market-driven choices about the price of gas as a commodity and about the cost of delivering the gas. Simply put, efficiency in the now national gas market can be realized only when the purchasers of a commodity know, in a timely manner, the prices of the distinct elements associated with the full range of services needed to purchase and then deliver gas from the wellhead to the burnertip. Only then will gas purchasers be able to purchase, based upon their needs, the

*Energy Regulatory Commission* (FERC, órgão que regula o transporte e a comercialização interestadual de gás natural nos E.U.A.), a comercialização deve ocorrer em termos justos entre as partes. Dessa forma, na visão da FERC, os fornecedores de gás natural devem ter em conta os interesses dos compradores, ou seja, importa que os compradores possuam informações e elementos suficientes para uma boa tomada de decisão.

Tomando por base o marco regulatório da indústria de gás natural no Brasil, a distinção das parcelas do preço final do gás vendido como nacional<sup>14</sup> deve ser minimamente estruturada em: parcela referente ao preço do produto na entrada do gasoduto de transporte<sup>15</sup> e parcela referente ao transporte (nos termos da definição Transporte de Gás Natural da Lei nº 11.909/09<sup>16</sup>). Nos casos da comercialização de gás natural proveniente da regaseificação de GNL, caberia a identificação da parcela referente aos custos específicos atribuíveis à disponibilização do gás na rede de transporte<sup>17</sup> (cadeia de valor do GNL: produção/liquefação/transporte marítimo/regaseificação).

Desta maneira, a parcela de transporte deve refletir os custos atribuíveis ao transporte por meio de gasodutos. Importa observar que a atividade de transporte de gás natural é considerada monopólio natural, tendo sido estabelecido, em legislação específica, o livre acesso<sup>18</sup> à infraestrutura de transporte e a separação vertical das distintas atividades da cadeia da indústria do gás natural<sup>19</sup>.

O arcabouço regulatório no Brasil ora vigente compreende a Resolução ANP nº 029/2005, a qual trata das questões relacionadas ao princípio de não-discriminação, eficiência na prestação do serviço de transporte, flexibilidade dos custos atribuíveis ao serviço de transporte e do repasse (“*pass-through*”) de reduções nas tarifas de transporte para o preço de venda do gás, conforme exposto no item III.3.

---

*exact services they want with full recognition of the prices that they would have to pay. And only then will the Commission be assured that all gas is transported to the market place on fair terms. What best serves the interests of gas purchasers -- the ability to make informed choices -- is also important for gas sellers. (...)*” FERC (1992).

<sup>14</sup> A comercialização do gás natural de origem boliviana já contempla a separação entre o produto e o transporte.

<sup>15</sup> Para gás natural de produção nacional, o “preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte” é o “preço na boca do poço” acrescido dos custos de processamento e dos custos atribuíveis à sua movimentação por gasodutos classificáveis como “transferência”, segundo a definição da Lei nº 11.909/09. No caso da importação de gás natural liquefeito, o preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte é o preço da importação acrescido do custo atribuível à regaseificação do GNL.

<sup>16</sup> “*Transporte de Gás Natural: movimentação de gás natural em gasodutos de transporte, abrangendo a construção, a expansão e a operação das instalações*” (Artigo 2º, inciso XXIV);

<sup>17</sup> Na eventualidade de produção *off-shore* de gás natural conjugada com GNL embarcado, a cadeia de valor do GNL poderia ocorrer completamente em território nacional, sem haver importação.

<sup>18</sup> O livre acesso, ou acesso de terceiros a gasodutos de transporte de gás natural foi estabelecido inicialmente pela Lei nº 9.478/97 e posteriormente pela Lei nº 11.909/09. O Artigo 58 da Lei nº 9.478/97 prevê o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, por qualquer interessado. Conforme o Inciso XIX do Artigo 8º desta mesma Lei, a competência para regular e fiscalizar o acesso à capacidade dos gasodutos cabe à ANP. Os Artigos 32 e 34 da Lei nº 11.909/09 dispõem sobre a garantia do acesso de terceiros, respeitado o período de exclusividade dos carregadores iniciais, e disciplinam que o acesso ao serviço de transporte firme se dá mediante Chamada Pública.

<sup>19</sup> Sobre a separação vertical das atividades da cadeia da indústria do gás natural, a mesma foi mandatária à Petrobras, quando a obrigou a constituir uma empresa para construir e operar seus dutos (Artigo 66 da Lei nº 9478/97). Já a Lei nº 11.909/09 (Artigo 3º, §3º) determina que a atividade de transporte de gás natural seja juridicamente distinta das demais atividades da cadeia, excetuando-se a estocagem de gás natural e a construção e operação de terminais (devendo haver, nestes casos, contabilidade separada). Para detalhes, ver ANP (2009).

Assim, considera-se que um sistema de tarifação adequado, que se aproxime do objetivo de promover a eficiência econômica<sup>20</sup>, deve levar em conta<sup>21</sup>:

- A simplicidade, transparência e o princípio de não-discriminação;
- A cobertura dos custos incorridos pelo transportador e a remuneração adequada à atividade de transporte de gás natural; e
- A sinalização econômica que permita a utilização eficiente da infraestrutura de transporte, assim como sua expansão.

Uma análise dos atuais contratos de transporte mostra que estes possuem características que contrariam os princípios acima expostos e estabelecidos em norma, já que pode ser identificada a presença de tarifa de transporte do tipo postal, bem como um método de reserva de capacidade com flexibilidade potencialmente discriminatória<sup>22</sup>. Ademais, o aumento da complexidade da rede de gasodutos no Brasil, causado pela interconexão de novos gasodutos à rede já em operação (esta composta por gasodutos unidirecionais em sua maior parte) dificulta sobremaneira o cálculo preciso do custo de transporte a partir das tarifas estabelecidas no contrato para cada gasoduto.

Dado o exposto, surge a emergência do restabelecimento da parcela de transporte de referência, através da qual se possa alcançar os objetivos de imprimir mais transparência na comercialização, através de um sistema de tarifação que conduza à eficiência econômica.

### **III.2 – Modelagem Tarifária<sup>23</sup>**

Os métodos utilizados na regulação econômica, voltados ao estabelecimento de um sistema tarifário, podem ser classificados em dois grandes grupos: “Regulação por Receita Máxima” (“*Revenue Cap Regulation*”) e “Regulação por Preço-Teto” (“*Price Cap Regulation*”) <sup>24</sup>. O marco regulatório atual da indústria do gás natural no Brasil assemelha-se ao primeiro grupo<sup>25</sup>, no qual está abarcado o conceito de tarifas baseadas nos Custos da Prestação do Serviço (“*Cost Based Charges*”). Por este método, a autoridade reguladora aprova os investimentos e o transportador obtém um retorno garantido, adequado à atividade de transporte, calculado sobre a base de ativos.

---

<sup>20</sup> “A eficiência econômica contém três elementos interdependentes: eficiência produtiva, que significa que as empresas adotam o método de produção com menor custo; eficiência alocativa, que significa que os recursos são empregados para produzir aqueles bens e serviços que proporcionam o benefício máximo para a sociedade; eficiência dinâmica, que significa que a empresa investe e inova em uma taxa e em um ponto ótimos no tempo, portanto aumenta a qualidade e a produtividade e diminui os custos ao longo do tempo, de maneira que o excedente social não é necessariamente maximizado em um determinado ponto no tempo, mas sim ao longo de um período” (tradução livre). DEWENTER *et al.* (2007).

<sup>21</sup> Baseado em BERGOUNOUX (2001) “(...) de uma maneira geral, considera-se um bom sistema de tarifação: é simples, transparente e não discriminatório; permite ao transportador cobrir os seus custos e financiar, dentro de condições razoáveis os investimentos necessários ao desenvolvimento da rede; dá aos agentes do mercado sinais estáveis e significativos, permitindo integrar corretamente nas suas decisões as consequências que eles terão em termos de custo de exploração e de desenvolvimento da rede” (tradução livre).

<sup>22</sup> Ver ANP (2004), disponível no endereço eletrônico da ANP ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)) em: Página Principal > Gás Natural > Estudos e Notas Técnicas (clicar em Política de desenvolvimento para a indústria do gás natural).

<sup>23</sup> Esta seção se baseou-se em (BRATTLE GROUP, 2000) e (LAPUERTA e MOSELLE, 2002).

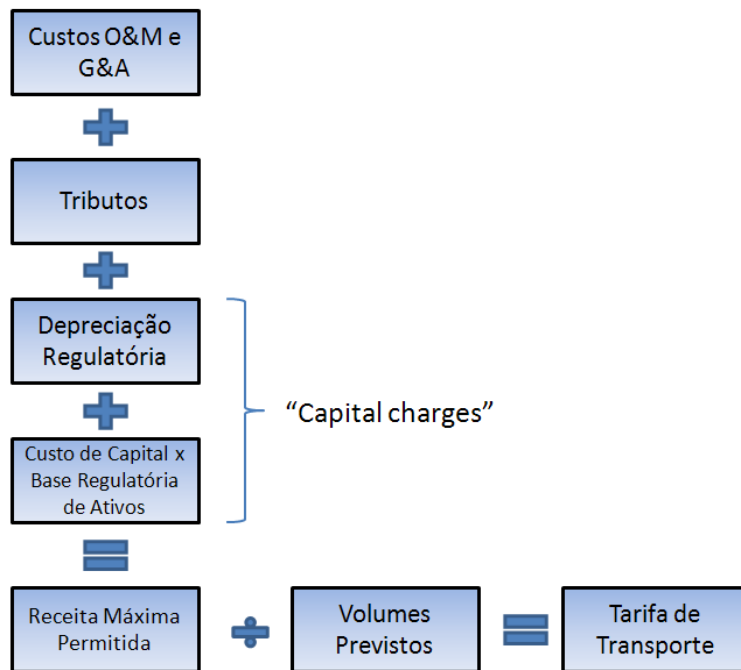
<sup>24</sup> HARRIS e LAPUERTA (2010).

<sup>25</sup> A Lei nº 11.909/09 não prevê revisão da receita anual a ser percebida pelo concessionário durante a vigência do contrato de concessão. A Lei apenas prevê, no contrato de concessão, cláusulas contendo critérios de reajuste da receita anual (Inciso V do Artigo 21 da Lei nº 11.909/09). Dessa forma, a concessão da atividade de transporte de gás natural no Brasil diferencia-se, neste aspecto, do conceito tradicional de “custo de serviço”, tal como é praticado em outros países, como, por exemplo, os E.U.A..

Segundo o BRATTLE GROUP (2000), os elementos básicos da modelagem tarifária por custos da prestação do serviço, correspondem a (ver Figura 3):

- Custos operacionais: Custos de Operação e de Manutenção (O&M) e despesas Gerais e Administrativas (G&A);
- Tributos; e
- “*Capital Charges*”: Depreciação Regulatória e Retorno sobre o Capital – Base Regulatória de Ativos x Custo de Capital.

**Figura 3 – Elementos Básicos da Modelagem Tarifária pelo Método do Custo de Prestação do Serviço**



Fonte: Elaboração própria com base em BRATTLE GROUP (2000).

Os Custos de Operação e Manutenção (O&M) e as Despesas Gerais e Administrativas (G&A) representam os custos e despesas eficientemente incorridos pela transportadora para operar, manter e reparar o sistema de transporte, incluindo os custos diretamente relacionados à instalação física do gasoduto (combustíveis, energia elétrica, lubrificantes) e as perdas de gás, bem como as despesas administrativas indispensáveis ao gerenciamento eficiente da atividade de transporte, abarcando o pagamento de salários, *marketing*, suprimentos de escritório, serviços externos, aluguéis e manutenção dos escritórios e filiais da transportadora.

Os Tributos representam todos os tributos federais, estaduais e municipais incidentes na prestação do serviço de transporte de gás natural, incluindo Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Já a Depreciação Regulatória distingue-se da depreciação tradicional<sup>26</sup> na medida em que, adotando-se a ótica da exploração da atividade de transporte de gás natural

<sup>26</sup> Tradicionalmente, a depreciação reflete a redução no potencial de uso de um ativo - ou grupo de ativos - resultante do desgaste ou perda de utilidade pelo uso, ação da natureza ou obsolescência.

entendida como um investimento em um ativo financeiro, esta representa o retorno de capital para o transportador, não estando ligada necessariamente a uma lógica de perda de valor associada às características físicas e tecnológicas do ativo em questão.

Enquanto a visão tradicional da depreciação reflete os valores necessários à reposição do ativo, de forma a manter as condições operacionais do mesmo, a segunda pode variar de acordo com os objetivos da regulação ou mesmo para ajustar o tamanho e escopo das operações. Um exemplo é a depreciação acelerada em projetos “*greenfield*”, que objetiva diminuir o tempo de recuperação do investimento e, assim, aumentar os incentivos para projetos deste tipo. Por esta razão, a Depreciação Regulatória é, por vezes, chamada de Retorno de Capital<sup>27</sup>, não representando, contudo, o lucro sobre o investimento, que é denominado Retorno sobre o Capital (ver sua definição mais adiante).

A Base Regulatória de Ativos (BRA) representa o conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural, investimento este que deve ser remunerado ao Custo de Capital. No momento inicial da operação de uma instalação de transporte de gás natural, a BRA é dada pelo investimento total incorrido pela transportadora e autorizado<sup>28</sup> pelo ente regulador. Nos anos seguintes, a BRA corresponde ao investimento autorizado menos a depreciação acumulada, usualmente com atualização anual.

Para a determinação inicial da BRA, podem ser utilizadas várias metodologias de valoração. BRATTLE GROUP (2000) nota que, no momento em que o ativo é construído, o custo histórico é idêntico ao custo de reposição, embora, quando se consideram ativos que já estão em operação, as duas técnicas de valoração podem divergir significativamente.

A metodologia de custo de reposição é considerada pelo Brattle Group menos adequada ao princípio de não-discriminação, uma vez que essa metodologia dá ao transportador considerável discricionariedade na escolha do momento da reavaliação, bem como influência nos resultados dos estudos da reavaliação, tornando sua monitoração pelo regulador mais difícil. **O Brattle Group recomenda que o custo de reposição não seja adotado se o acesso aos gasodutos é feito de maneira negociada.**

O Custo de Capital representa o custo de oportunidade<sup>29</sup> envolvido na decisão de investimento em ativos relacionados à atividade de transporte de gás natural. Portanto, o Custo de Capital deve refletir as condições vigentes no mercado de capitais e os riscos<sup>30</sup> associados à prestação eficiente dos serviços de transporte de gás natural e, portanto considerar a média ponderada do custo aplicável a cada tipo de fonte de financiamento (sendo por isso denominado, também, Custo Médio Ponderado de Capital – CMPC). Para o seu cálculo deve ser levada em conta uma estrutura de capital que reflita padrões locais e internacionais da indústria de transporte de gás natural.

O cálculo do Custo de Capital deve ser transparente e se basear em metodologias consolidadas, além de estar fundamentado em bibliografia especializada. A SCM/ANP publicou a Nota Técnica nº 027/2006-SCM apresentando as metodologias previamente aprovadas pela Superintendência para o cálculo do CMPC associado às empresas de Transporte Gás Natural no Brasil. Na referida Nota Técnica dois métodos foram

---

<sup>27</sup> QUEENSLAND COMPETITION AUTHORITY (1999).

<sup>28</sup> “Somente serão indenizados os investimentos que tenham sido expressamente autorizados pela ANP” (§3º do Artigo 21 da Lei nº 11.909/09).

<sup>29</sup> “(...) Essentially investments represent decisions to defer present consumption until a later date, and their “cost” is largely an opportunity cost, rather than an out-of-pocket cash cost.” PATTERSON (1995).

<sup>30</sup> “(...) the message from finance theory is that the cost of capital is a function of a systematic risk, not total risk” ARMITAGE (2005).



considerados apropriados: o “*Capital Asset Pricing Model* (CAPM) Adaptado para Países Emergentes” e o método dos “Betas Multiplicativos”.

A Depreciação Regulatória, a Base Regulatória de Ativos e o Custo de Capital, são os elementos que compõem, então, o conjunto denominado “*Capital Charges*” e representam, respectivamente, o Retorno de Capital (Depreciação Regulatória) e o Retorno sobre o Capital (Base Regulatória de Ativos x Retorno de Capital), que somados são a justa remuneração do capital aplicado pelos investidores (acionistas e terceiros) na atividade de transporte de gás natural.

A soma dos “*Capital Charges*”, dos custos de O&M, das despesas de G&A e dos Tributos representa a Receita Máxima Permitida – RMP, que anualmente apurada é denominada Receita Anual Máxima, a qual deverá constar do edital de licitação para a concessão de gasodutos de transporte<sup>31</sup>.

Para a determinação dos Volumes Previstos de gás natural, pode-se considerar, teoricamente, a demanda estimada no momento da construção da infra-estrutura de transporte para estimação de suas dimensões; ou, a demanda de transporte efetivamente contratada.

No caso específico do Brasil, onde existe a obrigação legal de realização de Chamadas Públicas para a contratação de capacidade de transporte firme para os gasodutos existentes, a serem construídos ou ampliados (Inciso VII do Artigo 2º e Artigo 34 da Lei nº 11.909/09), cujo objetivo é o de identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva (Artigo 5º da Lei nº 11.909/09), os Volumes Previstos devem ser aqueles resultantes da conclusão do referido processo.

Por fim, a Tarifa de Transporte é o resultado da razão entre a RMP e os Volumes Previstos, podendo esta ser estruturada com base na natureza de seus distintos componentes. Um exemplo desta estruturação é a divisão da Tarifa de Transporte em Encargo de Capacidade e Encargo de Movimentação (ver esta discussão mais adiante).

É admissível, à luz do atual marco regulatório brasileiro, a utilização dos elementos básicos do método por Custos da Prestação do Serviço para o cálculo da RMP, respeitadas as regras instituídas para cada regime de outorga de gasodutos de transporte de gás natural. Nesse sentido, ressalta-se que a Lei nº 11.909/09 determinou a convivência de dois regimes de outorga distintos: o regime de autorização e o regime de concessão; a serem aplicados a gasodutos de transporte no Brasil, sob certas condições.

Assim, no caso de gasodutos sob o regime de autorização, não há óbices à identificação dos elementos básicos do método por Custos da Prestação do Serviço e o conseqüente cálculo de uma RMP suficiente para justa remuneração do transportador autorizado, ou seja, o retorno de investimento em um mercado concorrencial com risco equivalente. Já no caso de gasodutos sob o regime de concessão, a RMP é resultante do processo de licitação para concessão da atividade de transporte de gás natural. Nesse caso, os elementos básicos são importantes para o cálculo da RMP prevista, a ser aplicada ao processo de licitação.

---

<sup>31</sup> “As tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão serão estabelecidas pela ANP, aplicando à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação” (§2º do Artigo 13 da Lei nº 11.909/09).

Ressalta-se que, na modelagem tarifária por Custos da Prestação do Serviço, aplica-se à regra geral da regulação de não se permitir que o transportador aufera, ao longo do tempo, retornos superiores aos que seriam obtidos em um ambiente concorrencial<sup>32, 33</sup>.

Sendo assim, o Brattle Group observa que qualquer que seja a modelagem tarifária, esta deve ser desenhada de modo a satisfazer o “teste do valor presente líquido – VPL”<sup>34</sup> para os ativos específicos relacionados à atividade de transporte. Deste modo, a aplicação do teste do VPL para o componente “*Capital Charges*” configura-se numa forma de verificar se o transportador está auferindo um retorno justo para o seu investimento, ou seja, o mesmo retorno que seria esperado pelo mercado para um risco equivalente. Sob este prisma, o investimento na atividade de transporte de gás natural equivale ao investimento em um ativo financeiro (“*financial equity view of the Regulatory Asset Base*”)<sup>35</sup>.

Quanto aos valores a serem considerados para o componente “*Capital Charges*”, o Brattle Group apresenta quatro metodologias alternativas, quais sejam: custos históricos (“*historical costs*”), custos ajustados pela inflação (“*trended costs*”), depreciação econômica (“*economic depreciation*”) e custo de reposição depreciado (“*depreciated replacement costs*”).

Conforme o SA CENTRE FOR ECONOMIC STUDIES (1998), na modelagem tarifária por custo histórico, a avaliação dos ativos é feita considerando-se o preço de compra histórico. Esta metodologia, quando associada ao cálculo da depreciação, é usualmente denominada DAC (“*Depreciated Actual Cost*”). O DAC é utilizado pela FERC na regulação econômica de gasodutos nos E.U.A.

O custo ajustado pela inflação leva em conta, na avaliação dos ativos, o efeito da inflação sobre a base de ativos, sendo utilizado pela FERC na regulação econômica de oleodutos nos E.U.A.<sup>36</sup>.

A metodologia de depreciação econômica, segundo o Brattle Group, consiste no cálculo dos valores dos “*Capital Charges*” de modo que estes permaneçam constantes em termos reais, respeitando, ao mesmo tempo, o teste do VPL. Esta metodologia procura reproduzir o comportamento dos preços em mercados concorrenciais em equilíbrio.

A última metodologia citada pelo Brattle Group, o custo de reposição depreciado, presume que o valor corrente referente aos “*Capital Charges*” seja subtraído do aumento previsto para o valor dos ativos no ano seguinte, conforme variações do custo de reposição do ativo. O Brattle Group ressalta, porém, que esta metodologia deve, igualmente, obedecer ao teste do VPL, ou seja, o somatório dos valores descontados dos “*Capital Charges*” não deve exceder o custo inicial do investimento.

---

<sup>32</sup> Sobre o princípio da concorrência na Regulação, ver KAHN (1988): “(...) *the single most widely accepted rule for the governance of the regulated industries is regulate them in such a way as to produce the same results as would be produced by effective competition, if that were feasible*”.

<sup>33</sup> Sobre resultados de um ambiente concorrencial, ver MELLO e POSSAS (2002): “(...) *cabe indagar por que se esperam da concorrência resultados positivos do ponto de vista social. A resposta só pode ser encontrada no âmbito da teoria econômica: a concorrência deve ser defendida porque gera – ainda que não exclusivamente e nem sempre – eficiência no funcionamento dos mercados*” (grifos dos autores).

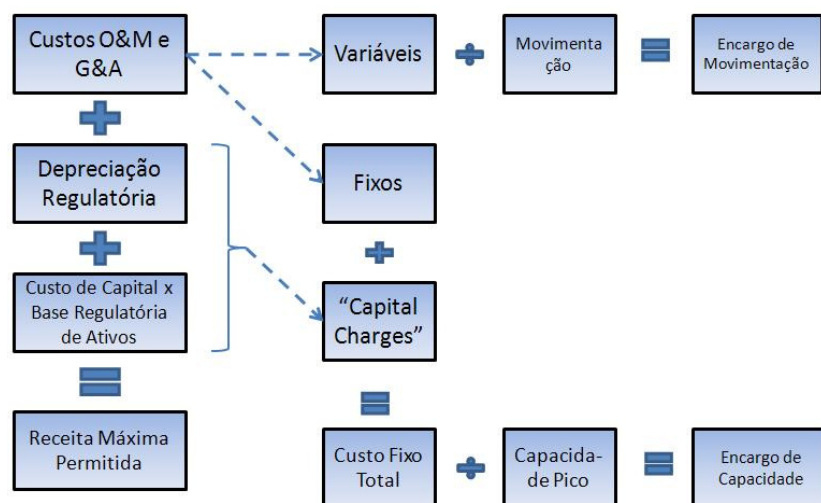
<sup>34</sup> O teste do Valor Presente Líquido é feito descontando-se cada valor recebido pelo transportador a título de “*Capital Charges*”, em cada ponto no tempo, pela taxa de retorno compatível com o risco da atividade de transporte de gás natural. O somatório dos valores descontados até uma data de referência deve igualar o valor do investimento feito pelo transportador nesta mesma data de referência.

<sup>35</sup> Sobre este tema, recomenda-se a leitura de SPENCE (2004).

<sup>36</sup> De acordo com FERC (1985): “(*trended original cost*) *requires the determination of a nominal (inflation-included) rate of return on equity that reflects the pipeline’s risks and its correspondent cost of capital. Next, the inflation component of that rate of return is extracted. This leaves what economists call a “real” rate of return. That real rate of return times the equity share of the rate base yields the yearly allowed equity return in dollars. The inflation factor times the equity rate base yields the equity rate base write-up. That write-up, like depreciation, is written-off or amortized over the life of the property.*”

Para o cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao serviço de transporte, os elementos básicos da modelagem tarifária podem ser combinados em diferentes encargos, conforme sua natureza fixa ou variável, compondo uma tarifa não-linear<sup>37</sup>, tal como apresentado na Figura 4 a seguir:

**Figura 4 – Desenho Tarifário pelo Método do Custo de Prestação do Serviço**



**Fonte:** Elaboração própria com base em BRATTLE GROUP (2000).

**Nota:** Sem perda de generalidade, os Tributos não estão representados no gráfico.

De acordo com a Figura 4, os custos fixos do sistema de transporte devem ser alocados no Encargo de Capacidade que, por sua vez, pode ser dividido em subcategorias (ver seção III.3), enquanto que o Encargo de Movimentação deve ser estimado para recuperar apenas os custos variáveis de transporte. É importante notar que tal desenho tarifário dos serviços deve ser elaborado de maneira a garantir que a RMP seja auferida.

Os custos fixos são os que não variam com a quantidade de gás movimentada. São constituídos pelos custos de investimento e pelos custos de O&M que independem do volume transportado, além das despesas de G&A, tributos, seguros etc.. Os principais determinantes dos custos fixos são: (i) a extensão do gasoduto; e (ii) o volume máximo a ser transportado em um dia de pico.

Já os custos variáveis são os custos que variam com a quantidade de gás movimentada. São basicamente os custos de operação e manutenção relacionados à compressão (gás combustível, lubrificantes, eletricidade, entre outros) e perdas de gás. Os principais determinantes dos custos variáveis são: (i) a distância percorrida pelo gás; e (ii) o volume movimentado.

Não obstante à estruturação da Tarifa de Transporte em distintos encargos, um sistema de tarifação adequado que se aproxime do objetivo de promover a eficiência econômica deve dar a sinalização econômica necessária para a utilização eficiente da infraestrutura de transporte, assim como sua expansão (ver seção III.1). Nesse sentido, o entendimento

<sup>37</sup> Quanto à superioridade de tarifas não-lineares em relação a tarifas lineares, ver ARMSTRONG *et al.* (1994).

da atual complexidade da infraestrutura nacional de transporte de gás natural é fundamental para a identificação do tipo de sistema tarifário mais adequado<sup>38</sup>.

Existem várias metodologias de tarifação dos serviços de transporte, podendo elas serem divididas em tarifas do tipo: postal; baseadas em distância; e entrada/saída.

### **Tarifa Postal**

Na tarifa do tipo postal todas as transações ocorridas dentro da rede de transporte pagam a mesma tarifa de transporte, que independe de onde o gás é injetado (ponto de recepção) ou retirado (ponto de entrega). Neste método, a tarifa é calculada para recuperar o custo médio de utilização da malha e é expressa em unidade de moeda por unidade de volume ou energia (por exemplo, em R\$/m<sup>3</sup> ou R\$/MMBtu, respectivamente).

As tarifas do tipo postal permitem a repartição dos custos de transporte indistintamente entre os carregadores. Em geral, tarifas do tipo postal são aplicáveis em dois tipos de situação:

- Em regimes de monopólio legal, como foi no Brasil até a publicação da Lei nº 9.478/97, nos quais prevalece o conceito de universalidade do serviço. Neste caso, não há preocupação com a influência da sinalização de preços no processo concorrencial e a lógica de investimentos do setor tende a seguir interesses sociais; e
- Mercados ultra-maduros, nos quais o crescimento do consumo de gás já é quase inercial e novos investimentos em expansão da malha de transporte têm importância marginal.

### **Tarifas Baseadas em Distância**

Tarifas baseadas em distância são aquelas em que o valor da tarifa é proporcional à distância percorrida pela molécula de gás entre os pontos de recepção e entrega. Neste caso, a Tarifa de Transporte pode ser expressa, por exemplo, em unidade de moeda por unidade de volume por unidade de distância (R\$/m<sup>3</sup>.km), onde o indicador de volume por unidade de distância (m<sup>3</sup>.km) é denominado Momento de Capacidade (MC) de transporte, e corresponde ao somatório dos produtos da capacidade disponibilizada em um ponto de entrega (medida em m<sup>3</sup>) pela distância a ser percorrida pelo gás (distância em km entre os pontos de recepção e entrega):

$$MC = \sum_i^n \sum_j^p C_{ij} \times D_{ij}$$

onde:  $MC$  = momento de capacidade (m<sup>3</sup>.km);

$C_{ij}$  = capacidade contratada entre o ponto de entrega  $i$  e o ponto de recepção  $j$  (m<sup>3</sup>);

$D_{ij}$  = distância entre o ponto de entrega  $i$  e o ponto de recepção  $j$  (km);

$n$  = número de pontos de entrega; e

$p$  = número de pontos de recepção.

Dentro do conceito de tarifas baseadas em distância podem ser enquadradas as tarifações do tipo ponto-a-ponto e zonal<sup>39</sup>.

A metodologia de tarifas ponto-a-ponto resulta no cálculo de um custo unitário (por exemplo, m<sup>3</sup>.km), que é aplicado ao transporte entre cada ponto de recepção e entrega.

<sup>38</sup> Ainda com relação à complexidade envolvida no transporte, questões como grau de congestão na rede de gasodutos e a possibilidade da ocorrência de Troca Operacional de gás natural (*swap*) merecem destaque.

<sup>39</sup> Ver Nota Técnica nº 054/2002-SCG (ANP, 2002b) para uma discussão pormenorizada da metodologia de cálculo de tarifas baseadas em distância.

Para cada carregamento é cobrado ao usuário uma Tarifa de Transporte dada pelo produto da distância entre os pontos de entrega e de recepção e o custo unitário.

Já no caso da tarifação do tipo zonal, a região atendida pelo gasoduto é dividida em zonas tarifárias dentro das quais as tarifas têm o mesmo valor. Visando obter as tarifas relativas a tais zonas, deve-se encontrar o respectivo Centro de Carga da zona delimitada, aplicando-se, em seguida, a metodologia como no caso de tarifas ponto-a-ponto. A cada Centro de Carga devem estar associadas uma distância e uma capacidade contratada.

A capacidade contratada de uma zona é igual ao somatório das capacidades contratadas de todos os pontos de entrega desta zona. A localização do Centro de Carga de uma zona deve ser obtida pela sua distância média de capacidade.

A tarifação com base na distância é recomendável para malhas de transporte com predominância de gasodutos longos e unidirecionais, sendo, contudo, de difícil aplicação para sistemas complexos (“*meshed networks*”) em que os fluxos contratuais não necessariamente coincidem com o fluxo físico do gás na rede. Nesse último caso, as tarifas por distância não refletem fielmente os custos de transporte do gás, falhando, em especial, no que se refere a sinalizar os custos relacionados à congestão da rede<sup>40</sup>.

### **Tarifas de Entrada/Saída**

Em um sistema tarifário de entrada/saída, para cada ponto de recepção (ou grupo de pontos de recepção com características similares) é calculada uma tarifa de entrada que reflete os custos de transporte do gás desde o ponto de recepção até um “ponto de equilíbrio” (“*balancing point*”) do sistema. Analogamente, cada tarifa de saída deve refletir os custos de transporte desde o mesmo “*balancing point*” até cada ponto de entrega. Tais tarifas independem do percurso realizado pelo gás dentro do sistema de transporte e, tipicamente, podem ser calculadas segundo duas metodologias: custo marginal de longo prazo ou custo contábil médio<sup>41</sup>.

As tarifas do tipo entrada/saída são expressas em unidade de moeda por unidade de volume ou energia para cada ponto de recepção ou entrega (por exemplo, em R\$/m<sup>3</sup> ou R\$/MMBtu).

Um sistema tarifário de entrada/saída permite a determinação de preços independentes para cada um dos pontos de recepção/entrada e entrega/saída. Deste modo, o carregador paga a tarifa consoante seu ponto de injeção e/ou retirada e o fluxo de gás dentro da malha de transporte é livre, favorecendo a maior concorrência gás-gás entre os distintos agentes envolvidos na comercialização. Outra vantagem deste sistema é sua capacidade de sinalizar congestão em pontos de entrada ou saída específicos emitindo, assim, sinais que permitem a identificação dos investimentos eficientes (HUNT, 2008 e ALONSO *et al.*, 2010).

Feitas tais considerações acerca da modelagem tarifária e do cálculo do valor dos encargos aplicáveis ao serviço de transporte, é importante observar que é relevante, para fins da determinação da eficiência e não-discrecionalidade do sistema tarifário, o modo de contratação dos serviços de transporte, ou seja, as condições e restrições constantes dos contratos de transporte.

Destaca-se que a Lei nº 11.909/09 reconhece as seguintes modalidades de serviço de transporte<sup>42</sup>: (i) Serviço de Transporte Firme (STF), contratado em capacidade disponível; (ii) Serviço de Transporte Interruptível (STI), contratado em capacidade ociosa; e

<sup>40</sup> Ver a subseção sobre Tarifas de Entrada/Saída para mais detalhes.

<sup>41</sup> ALONSO *et al.* (2010).

<sup>42</sup> Outros tipos de serviço de transporte podem ser estabelecidos por meio de regulamentação específica.

(iii) Serviço de Transporte Extraordinário (STE), contratado em capacidade disponível. No caso, como apenas o STF implica a efetiva reserva de capacidade, as demais modalidades de serviço de transporte não farão parte da análise que se segue.

No STF o transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo carregador até a capacidade contratada de transporte (reserva de capacidade) estabelecida no contrato com o carregador (Inciso XXII do Artigo 2º da Lei nº 11.909/09). Conforme o BRATTLE GROUP (2000), existem diferentes tipos de reserva de capacidade, listados abaixo, resumidamente<sup>43</sup>:

*“- 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 entrada<sup>44</sup> e de retirá-lo a partir de qualquer ponto de saída. 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;*

*- entrada/saída: um contrato de reserva de capacidade baseado em entrada/saída vincula o carregador a um ponto de entrada determinado. Ao mesmo tempo, outro contrato permite a retirada do gás num ponto de saída definido. Desta forma, o carregador não pode iniciar o carregamento do gás natural a partir de outro ponto de entrada sem assinar outro contrato. O mesmo se aplica para a reserva de capacidade de saída;*

*- ponto-a-ponto: um contrato de transporte ponto-a-ponto concede o direito aos agentes de carregar o gás a partir de um ponto de entrada determinado e de retirá-lo em um ponto de saída 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.”*

A escolha do tipo de reserva de capacidade também deve se guiar pelos princípios de simplicidade, transparência e o de não-discriminação<sup>45</sup>.

No Brasil, a Resolução ANP nº 027 (RANP nº 027/05), de 14 de outubro de 2005, introduziu a concepção de reserva de capacidade através da contratação entre zonas de recepção e zonas de entrega, assim como por ponto de entrega, como pode ser visto nos Artigos 2º e 6º transcritos a seguir:

*“Artigo 2º. Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:*

*(...)*

*XIII. Ponto de Entrega: ponto no qual o gás natural é entregue pelo Transportador ao Carregador ou a quem este autorize;*

<sup>43</sup> LAPUERTA e MOSELLE (2002).

<sup>44</sup> No Brasil, a Lei nº 11.909/09, partindo do ponto de vista do transportador, define o ponto de entrada do gás na rede de gasodutos de transporte como “ponto de recebimento” e o ponto de saída do gás como “ponto de entrega”.

<sup>45</sup> “A escolha entre os diferentes tipos de reserva de capacidade é de capital importância, uma vez que o tipo de reserva de capacidade escolhido pode oferecer uma maior flexibilidade ao sistema e/ou maximizar a “capacidade firme” (firm capacity), ou seja, com uma probabilidade de interrupção muito baixa). Assim, não obstante ser pouco flexível, uma capacidade ponto a ponto pode permitir, comparativamente, a contratação de mais capacidade firme, enquanto um sistema flexível, como o de entrada/saída, pode promover liquidez (em termos de capacidade) e concorrência gás-gás. A flexibilidade é importante para a diminuição das barreiras à entrada e o desenvolvimento da concorrência, item chave nos mercados liberalizados. De outro lado, maximizar a capacidade firme pode ser crucial em um mercado onde a capacidade é escassa.” LAPUERTA e MOSELLE (2002).

XIV. Ponto de Recepção: ponto no qual o gás natural é recebido pelo Transportador do Carregador;

(...)

XX. Zona de Entrega: área geográfica limitada, correspondente à região objeto de concessão estadual de distribuição de gás canalizado;

XXI. Zona de Recepção: área geográfica limitada, contendo um ou mais Pontos de Recepção ou de quem este autorize;

(...)

Artigo 6º. Os serviços de transporte de gás natural serão formalizados em contratos, padronizados para cada modalidade de serviço, explicitando:

I - Tipo de serviço contratado;

II - Termos e condições gerais de prestação do serviço;

III - Capacidades Contratadas de Transporte entre Zonas de Recepção e Zonas de Entrega;

IV - Capacidades Contratadas de Entrega por Ponto de Entrega;

V - Tarifas;

VI - Prazo de vigência.

(...)” (grifos nossos)

Observando-se as disposições contidas no Artigo 6º da Resolução ANP nº 027/05, denota-se que o tipo de reserva de capacidade prescrito por esta Resolução é uma contratação similar à do tipo ponto-a-ponto (entre a zona de recepção e de entrega), havendo o detalhamento da contratação da entrega por ponto de entrega.

### **III.3 – Legislação Aplicável à Tarifa de Transporte de Gás Natural no Brasil**

A Lei nº 9.478 (Lei nº 9.478/97), de 06 de agosto de 1997, em seu Artigo 8º, estabelece para a ANP a finalidade de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. Esta mesma Lei atribuiu à Agência, por meio do Inciso VI do citado Artigo, a incumbência de estabelecer critérios para o cálculo de Tarifas de Transporte dutoviário, assim como arbitrar os valores das tarifas nos casos de conflitos entre o titular das instalações e agentes interessados no acesso aos dutos de transporte. A interpretação conjunta dos Artigos 8º e 58, transcritos a seguir, evidenciam tais incumbências:

*“Artigo 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)*

(...)

*VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;*

(...)

*“Artigo 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. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)*

*§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes,*

*cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)”*

*(...)*

*§ 3º A receita referida no caput deste Artigo deverá ser destinada a quem efetivamente estiver suportando o custo da capacidade de movimentação de gás natural. (Incluído pela Lei nº 11.909, de 2009)”*

Cabe ressaltar que cabe à ANP efetuar, também, a verificação se o valor acordado entre as partes é compatível com o mercado (§1º do Artigo 58 da Lei nº 9.478/97).

A Lei nº 11.909/09 inseriu no arcabouço jurídico brasileiro a figura do regime de concessão para gasodutos de transporte, e manteve, não obstante, o regime de autorização aplicável aos novos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, tal com dispõe o Artigo 3º:

*“Artigo 3º A atividade de transporte de gás natural será exercida por sociedade ou consórcio cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante os regimes de:*

*I - concessão, precedida de licitação; ou*

*II - autorização.*

*§ 1º O regime de autorização de que trata o inciso II do caput deste Artigo aplicar-se-á aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, enquanto o regime de concessão aplicar-se-á a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.*

*(...)”*

O processo do cálculo da tarifa aplicável ao serviço de transporte para os dois regimes de outorga, embora distinto, exige a intervenção direta da ANP: no caso do regime de concessão, cabe à ANP estabelecer a tarifa aplicável, com base no resultado do processo licitatório que antecede a concessão, conforme o §2º do Artigo 13; e no caso do regime de autorização, o cálculo da tarifa deve obedecer aos critérios estabelecidos pela ANP e ser submetido à aprovação da Agência, segundo o disposto no Artigo 28. Ambos Artigos encontram-se transcritos a seguir:

*“Artigo 13. No processo de licitação, o critério para a seleção da proposta vencedora será o de menor receita anual, na forma da regulamentação e do edital.*

*§ 1º A receita anual referida no caput deste Artigo corresponde ao montante anual a ser recebido pelo transportador para a prestação do serviço contratado, na forma prevista no edital e no contrato de concessão.*

*§ 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, aplicando à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação.*

*(...)*

*Artigo 28. As tarifas de transporte de gás natural para novos gasodutos objeto de autorização serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, segundo os critérios por ela previamente estabelecidos.” (grifos nossos)*



Pela leitura do §2º do Artigo 13 da Lei nº 11.909/09, no caso da concessão, faz-se necessária a promoção de uma Chamada Pública<sup>46</sup> para a contratação de capacidade de transporte, a qual antecede o processo de licitação para a concessão da atividade de transporte. Durante a Chamada Pública, a ANP é responsável por fixar a tarifa máxima aplicável aos carregadores interessados em contratar capacidade de transporte.

Frise-se que o mecanismo de Chamada Pública emprega-se, igualmente, para a oferta e contratação de capacidade que precede a outorga de autorização de gasodutos de transporte, bem como a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, assim como em suas ampliações (Artigo 2º, inciso VII). Sobre a Chamada Pública, destacam-se os seguintes Artigos da Lei nº 11.909/09:

*“Artigo 2º Ficam estabelecidas as seguintes definições para os fins desta Lei e de sua regulamentação:*

*(...)*

*VII - Chamada Pública: procedimento, com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados;*

*(...)*

*Artigo 5º A outorga de autorização ou a licitação para a concessão da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de gasodutos será precedida de chamada pública para contratação de capacidade, com o objetivo de identificar os potenciais carregadores e dimensionar a demanda efetiva.*

*(...)*

*§ 2º No decorrer do processo de chamada pública, de forma iterativa, a ANP deverá fixar a tarifa máxima a ser aplicada aos carregadores interessados na contratação de capacidade de transporte.*

*(...)”*

Com relação especificamente ao regime de concessão, a Receita Anual Máxima, calculada durante o processo de Chamada Pública, constará do edital de licitação, de acordo com o Inciso II do Artigo 17 transcrito abaixo:

*“Artigo 17. O edital de licitação será acompanhado da minuta básica do contrato de concessão, devendo indicar, obrigatoriamente:*

*I - o percurso do gasoduto de transporte objeto da concessão, os pontos de entrega e recepção, bem como a capacidade de transporte projetada e os critérios utilizados para o seu dimensionamento;*

*II - a receita anual máxima de transporte prevista e os critérios utilizados para o seu cálculo;*

*(...)”*

No que tange ao tratamento dispensado às autorizações outorgadas anteriormente à publicação da Lei do Gás, ou seja, as autorizações dos gasodutos de transporte existentes<sup>47</sup>, estas foram ratificadas, passando contar com um prazo de duração de 30

<sup>46</sup> A Chamada Pública instituída pela Lei nº 11.909/09 tem a mesma finalidade (procedimento público de oferta e contratação de capacidade) do Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC), cujas regras estão contidas na Resolução ANP Nº 27, de 14 de outubro de 2005.

<sup>47</sup> O §2º do Artigo 30 da Lei nº 11.909/09, contido na Seção VII, dos Gasodutos de Transporte Existentes, prevê, à exceção do disposto no Artigo 3º, que o regime de outorga aplicável para os empreendimentos em processo de licenciamento ambiental na data de publicação da Lei é o regime de autorização.

(trinta) anos a partir da data de publicação da Lei. As tarifas de transporte já definidas para estes gasodutos ficam preservadas, de acordo com o Artigo 31<sup>48</sup>:

*“Artigo 31. Ficam preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data da publicação desta Lei.”*

Com fulcro no exposto, destaca-se que a modelagem a ser utilizada para o cálculo das tarifas de transporte, independentemente do regime de outorga aplicável, deve observar os critérios estabelecidos pela ANP<sup>49</sup>. Neste sentido, os critérios para o cálculo tarifário no Brasil encontram-se atualmente estabelecidos pela Resolução ANP nº 029 (RANP nº 029/05), de 14 de outubro de 2005, a qual regulamenta o inciso VI do Artigo 8º da Lei nº 9.478/97.

Conforme já explicitado na seção III.1, a RANP nº 029/05 estabelece regras que visam assegurar a transparência, a não-discriminação das tarifas, a refletividade dos custos e a eficiência na prestação do serviço de transporte, como se pode observar do texto dos Artigos 3º, 4º e 11 abaixo.

*“Artigo 3º. As tarifas de transporte de gás natural não implicarão tratamento discriminatório ou preferencial entre usuários.*

*Artigo 4º. As tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador serão compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir:*

*I - os custos da prestação eficiente do serviço;*

*II - os determinantes de custos, tais como a distância entre os pontos de recepção e entrega, o volume e o prazo de contratação, observando a responsabilidade de cada carregador e/ou serviço na ocorrência desses custos e a qualidade relativa entre os tipos de serviço oferecidos.*

*(...)*

*Artigo 11. As tarifas aplicáveis a qualquer tipo de serviço de transporte de gás natural deverão ser comunicadas à ANP e divulgadas ao mercado.” (grifos nossos)*

É importante observar que a RANP nº 029/05 não limita os determinantes de custo apenas à distância, ao volume e ao prazo de contratação. Dessa forma, o cálculo tarifário no caso de uma rede de gasodutos complexa, em que o fator distância pode não ser suficiente para refletir os custos da operação desses gasodutos, também pode ser contemplado pela RANP nº 029/05.

Outros dois conceitos importantes contidos na RANP nº 029/05 são o conceito de tarifa compartilhada<sup>50</sup> e o repasse integral das reduções na tarifa de transporte ao preço de

<sup>48</sup> Ressalta-se que, apesar do disposto no Artigo 31, as tarifas de transporte e os critérios de revisão devem observar, desde a publicação da Lei do Petróleo, em 1997, os critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário estabelecidos pela ANP (Inciso VI do Artigo 8º da Lei do Petróleo).

<sup>49</sup> Para o bom desenvolvimento da indústria, é essencial assegurar a observância, pelos agentes, dos critérios para cálculo de tarifas estabelecidos pela ANP. Nesse sentido, o Artigo 30, §5º da Lei nº 11.909/09 torna aplicável aos transportadores de gasodutos existentes autorizados as mesmas obrigações dos transportadores de gasodutos concedidos, incluindo o dever de prestar informações de natureza técnica, operacional, econômico-financeira e contábil ou outras pertinentes ao serviço, assim como submeter-se à regulamentação da atividade e a sua fiscalização. Assim, todas as informações para o cálculo da tarifa aplicável ao transporte que os transportadores de gasodutos concedidos devem prestar também devem ser prestadas pelos transportadores de gasodutos existentes autorizados, de maneira a possibilitar a verificação, pela ANP, do cálculo da tarifa desses gasodutos.

<sup>50</sup> A opção pela tarifa compartilhada pode ser feita com a condição de que sejam igualadas as condições operacionais àquelas previstas nos novos contratos de serviço firme de transporte.

venda do gás, tendo como objetivo repassar aos consumidores finais o efetivo custo da disponibilização do gás natural, evitando, assim, ganhos extraordinários tanto no segmento de transporte, quanto na comercialização de gás natural. Esses conceitos estão expressos nos Artigos 8º e 10.

*Artigo 8º. O carregador que já detenha um contrato de serviço firme de transporte de gás natural, em instalação na qual haja investimento em expansão de capacidade, poderá optar pela adoção da Tarifa Compartilhada, desde que igualadas as suas condições operacionais àquelas previstas nos novos contratos de serviço firme de transporte.*

*§ 1º Com a adoção da Tarifa Compartilhada, as tarifas e as condições operacionais do contrato de serviço firme de transporte de gás natural existente antes da referida expansão serão ajustadas de modo a observar a igualdade de condições previstas no caput deste Artigo.*

*§ 2º Caso somente uma parte dos carregadores existentes opte pela adoção da Tarifa Compartilhada, o cálculo da mesma será efetuado com base apenas nos contratos de serviço firme de transporte de gás natural destes carregadores.*

*§ 3º Caso nenhum carregador existente opte pela Tarifa Compartilhada, será adotada a Tarifa Incremental para os novos carregadores.*

*(...)*

*Artigo 10. As reduções nas tarifas de transporte previstas nesta Resolução estarão condicionadas à comprovação, por parte do carregador, do repasse integral ao preço de venda do gás, caso este seja comercializado.*

Com relação à modelagem tarifária, a RANP nº 029/05 elege para o STF uma estrutura com, no mínimo, quatro encargos, compondo uma tarifa não-linear (Artigo 5º da RANP nº 029/05):

- I. Encargo de Capacidade de Entrada: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de recepção e os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que não dependem da distância;
- II. Encargo de Capacidade de Transporte: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de transporte que dependem da distância;
- III. Encargo de Capacidade de Saída: destinado a cobrir os custos fixos relacionados à capacidade de entrega;
- IV. Encargo de Movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás.

A tarifa do STI é estruturada com base em um único encargo volumétrico, aplicável à quantidade de gás efetivamente movimentada. É importante que o nível da tarifa interruptível seja estabelecido em função da probabilidade de interrupção e da qualidade relativa deste serviço em relação ao STF (Artigo 6º da RANP nº 029/05).

As tarifas propostas para serviços diversos dos STFs e STIs também devem ter por referência a tarifa do serviço de transporte firme, por ser esse o principal serviço oferecido pelo transportador. Este procedimento permite evitar o risco de concorrência predatória entre os diferentes tipos de serviço.

Adicionalmente, e de forma compatível, o transportador tem o dever de repassar a todos os carregadores que possuam STFs 90% (noventa por cento) do resultado da venda de STIs<sup>51</sup>, decorrentes da utilização de capacidade ociosa de transporte, descontados os

---

<sup>51</sup> A Lei nº 11.909/09, em seu Artigo 58, alterou a Lei nº 9.478/97, incluindo o §3º, o qual dispõe que "A receita referida no caput deste Artigo deverá ser destinada a quem efetivamente estiver suportando o custo da capacidade de movimentação de gás natural". Dessa forma, permanece válida a previsão, pela

tributos a serem recolhidos, aplicáveis a cada carregador, de forma proporcional à ociosidade de cada contrato no correspondente trecho utilizado (Artigo 9º da RANP nº 029/05).

Por fim, depreende-se da leitura dos Artigos da RANP nº 029/05 que, embora esta Resolução tenha sido editada anteriormente à Lei nº 11.909/09, os princípios emanados desta norma são compatíveis com a Lei nº 11.909/09 e permanecem válidos e atuais<sup>52</sup>, permitindo a modelagem tarifária no país segundo os conceitos expostos na seção III.2.

#### **IV – Transparência na Formação do Preço do Gás Natural**

Dado o exposto nas seções anteriores, a promoção da eficiência e da concorrência no segmento de comercialização de gás natural, atividade esta que não se caracteriza como sendo um monopólio natural, diferentemente do que ocorre nas atividades de transporte e distribuição, necessita da correta sinalização dos custos efetivamente incorridos de tornar disponível este produto aos seus consumidores. Dessa forma, é impendente que a formação do preço do gás natural no Brasil ocorra de maneira transparente, dando aos agentes da indústria as informações fundamentais para a tomada correta de decisão (ver seção II.2).

Cabe observar que o abandono da distinção, na atual formação do preço do gás vendido como nacional por parte da PETROBRAS, das parcelas relacionadas ao custo da molécula do gás natural e ao custo do seu transporte, na prática, tornou sem efeito a regulação tarifária no segmento de transporte dutoviário deste produto. Além disso, esta prática representou um retrocesso em relação à transparência na comercialização do gás natural, sendo, portanto, razoável a argumentação de que esta mudança produziu reflexos indesejáveis na formação do preço do energético e contrariou, em última instância, os interesses dos seus compradores.

A este respeito, após a publicação da Lei nº 11.909/09, a ANP passou a ter a atribuição de autorizar a comercialização de gás natural dentro da esfera de competência da União (Inciso XXVI do Artigo 8º da Lei nº 9.478/97, alterado pela Lei nº 11.909/09), registrando os respectivos contratos (Artigo 47 e Inciso XXI do Artigo 8º da Lei nº 9.478/97, alterado pela Lei nº 11.909/09), permitindo à Agência monitorar o comportamento do mercado e tornando possível maior transparência, aumento da confiabilidade e estabilidade do mercado.

Ademais, a ANP, em seu papel de órgão regulador das atividades econômicas da indústria, possui a incumbência de, em sua esfera de atribuições, garantir o suprimento de gás natural e proteger os interesses dos consumidores deste produto quanto a preço, qualidade e oferta (Inciso I do Artigo 8º da Lei nº 9.478/97).

A importância de manter as condições necessárias à exploração da atividade de comercialização de gás natural de maneira estável é ainda reforçada, sob o ponto de vista social, tendo em vista que a atividade de comercialização de combustíveis, inclusive gás natural, é considerada utilidade pública, tal como disposto no Inciso I do §1º do Artigo 1º da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.

Dessa forma, com base na argumentação desenvolvida anteriormente, a regulação da atividade de comercialização deve prever expressamente a identificação dos custos

---

RANP nº 029/05, do repasse do resultado da venda do STI para os carregadores detentores de capacidade firme.

<sup>52</sup> Contudo, tendo em vista que a Lei nº 11.909/09 inova em vários aspectos, há a necessidade de um processo de revisão, por parte da ANP, das regulamentações que tratam de acesso de terceiros e de critérios tarifários para a atividade de transporte dutoviário de gás natural.

relacionados a cada elo da cadeia de valor do gás natural nos instrumentos contratuais a serem celebrados entre os agentes da indústria.

Sendo assim, a equipe técnica da SCM/ANP entende que, em relação à regulamentação da atividade de comercialização de gás natural, é requisito essencial que os agentes celebrem contratos padronizados de compra e venda de gás natural, devendo estes explicitar, pelo menos:

- I. Modalidade;
- II. Termos e condições gerais de prestação do serviço;
- III. Volumes;
- IV. Preço:
  - IV.1. Parcela do preço referente à molécula;**
  - IV.2. Parcela do preço referente ao transporte;**
- V. Solução de controvérsias (Artigo 48 da Lei nº 11.909/09);
- VI. Prazo de vigência.

A regulamentação da atividade de comercialização de gás natural deve, também, disciplinar os procedimentos para o envio das informações referentes à atividade de comercialização à Agência, conforme preconiza o Inciso XVII do Artigo 8º da Lei nº 9.487/97:

*“Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:*

*(...)*

*XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação;*

*(...)” (grifos nossos)*

A identificação do valor referente a cada elo da cadeia de valor do gás natural (incluindo transporte, tratamento, processamento e transferência) deve estar prevista no detalhamento da exigência de informações sobre a comercialização de gás natural. Nesse sentido, os agentes devem manter registros contábeis separados por atividade, uma vez que estes registros servem de base para a prestação das referidas informações.

Por fim, do ponto de vista da atividade de transporte, é importante chamar atenção para o fato da Lei nº 11.909/09 ter reafirmado a exigência de publicidade de informações já presente na Portaria ANP nº 01, de 06 de janeiro de 2003, ao determinar que é dever dos transportadores disponibilizar, em meio eletrônico acessível a qualquer interessado, informações sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as tarifas aplicáveis, as capacidades disponíveis e os contratos celebrados, especificando partes, prazos e quantidades envolvidas (Inciso VII do Artigo 22).

## **V – Considerações Finais**

Como discutido ao longo desta Nota Técnica, a transparência no processo de formação do preço do gás natural é fundamental para promover um mercado estável com preços que sinalizem eficientemente o suprimento de gás natural e a utilização das redes de transporte.

Neste sentido, surge a emergência do restabelecimento das Parcelas Referenciais de Transporte, as quais permitiriam a alocação, entre os carregadores, das tarifas que refletem eficientemente os custos de transporte de gás natural, preservando, ao mesmo tempo, a remuneração dos transportadores já estabelecida em contratos.

Assim, a parcela de transporte de referência seria calculada observando os princípios e a modelagem descritos nas seções III.1 e III.2, quais sejam: simplicidade, transparência e não-discriminação; cobertura dos custos incorridos pelo transportador e a remuneração adequada à atividade de transporte de gás natural; e a sinalização econômica que permita a utilização eficiente da infraestrutura de transporte, assim como sua expansão.

Segundo os princípios acima expostos, a equipe técnica da SCM/ANP entende que, dentre as metodologias de tarifação dos serviços de transporte descritas na seção III.2 (postal, baseada em distância e entrada/saída) a mais adequada ao atual estágio de desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil é a baseada em distância e estruturada em zonas, a exemplo do que já foi posto em prática pela ANP até o final do ano de 2001. Para o cálculo das Parcelas Referenciais de Transporte, a ser efetuado na próxima nota técnica desta série, o zoneamento a ser considerado será a região de entrega das concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado, em consonância com o definido no Inciso XX do artigo 2º da RANP nº 27/2005.

O marco regulatório evoluiu, com a promulgação da Lei nº 11.909/09, dando à ANP as atribuições de, além de estabelecer critérios para as tarifas de transporte, aprová-las, no caso de gasodutos autorizados e fixá-las, no caso dos gasodutos objetos de concessão, assim como autorizar a atividade de comercialização.

Portanto, a regulamentação da atividade de comercialização segundo os preceitos expostos e o restabelecimento da parcela referencial de transporte, devem garantir que os determinantes de custo na prestação do serviço de transporte estejam refletidos na Tarifa de Transporte cobrada dos carregadores, e, por conseguinte, no preço final do gás natural.

Por derradeiro, como citado na seção II.1, com relação a um eventual retorno do controle de preços do gás natural de origem nacional, a ser levado a efeito por meio da elaboração de Projeto de Lei para o estabelecimento de um preço máximo para o gás natural comercializado nos *city-gates* (conforme Resolução CNPE nº 06/2001), faz-se necessária a cooperação entre os diversos entes governamentais envolvidos na elaboração e implementação da política energética nacional, em especial o MME e a ANP.

## Referências Bibliográficas

- ALONSO, A.; OLMOS, L.; SERRANO, M. Application of an Entry–Exit Tariff Model to the Gas Transport System in Spain. *In: Energy Policy*, 38, pp. 5133–5140, 2010.
- ANP. *Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnico-Econômicos e Jurídicos*. Superintendência de Movimentação e Comercialização de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Rio de Janeiro. Novembro, 2009.
- \_\_\_\_\_. *Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços Até dezembro de 2001*. Séries ANP Número IV. Rio de Janeiro. 2002a.
- \_\_\_\_\_. *Metodologia de Cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital Aplicável à Atividade de Transporte de Gás Natural no Brasil*. Superintendência de Movimentação e Comercialização de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Rio de Janeiro. Novembro, 2006.

- \_\_\_\_\_. *Compromissos Existentes ao Longo da Cadeia de Gás Natural: Contratos de Transporte*. Superintendência de Movimentação e Comercialização de Gás Natural. Rio de Janeiro. Março, 2004.
- \_\_\_\_\_. *Descrição da Metodologia de Cálculo das Tarifas de Transporte de Gás Natural*. Superintendência de Movimentação e Comercialização de Gás Natural. Rio de Janeiro. Setembro, 2002b.
- ARMITAGE, S. *The Cost of Capital: Intermediate Theory*. Cambridge University Press, 2005.
- ARMSTRONG, M.; COWAN, S.; VICKERS, J. *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. The MIT Press. London, 1994.
- BERGOUIGNOUX, J. *Gaz et Électricité: Deux Énergies en Réseau, Deux Problématiques d'introduction de la Concurrence*. In: "Annales des Mines", fevereiro 2001.
- BRATTLE GROUP. *Methodologies for Establishing National and Cross-Border Systems of Pricing of Access to the Gas System in Europe*. London, February, 2000.
- DEWENTER, R.; HAUCAP, J. *Access Pricing: Theory and Practice*, Elsevier, Germany, 2007.
- EUROPEAN PARLIAMENT. *Directive 2009/73/EC*. July, 2009.
- FERC. *Order 636*. Federal Energy Regulatory Commission. Washington, 1992.
- \_\_\_\_\_. *Opinion 154-B*. Federal Energy Regulatory Commission. Washington, 1985.
- FIDELIS, M. A. B, MATHIAS, M. C. P. P, VELOSO, L.G, CECCHI, J.C. *Regulação e Poder de Mercado na Indústria Brasileira do Gás Natural*. In: Boletim do Gás, N. 17. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. ANP, Rio de Janeiro, maio, 2010.
- FIQUET, A. *Sistema Tarifário e Tipos de Reserva de Capacidade na Indústria Européia no Gás Natural*. In: Boletim do Gás, N. 16. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. ANP, Rio de Janeiro, abril, 2010.
- HARRIS, D.; LAPUERTA, C. *International Examples of Gas Infrastructure Regulation*. Brattle Group. London, January, 2010.
- 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.
- KAHN, A. *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. MIT Press, 1998.
- LAPUERTA, C.; MOSELLE, B. *Convergence of Non-Discriminatory Tariff and Congestion Management Systems in the European Gas Sector*. Brattle Group. London, September, 2002.
- MELLO, M. T. L.; POSSAS, M. L. "Direito e Economia na Análise de Condutas Anticompetitivas". In: *Possas, M. L. (Org.) Ensaios sobre Economia e Direito da Concorrência, 2002*.
- PATTERSON, C. S. *The Cost of Capital: Theory and Estimation*. Quorum Books, Westport, 1995.
- QUEENSLAND COMPETITION AUTHORITY. *Queensland Rail – Draft Undertaking Asset Valuation, Depreciation and Rate of Return*. Issues Paper. Queensland. May, 1999.
- SA CENTRE FOR ECONOMIC STUDIES. *Energy Network Asset Valuation Impact on Users*. South Australia, 1998.
- SPENCE, C. *The Regulation of Energy Utilities Based on Depreciated Optimised Replacement Cost (DORC), Valuation of Assets*. Ph. D. Thesis. University of Wollongong, 2004.