



REGULAÇÃO TARIFÁRIA DOS GASODUTOS DE TRANSPORTE

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

Abril de 2016

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

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunta

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

Assessor

Marcelo Meirinho Caetano

Equipe Técnica

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

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

José Cesário Cecchi
Guilherme de Biasi Cordeiro
Luciano de Gusmão Veloso
Marcelo Meirinho Caetano
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO	5
II – TARIFAS NO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL - RESOLUÇÃO ANP N° 15/2014	6
III – REFLEXO DAS TARIFAS DE TRANSPORTE NOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL	9
IV – TARIFAS APLICÁVEIS ÀS MODALIDADES DE ACESSO	12
IV.1 - ACESSO VIA CHAMADA PÚBLICA	12
IV.2 – ACESSO VIA CESSÃO DE CAPACIDADE	13
IV.3 - ACESSO VIA TRANSPORTE INTERRUPTÍVEL	13
IV.4 – ACESSO VIA TROCA OPERACIONAL DE GÁS NATURAL (<i>SWAP</i>)	13
V – CONSIDERAÇÕES FINAIS	14
VI – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14
VII – ANEXOS	14



Nota Técnica nº 004/2016-SCM

Rio de Janeiro, 26 de abril de 2016

ASSUNTO: REGULAÇÃO TARIFÁRIA DOS GASODUTOS DE TRANSPORTE

I – INTRODUÇÃO

A Lei nº 9.478/1997 atribuiu à ANP a incumbência de estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário, assim como a de arbitrar os valores das tarifas nos casos de conflitos entre o titular das instalações e agentes interessados no acesso aos dutos de transporte (Inciso VI do Artigo 8º e Art. 58). Neste arcabouço legal, cabia à ANP verificar, também, se o valor acordado entre as partes era compatível com o mercado (§1º do Artigo 58).

Até a publicação da Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás) a contratação de capacidade firme se dava por meio do mecanismo de concurso público para alocação de capacidade (CPAC). Neste caso, a ANP aprovava o regulamento do CPAC, que continha a taxa de retorno a ser utilizada no cálculo da tarifa de transporte.

A Lei do Gás inseriu o regime de concessão no arcabouço jurídico brasileiro como regra para novos gasodutos de transporte. A Lei previu também o convívio dos regimes de autorização (dutos existentes, que tenham iniciado processo de licenciamento ambiental até a data da publicação da Lei ou gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais) e concessão (novos gasodutos).

O novo diploma legal ampliou a competência da ANP com relação a tarifas de transporte e, como regra geral, as tarifas de transporte referentes ao serviço de transporte firme passaram a ser: (i) aprovadas pela ANP, quando referentes a gasodutos autorizados; e (ii) estabelecidas pela ANP, quando referentes a gasodutos concedidos mediante licitação.

Com relação a outros serviços de transporte, tais como o serviço interruptível e o serviço de transporte “troca operacional ou *swap*”, a tarifa de transporte é calculada tomando como referência a tarifa de transporte referente ao serviço de transporte firme.

Tabela 1 – Comparativo entre a Lei do Petróleo e a Lei do Gás

	Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo)	Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás)
Outorga de Novos Gasodutos	Autorizada pela ANP	Concedida ou autorizada* pelo MME
Contratação de Capacidade	Concurso Público de Alocação de Capacidade	Chamada Pública
Tarifas de Transporte	Negociadas entre as partes e supervisionada pela ANP	Estabelecida ou aprovada pela ANP
Acesso de Terceiros	Negociado entre as partes	Regulado pela ANP

Fonte: Elaboração própria

* Aplicável aos gasodutos que tenham iniciado processo de licenciamento ambiental até a data da publicação da Lei e aos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais.

Concomitantemente, a Lei nº 11.909/2009 estabeleceu que as tarifas de transporte (e seus critérios de reajuste) estabelecidas anteriormente à sua publicação fossem mantidas, por força do Artigo 31 da referida Lei.

A seguir são apontados os principais elementos da regulação tarifária da ANP, disciplinada na Resolução ANP (RANP) nº 15/2014, e sua aplicação às distintas possibilidades de acesso, regulamentadas recentemente pela RANP nº 11/2016. Adicionalmente, a seção III apresenta como as tarifas de transporte se refletem nos contratos de compra e venda de gás natural.

II – TARIFAS NO TRANSPORTE DE GÁS NATURAL - RESOLUÇÃO ANP Nº 15/2014

A RANP nº 15/2014 estabelece os princípios da regulação tarifária do transporte de gás natural no Brasil. Seus artigos 4º e 5º dispõem que as tarifas de transporte cobradas pelos transportadores devem representar a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável do gasoduto de transporte, de maneira a permitir que o transportador obtenha receita suficiente para arcar com os custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte. Desta forma, o princípio geral é que a tarifa de transporte aplicável a cada serviço de transporte deve refletir os custos, despesas e investimentos necessários para a prestação do respectivo serviço de transporte.

A supracitada resolução estabelece também os critérios utilizados pela ANP para o cálculo tarifário, referentes aos serviços de transporte firme, interruptível e extraordinário e os procedimentos para aprovação de tarifas propostas pelos transportadores, aplicáveis tanto aos gasodutos autorizados quanto aos concedidos.

Os métodos utilizados na regulação econômica voltados ao estabelecimento de um sistema tarifário podem ser classificados em dois grandes grupos: “Regulação por Preço-Teto” (“*Price Cap Regulation*”) e “Regulação por Receita Máxima” (“*Revenue Cap Regulation*”)¹.

A Lei do Gás preceitua uma regulação por receita máxima para a atividade de transporte dutoviário de gás natural no Brasil (Inciso V do Art. 21). Pelas suas características, é possível classificar esse tipo de regulação no conceito de tarifas baseadas nos “custos da prestação do serviço” (“*cost based charges*”)², também denominada apenas como regulação tarifária por custo de serviço.

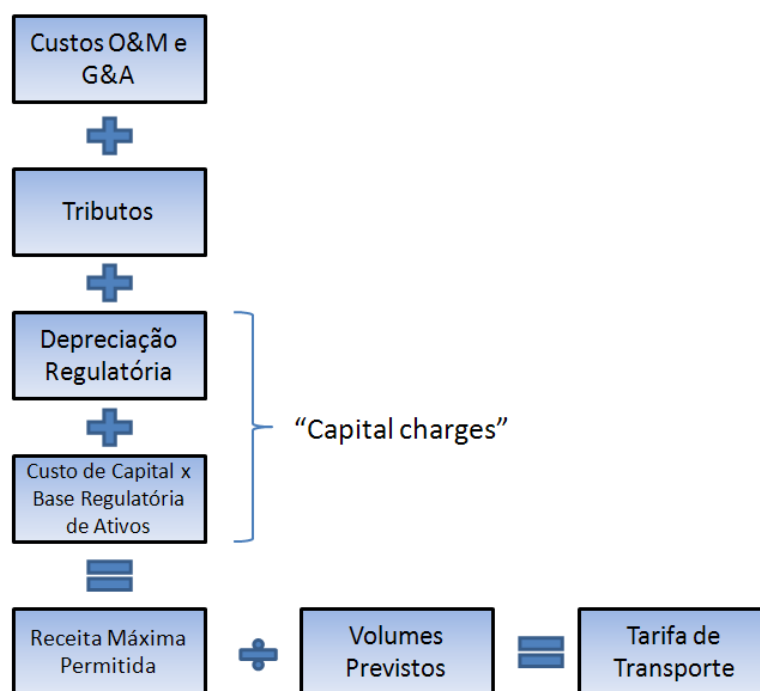
Neste método, a autoridade reguladora aprova os investimentos que comporão a base de ativos e estabelece a taxa de retorno adequada à atividade de transporte, a qual será garantida ao transportador. Esses parâmetros, combinados com a expectativa de demanda, resultam em uma tarifa desenhada para prover um montante fixo de receita para a empresa regulada, o qual será corrigido por um índice de inflação (e, possivelmente, deduzido de um fator de eficiência) com o objetivo de manter constante, em termos reais, a receita estimada.

Além da base regulatória de ativos e da remuneração do capital investido (CAPEX), são componentes dos custos remunerados pela tarifa de transporte os tributos, a depreciação dos ativos, os custos de operação e manutenção (OPEX), e os custos gerenciais e administrativos (G&A), conforme detalhado na Figura 1.

¹ HARRIS e LAPUERTA (2010).

² *Idem*.

Figura 1 – Elementos Básicos da Modelagem Tarifária pelo Método do Custo de Prestação do Serviço



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

Portanto, de forma simplificada, neste tipo de regulação tarifária o preço unitário dos serviços de transporte é resultado da receita máxima a qual a empresa pode fazer jus, dividida pelas capacidades a serem contratadas em cada tipo de serviço.

No Brasil, a contratação de capacidade em base firme ocorre por meio do processo de chamada pública, ou seja, a demanda por esse tipo de serviço de transporte é determinada no momento da assinatura das propostas irrevogáveis pelos carregadores. Tal fato reduz significativamente a incerteza a respeito das receitas futuras do transportador³.

Sendo assim, o cálculo das tarifas de transporte aplicáveis ao serviço de transporte firme e da receita máxima do transportador depende apenas da definição dos supracitados elementos de custo⁴ e da taxa de retorno do capital investido. Os valores de investimento, custos de O&M e despesas de G&A utilizados inicialmente são aqueles constantes do gasoduto de referência⁵.

Após realizada a licitação, o valor dos investimentos, custos e despesas estabelecidos no gasoduto de referência são substituídos por aqueles ofertados pelo vencedor da licitação, não cabendo posterior revisão destas rubricas. Desta forma, se os custos efetivamente desembolsados pelo transportador para a construção e operação do gasoduto forem

³ Para uma estimativa mais precisa das receitas, é necessário fazer uma hipótese sobre a futura contratação dos demais serviços de transporte oferecidos pelo transportador, tais como o serviço de transporte interruptível e o serviço de transporte “troca operacional ou *swap*”.

⁴ Para uma discussão mais detalhada acerca dos elementos da modelagem tarifária, ver a Seção II da Nota Técnica nº 02/2013-SCM, que apresentou as justificativas técnicas para a Revisão da Resolução nº 29, de 14 de outubro de 2005 (disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=67130>).

⁵ O gasoduto de referência é o projeto de gasoduto utilizado para efeito da definição das tarifas e receitas anuais máximas a serem consideradas nas chamadas públicas e nas licitações das concessões.

superiores àqueles propostos por ele no momento da licitação e considerados no cálculo das tarifas de transporte, isso resultará em uma redução de sua taxa de retorno⁶.

Portanto, ao final de todo o processo de cálculo tarifário, a ANP terá sido responsável apenas por definir a taxa de retorno aplicável à atividade de transporte e a taxa de depreciação regulatória dos ativos. As demais variáveis são determinadas por mecanismos de mercado, tais quais a chamada pública, na qual os carregadores estabelecem a demanda por capacidade firme, e a licitação, na qual o transportador informa os valores do investimento e dos custos de O&M e G&A a serem utilizados. Os tributos indiretos são definidos exogenamente pelos órgãos competentes e não influenciam o cálculo das tarifas, que são apresentadas líquidas de tributos.

Tabela 2 – Responsabilidades na Definição dos Parâmetros Tarifários

	Tarifa Máxima	Tarifa Efetiva (pós licitação)
Base regulatória de ativos (Investimento, O&M, G&A)	Estimada pelo MME/EPE no gasoduto de referência	Resultado do deságio entre receita máxima e receita requerida
Taxa de retorno do capital	Estimada pela ANP	Definida pela ANP no edital de licitação e atualizada periodicamente
Depreciação	Estimada pela ANP	Definida pela ANP no edital de licitação
Tributos	Autoridades tributárias	Autoridades Tributárias

Fonte: Elaboração própria.

Apesar de anteriores à publicação da RANP n° 15/2014, as notas técnicas listadas abaixo servem como guia para os cálculos de tarifa de transporte realizados pela ANP. Nestes documentos, são discutidos os critérios aplicáveis à tarifação, e detalhada a escolha dos parâmetros utilizados na determinação da taxa de retorno, respectivamente:

- Nota Técnica n° 015/2010-SCM, intitulada “Cálculo da tarifa de transporte dutoviário de gás natural: critérios aplicáveis e proposta de política de preços”; e
- Nota Técnica n° 027/2006-SCM, intitulada “Metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável à atividade de transporte de gás natural no Brasil.

Acessoriamente, a Nota Técnica n° 013/2010-SCM, intitulada “Cálculo da tarifa de transporte do gasoduto Urucu-Coari-Manaus pela SCM/ANP” apresenta um caso prático de cálculo tarifário para o serviço de transporte, cujos parâmetros tornaram-se um modelo que é replicado para os cálculos de tarifa de transporte da ANP.

O procedimento de aprovação de tarifas de transporte consta da RANP n° 15/2014, e ocorre no âmbito da aprovação dos termos de acesso dos transportadores disciplinada pela RANP n° 11/2016. Os termos de acesso devem conter as condições tarifárias e não-tarifárias aplicáveis a todos os serviços de transporte oferecidos em seus gasodutos.

Nesse processo, um transportador deve encaminhar à ANP suas propostas de tarifas de transporte acompanhadas de memórias de cálculo detalhadas, obedecendo aos critérios, à estruturação, e aos prazos estabelecidos nas Resoluções ANP n^{os} 15/2014 e 11/2016⁷.

⁶ É importante ressaltar que há previsão de revisão periódica das premissas de cálculo do custo de capital utilizado para o cálculo da receita máxima (e da tarifa de transporte), tais como risco Brasil, taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado e projeção de inflação. Essa revisão tem o objetivo de atualizá-los perante as condições econômicas vigentes em cada época, uma vez que o período da estimação dos fluxos de caixa pode chegar a 30 (trinta) anos.

Com o objetivo de conferir transparência às condições de contratação de capacidade, em especial no que tange às tarifas aplicáveis, a ANP dá publicidade dos termos de acesso encaminhados pelos transportadores, conferindo um prazo de 30 dias para questionamentos e comentários por parte dos agentes de mercado.

A partir do recebimento dos termos de acesso, a ANP tem até 90 dias para analisá-los, podendo pedir esclarecimentos, sugerir alterações, ou aprovar as tarifas neles contidas.

III – REFLEXO DAS TARIFAS DE TRANSPORTE NOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

O Art. 10 da RANP nº 52/2011 determina os elementos mínimos que devem constar nos contratos de compra e venda de gás natural. Dentre estes elementos destaca-se o preço (inciso IV), o qual deve ser dividido em duas parcelas: uma referente à molécula e uma referente ao transporte⁸.

A necessidade da separação da parcela referente ao transporte reside no fato de que a atividade de transporte é um monopólio natural, que, por sua natureza, é submetido à regulação tarifária. A distinção das parcelas referentes à molécula e ao transporte de gás presente no Art. 10 da resolução supracitada é fundamental para a promoção da transparência no mercado e para a efetividade da regulação das tarifas de transporte na cadeia de valor do gás natural.

A separação das parcelas do preço relacionadas ao transporte e à molécula do gás, nos contratos de compra e venda de gás natural, dificulta a ocorrência da prática de subsídio cruzado entre estes dois elos da cadeia de valor do gás natural. Com isso, espera-se uma utilização mais eficiente da infraestrutura, pelo lado do transporte, e a correta sinalização dos preços pelo lado da comercialização da molécula.

Outro objetivo desta medida foi garantir que todos os compradores de gás natural tenham a seu alcance as informações sobre os preços dos distintos serviços necessários à compra e posterior entrega do gás natural, idealmente desde a boca do poço até o consumo final⁹.

⁷ Prazos para encaminhamento dos termos de acesso: 90 dias após a assinatura dos contratos para gasodutos concedidos (art. 16, §1º); 180 dias após a publicação da Resolução ANP nº 11/2016 para gasodutos autorizados (art. 49), desde que haja a antecedência mínima de 120 dias para a chamada pública (art. 16, §2º).

⁸ Ressalta-se que existe a possibilidade de contratos de comercialização de gás natural nos quais não é necessário identificar a parcela referente ao transporte, como, por exemplo, a comercialização de gás natural na boca do poço.

⁹ A este respeito, para a Federal Energy Regulatory Commission (FERC, 1992), órgão regulador dos E.U.A., a comercialização deve ocorrer em termos justos entre as partes, ou seja, os compradores devem possuir informações e elementos suficientes para uma boa tomada de decisão, como fica claro no seguinte pronunciamento: “*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 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. (...)*”.

Na hipótese mais simples, quando um mercado consumidor é abastecido por apenas um gasoduto de transporte e com apenas uma origem, a determinação da parcela de transporte no preço do gás natural comercializado na esfera de competência da União é feita de forma imediata a partir da respectiva tarifa aplicável ao serviço de transporte utilizado para tornar o produto disponível no local de venda. Neste caso, supondo que o agente vendedor seja também o responsável pelo carregamento do gás natural e contrate apenas uma modalidade de serviço de transporte (firme, interruptível, extraordinário ou qualquer outro ofertado pelo transportador) a parcela de transporte no contrato de compra e venda deve refletir exatamente a tarifa de transporte constante do contrato de serviço de transporte do carregador/vendedor, assim como seu critério de reajuste, em atendimento do disposto no parágrafo único do Art. 10 da RANP nº 52/2011, transcrito a seguir:

“Art. 10. Os agentes vendedores autorizados deverão celebrar contratos de compra e venda de gás natural, registrados na ANP, explicitando:

I - Modalidade de prestação do serviço;

II - Termos e condições gerais de prestação do serviço;

III - Volumes;

IV - Preço:

a) Parcela do preço referente à molécula;

b) Parcela do preço referente ao transporte, caso aplicável;

V - Critérios de reajuste das parcelas de preço;

VI - Ponto de transferência de propriedade;

VII - Cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem;

VIII - Prazo de vigência.

Parágrafo único. As eventuais alterações, positivas ou negativas, no custo de transporte, ocorridas após a publicação desta Resolução, deverão ser refletidas nos contratos registrados através de aditivo, por meio da alteração da parcela do preço referente ao transporte de que trata a alínea (b) do inciso IV deste artigo.”

O parágrafo único do Art. 10 determina que as variações positivas ou negativas do custo de transporte (ou da remuneração do transporte) devem ser repassadas à parcela do preço referente ao transporte, representando, na prática, que esta parcela deve obrigatoriamente prever o repasse (“pass-through”) dos custos de transporte para o preço de venda do gás natural. Não cabe, portanto, prever alterações nesta parcela que não correspondam estritamente às variações nos gastos relativos à contratação de capacidade de transporte pelo agente vendedor. Por exemplo, não estão incluídas nestes gastos as despesas gerais e administrativas com a atividade de carregamento e comercialização, tais como: pessoal próprio e consultoria para elaborar e gerir contratos; controle logístico do suprimento; material de escritório; serviços de utilidade pública (água, luz, telefone, entre outros); aluguel; emissão de faturas; etc. Também não estão incluídos custos de transporte associados com a movimentação de gás natural que não se refiram à atividade de comercialização, como autoprodução e autoimportação.

A parcela de transporte, portanto, não deve comportar custos e despesas de outra natureza, ou seja, a parcela de transporte deve representar apenas a remuneração do transportador pelo carregador, não devendo ser incorporada à mesma quaisquer custos e despesas incorridos pelo agente vendedor no exercício das demais atividades que compõem a cadeia de valor do gás natural (exploração, produção, importação, exportação, tratamento,

processamento, comercialização, carregamento¹⁰, estocagem, armazenagem, regaseificação, liquefação e distribuição).

Já a parcela do preço referente à molécula não é regulada, sendo livremente negociada entre as partes. É esta parcela que deve eventualmente cobrir os custos e despesas incorridos nas demais atividades, pois a parcela referente ao transporte é regulada.

Ressalta-se que a RANP nº 52/2011 não define como a parcela do preço referente à molécula deva ser estabelecida, cabendo ao agente vendedor dar a ela transparência na sua formação que considerar necessária (na hipótese de um mercado de gás natural razoavelmente competitivo o valor da molécula é estabelecido pelos fundamentos da oferta e demanda - o que na literatura denomina-se de “gas-to-gas competition”). Nada impede, contudo, que as partes signatárias do contrato de compra e venda de gás natural concordem em estruturar a parcela do preço do gás natural referente à molécula em subparcelas com diferentes critérios de reajuste. Tal medida não está em conflito com o Inciso V do Art. 10 da RANP nº 52/2011.

Existe, no entanto, um gasto que pode tanto ser incorrido pelo carregador diretamente, quanto compor a tarifa de transporte cobrada pelo transportador: o gás de uso do sistema. Nos contratos de serviço de transporte usualmente celebrados no Brasil este custo recai diretamente sobre o carregador na forma de solicitação pelo transportador de um volume adicional de gás natural injetado no sistema de transporte para fins de atendimento da programação deste carregador. Neste caso, a solicitação de uma injeção de gás natural acima do volume entregue nos pontos de entrega em nome do carregador não representa uma remuneração do transportador, não devendo estar computada na parcela do preço referente ao transporte, mas sim na parcela referente à molécula. Trata-se de um custo associado ao carregamento do gás natural pelo agente vendedor, o qual necessita disponibilizar volumes nos pontos de recebimento para o transporte acima daqueles que ele efetivamente tem direito de receber de volta por ocasião do retorno do gás natural à sua custódia nos pontos de entrega. Alternativamente, caso este volume de gás natural tenha sido adquirido pelo transportador, sendo esta uma das poucas hipóteses previstas na regulamentação de aquisição de gás natural por este agente (Art. 12 da RANP nº 11, de 16 de março de 2016), o seu custo de aquisição comporia a tarifa de transporte cobrada do carregador, e, portanto, seria refletido na parcela de transporte a ser cobrada pelo agente vendedor em seus contratos de compra e venda de gás natural.

A hipótese acima de fornecimento de gás natural a partir de um gasoduto de transporte (ou gasodutos de transporte contemplados em apenas um contrato de serviço de transporte) e da prestação de um serviço de transporte teve como objetivo tornar clara a distinção entre a parcela do preço referente ao transporte e a parcela do preço referente à molécula, indicando quais custos podem ser ressarcidos por cada uma delas. O mesmo raciocínio se aplica a um agente vendedor que detém um portfólio de contratos de serviço de transporte. Neste caso, é necessário apurar o custo de transporte para o volume movimentado até o ponto de venda do gás natural (ponto de entrega) a partir do portfólio de contratos de transporte deste agente. Nesta situação o que ocorre é um aumento de complexidade na apuração da parcela de transporte a partir de contratos de serviço de transporte que podem conter diferentes critérios de reajustes, datas-base e tipo de tarifação (postal, ponto-a-ponto, entrada e saída, etc.). Diante deste aumento de complexidade é preciso avaliar, também, se a capacidade contratada de transporte e os volumes comercializados são compatíveis, de maneira a evitar que a parcela do preço referente ao transporte esteja sendo utilizada para subsidiar a movimentação de volumes de gás natural que não estejam sendo objeto de comercialização (por exemplo: autoprodução e autoimportação) ou evitar que haja dupla contagem de valores, tal como considerar a contratação de capacidade no exterior na

¹⁰ Exceto pelo pagamento dos encargos do serviço de transporte de gás natural, que refletem exatamente a parcela de transporte.

importação por meio dutoviário (elemento que deveria compor o preço do gás natural importado na fronteira) como sendo custo de transporte nacional.

IV – TARIFAS APLICÁVEIS ÀS MODALIDADES DE ACESSO

IV.1 - ACESSO VIA CHAMADA PÚBLICA

O mecanismo de chamada pública é utilizado na contratação de capacidade de transporte firme tanto nos gasodutos sob o regime de concessão quanto naqueles sob o regime de autorização, bem como em suas ampliações (Inciso VII do Artigo 2º, e Artigo 5º da Lei do Gás).

A principal diferença entre os dois regimes de outorga é que no primeiro a ANP conduz diretamente o processo de chamada pública, enquanto no segundo a Agência pode delegar a condução do processo ao transportador (chamada pública indireta). Em ambos os casos cabe à ANP a responsabilidade da elaboração do edital de chamada pública. Na chamada pública indireta, a ANP solicita ao transportador que apresente minuta de edital de chamada pública, a qual será analisada e aprovada pela ANP.

a) Regime de autorização

No caso de chamada pública indireta, a ANP tem papel de supervisora do processo e deve aprovar o edital de chamada pública, que inclui a proposta de tarifa de transporte.

Deste modo, os transportadores devem calcular a tarifa de transporte conforme critérios estabelecidos na RANP nº 15/2014 e submetê-las à aprovação da Agência no âmbito do edital de chamada pública (Artigo 7º da RANP nº 15/2014).

A ANP verifica a proposta de tarifa e pode aprová-la ou solicitar esclarecimentos e/ou alterações.

b) Regime de concessão

No caso da concessão para a atividade de transporte de gás natural no Brasil, a receita a ser auferida pelo concessionário é obtida a partir de processo licitatório, no qual se sagra vencedor o licitante que solicite a menor receita anual para construir e operar o gasoduto (Art. 13 da Lei nº 11.909/2009).

Na chamada pública conduzida diretamente pela ANP, a Agência é responsável por fixar a tarifa máxima aplicável à contratação de capacidade firme de transporte (§ 2º do Artigo 13 da Lei do Gás).

O cálculo da tarifa é feito com base nas informações de investimento (CAPEX), operação e manutenção (OPEX) e capacidade a ser contratada, conforme as informações sobre custos reunidas no gasoduto de referência.

Caso as manifestações de interesse dos carregadores ao longo da chamada pública alterem os parâmetros fundamentais do gasoduto de referência, a ANP, auxiliada pela EPE, deve recalcular a tarifa.

Uma vez definida a tarifa máxima aplicável aos carregadores e assinados os termos de compromisso de contratação de capacidade, encerra-se a chamada pública e inicia-se o processo de licitação da construção e operação do gasoduto.

Neste certame, a ANP estabelece uma receita anual máxima com base na tarifa máxima definida na chamada pública, e vence a concorrência a empresa que exigir a menor receita anual para prestar o serviço de transporte (§§ 1º e 2º do Artigo 13).

O deságio entre a receita anual máxima definida pela ANP e a receita anual vencedora do leilão é aplicado à tarifa máxima pactuada ao fim da chamada pública. Ou seja, os

carregadores recebem um “desconto” proporcional ao deságio na tarifa máxima que eles haviam aceitado pagar para movimentar seu gás natural.

IV.2 – ACESSO VIA CESSÃO DE CAPACIDADE

O acesso via mercado secundário de capacidade de transporte se dá por meio de cessão de capacidade contratada por outro carregador. O preço a ser cobrado pela capacidade de transporte é, a princípio, determinado livremente, de modo a incentivar o oferecimento de capacidade firme no mercado secundário. Entretanto, a regulação permite a ação da ANP para coibir os casos em que o preço praticado venha a desvirtuar a regulação da ANP concernente às tarifas de transporte.

IV.3 - ACESSO VIA TRANSPORTE INTERRUPTÍVEL

As tarifas de transporte referentes ao serviço de transporte interruptível são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, independentemente do regime de outorga. O texto contido no modelo de contrato de concessão para a atividade de transporte de gás natural prevê que, uma vez determinada a tarifa referente ao serviço de transporte firme, devem ser submetidas previamente à aprovação da ANP as tarifas aplicáveis às demais modalidades de serviço de transporte.

IV.4 – ACESSO VIA TROCA OPERACIONAL DE GÁS NATURAL (*SWAP*)

O serviço de troca operacional foi criado pelo Decreto nº 7.382/2010, que indicou a ANP como responsável por regulamentar a troca operacional e estabelecer sua tarifa, respeitadas as seguintes restrições:

- Receitas decorrentes da troca operacional devem ser revertidas para cobrir os custos e a remuneração do transportador com o serviço de *swap*;
- A tarifa aplicável ao serviço de *swap* não pode ser inferior àquela paga pelos carregadores existentes.

Como cada operação de *swap* tem características particulares, a ANP optou por estabelecer, na RANP nº 11/2016, a metodologia aplicável, deixando que o cálculo da tarifa aplicável a cada operação seja feito caso a caso. É importante lembrar que as condições tarifárias dos serviços de transporte, incluído o *swap*, serão aprovadas pela ANP no âmbito da aprovação dos termos de acesso submetidos pelos transportadores, sempre utilizando como base as informações prestadas pelo transportador em sua proposta de tarifa firme.

Neste sentido, a nova resolução ratificou a utilização das metodologias de tarifa compartilhada e tarifa incremental, as quais já eram previstas na RANP nº 15/2014 para o caso de ampliação de capacidade.

A aplicação da tarifa compartilhada ocorre quando a operação de *swap* representa uma economia de escala, ou seja, o aumento do volume transportado contribui para a redução do custo médio de transporte do gás natural. Neste caso, tanto o carregador firme quanto o solicitante do *swap* são beneficiados pelo compartilhamento de uma tarifa reduzida.

Aplica-se a tarifa incremental quando a troca operacional representa uma deseconomia de escala, e sua viabilização impõe um aumento do custo médio de transporte. Neste caso, a fim de preservar as condições tarifárias acordadas pelos carregadores detentores dos contratos firmes, adota-se a tarifa incremental, na qual o aumento de custo será suportado apenas pelo carregador entrante.

Como, em regra, a troca operacional aumenta a eficiência da operação da rede de transporte, espera-se que os casos de tarifa compartilhada prevaleçam sobre os de tarifa incremental.

Tabela 3 – Acesso a Gasodutos de Transporte: Quadro Resumo

Forma de Acesso	Regime de Outorga	Determinação da Tarifa de Transporte ou Preço da Capacidade de Transporte
Chamada Pública	Autorização	Chamada Pública indireta - transportadores devem calcular a tarifa de transporte conforme critérios estabelecidos na RANP n° 15/2014 e submetê-las à aprovação da ANP
	Concessão	Chamada Pública conduzida diretamente pela ANP, que fixa a tarifa máxima aplicável à contratação de capacidade firme de transporte
Cessão de Capacidade	Autorização ou Concessão	Preço negociado livremente pelos carregadores, de modo a incentivar o oferecimento de capacidade firme no mercado secundário Regulação permite a intervenção da ANP caso o preço praticado desvirtue a regulação concernente às tarifas de transporte
Transporte Interruptível	Autorização ou Concessão	Tarifas propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, independentemente do regime de outorga
Troca Operacional de Gás Natural (SWAP)	Autorização ou Concessão	Utilização de metodologia de tarifa compartilhada ou tarifa incremental. O cálculo da tarifa é feito caso a caso, e sua aprovação ocorre no âmbito dos Termos de Acesso

Fonte: Elaboração própria.

V – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme o exposto, no que tange aos gasodutos autorizados, o processo de aprovação das tarifas de transporte se inicia a partir da proposta de tarifa de transporte referente ao serviço de transporte firme, acompanhada de memórias de cálculo detalhadas acerca do projeto. Os transportadores apresentam a proposta de tarifa em conjunto com os termos de acesso, que contêm os demais termos não-tarifários para o acesso aos gasodutos autorizados.

Para gasodutos concedidos, o processo de chamada pública e licitação prevê o estabelecimento de uma receita máxima, que se traduz em uma tarifa máxima, e, após a licitação, em uma tarifa efetiva, calculada pela ANP com base no resultado do processo licitatório.

As tarifas de transporte dos serviços de transporte extraordinário e interruptível são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, enquanto a tarifa de transporte referente à troca operacional é definida pela ANP.

VI – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRATTLE GROUP. *Methodologies for Establishing National and Cross-Border Systems of Pricing of Access to the Gas System in Europe*. London, February, 2000.

FERC. *Order 636*. Federal Energy Regulatory Commission. Washington, 1992.

HARRIS, D.; LAPUERTA, C. *International Examples of Gas Infrastructure Regulation*. Brattle Group. London, January, 2010.

VII – ANEXOS

Nota Técnica nº 027/2006-SCM, de 8 de novembro de 2006;

Nota Técnica nº 013/2010-SCM, de 16 de julho de 2010;

Nota Técnica nº 015/2010-SCM, de 23 de setembro de 2010;

Resolução ANP nº 15/2014, de 14 de março de 2014;

Resolução ANP nº 11/2016, de 16 de março de 2016.



METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL APLICÁVEL À ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL

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

Novembro 2006

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

Almir Beserra dos Santos
André Regra
Ary Silva Junior
Berenice Delaunay Maculan
Cristiana Cavalcanti de Almeida Cunha
Dirceu Cardoso Amorelli Junior
Eliana Dos Santos Lima Fernandes
Guilherme de Biasi Cordeiro
Helio da Cunha Bisaggio
Jader Conde Rocha
Julia Rotstein Smith da Silva Costa
Luciana R. de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marcello Gomes Weydt (estagiário)
Mario Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva
Tathiany Rodrigues Moreira

Coordenador da Nota Técnica

Dirceu Cardoso Amorelli Junior

Equipe Responsável pela Elaboração da Nota Técnica

André Regra
Cristiana Cavalcanti de Almeida Cunha
Eliana Dos Santos Lima Fernandes
Guilherme de Biasi Cordeiro
Julia Rotstein Smith da Silva Costa
Luciano de Gusmão Veloso
Tathiany Rodrigues Moreira

SUMÁRIO

I – CONTEXTUALIZAÇÃO	4
II – ELEIÇÃO DO MODELO A SER UTILIZADO.....	8
III – DESCRIÇÃO DOS MODELOS ELEITOS.....	10
IV – ESTRUTURA DE CAPITAL PARA O CÁLCULO DO WACC	16
IV.1. Modigliani – Miller	16
IV.2. Visão Tradicionalista	16
V – RESULTADOS OBTIDOS.....	19
VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS	25
VII – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	26



Nota Técnica nº 027/2006-SCM

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2006

METODOLOGIA DE CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL APLICÁVEL À ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL

I – CONTEXTUALIZAÇÃO

No mês de junho de 2001, em meio a uma crise de suprimento de energia elétrica, observou-se a expectativa de um aumento significativo da demanda por gás natural para fins de geração térmica, sendo necessária, para o seu atendimento, a expansão da capacidade de transporte de gás no País.

Neste contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou a Portaria ANP nº 98/2001, a qual determinou a realização de Concurso Aberto¹ para a ampliação e oferta de capacidade pelas empresas transportadoras de gás natural, de modo a promover a ampliação da importação de gás boliviano em um ambiente competitivo entre os potenciais supridores.

A referida norma objetivava a compatibilização entre a necessidade de investimentos na expansão das instalações dutoviárias de transporte de gás e, conforme preconizado pela Lei nº 9.478/97, a promoção de competição no suprimento deste energético, mediante a garantia de condições justas e não discriminatórias de acesso à rede de transporte.

O Concurso Aberto, procedimento de leilão para a oferta e alocação de capacidade de transporte de gás, encetou-se, em seguida, pelas empresas Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) e Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO), a partir da elaboração de um edital de realização do leilão, designado Manual do Concurso Aberto.

Não obstante, no início de 2002, em decorrência da inversão verificada no quadro de oferta e demanda de energia elétrica no Brasil, passou-se, rapidamente, de uma situação de potencial esgotamento da capacidade de transporte de gás existente a um panorama

¹ A Portaria ANP nº 98/2001 deu, ao procedimento público de oferta e alocação de capacidade de transporte para Serviço de Transporte Firme, a denominação de Concurso Aberto. Com a revogação deste ato normativo, a Resolução ANP nº 27/2005 adotou para, tal procedimento, a designação de Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC).

oposto, de expressiva ociosidade, acirrada pela antecipação da capacidade máxima prevista no projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) – 30,08 milhões m³/dia – de 2007 para 2004. Estas novas circunstâncias contribuíram significativamente para o adiamento da necessidade de expansão do referido duto e, portanto, de realização do Concurso Aberto.

No final de 2005, entretanto, após quatro anos da publicação da Portaria ANP nº 98/2001, configurou-se, no Brasil, um quadro de crescimento da demanda por gás natural, paralela ao déficit de oferta do energético, derivado, sobretudo, do iminente esgotamento da capacidade ociosa do GASBOL, bem como da existência de gargalos localizados na malha nacional de transporte de gás.

Interessante observar, neste contexto, que o consumo de gás natural no País vem apresentando taxas significativas de crescimento. O setor industrial, por exemplo, consumiu, no ano de 2005, cerca de 13% mais do que em 2004. Tal taxa de crescimento foi de, aproximadamente, 23% no mercado automotivo, 58% no comercial e 10% no segmento de geração.

À luz do exposto, fez-se premente a retomada da discussão em torno do empreendimento de ações efetivas para a expansão da capacidade de transporte de gás natural, visando ao suprimento do mercado brasileiro.

No que tange ao tema, cumpre, ainda, remeter à Resolução ANP nº 27, de 14 de outubro de 2005, a qual regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao Transportador e estabelece, no caput de seu artigo 7º, que *“toda Capacidade Disponível de Transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC)”*.

Desta feita, após discussões com os agentes interessados na implementação do supracitado processo, a ANP encaminhou ofícios às transportadoras estabelecidas no País, sugerindo que estas avaliassem a possibilidade de apresentar, à Agência, o Regulamento do CPAC, nos termos do artigo 7º, § 2º, da Resolução ANP nº 27/2005.²

Em atendimento à mencionada solicitação, no dia 21 de dezembro de 2005, a TBG submeteu à apreciação da ANP uma minuta de Regulamento, que foi analisada tanto pela equipe técnica competente – Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM/ANP) –, como pela Procuradoria-Geral da autarquia (PRG/ANP).

² O artigo 7º, § 2º da Resolução ANP nº 27/2005 dispõe que *“o Transportador submeterá à aprovação da ANP, no prazo de 30 (trinta) dias anteriores à divulgação, o regulamento do CPAC, que detalhará os procedimentos de oferta e alocação de capacidade para STF”*.

Aprovado, tal Regulamento foi publicado em 13 de março de 2006, iniciando-se, assim, o CPAC da TBG, composto pelas seguintes etapas:

- (i) Chamado para recebimento de Manifestações de Interesse;
- (ii) Recebimento das Manifestações de Interesse;
- (iii) Elaboração do projeto;
- (iv) Envio das Cartas Convite³ referentes à oferta de capacidade, após aprovação da ANP, e publicação do Edital;
- (v) Recebimento e abertura das Propostas Irrevogáveis;
- (vi) Qualificação das Propostas Irrevogáveis;
- (vii) Divulgação pública do resultado; e
- (viii) Assinatura dos Contratos de Transporte.

No âmbito do processo ora contemplado, é mister abordar a questão do cálculo do custo médio ponderado de capital, relacionado aos investimentos necessários para a realização do projeto de expansão de gasodutos. De acordo com o artigo 9º, inciso III, da Resolução ANP nº 27/2005, “*o regulamento do CPAC observará os princípios da transparência, da isonomia e da publicidade e disporá sobre metodologia de cálculo da tarifa de transporte, incluindo o custo médio ponderado de capital*”.

No que concerne a esta variável, destaca-se a importância da taxa de retorno a ela associada na determinação das tarifas de transporte, as quais devem ser fixadas em um patamar tal que incentive os investimentos em infra-estrutura e, paralelamente, iniba a obtenção de ganhos excessivos por parte do transportador, de maneira a salvaguardar-se o bem-estar do consumidor.

Assim, em mercados regulados, como o gasífero, o desafio do órgão regulador é aprovar tarifas baseadas em taxas de retorno justas e razoáveis, de forma a se garantir que o transportador monopolista aufera retornos análogos àqueles obtidos por agentes atuantes em mercados competitivos, expostos a níveis de risco similares. Ao mesmo tempo, deve-se assegurar, conforme mencionado acima, a proteção dos interesses dos consumidores quanto ao preço e à qualidade dos serviços prestados.

³ A Carta Convite contém uma série de informações especificadas no item 1.3.1. do Regulamento elaborado pela TBG.

Para tanto, tais taxas de retorno devem ser iguais ao custo de oportunidade do investimento em projetos de riscos equivalentes, uma vez que, caso superiores a este parâmetro, observar-se-á a transferência de rendas de monopólio dos usuários ao transportador.

Em contraposição, taxas muito reduzidas não apenas podem comprometer a qualidade do serviço prestado, como desestimular a realização de investimentos em infra-estrutura de transporte dutoviário, optando o investidor, nesta hipótese, por aplicar seus recursos em outras atividades que proporcionem (i) o mesmo retorno, porém a níveis de risco menores; ou (ii) retornos superiores a um mesmo risco.

Convém salientar, ainda, que embora, no mês de maio de 2006, a ANP – baseada em orientação do governo brasileiro – tenha cancelado o CPAC da TBG devido à promulgação do Decreto Supremo nº 28.701/06⁴, manteve-se a necessidade de se estabelecer uma metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital aplicável à atividade de transporte de gás natural no Brasil, uma vez que, conforme preceituado pela Resolução ANP nº 27/2005, caso houvesse interesse de qualquer carregador, um novo CPAC poderia ser iniciado.

Corroborando o acima exposto o fato de, em 18 de outubro de 2006, a empresa Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) ter encaminhado, à ANP, ofício mediante o qual informou que, em virtude da premência de implementação de seu Plano de Antecipação de Produção de Gás Natural (PLANGÁS), necessitava adquirir capacidade de transporte de gás natural, na modalidade firme, consoante as regras constantes da Resolução ANP nº 27/2005, nas seguintes instalações da Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A. (TNS):

- (i) Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté \Rightarrow 20,00 milhões m³/dia;
- (ii) Gasoduto Paulínia-Jacutinga \Rightarrow 1,12 milhão m³/dia;
- (iii) Gasoduto Japeri-REDUC \Rightarrow 20,00 milhões m³/dia;
- (iv) Gasoduto GASBEL II \Rightarrow 4,82 milhões m³/dia;
- (v) Gasoduto GASDUC III \Rightarrow 30,5 milhões m³/dia; e
- (vi) Gasoduto GASPAL II e GASAN II \Rightarrow 8,5 milhões m³/dia.

⁴ O Decreto Supremo nº 28.701, promulgado em 01 de maio de 2006, determinou, com fulcro no Referendo de 18 de julho de 2004 e nos preceitos constitucionais bolivianos, a nacionalização dos hidrocarbonetos daquele país, recuperando o Estado a propriedade, a posse e o controle total e absoluto destes recursos. Este ato normativo gerou incertezas quanto aos investimentos das empresas estrangeiras no país, bem como preocupações acerca de eventuais impactos sobre o fornecimento de gás natural para o mercado brasileiro, sobretudo em relação ao preço deste combustível.

Para maiores detalhes a respeito deste Decreto e de seus efeitos sobre o setor gasífero nacional, recomenda-se a leitura da Nota Técnica nº 012/2006-SCM, de 11 de maio de 2006, intitulada “*Considerações da SCM/ANP acerca do Decreto Supremo nº 28.701 Editado pela Bolívia em 01 de Maio de 2006*”, a qual se encontra disponível no portal eletrônico da ANP (http://www.anp.gov.br/doc/gas/Nota_12_2006.pdf).

Em virtude da mencionada necessidade da PETROBRAS, a ANP remeteu, em 20 de outubro de 2006, ofício à TNS para que a transportadora encetasse o seu CPAC, encaminhando, para tal, o Regulamento atinente ao processo, com a maior brevidade possível.

Posto isto, e à luz da relevância do custo de capital na determinação da tarifa de transporte de gás natural, este trabalho objetiva apresentar o modelo mais adequado para a sua estimativa, a saber, a metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital (*Weight Average Cost of Capital – WACC*).

Para tanto, dividiu-se a presente Nota Técnica em quatro seções, além desta Contextualização e das Considerações Finais. A seção II expõe as premissas a serem consideradas na eleição do modelo a ser utilizado na estimativa do custo de capital próprio, o qual integra a fórmula do WACC. Em seguida, na seção III, procede-se à descrição e à análise crítica dos modelos eleitos para o cálculo da mencionada variável. A seção IV, por seu turno, abarca discussão acerca da estrutura de capital a ser usada no cálculo do custo médio ponderado de capital. Por fim, na seção V, apresenta-se um exercício para ilustrar a aplicação dos modelos contemplados de antemão.

II – ELEIÇÃO DO MODELO A SER UTILIZADO

A estimativa do custo médio ponderado de capital de uma empresa envolve a estimativa de um custo de capital próprio e do custo de capital de dívida. Este último custo pode ser mais facilmente observado e estimado mediante o estudo de caso do passivo da empresa juntamente com o custo do endividamento de firmas com classificação de risco similar (LEAL 2001).

Entretanto, o custo de capital próprio vincula-se a um processo de estimação muito mais subjetivo. Há uma série de modelos para a sua determinação, observando-se intenso debate entre teóricos e práticos sobre qual o modelo ideal a ser adotado. Muitas vezes, as estimativas são frágeis e, até mesmo divergentes, dependendo da metodologia empregada.

Deve-se ter em mente que o estabelecimento de um determinado valor envolve certo grau de subjetividade e requer poder de julgamento por parte do tomador de decisão, fazendo-se inevitável, portanto, que o órgão regulador valha-se de seu poder discricionário.

No processo de escolha de um modelo apropriado para a definição do custo de capital próprio pela ANP, foram consideradas as seguintes premissas:

- (i) Aceitação do modelo pelo mercado;
- (ii) Consistência dos resultados obtidos a partir da aplicação do modelo;

- (iii) Redução da subjetividade;
- (iv) Simplicidade no acesso aos dados a serem empregados no modelo; e
- (v) Maior facilidade na interpretação das variáveis utilizadas.

Tendo em vista estas premissas, a partir da análise de modelos tais quais o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), o *Arbitrage Pricing Theory* (APT) e o Modelo de Crescimento Constante de Dividendos, também conhecido como Modelo de Gordon e Shapiro, elegeu-se o primeiro deles como a melhor opção para a estimativa do custo de capital próprio.

O modelo CAPM é a metodologia mais utilizada pelos agentes atuantes no setor financeiro, além de ser o principal modelo adotado, com as devidas modificações, pelos reguladores setoriais em diversos países, dentro os quais, Argentina, Austrália, Espanha, Irlanda, Noruega, Reino Unido e Suécia. Antes de estabelecer as razões para sua vasta utilização, cabe mencionar as principais premissas adotadas pelo mesmo:

- (i) Os mercados encontram-se em equilíbrio, ou seja, não existem “fricções”, sendo estes completos; os agentes do mercado são tomadores de preços (*price-takers*); há plena divisibilidade dos ativos e ausência de custos de transação, impostos ou qualquer tipo de informação privilegiada; e
- (ii) Todos os agentes são avessos ao risco e tomam suas decisões de investimentos com base nos retornos esperados e na variância dos ativos. Dessa forma, toda a informação disponível para a composição das carteiras de investimentos estaria contida nas médias, variâncias e covariâncias dos ativos amplamente negociados no mercado.

A premissa de que os mercados estão em equilíbrio ou que são perfeitamente competitivos pressupõe que nenhum investidor pode ser tão grande que se permita emprestar e tomar recursos a uma taxa diferente daquela livre de risco. Com base nisto, o mercado de ativos deve necessariamente se ajustar de forma a igualar a demanda a uma dada oferta, sem a oportunidade de ganhos de arbitragem calcados em informações adicionais àquelas disponíveis a todos os participantes do mercado. Uma implicação da premissa a respeito do critério de decisão dos agentes, fundamentada em médias e variâncias, é a distribuição simétrica e normal em torno dos retornos esperados (TINOCO 2003).

Em termos práticos, outra característica do método CAPM é o fato deste ser um modelo fundamentado em expectativas (*forward-looking model*), no qual os agentes buscam maximizar seus ganhos a partir da relação (*trade off*) existente entre o risco e o retorno esperado. Tal propriedade tornou o CAPM empiricamente impossível de ser testado, o que

fez necessária a sua estimativa a partir de registros históricos de retornos realizados (*ex-poste*), ao invés das expectativas acerca de seu futuro (*ex-ante*), que não podem ser observadas. Apesar disto, sob a hipótese dos mercados eficientes, as expectativas dos investidores individuais deveriam, em média, ser corretas, e, assim sendo, os dados históricos de preços dos ativos deveriam refleti-las precisamente (IRIC 2003).

Em que pese a incerteza associada à parte destas premissas e aos modelos alternativos ainda em debate no meio acadêmico, o método CAPM permanece, conforme mencionado, como o mais utilizado e aceito no meio financeiro. A principal razão para a continuidade na adoção do CAPM reside na menor quantidade de informações a serem demandadas para sua aplicação (taxa livre de risco, prêmio de risco do mercado, risco sistêmico ou de mercado dos ativos considerados, e no caso de mercados emergentes, uma medida do risco soberano). Outra vantagem do método é o fato do CAPM ser menos sujeito à subjetividade e ao julgamento, quando comparado aos modelos alternativos normalmente considerados. Por derradeiro, mesmo no caso de modelos cujas premissas são tidas como menos irrealistas do que o modelo CAPM, como é o caso do APT, que não considera uma carteira hipotética de mercado como o único fator explicativo para o risco sistemático dos ativos, os testes para a comprovação de sua maior eficácia são ainda inconclusivos⁵.

Pelas razões acima citadas, o método CAPM é o recomendado para o cálculo da parcela do custo de capital próprio na determinação do custo médio ponderado do capital para a obtenção das tarifas a serem cobradas de terceiros interessados no acesso à infra-estrutura dutoviária de transporte de gás natural no Brasil. Em função das características da economia brasileira, porém, sugestões de adaptações à sua aplicação mostram-se necessárias, sendo tais alterações, por conseguinte, expostas ao longo desta Nota Técnica.

III – DESCRIÇÃO DOS MODELOS ELEITOS

Conforme destacado na seção anterior, o CAPM é a metodologia mais difundida e aceita para o cálculo do custo do capital próprio, abarcando a idéia de que todo ativo impõe a seus adquirentes dois tipos de risco⁶, a saber, o risco diversificável ou não sistemático e o risco não diversificável ou sistemático.

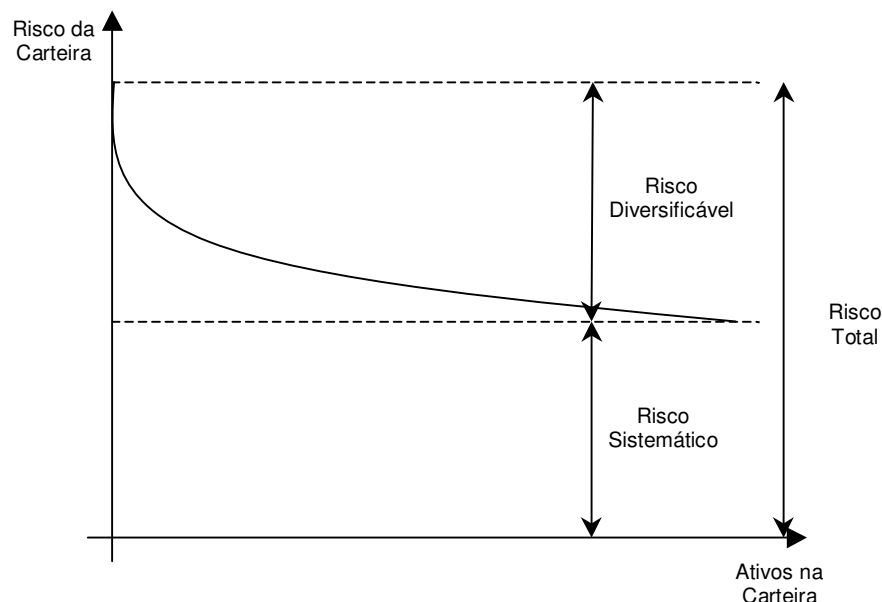
O primeiro deles relaciona-se às características próprias do ativo e do mercado no qual este é negociado, podendo ser total ou parcialmente eliminado por meio de uma estratégia de diversificação dos ativos componentes de um determinado portfólio.

⁵ "(...) Bubnys (1990) testando a superioridade do método APT em comparação ao CAPM, em termos de poder de previsão das taxas de retorno de uma amostra de companhias de utilidade pública dos EUA, concluiu que nenhum dos dois modelos é claramente superior" (IRIC 2003).

⁶ O risco pode ser definido como a variabilidade total de uma taxa de retorno atinente a um investimento específico, medido através do desvio-padrão ou da variância dos retornos.

O risco não diversificável, por sua vez, diz respeito a eventos de natureza política, econômica e social, sendo inerente a todos os ativos da economia, em razão de eventuais assimetrias do mercado e falhas de informação. Resta, portanto, impossível a sua eliminação.

O gráfico a seguir representa o acima descrito:



No que concerne ao CAPM, faz-se de suma importância destacar, ainda, que consoante este modelo, o retorno esperado de um ativo é obtido a partir da soma do retorno de um ativo livre de risco (fator fixo) a um prêmio pelo risco de mercado (fator variável), sendo o mesmo representado algebricamente pela seguinte equação:

$$R_i = R_{lr} + \beta(R_m - R_{lr})$$

Onde:

R_i = retorno esperado do ativo i ;

R_{lr} = retorno do ativo livre de risco;

β = coeficiente beta, parâmetro da reta de regressão linear;

R_m = retorno esperado para a carteira de mercado.

Quanto à variável R_{lr} , ressalta-se, a princípio, que há, na economia, ativos que não submetem o agente que nele aloca seus recursos a riscos diversificáveis, trazendo consigo apenas o risco sistemático. São os chamados ativos livres de risco e referem-se a títulos governamentais.

Desta maneira, é natural que os agentes não se disponham a alocar seus recursos em outros ativos que apresentem maiores riscos e que tenham rentabilidade menor ou igual à de tais ativos livres de risco. Este é, por conseguinte, o parâmetro mínimo de rentabilidade a partir do qual o investidor passa a considerar a compra de outros ativos mais arriscados e rentáveis.

No tocante ao termo $(R_m - R_{lr})$, deve-se enfatizar que o mesmo reflete a idéia de que a rentabilidade de um ativo é proporcional ao risco que impõe ao investidor. Logo, a diferença entre o retorno esperado para a carteira de mercado e o retorno do ativo livre de risco é considerada como o prêmio pelo risco da carteira de mercado.

Por derradeiro, há o coeficiente β , que é a medida de volatilidade dos retornos de um ativo em relação aos retornos do mercado como um todo, conforme pode ser atestado pela seguinte fórmula:

$$\beta_i = \frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\text{Var}(R_m)}$$

Na prática, o β é calculado a partir da comparação entre a variação do mercado, através de um índice representativo de mercado, e dos retornos das ações das empresas listadas em Bolsa.⁷

Merece registrar, também, que a aludida variável é aquela de maior interesse para o modelo CAPM, haja vista que indica – para o ativo no qual se cogita investir – a magnitude do risco e a rentabilidade que se espera que este adicione ao portfólio do investidor.

Acrescenta-se, por fim, que sua análise deve contemplar as seguintes situações:

- (i) $\beta > 1 \Rightarrow$ indica que o ativo sofre impacto acima da média no que se refere ao risco de mercado. Quando o mercado se valoriza, o ativo em questão valoriza-se ainda mais, e vice-versa;
- (ii) $\beta = 1 \Rightarrow$ indica que o investidor aloca seus recursos em um ativo que apresenta os mesmos riscos e rentabilidade da carteira de mercado; e
- (iii) $\beta < 1 \Rightarrow$ caracteriza um ativo defensivo, uma vez que amortece as variações verificadas com a carteira de mercado. Assim, o ativo em questão segue a mesma tendência do mercado, porém em uma magnitude menor.

⁷ Uma questão a ser suscitada quanto a este tema diz respeito ao fato de não ser comum, em setores regulados, a negociação dos ativos, incumbindo-se os reguladores da tarefa de avaliar o tipo de risco a que tais ativos estão expostos. Para o trabalho em tela, a alternativa sugerida é a adoção de um valor para o β (desalavancado) dentro do intervalo utilizado pelos reguladores internacionais em suas decisões acerca do acesso de terceiros a gasodutos sob sua esfera de atuação.

Sem embargo do exposto, é mister sublinhar que o modelo CAPM, investigado na presente seção, foi desenvolvido com o intuito de estimar o retorno esperado pelo acionista em mercados de capitais maduros, como, por exemplo, o norte-americano, supondo o enfoque do investidor local.

Consoante Cavalcante, Martelanc e Pasin (2006), podem ser consideradas como as principais limitações da aplicação do CAPM em mercados emergentes as abaixo explicitadas:

- (i) A utilização do modelo CAPM pressupõe a existência de índices abrangentes de mercado de ações, ponderados pelo valor de mercado destas (IBX), e não pela liquidez dos títulos que os compõem (IBOVESPA);
- (ii) As Bolsas de Valores dos países emergentes apresentam um reduzido volume transacionado e excessiva concentração em poucos títulos e investidores, o que acaba por fazer com que os índices consolidados do mercado não representem adequadamente a carteira de mercado;
- (iii) A demasiada concentração do índice de referência de mercado em poucas ações contribui para que o beta das empresas evidencie muito mais a relação destas com as principais companhias componentes do índice de referência do que com a carteira de mercado;
- (iv) O prêmio de risco é usualmente muito oscilante, mostrando-se, às vezes, negativo. Em 2003, no Brasil, por exemplo, o retorno do mercado acionário superou o CDI – título considerado como livre de risco, embora de curto prazo –, o que não ocorria desde 1997; e
- (v) A versão clássica do CAPM não contempla risco adicional para empresas localizadas em mercados emergentes.

Tendo em vista as limitações à aplicação do modelo CAPM para os mercados emergentes, foi desenvolvido o Modelo CAPM Adaptado para Países Emergentes ou *Country-Spread Model*, a partir da simples adição de um termo representativo do risco de se aplicar no mercado local – denominado *Country-Spread* – ao retorno esperado do investimento realizado em um mercado maduro, resultando na seguinte equação:

$$R_e = R_{LR} + \beta_e \times PRM_g + Spread_{país}$$

Onde:

R_e = custo do capital próprio

R_{LR} = taxa livre de risco

β_e = beta (alavancado) da empresa

PRM_g = prêmio de risco do mercado global

$Spread_{país}$ = prêmio de risco do país

O modelo supra-referenciado espelha o risco global do setor de atuação da empresa aliado ao retorno adicional exigido por investidores estrangeiros para a recompensa das incertezas quanto ao futuro da economia do país emergente. A adição do *spread* relativo ao risco país, obtido mediante dados históricos ou valores correntes, tem por fim internacionalizar o custo do capital próprio atrelado ao mercado maduro.

Nas palavras de TINOCO (2003), *“o risco país é medido como o risco de default (inadimplência) para o pagamento da dívida externa, influenciado pela instabilidade política e/ou econômica ou qualquer outro fenômeno que possa afetar as expectativas dos investidores estrangeiros. Tipicamente, o spread é obtido pela diferença entre o rendimento dos títulos de dívida do país emergente denominados em dólares (Brady bonds) e o rendimento dos títulos do tesouro norte-americano”*.

Neste passo, destaca-se que a soma da taxa livre de risco, quando estimada pelos títulos americanos, ao prêmio de risco do país emergente (*spread*) equivale à taxa interna de retorno dos títulos públicos do país, a qual pode ser calculada diretamente.

Ademais, o Modelo CAPM Adaptado para Países Emergentes pressupõe coeficiente de sensibilidade igual a um para o prêmio de risco do país. Assim, ao adicioná-lo de forma integral, há a possibilidade de se superestimar o custo de capital aplicável ao investidor globalizado, o qual, por seu turno, pode, casualmente, suprimir parte desse risco por meio de diversificação. Em suma, é possível a ocorrência de dupla contagem, caso o prêmio de risco do país abarque previamente uma parte do prêmio de risco do mercado maduro ou global.

Por conseguinte, de forma a minimizar a dupla contagem de riscos, é preciso valer-se de cautela na escolha de uma medida de risco sistemático, representado pelo beta do acionista, independentemente do risco do país emergente analisado. Para a aplicação deste método, é preciso adotar uma premissa adicional de que as empresas são capazes de diversificação internacional, o que no caso ora analisado é razoável.

Além do modelo em apreço, uma outra adaptação do CAPM é o Modelo de Betas Multiplicativos, recomendado, assim como o CAPM Adaptado para Países Emergentes, por LEAL (2001), em consultoria prestada pela COPPEAD/UFRJ à ANP. Assim como o CAPM Adaptado para Países Emergentes, este modelo pressupõe que o risco de um ativo específico, em um dado país, sofre influências indiretas do mercado mundial, por meio do fator de risco do mercado doméstico.

A diferença entre as metodologias reside no fato de que tal modelo pressupõe que o beta do ativo, em relação ao mercado mundial, equivale ao produto resultante da multiplicação do (i) beta do ativo atrelado ao mercado acionário doméstico pelo (ii) beta do mercado acionário doméstico relacionado ao mercado mundial.

Considerando que todos os retornos e riscos sejam quantificados em dólares, tem-se o risco do ativo a partir da soma da taxa livre de risco ao produto do (i) beta da empresa em relação ao mercado doméstico pelo (ii) beta do mercado doméstico relativo ao mercado mundial e pelo (iii) prêmio de risco do mercado global, conforme demonstrado pela seguinte equação:

$$R_e = R_{LR} + \beta_e \times \beta_{\text{País, g}} \times \text{PRM}_g$$

Onde:

$\beta_{\text{País, g}}$ = beta do mercado doméstico em relação ao mercado global

Merece registrar que, em ambos os modelos, o beta da empresa em relação ao mercado doméstico deve ser obtido a partir de *benchmarks* de betas setoriais ou de empresas internacionais comparáveis, uma vez que, mediante tal metodologia, a ausência de dados para o cálculo direto dessa variável é superada, assim como se evita a dupla contabilização dos riscos específicos do país emergente que, nesse caso, são capturados pelo beta do país.

Em função de sua relativa e simples aplicação, pela desnecessidade de informações acerca do mercado doméstico de transporte de gás natural e por encerrar os mesmos fatores de risco do setor, do mercado global e do país, o Modelo de Betas Multiplicativos também tem seu emprego recomendado.

IV – ESTRUTURA DE CAPITAL PARA O CÁLCULO DO WACC

A estrutura de capital a ser usada no cálculo do custo médio ponderado de capital constitui-se como uma variável crucial e das mais sujeitas a polêmicas na determinação do mesmo. Tal fato decorre da subjetividade implícita na escolha desta, uma vez que não existe metodologia consensual na literatura de finanças para a determinação da estrutura correta a ser utilizada no cálculo do WACC, e da influência da estrutura de capital em diversas variáveis da equação de cálculo do custo de capital, se considerada a visão tradicionalista, a ser discutida em lugar próprio da presente seção. Com relação à controvérsia teórica, existem duas correntes principais, a saber, (i) a hipótese da irrelevância da estrutura de capital formulada por Modigliani-Miller; e (ii) a visão tradicionalista, as quais são expostas a seguir.

IV.1. Modigliani – Miller

A discussão a respeito da estrutura de capital das empresas se iniciou com um artigo de Modigliani e Miller (1958), no qual eram analisados os determinantes das decisões de investimento e financiamento das empresas e sua relação com o valor de mercado das mesmas. O resultado de tal trabalho foi a proposição da hipótese da irrelevância da estrutura de capital, ou seja, a conclusão de que o custo de capital e, conseqüentemente, o valor de mercado da firma, não é alterado pelas diferentes ponderações entre capital próprio e de terceiros que a firma pode adotar.

O artigo propõe, ainda, que a taxa esperada de retorno do capital próprio aumenta na medida em que se eleva a parcela da dívida no capital total da empresa. Tal relação faz com que o custo médio ponderado de capital se mantenha constante, independentemente da razão de endividamento da firma.

Contudo, o modelo proposto por Modigliani e Miller é fundamentado em premissas muito restritivas, como o funcionamento de um mercado perfeito, a ausência de tributação e de assimetrias de informação. Por esta razão, a hipótese da irrelevância da estrutura de capital tem mais espaço como exercício teórico do que para aplicações práticas, já que as premissas desta teoria dificilmente são observadas na realidade.

IV.2. Visão Tradicionalista

Em contraponto às conclusões de Modigliani-Miller, os “tradicionalistas” ressaltam o papel da estrutura de capital utilizada na determinação do WACC. Segundo eles, a utilização de estruturas de capital diferentes implica mudanças em diversos parâmetros das equações de cálculo do WACC, influenciando de maneira importante o seu resultado final.

$$WACC = r_e \times \frac{E}{E + D} + r_d \times \frac{D}{E + D} \times (1 - t)$$

Onde:

r_e = custo do capital próprio;

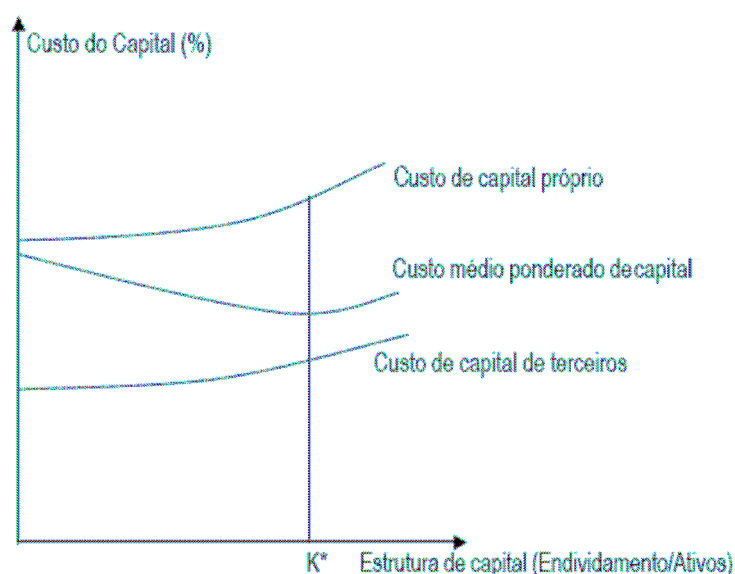
r_d = custo do capital de terceiros;

E = capital próprio;

D = dívida; e

$(1-t)$ = benefício fiscal da dívida.

Um primeiro efeito a ser ressaltado é a própria ponderação entre as participações da dívida e do capital próprio no capital total da empresa. Na medida em que os custos do capital próprio e de terceiros são distintos, e, ainda, considerando-se o benefício fiscal da dívida, a forma como a firma combina capital próprio e de terceiros para se financiar exerce forte influência no resultado final do WACC. Ademais, tal ponderação tem efeitos importantes sobre os custos de capital próprio e da dívida, como pode ser observado no gráfico a seguir.



Fonte: ANEEL (2006)

A primeira questão a ser analisada, neste passo, refere-se ao custo dos capitais próprio e de terceiros. Diversos trabalhos na literatura de finanças destacam as vantagens do uso do segundo sobre o do primeiro para níveis moderados de endividamento. Tal fato ocorre

devido ao menor custo da dívida, se comparado ao do capital próprio, em especial como consequência das vantagens tributárias oferecidas à utilização do capital de terceiros, cujos juros podem ser deduzidos dos lucros no resultado financeiro da empresa.

No entanto, a teoria tradicionalista ressalta os limites para o endividamento na firma. Até determinado nível, é interessante para a empresa se financiar através de capital de terceiros, uma vez que, reduzindo o seu custo médio ponderado de capital, ela maximiza o seu valor de mercado.

O crescimento da parcela da dívida no capital total da firma gera, contudo, o mesmo efeito indesejável tanto sobre o custo do capital de terceiros, quanto sobre o custo do capital próprio. O aumento da percepção do risco de *default* por parte dos credores, no processo de crescimento do endividamento, faz com que sejam cobradas taxas cada vez maiores da empresa para continuar o processo de elevação da parcela de capital de terceiros em seu capital total. Esse processo, por sua vez, implica maior risco para os acionistas, uma vez que a remuneração destes se dá de forma residual ao pagamento das obrigações financeiras da empresa para com seus credores. Tal movimento se reflete em um maior custo do capital próprio à medida que cresce o endividamento da firma.

Do exposto, surge o questionamento acerca de qual é a relação Dívida/Capital Próprio que minimiza o custo médio ponderado de capital da empresa. A resposta, representada graficamente por K^* , corresponde ao ponto em que o benefício de utilizar capital mais barato (de terceiros) deixa de compensar o aumento do custo do capital próprio gerado por este movimento.

No processo de cálculo de custo médio ponderado de capital deve ser decidido qual a estrutura de capital a ser utilizada. Assim, pode ser adotada a estrutura ótima para o cálculo, o que gera incentivos para que a firma adote tal estrutura como meta, ou pode-se utilizar a estrutura atual de financiamento da empresa. Nesse último caso, existe o risco de se chegar a um WACC maior do que o justo.

Quando o custo médio ponderado de capital é calculado para servir de *input* para a determinação de tarifas de projetos de longo prazo, como a construção de gasodutos, a não utilização da estrutura de capital ótima acarreta tarifas superiores às necessárias para os consumidores e abre a possibilidade de lucros extraordinários para a empresa regulada, caso esta assuma uma estrutura de capital mais próxima da ótima que a utilizada no cálculo do WACC. A tarefa do regulador é, portanto, reduzir ao máximo a referida possibilidade, evitando que o consumidor seja onerado de forma exagerada, devido ao poder de mercado da empresa.

Como mencionado anteriormente, a alavancagem financeira afeta o cálculo do custo de capital próprio das firmas com algum grau de endividamento. Intuitivamente, espera-se que, em função do aumento da alavancagem financeira de uma firma, seus acionistas se depararem com um risco maior de investir no negócio, levando a betas superiores. Nesse ponto, cabe estabelecer a relação existente entre os conceitos de beta desalavancado e alavancado.

O beta desalavancado da firma é determinado pelo tipo de negócio no qual ela se encontra operando e por sua alavancagem operacional, recebendo, também, a denominação de beta do ativo por ter seu valor fixado como função dos ativos que a firma detém. Já o beta alavancado é definido tanto pelo risco do negócio, quanto pelo montante de risco financeiro ao qual a firma se encontra exposta, razão pela qual recebe a designação de beta do acionista.

Para a mensuração do risco financeiro associado ao grau de alavancagem da firma, é usual a utilização da seguinte fórmula:

$$\beta_e = \beta_a [1 + (1-t)^*(D/E)]$$

Onde:

β_a = beta desalavancado da empresa, ou seja, beta da firma sem dívida.

É possível perceber que o beta desalavancado é igual ao beta alavancado quando a firma é integralmente composta por capital próprio (sem risco financeiro) e que o fator $[(1-t)^*(D/E)]$ contabiliza o risco financeiro adicionado ao risco do negócio (do ativo) [TINOCO 2003]. O fator tributário $(1-t)$, constante da equação, captura os benefícios decorrentes da dedução fiscal dos pagamentos dos juros da dívida.

A seguir, na seção V, é realizado um exercício para ilustrar a aplicação dos modelos previamente apresentados. Para tal, optou-se pela utilização dos dados de balanço da TBG, em razão da maior facilidade em sua obtenção, uma vez que a empresa é a única transportadora de gás natural do País a conferir publicidade aos seus resultados.

V – RESULTADOS OBTIDOS⁸

Na presente seção, são apresentadas as variáveis utilizadas no cálculo do custo médio ponderado de capital, adotando-se o CAPM Adaptado para Países Emergentes anteriormente descrito:

⁸ Agradecemos ao Especialista em Regulação André Barros da Hora, da Superintendência de Pesquisa e Planejamento (SPP/ANP), por sua valiosa contribuição na obtenção dos dados e por seus comentários durante a realização deste exercício.

- (i) A taxa livre de risco foi calculada com base na média diária da taxa nominal paga pelo título de 10 anos do Tesouro dos Estados Unidos, considerando-se o período de 31 de dezembro de 1997 até 07 de setembro de 2006, data do encerramento dos cálculos;
- (ii) O prêmio de risco de mercado foi o mesmo utilizado por Rocha, Camacho e Fiúza (2006) em artigo recente sobre o cálculo do custo de capital das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil;
- (iii) O Risco Brasil foi calculado a partir da média das observações diárias do EMBI+ Brazil, desde o início da série, em 31 de dezembro de 1997, até a data do fechamento do cálculo do custo médio de capital próprio;
- (iv) Foram utilizados a estrutura de capital observada na publicação do Relatório Anual da TBG 2005 e um cálculo baseado em uma proporção de 60% de dívida com terceiros em relação ao capital total⁹;
- (v) O custo da dívida foi calculado a partir do somatório dos valores obtidos para a taxa livre de risco e da medida do Risco Brasil, anteriormente mencionadas, acrescidas de um prêmio de risco da empresa referente ao risco de inadimplência do empreendimento obtido a partir do índice de cobertura de juros (IRC em inglês), calculado para a TBG, com base em seu último relatório anual divulgado¹⁰;
- (vi) O cálculo da expectativa de inflação dos EUA foi realizado a partir da diferença entre as taxas dos títulos indexados e não-indexados norte-americanos de mesma maturidade, por exemplo, os títulos de 10 anos em 07 de setembro de 2006;
- (vii) A alíquota de impostos utilizada corresponde ao somatório da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) e do Imposto de Renda (IR); e
- (viii) O beta foi calculado a partir de *benchmarks* de betas (desalavancados) adotados pelos reguladores da Austrália (ACCC e OFFGAR), do Canadá (NEB e BC), dos Estados Unidos (FERC), da Irlanda (CER) e do Reino Unido (OFGEM), em suas respectivas decisões acerca da metodologia de cálculo do custo médio ponderado de capital para a atividade de transporte de gás natural. Os valores que constam do cálculo, explicitados a seguir, representam os valores mínimos e máximos adotados, e constam do relatório do estudo comparativo das decisões sobre WACC, elaborado pelo *Network Economics Consulting Group* (NECG) em setembro de 2003.

⁹ As estruturas de capital adotadas não refletem as reais condições de financiamento enfrentadas pelos agentes, sendo apenas uma hipótese simplificadora adotada para a elaboração de um exemplo de cálculo.

¹⁰ Para diferentes combinações entre dívida com terceiros e capital próprio deve-se estimar o *spread* de *default* adequado à nova proporção de juros a serem pagos, ou seja, ao novo IRC calculado.

Os valores das variáveis utilizadas no exercício, bem como o resultado do cálculo do custo médio ponderado do capital, a partir da adoção do método do CAPM Adaptado para Mercados Emergentes para a determinação do custo de capital próprio estão dispostos na Tabela 1, apresentada adiante.

Tabela 1 – Custo Médio Ponderado de Capital pelo Método CAPM Adaptado para Países Emergentes

Parâmetro	Valor		
	D/E = Relatório Anual 2005	D/E = 60/40 (<i>Spread 1,0%</i>)	D/E = 60/40 (<i>Spread 2,5%</i>)
Taxa Livre de Risco (R_{LR})	5,04%		
Prêmio de Risco de Mercado (PRM_g)	5,90%		
Risco Brasil	7,79%		
Total da Dívida/Capital Total $[D/(D+E)]$	46,86%	60,00%	
Capital Próprio/Capital Total $[E/(D+E)]$	53,14%	40,00%	
Custo da Dívida	13,84%		15,34%
Impostos	34,00%		
Custo da Dívida Depois de Impostos	9,13%		10,12%
Inflação EUA	2,48%		
Beta do Ativo (Desalavancado)	0,25 - 0,62		
Beta do Acionista (Alavancado)	0,40 - 0,98	0,50 - 1,23	
Custo de Capital Próprio	15,17 - 18,62%	15,77 - 20,12%	
WACC Nominal (US\$) ¹	12,34 - 14,18%	11,79 - 13,53%	12,38 - 14,12%
WACC Real (US\$) ¹	9,64 - 11,43%	9,10 - 10,80%	9,68 - 11,38%

Nota: (1) Depois de Impostos

A primeira coluna contém os valores para a estrutura de capital da firma e para o cálculo do prêmio de risco, com base nos dados do Relatório Anual da TBG 2005¹¹, enquanto a coluna 2 encerra os resultados decorrentes de uma elevação da parcela de dívida em relação ao capital total para 60,0%, sem uma conseqüente elevação do prêmio de risco da firma. Já os cálculos apresentados na coluna 3 relacionam-se à hipótese de que um maior nível de endividamento acarreta maior comprometimento dos resultados com o pagamento de juros

¹¹ Para um índice de cobertura de juros calculado a partir do Relatório Anual 2005 da TBG, foi estabelecido um prêmio de risco igual a 1,0%

sobre os empréstimos tomados, elevando o risco de inadimplência da empresa e, com isso, os *spreads* cobrados¹².

Os resultados apresentados na Tabela 1 dão uma idéia de quais seriam os valores mínimos e máximos a serem considerados, dadas as hipóteses adotadas, para uma futura expansão de capacidade de transporte de gás natural. Caso assuma-se a estrutura de capital do último relatório anual divulgado, o custo de capital próprio, calculado pelo método do CAPM Adaptado para Países Emergentes, possui valores variáveis entre 15,2% e 18,6% (coluna 1), ao passo que, considerada uma razão de 60/40 entre dívida e capital próprio (colunas 2 e 3), observa-se um novo intervalo de 15,8% a 20,1%. Estas diferenças se devem ao maior nível de alavancagem presente na segunda opção de estrutura de capital, o que necessariamente eleva os valores dos betas do acionista utilizados no cálculo do CAPM¹³.

Como pode ser verificado a partir das colunas 1 e 3, as estimativas do WACC, tanto em termos nominais como em termos reais, são muito próximas, mesmo que considerada a atual estrutura de capital e uma razão entre dívida e capital próprio de 60/40.

Consoante a referida Tabela, os valores para o WACC situam-se, em termos reais, entre 9,6% (9,7% na coluna 3) e 11,4%, e, em termos nominais, entre 12,3% (12,4% na coluna 3) e 14,2% (14,1% na coluna 3), já considerados impostos e contribuições. O motivo para tal coincidência de valores foi explicado acima, na defesa da adoção de um prêmio de risco mais elevado, fruto do maior nível de endividamento do empreendimento. O impacto da não adoção desta hipótese pode ser avaliado com base na coluna 2, da qual constam os valores para o WACC, respectivamente, de 9,1% a 10,8% em termos reais, e de 11,8% a 13,5% em termos nominais.

A metodologia dos Betas Multiplicativos utiliza praticamente o mesmo conjunto de variáveis, com exceção da medida do Risco Brasil, acima descrita. Para o cálculo do custo de capital próprio por este método, é preciso estimar a variável denominada Beta Brasil. De forma análoga ao cálculo dos betas pelo CAPM, o Beta Brasil visa medir a variação relativa dos retornos do mercado acionário doméstico em relação à variação do retorno de uma carteira representativa do mercado global de ações. É possível obter o beta do mercado de ações brasileiro mediante uma análise de regressão do seu retorno contra o retorno do mercado global (carteira de ativos globalmente diversificados), ambos medidos em uma moeda comum (dólar).

A Tabela 2, a seguir, apresenta os resultados obtidos através da regressão por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) do índice de ações *MSCI Brazil* contra o índice representativo

¹² Neste caso, o prêmio de risco estimado para uma razão dívida/capital igual a 60/40 foi estabelecido em 2,5%.

¹³ A premissa adotada é a de que, dado o nível de endividamento mais elevado, os acionistas devem exigir um maior retorno para aportar seus recursos no empreendimento.

do mercado global de ações, o *MSCI World Market*, ambos calculados pelo *Morgan Stanley Capital International* (MSCI), para os períodos de janeiro de 1998 à dezembro de 2002 (60 observações mensais) e de janeiro de 1998 à agosto de 2006 (104 observações mensais).

Tabela 2 – Dados da Regressão por MQO do MSCI Brazil Index vs. MSCI World Market Index

Variável Dependente: DLOG(BRAZIL)		
Método: Mínimos Quadrados Ordinários		
Variável	1998:01 2002:12	1998:01 2006:08
C	-0,010 (0,015)	-0,001 (0,009)
DLOG(THE_WORLD_INDEX)	1,961* (0,288)	2,026* (0,217)
R ²	0,444	0,461
R ² Ajustado	0,434	0,456
Estatística de Durbin-Watson	1,974	1,991
Número de Observações	60	104

* Coeficiente estatisticamente significativo a 5%.

Nota: Valores em parênteses representando o desvio-padrão da variável.

A escolha do primeiro período tem como propósito estabelecer uma comparação direta entre os resultados ora apresentados e aqueles constantes da Tese de Mestrado intitulada “*Custo de Capital para o Transporte de Gás Natural: Aspectos Teóricos, Experiência Internacional e Aplicação ao Caso Brasileiro*” (TINOCO 2003), citada previamente na presente Nota Técnica.

O segundo período compreende praticamente o mesmo intervalo de tempo utilizado para o cálculo da taxa livre de risco.

Em termos de qualidade de ajuste, os resultados obtidos são bastante próximos, com os R² Ajustados de 0,44 e 0,46, respectivamente, e estatísticas de Durbin-Watson próximas de 2, indicando baixa correlação serial nos erros das regressões.

No que concerne aos valores referentes ao Beta Brasil, têm-se os valores de 1,96 e 2,03, ambos estatisticamente significativos a 5%. Estes valores para o Beta Brasil indicam que a volatilidade relativa do mercado acionário brasileiro apresentou apenas um pequeno aumento após 2002, período em que o *MSCI Brazil Index* registrou uma elevação de aproximadamente 382,0%, contra uma variação de 77,1% do mercado acionário mundial, medido pelo *MSCI World Market Index*, ambos em US\$.

De posse do valor do Beta Brasil estimado para o período de janeiro de 1998 a abril de 2002, aplica-se a este o ajuste de Blume¹⁴, mediante o qual se pretende transformar uma

¹⁴ O ajuste de Blume é uma medida de ajuste dos betas históricos para uma tendência de longo prazo. A fórmula proposta pelo autor é a seguinte: $\beta_{ajustado} = 1/3 + 2/3 \cdot \beta_{estimado}$.

variável obtida a partir de dados históricos para o seu valor esperado, considerando-se que haja uma tendência à convergência dos mercados domésticos ao valor do mercado como um todo.

O valor do Beta Brasil ajustado, das demais variáveis utilizadas no cálculo do WACC, assim como os resultados derivados do cálculo do custo de capital próprio e dos WACC Nominal e Real, com base no método dos Betas Multiplicativos, são contemplados pela Tabela 3.

Tabela 3 – Custo Médio Ponderado de Capital pelo Método dos Betas Multiplicativos

Parâmetro	Valor		
	D/E = Relatório Anual 2005	D/E = 60/40 (<i>Spread 1,0%</i>)	D/E = 60/40 (<i>Spread 2,5%</i>)
Taxa Livre de Risco (R_{LR})	5,04%		
Prêmio de Risco de Mercado (PRM_g)	5,90%		
Beta Brasil (c/ ajuste de Blume)	1,68		
Total da Dívida/Capital Total $[D/(D+E)]$	46,86%	60,00%	
Capital Próprio/Capital Total $[E/(D+E)]$	53,14%	40,00%	
Custo da Dívida	13,84%		15,34%
Impostos	34,00%		
Custo da Dívida Depois de Impostos	9,13%		10,12%
Inflação EUA	2,48%		
Beta do Ativo (Desalavancado)	0,25 - 0,62		
Beta do Acionista (Alavancado)	0,40 - 0,98	0,50 - 1,23	
Custo de Capital Próprio	8,97 - 14,79%	9,99 - 17,30%	
WACC Nominal (US\$) ¹	9,05 - 12,14%	9,47 - 12,40%	10,07 - 13,00%
WACC Real (US\$) ¹	6,43 - 9,45%	6,85 - 9,70%	7,43 - 10,28%

Nota: (1) Depois de Impostos

Como podem ser observados, os valores calculados para o custo de capital próprio pelo método dos Betas Multiplicativos são inferiores àqueles obtidos pelo CAPM Adaptado Para Países Emergentes. No caso em que se utiliza a estrutura de capital divulgada do Relatório Anual de 2005 da TBG, estes valores se situam dentro do intervalo de 9,0% e 14,8%, enquanto, no segundo caso, estes valores mantêm-se entre 10,0% e 17,3%. Isto representa uma dispersão maior entre os valores mínimos e máximos ao se utilizar tal método, em

função do risco da economia doméstica possuir um caráter multiplicativo ao invés de aditivo, como no método anterior.

Como suposto, os valores do WACC, em termos nominais e reais, também são inferiores e mais dispersos do que aqueles observados na Tabela 1. Por este método, os valores mínimo e máximo do WACC nominal se situam entre 9,0% e 13,0%, ou seja, um intervalo de, aproximadamente, 4,0% contra os 2,4% relacionados ao método anterior.

No que diz respeito à estimativa do WACC real, os valores extremos obtidos foram 6,4% e 10,3%, o que representa uma amplitude de 3,9%, superior aos 2,3% do CAPM Adaptado para Países Emergentes.

VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme destacado ao longo da presente Nota Técnica, em mercados regulados, como o de gás natural, constitui-se como um dos maiores desafios do órgão regulador a aprovação de tarifas pautadas em taxas de retorno justas e razoáveis, as quais assegurem ao transportador monopolista a obtenção de lucros análogos àqueles auferidos por agentes atuantes em mercados competitivos, expostos a níveis de risco similares e, paralelamente, protejam os interesses dos consumidores quanto ao preço e à qualidade dos serviços prestados.

Diante da importância do custo de capital para a determinação do custo de transporte de gás, buscou-se avaliar o modelo mais adequado à estimativa. Para a parcela do custo de capital próprio, elegeu-se, dentre uma série de modelos, o CAPM, em virtude de sua simplicidade, disponibilidade de dados, melhor poder preditivo e sua ampla utilização tanto pelo mercado financeiro, como pelos órgãos reguladores setoriais em diversos países.

Ressalta-se, contudo, que o CAPM foi desenvolvido com a finalidade de estimar o retorno esperado pelo acionista em mercados de capitais maduros. Assim, considerando as limitações à sua aplicação nos mercados emergentes, optou-se, para o caso ora contemplado, pelos Modelos CAPM Adaptado para Países Emergentes e Betas Multiplicativos, anteriormente descritos, os quais foram utilizados no exercício meramente ilustrativo apresentado na seção V.

Impende esclarecer, por fim, que, a despeito de, no mencionado exercício, tais modelos terem sido empregados especificamente para a expansão de capacidade do Gasoduto Bolívia-Brasil, não há óbices à sua aplicação no cálculo do custo de capital próprio de quaisquer outros empreendimentos a serem concretizados no segmento de transporte de gás natural do País.

VII – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica SRE/ANEEL no. 165/2006: Metodologia e critérios gerais para definição da estrutura de capital ótima a ser utilizada no cálculo da remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica*. Maio, 2006.

IRIC - The Institute for Research into International Competitiveness. *Review of Rate of Return Methodologies and Practices*. Relatório Final submetido ao The Office of Gas Access Regulation. Setembro, 2003.

LEAL, Ricardo C. P. *Revisão da Literatura sobre Estimativa de Custo de Capital aplicada ao Setor de Gás Natural no Brasil*. Relatório COPPEAD elaborado para ANP. Rio de Janeiro, 2002.

MARTELANC, Roy, PASIN, Rodrigo, CAVALCANTI, Francisco. *Avaliação de Empresas: um Guia para Fusões e Aquisições e Gestão de Valor*. São Paulo: Printice Hall, 2005.

NECG - Network Economics Consulting Group. *International Comparison of WACC Decisions*, Estudo submetido ao Productivity Commission Review of the Gas Access Regime. Setembro, 2003.

ROCHA, Katia, CAMACHO, Fernando, FIUZA, Gabriel. *Custo de Capital das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Processo de Revisão Tarifária – 2007-2009*. Rio de Janeiro: IPEA (Texto para Discussão, n. 1174). Abril, 2006.

TINOCO, Eduardo B. P. *Custo de Capital para o Transporte de Gás Natural: Aspectos Teóricos, Experiência Regulatória Internacional e Aplicação ao Caso Brasileiro*. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ/PPE, 2003.



CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE DO GASODUTO URUCU-COARI-MANAUS PELA SCM/ANP

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

(Versão Pública)

Julho 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

Antoine Fiquet (estagiário)

Kelly dos Santos Ferreira (estagiária)

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

Patrícia Mannarino Silva

Ursula Ignacio Barcellos

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica

José Cesário Cecchi

Ary Silva Junior

Luciano de Gusmão Veloso

Marco Antonio Barbosa Fidelis

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias



Nota Técnica nº 013/2010-SCM

Rio de Janeiro, 16 de julho de 2010.

ASSUNTO: CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE DO GASODUTO URUCU-COARI-MANAUS PELA SCM/ANP (VERSÃO PÚBLICA)

I – Introdução

A presente Nota Técnica tem o objetivo de analisar as informações que devem compor o cálculo da Tarifa de Transporte do gasoduto em tela, recentemente encaminhadas a esta Agência pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). Dentre as informações e documentos enviados encontram-se: uma nova minuta de Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural; a documentação comprobatória dos custos efetivamente incorridos - solicitados pelo Ofício nº 802/2009/SCM; a revisão do fluxo de caixa do projeto Gasoduto Urucu-Coari-Manaus; e a última estimativa da Tarifa de Transporte calculada a partir das premissas discutidas com a equipe técnica da SCM/ANP em reunião realizada no Escritório Central da ANP, na data de 30 de junho de 2010.

A partir de tais informações objetiva-se realizar o cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto, com base nos critérios estabelecidos pela Resolução ANP nº 029/05. Tecem-se, ainda, considerações acerca das premissas adotadas pela TAG na elaboração da projeção do seu novo fluxo de caixa e do cálculo tarifário efetuado.

A exemplo da Nota Técnica nº 006/2010-SCM, a análise a seguir desenvolvida permite obter elementos que auxiliem no esclarecimento dos questionamentos feitos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e formalizados através de seu Ofício nº 306/2009-SRG/ANEEL, de 12 de novembro de 2009.

Este documento está organizado da seguinte forma: (i) a Seção II apresenta um breve resumo das conclusões constantes da Nota Técnica nº 006/2010-SCM; (ii) a Seção III trata da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto, analisando o cálculo realizado pela TAG e apresentando o cálculo desenvolvido pela equipe técnica da SCM/ANP; e (iii) a Seção IV é dedicada às considerações finais.

II – Um Breve Resumo das Conclusões da Nota Técnica nº 006/2010-SCM

A Nota Técnica nº 006/2010-SCM procurou demonstrar a relevância da adoção de premissas com aderência regulatória para o cálculo de tarifas, evidenciando os efeitos da metodologia definida pela ANP para determinação do valor final da tarifa aplicável ao projeto ora em análise. Assim, observa-se uma redução de 47,33% no valor da tarifa estimada pela equipe técnica da SCM/ANP (R\$ 9,5453/MMBtu) em relação à tarifa pretendida pela TAG (R\$ 18,1231/MMBtu).

É importante destacar que a significativa diferença no valor da Tarifa de Transporte resulta de uma crítica a quatro premissas que embasaram a projeção do fluxo de caixa encaminhado pelo transportador, a saber: a Taxa Interna de Retorno (TIR) de 13,0%, sem a devida memória de cálculo e fundamentação técnica; a inclusão de um duto de transporte de líquidos (GLPduto) na base remuneratória de um serviço de transporte de gás natural; a adoção de um elevado patamar para o custo de operação e manutenção (O&M) sem a devida justificativa; e a falta de consistência na projeção dos valores relativos à Necessidade de Capital de Giro para o período de 2005 a 2009.

Como visto na referida nota técnica, à exceção da crítica ao valor do custo de O&M, as demais críticas não objetivaram realizar um julgamento acerca da adequação dos valores utilizados como base de cálculo, mas sim verificar a consistência na forma como os parâmetros que compunham o fluxo de caixa encaminhado foram construídos (TIR, base de ativos e Necessidade de Capital de Giro).

No caso específico do custo de O&M, a crítica se fundamentou na falta de consistência e transparência em relação ao valor adotado pela TAG, face às informações prestadas pela própria companhia ao longo de processo de Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC) recém concluído (ver Seção III.1 para a avaliação dos novos valores desta rubrica de custo). Evidentemente, a equipe técnica da SCM/ANP sempre teve em conta que o valor definitivo para esta rubrica deverá ser aquele que constar do contrato de prestação de serviço de operação e manutenção a ser celebrado com a efetiva operadora das instalações de transporte. Todavia, uma cópia do contrato de O&M celebrado entre a TAG e a Petrobras Transporte S.A. (TRANSPETRO) contendo valores para a prestação desse serviço foi encaminhada para esta Agência somente no último dia 18 de junho, através da Correspondência TAG/DSUP 0019/2010, sendo os valores constantes deste documento, aqueles considerados pela SCM/ANP, para o cálculo da Tarifa de Transporte aplicável.

Em relação ao valor da tarifa calculado pela SCM/ANP na Nota Técnica nº 006/2010-SCM, é importante ressaltar que o mesmo não contemplou o valor referente à construção do Gasoduto Urucu-Coari (GARSOL), o qual foi readaptado para o transporte de gás natural, em virtude da falta de informação sobre o seu valor histórico e da indefinição da forma de arranjo contratual entre a TAG e a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), proprietária do gasoduto¹.

Ressaltou-se, por fim, que à época da conclusão da Nota Técnica nº 006/2010-SCM a documentação comprobatória solicitada à TAG pela ANP não havia sido remetida, de maneira que o valor definitivo da tarifa apenas seria conhecido quando da apuração dos custos efetivamente associáveis à realização do projeto.

A este respeito, por intermédio da Correspondência TAG/DSUP 0012/2010, de 08 de abril de 2010, a TAG encaminhou à ANP, em resposta às solicitações constantes do Ofício nº 802/2009/SCM, a documentação comprobatória referente aos contratos de financiamento celebrados pela Transportadora Urucu-Manaus S.A. (TUM), assim como os contratos e demonstrativos de custos e despesas na construção dos ativos relacionados com o Projeto Amazonas (o Gasoduto Coari-Manaus - GASCOM, as Estações de Compressão de Coari e Juaruna, a readaptação do Gasoduto Urucu-Coari para operação com gás natural e o novo duto de transporte de GLP entre Urucu e Coari – novo GLPduto).

A próxima Seção tem o objetivo de analisar as novas informações prestadas pela TAG e realizar o cálculo da tarifa de transporte a partir dos critérios estabelecidos pela Resolução ANP nº 029, de 14 de outubro de 2005 (RANP nº 029/05).

¹ Ver na seção III.2 o tratamento dado pela equipe técnica da SCM/ANP no cálculo da tarifa de transporte a partir do valor contábil do GARSOL.

III – O Cálculo da Tarifa de Transporte Aplicável ao Gasoduto U-C-M

III.1 – A Tarifa de Transporte Calculada pela TAG

A presente Seção tem o objetivo de realizar a análise crítica do cálculo da Tarifa de Transporte realizado pela TAG, tarifa esta que foi formalmente remetida à ANP no âmbito do Processo Administrativo ANP nº 48610.013611/2009-11.

Neste sentido, a TAG, através das Correspondências TAG/DSUP 0012/2010 e 0013/2010, de 8 e 22 de abril de 2010, respectivamente, encaminhou formalmente à ANP uma projeção atualizada do fluxo de caixa do projeto, o valor da Tarifa de Transporte detalhando cada um dos encargos que a compõem (capacidade de entrada, capacidade de transporte, capacidade de saída e movimentação), documentação comprobatória referente às fontes de financiamento obtidos pela TUM (Contratos de Financiamento e Notas Promissórias) e comprovantes de custos e despesas na construção dos ativos que constituem o Projeto Amazonas.

Anteriormente foi remetida à Agência, através da Correspondência TAG/DSUP 0010/2010, de 05 de abril de 2010, a nova minuta do Contrato de Serviço de Transporte (CST) referente ao projeto em análise, contendo as mesmas premissas utilizadas na projeção de fluxo de caixa do projeto, algumas destas já criticadas pela Nota Técnica nº 006/2010-SCM. As premissas para o cálculo tarifário da TAG foram as seguintes:

- i. Adoção de uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 13,0% ao ano, em termos reais;
- ii. Adoção do método de Fluxo de Caixa Livre da Firma (FCLF) para o cálculo tarifário;
- iii. Prazo de depreciação (linear) dos ativos envolvidos no Projeto estimado em 30 (trinta) anos;
- iv. Cláusula de *Ship-or-Pay* de 100% da Quantidade Diária Contratada (ver Tabela 1);
- v. Prazo contratual de 20 (vinte) anos a partir do final da entrada em operação das ECOMPs de Coari e Juaruna, previsto para outubro de 2010²;
- vi. Estabelecimento do horizonte temporal pelo prazo contratual para o cálculo de tarifas;
- vii. Custos de Operação e Manutenção (O&M) estimados com base nos contratos de operação;
- viii. Para as despesas Gerais & Administrativas (G&A) foi adotado o valor anual de R\$ 22,7 milhões (vinte e dois milhões e setecentos mil reais);
- ix. Adoção de premissa de Necessidade de Capital de Giro de 60 dias para os valores a receber (receita líquida de cada ano), 60 dias para os valores a pagar de investimentos e custos operacionais e 30 dias para os custos de G&A; e
- x. Para o valor residual dos gasodutos ao final dos 20 anos, adotou-se a premissa de que este será equivalente ao seu valor contábil, considerado em termos reais no fluxo de caixa do cálculo da tarifa.

A minuta do CST do Gasoduto U-C-M contém, ainda, em seu anexo V, a “rampa” (ramp-up), ou seja, o crescimento, no tempo, da Quantidade Diária Contratada (QDC) solicitada pelo carregador (a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS), cujos valores constam da Tabela 1, a seguir.

² O prazo contratual, conforme definido no corpo da minuta de CST, abrange o período compreendido entre a data da assinatura do contrato e seu término, que ocorrerá no prazo de 20 anos contados a partir da entrada em operação das referidas ECOMPs. A minuta de contrato estabelece, também, uma data limite para a entrada em operação das ECOMPs: 31 de dezembro de 2012.

Tabela 1 – Evolução da Quantidade Diária Contratada

Período Contratual	QDC (MMm³/dia)
Da assinatura do Contrato até a emissão das AOs das ECOMPs de Juaruna e Coari ^a	4,159
Da emissão das AOs das ECOMPs de Juaruna e Coari até 31/12/2012 ^b	6,087
De 01/01/2013 até 31/12/2019	6,295
A partir de 01/01/2020	6,742

Fonte: TAG.

Nota: a) Está prevista uma Fase de Implementação, compreendendo o período entre a data de início de operação do gasoduto e a entrada em operação das ECOMPs de Coari e Juaruna, limitada, no máximo, a 31 de dezembro de 2012.

b) Período compreendido entre o término da Fase de Implementação e a data de 31 de dezembro de 2012, caso a Fase de Implementação encerre-se antes desta data.

Como mencionado, foi encaminhada uma nova projeção do FCLF do Sistema U-C-M pela TAG, estando a mesma reproduzida na Tabela 2, mais adiante. Apesar de a tabela apresentar o valor da Receita Bruta do projeto, o valor da Tarifa de Transporte (exclusive o valor do Encargo de Movimentação) que consta da sua última linha é líquido de ICMS, PIS e Cofins, sendo ele igual a R\$ 18,3722/MMBtu, a preços de dezembro de 2009, e estruturada da seguinte forma (Correspondência TAG/DSUP 0013/2010):

- Encargo de Capacidade de Transporte: R\$ 16,4252/MMBtu³;
- Encargo de Capacidade de Entrada: R\$ 1,1395/MMBtu; e
- Encargo de Capacidade de Saída: R\$ 0,8075/MMBtu.

Apesar da notável proximidade entre os valores das Tarifas de Transporte apresentadas pela TAG em fevereiro e abril, o exame dos fluxos de caixa revela duas alterações de valor significativas: a primeira refere-se ao aumento de 11,75% no valor dos investimentos, passando de R\$ 4,99 bilhões para R\$ 5,58 bilhões, diferença esta em pequena parte explicada pela mudança no ano-base do cálculo tarifário de 2009 para 2010; e a segunda alteração, em parte compensando o efeito da primeira, diz respeito ao valor projetado para os custos de O&M, sendo este 51,09% inferior ao anteriormente estimado, passando de R\$ 150,80 milhões/ano para aproximadamente R\$ 73,75 milhões/ano.

Com relação à diferença entre os valores de investimento apresentados em fevereiro e as informações encaminhadas à Agência pela Correspondência TAG/DSUP 0013/2010 chamam a atenção as revisões de custo nos anos de 2009 e 2010, em especial os investimentos destinados ao GASCOM, que apresentaram variações, considerando o ano-base de 2010, de aproximadamente -15,0% no investimento originalmente informado referente a 2009 e de +229,2% no investimento referente a 2010. No total, a variação nos investimentos totais do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus (Gasoduto U-C-M) em relação aos valores informados anteriormente foi da ordem de -12,9% (2009) e +99,3% (2010).

Chama, ainda, a atenção a revisão dos custos de investimento, a preços de 2010, do GASCOM realizados no ano de 2007, passando de R\$ 844,32 milhões à época do cálculo da tarifa de transporte pela TAG em fevereiro de 2010, para R\$ 654,10 milhões em abril de 2010, representando uma queda de 22,5%. Como consequência, no ano de 2007 o valor dos investimentos totais do Gasoduto U-C-M sofreu uma variação de -18,3%.

A Tabela 3, a seguir, apresenta uma síntese dos valores de investimento do Gasoduto U-C-M (considerando os valores relacionados ao GASCOM, ao novo GLPduto, à readaptação do GARSOL e às ECOMPs) apresentados em fevereiro e em abril, ambos constantes das planilhas enviadas pela TAG com a memória de cálculo tarifário efetuado.

³ O valor original apresentado pela TAG, de R\$ 16,4734/MMBtu foi posteriormente retificado através de correspondência eletrônica em 26 de abril de 2010.

Tabela 2 - Fluxo de Caixa Livre da Firma do Gasoduto U-C-M (TAG)

(continua)

Fluxo de Caixa livre da firma (MM R\$)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Receita Bruta	-	-	-	-	-	-	301,01	2.058,46	2.073,28	2.132,06	2.132,06	2.132,06	2.137,90	2.132,06
ICMS	-	-	-	-	-	-	51,17	349,94	352,46	362,45	362,45	362,45	363,44	362,45
PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-	27,84	190,41	191,78	197,22	197,22	197,22	197,76	197,22
Receita Líquida	-	-	-	-	-	-	221,99	1.518,11	1.529,04	1.572,39	1.572,39	1.572,39	1.576,70	1.572,39
Custos de O&M	-	-	-	-	-	-	33,09	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75
Despesas Gerais e Administrativas	-	-	-	-	-	-	11,35	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70
Depreciação	-	-	-	-	-	-	133,85	176,61	170,18	162,85	155,84	149,13	142,71	136,56
LAIR	-	-	-	-	-	-	43,71	1.245,05	1.262,41	1.313,09	1.320,10	1.326,81	1.337,54	1.339,38
CS + IR	-	-	-	-	-	-	14,86	423,32	429,22	446,45	448,83	451,12	454,76	455,39
Lucro Líquido	-	-	-	-	-	-	28,85	821,73	833,19	866,64	871,27	875,70	882,78	883,99
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Necessidade Líquida de Capital de Giro	-	183,86	(151,11)	124,84	(37,53)	17,89	(180,41)	242,72	40,39	7,22	-	-	0,72	(0,72)
Investimentos	21,24	440,64	530,02	849,50	1.551,82	622,17	1.521,26	38,57	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre da Firma	(21,24)	(624,50)	(378,91)	(974,33)	(1.514,29)	(640,06)	(1.178,16)	717,06	962,98	1.022,26	1.027,11	1.024,82	1.024,77	1.021,27
TIR	13,00%	Nota: * O Valor da Tarifa de Transporte para o ano de 2010 é igual a R\$ 6,8837/MMBtu												
Tarifa de Transporte (R\$/MMBtu)	18,3722													

(conclusão)

Fluxo de Caixa livre da firma (MM R\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Bruta	2.132,06	2.132,06	2.292,99	2.286,72	2.286,72	2.286,72	2.292,99	2.286,72	2.286,72	2.286,72	2.292,99	2.286,72	1.879,50
ICMS	362,45	362,45	389,81	388,74	388,74	388,74	389,81	388,74	388,74	388,74	389,81	388,74	319,51
PIS/COFINS	197,22	197,22	212,10	211,52	211,52	211,52	212,10	211,52	211,52	211,52	212,10	211,52	173,85
Receita Líquida	1.572,39	1.572,39	1.691,08	1.686,46	1.686,46	1.686,46	1.691,08	1.686,46	1.686,46	1.686,46	1.691,08	1.686,46	1.386,13
Custos de O&M	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	73,75	60,62
Despesas Gerais e Administrativas	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	18,66
Depreciação	130,68	125,05	119,67	114,51	109,58	104,86	100,35	96,03	91,89	87,94	84,15	80,52	77,06
LAIR	1.345,26	1.350,89	1.474,96	1.475,49	1.480,42	1.485,14	1.494,28	1.493,98	1.498,11	1.502,07	1.510,48	1.509,48	1.229,80
CS + IR	457,39	459,30	501,49	501,67	503,34	504,95	508,05	507,95	509,36	510,70	513,56	513,22	418,13
Lucro Líquido	887,87	891,59	973,47	973,82	977,08	980,19	986,22	986,02	988,75	991,37	996,91	996,26	811,66
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770,57
Necessidade Líquida de Capital de Giro	-	-	19,78	(0,77)	-	-	0,77	(0,77)	-	-	0,77	(0,77)	(266,89)
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre da Firma	1.018,55	1.016,64	1.073,36	1.089,11	1.086,66	1.085,06	1.085,80	1.082,82	1.080,65	1.079,30	1.080,29	1.077,55	1.926,19

Fonte: TAG.

Tabela 3 – Revisão dos Valores de Investimento do Gasoduto U-C-M (Milhões de R\$)

Estimativas	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	TOTAL
fev/10 (ano-base 2010)	-	410,23	540,28	1.039,26	1.550,69	712,48	763,30	15,31	5.031,54
abr/10 (ano-base 2010)	21,24	440,64	530,02	849,50	1.551,82	622,17	1.521,26	38,57	5.575,20

Fonte: TAG.

A TAG, através da Correspondência TAG/DSUP 0013/2010, persistiu com a inclusão do valor relativo ao investimento no novo GLPduto no seu cálculo de Tarifa de Transporte, apesar de já ter tido conhecimento da Nota Técnica nº 006/2010-SCM, a qual concluiu pela exclusão deste valor, uma vez que não se trata de um custo atribuível à prestação de serviço de transporte de gás natural.

Outra diferença no cálculo desta Tarifa de Transporte por parte da TAG encontra-se na rubrica relativa à Variação da Necessidade de Capital de Giro (VNCG) que na nova projeção de FCLF, para os anos de 2005 e 2009, foi calculada como sendo a diferença entre os investimentos incorridos durante a fase de construção das instalações de transporte e os desembolsos dos recursos obtidos através do financiamento contratado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e aqueles oriundos das Notas Promissórias emitidas contra PIFCo e a Brasoil.

Não obstante os cálculos mostrados acima, os representantes da TAG, em exposição realizada na ANP em 30 de junho de 2010, apresentaram uma nova estimativa de Tarifa de Transporte excluindo o custo de construção do novo GLPduto e de readaptação do GARSOL da sua base de cálculo, reduzindo, assim, o valor da tarifa para **R\$ 13,1324/MMBtu**. A exclusão dos custos relativos à readaptação do GARSOL foi motivada pela reavaliação deste gasoduto realizada pela PETROBRAS, na qual foram considerados os custos da readaptação do GARSOL para operação com gás natural. Assim, a TAG pretendeu evitar uma dupla contagem destes valores na apuração da Tarifa de Transporte do projeto.

Como consequência da exclusão dos valores relativos à construção do novo GLPduto e da readaptação do GARSOL a TAG passou, então, a incluir nesta nova estimativa o valor decorrente do aluguel do GARSOL pela TAG pelo valor de R\$ 88.879,97 mil/ano, valor este obtido a partir da avaliação realizada pela empresa BDO Brasil Auditores Independentes (ver na próxima Seção a análise do método utilizado para a valoração do GARSOL e do valor do seu aluguel).

Além das diferenças acima mencionadas, foram feitas as seguintes alterações no cálculo da Tarifa de Transporte apresentada à SCM/ANP:

- i. Projeção dos custos de O&M conforme disposto no “Contrato que entre si celebram a Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG e Petrobras Transporte S/A – TRANSPETRO, para prestação de serviços de operação e manutenção dos gasodutos Urucu-Coari (GARSOL) e Coari-Manaus (GASCOM), dos ramais e ativos relacionados” (Contrato de O&M), com acréscimo de 10% para cobertura de eventos não previstos nesses contratos;
- ii. Estimativa da Necessidade de Capital de Giro, apenas para os dois primeiros anos de operação do projeto, equivalente ao valor de 1 (um) mês dos custos e despesas operacionais (O&M, G&A e Aluguel do GARSOL) e de 2 (dois) meses de cobertura da dívida com o BNDES (amortização do principal e pagamento de juros), sendo que o valor desta rubrica devolvido no último período de vigência do CST;
- iii. Apuração anual do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de 1,3 a partir da fase operacional do projeto;
- iv. Cálculo da tarifa como função do ICSD. Assim, a tarifa resultante (13,1324 R\$/MMBtu) leva em consideração os efeitos no fluxo de caixa, de forma a garantir

um ICSD mínimo de 1,3 ao longo do período de vigência dos Contratos de Financiamento celebrados junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES; e

- v. Obtenção de uma TIR de 10,91% diretamente a partir do FCLF mediante a aplicação da premissa (iv) acima.

Contudo, em que pese as alterações sofridas no cálculo da Tarifa de Transporte pela TAG, é importante atentar para o fato de que ainda subsiste a posição por parte do agente de formalizar a sua estimativa de Taxa de Retorno (TR) sem base em uma metodologia amplamente reconhecida, contrariando assim as disposições da Nota Técnica nº 006/2010-SCM.

Todavia, observa-se que a mais recente estimativa apresentada pela TAG à Agência representa um avanço no sentido de se obter uma TR mais apropriada ao projeto em questão, restando pendente apenas tecer considerações acerca da medida de ICSD utilizada, e conseqüentemente, do cálculo da Tarifa de Transporte efetuado pela transportadora.

Analisando-se a memória de cálculo da Tarifa de Transporte enviada pela TAG, a medida de ICSD é a seguinte:

$$\text{ICSD}_{\text{TAG}} = \text{Fluxo de Caixa}_t (\text{FC}_t) / \text{Serviço da Dívida}_t (\text{SD}_t)$$

Onde,

$\text{FC}_t = (+)$ Lucro Líquido_t $(+)$ Depreciação_t $(-)$ Necessidade de Capital de Giro_t $(+)$ Valor Residual_t; $\text{SD}_t = (+)$ Amortização de Principal_t $(+)$ Pagamento de Juros_t; e t = representa os anos de vigência dos Contratos de Financiamentos do BNDES durante a fase operacional do projeto.

Ocorre, no entanto, que a medida de ICSD não é coincidente com aquela que a equipe técnica da SCM/ANP teve conhecimento como sendo a adotada pelo BNDES (em consulta ao endereço eletrônico deste agente financiador do projeto)⁴. Segundo esta consulta a metodologia de cálculo do ICSD pelo BNDES é a seguinte:

$$\text{ICSD}_{\text{BNDES}} = \text{Geração de Caixa}_t (\text{GC}_t) / \text{Serviço da Dívida}_t (\text{SD}_t)$$

Onde,

$\text{GC}_t = (+)$ EBITDA_t $(-)$ Imposto de Renda_t $(-)$ Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido_t $(+)$ Variação de Capital de Giro_t; $\text{SD}_t = (+)$ Amortização de Principal_t $(+)$ Pagamento de Juros_t; e t = representa os anos de vigência dos Contratos de Financiamentos do BNDES durante a fase operacional do projeto.

Com relação a qual medida ser utilizada, uma vez que os empréstimos do BNDES representam a totalidade do Capital de Terceiros empregado no projeto, a equipe técnica da SCM/ANP é favorável à adoção da medida aplicada pelo Banco ao invés daquela proposta pela TAG⁵, sendo esta medida a utilizada para o cálculo da Tarifa de Transporte pela SCM/ANP.

Independentemente da medida a ser adotada, deve ser salientado que proceder no cálculo da Tarifa de Transporte de maneira a que apenas ocorra o cumprimento da condição de

⁴ Ver: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Navegacao_Suplementar/FAQ/bloco2r.html e http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project_Finance/index.html, páginas acessadas em: 16 de julho de 2010. De acordo com o endereço eletrônico do banco, "(...) o ICSD poderá ser de, no mínimo, 1,2, desde que o projeto apresente Taxa Interna de Retorno (TIR) mínima de 8% a.a. em termos reais", situação em que o empreendimento em análise se enquadra. Ver, ainda: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/programa/resolproinfa.pdf>, página acessada em 16 de julho de 2010; para uma aplicação da metodologia de cálculo de ICSD do BNDES.

⁵ Uma consequência da aplicação da medida de ICSD proposta pela TAG decorre da forma como a Necessidade de Capital de Giro é considerada no cálculo deste indicador, contribuindo negativamente no cômputo do numerador da razão. Ou seja, quanto maior a Necessidade de Capital de Giro em determinado período, menor é o indicador adotado pela transportadora. Dessa forma, o valor referente ao Lucro Líquido, que é função direta da Tarifa de Transporte, tende a se ajustar positivamente para permitir que seja alcançado o objetivo de ICSD mínimo.

ICSD mínimo desconsidera as demais questões que permeiam o cálculo tarifário no segmento de transporte de gás natural, em especial a questão do CMPC como um fator de remuneração adequado e justo, dado o risco desta atividade. Em outras palavras, a obtenção de um ICSD mínimo deve ser uma das condições necessárias, porém não a suficiente, para o cálculo da Tarifa de Transporte, devendo-se buscar respeitar tal restrição sem comprometer os objetivos da regulação. No processo em tela, uma solução que introduziria menos volatilidade ao cálculo tarifário, ao mesmo tempo em que não viola esta premissa, seria a de se permitir ao transportador obter uma receita extra no(s) período(s) em que o ICSD encontra-se abaixo do mínimo, havendo uma compensação no(s) período(s) onde o mesmo estivesse acima do patamar estabelecido.

A Tabela 4 apresenta a projeção de FCLF que fundamentou o novo cálculo da Tarifa de Transporte encaminhada pela TAG.

Como pode ser visto, a Tarifa de Transporte da TAG foi obtida quando o valor do ICSD mínimo foi alcançado no ano de 2011, valor de tarifa este praticamente indiferente às receitas e aos custos e despesas nos demais períodos do FCLF do projeto, sendo a TIR obtida como resultado do modelo, e não como um parâmetro exógeno, como no modelo adotado pela SCM/ANP. A título de exemplo da consequência desta característica do modelo, é possível observar que o valor do aluguel no último ano foi equivocadamente omitido da projeção encaminhada à Agência, porém sua inclusão não afetaria o valor da Tarifa de Transporte calculada, mas sim a TIR, que passaria a ser 10,89%. A razão para isso é que, uma vez quitado o financiamento do BNDES, não há um ICSD mínimo a ser alcançado neste período do FCLF, sendo as únicas variáveis impactadas, além da TIR, o Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR), o Lucro Líquido (LL), o Imposto de Renda (IR), a Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSSL) e o Fluxo de Caixa (FC).

Feitas tais considerações, a próxima Seção será dedicada ao detalhamento do cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto Gasoduto U-C-M feito pela SCM/ANP.

III.2 – A Tarifa de Transporte Calculada pela SCM/ANP

A presente Seção tem objetivo de apresentar o cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao Gasoduto U-C-M a partir das informações prestadas pela TAG acerca dos custos de construção e operação, e da metodologia considerada mais apropriada pela equipe técnica da SCM/ANP do ponto de vista regulatório.

A seguir, cada uma das rubricas que fazem parte do cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto serão mais bem detalhadas.

Tabela 4 – Novo Fluxo de Caixa Livre da Firma do Sistema U-C-M (TAG)

(continua)

Fluxo de Caixa livre da firma (MM R\$)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Receita Bruta	-	-	-	-	-	-	273,04	1.471,37	1.481,97	1.523,98	1.523,98	1.523,98	1.528,16	1.523,98
ICMS	-	-	-	-	-	-	46,42	250,13	251,93	259,08	259,08	259,08	259,79	259,08
PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-	25,26	136,10	137,08	140,97	140,97	140,97	141,35	140,97
Receita Líquida	-	-	-	-	-	-	201,36	1.085,14	1.092,95	1.123,94	1.123,94	1.123,94	1.127,02	1.123,94
Custos de O&M	-	-	-	-	-	-	34,21	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20
Despesas Gerais e Administrativas	-	-	-	-	-	-	11,35	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70
Aluguel do GARSOL	-	-	-	-	-	-	44,44	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88
Depreciação	-	-	-	-	-	-	98,35	139,32	133,32	127,58	122,09	116,83	111,80	106,99
LAIR	-	-	-	-	-	-	13,02	756,04	769,85	806,58	812,07	817,33	825,44	827,17
CS + IR	-	-	-	-	-	-	4,43	257,05	261,75	274,24	276,10	277,89	280,65	281,24
Lucro Líquido	-	-	-	-	-	-	8,59	498,98	508,10	532,34	535,97	539,44	544,79	545,94
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Necessidade Líquida de Capital de Giro	-	-	-	-	-	-	77,86	89,51	-	-	-	-	-	-
Investimentos	-	410,59	329,03	654,10	1.175,88	380,81	1.417,39	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre da Firma	-	(410,59)	(329,03)	(654,10)	(1.175,88)	(380,81)	(1.388,31)	548,80	641,43	659,92	658,06	656,27	656,59	652,92
Serviço da Dívida	-	-	-	-	-	-	-	422,15	442,18	423,44	405,16	386,80	368,68	349,78
ICSD	-	-	-	-	-	-	-	1,300	1,451	1,558	1,624	1,697	1,781	1,867
TIR	10,91%	Nota: * O Valor da Tarifa de Transporte para o ano de 2010 é igual a R\$ 6,2441/MMBtu												
Tarifa de Transporte (R\$/MMBtu)	13,1324													

(conclusão)

Fluxo de Caixa livre da firma (MM R\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Bruta	1.523,98	1.523,98	1.639,01	1.634,54	1.634,54	1.634,54	1.639,01	1.634,54	1.634,54	1.634,54	1.639,01	1.634,54	1.343,45
ICMS	259,08	259,08	278,63	277,87	277,87	277,87	278,63	277,87	277,87	277,87	278,63	277,87	228,39
PIS/COFINS	140,97	140,97	151,61	151,19	151,19	151,19	151,61	151,19	151,19	151,19	151,61	151,19	124,27
Receita Líquida	1.123,94	1.123,94	1.208,77	1.205,47	1.205,47	1.205,47	1.208,77	1.205,47	1.205,47	1.205,47	1.208,77	1.205,47	990,80
Custos de O&M	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	64,27
Despesas Gerais e Administrativas	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	18,66
Aluguel do GARSOL	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	88,88	-
Depreciação	102,38	97,97	93,75	89,71	85,85	82,15	78,62	75,23	71,99	68,89	65,92	63,09	60,37
LAIR	831,78	836,19	925,24	925,98	929,84	933,54	940,38	940,46	943,70	946,80	953,07	952,61	847,50
CS + IR	282,81	284,30	314,58	314,83	316,15	317,40	319,73	319,76	320,86	321,91	324,04	323,89	288,15
Lucro Líquido	548,98	551,89	610,66	611,15	613,70	616,14	620,65	620,71	622,84	624,89	629,03	628,72	559,35
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	603,69
Necessidade Líquida de Capital de Giro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(167,37)
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre da Firma	651,36	649,86	704,41	700,86	699,55	698,29	699,27	695,94	694,84	693,78	694,95	691,81	1.390,78
Serviço da Dívida	331,13	312,38	293,67	274,60	130,15	-	-	-	-	-	-	-	-
ICSD	1,967	2,080	2,399	2,552	5,375	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

III.2.1 – Custo de Investimento

A determinação do Custo de Investimento foi realizada a partir dos documentos e informações fornecidos pela TAG. Conforme já exposto anteriormente, por força dos critérios estabelecidos na RANP nº 029/05⁶, apenas os investimentos atribuíveis à prestação do serviço de transporte dutoviário de gás natural devem ser considerados na composição da base para cálculo da tarifa do serviço de transporte de gás natural.

Dessa forma, compõem a base para cálculo da tarifa os investimentos referentes a:

- i. Construção do Gasoduto Coari-Manaus (GASCOM) – Despesas com compensações ambientais, suprimento, construção e montagem, encargos administrativos contábeis, financeiros e tributários, e contingências; e
- ii. Construção das Estações de Compressão de Coari e Juaruna – Despesas com construção e montagem, suprimento e contingências.

A Tabela 5 a seguir apresenta os valores, em termos nominais, dos investimentos a serem considerados no cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto do Gasoduto U-C-M.

Tabela 5 – Investimentos no Gasoduto U-C-M, em termos nominais (Milhões de R\$)

Período	GASCOM + ECOMPs
Até 2006	650,56
2007	564,10
2008	1074,21
2009	402,72
2010	1401,19
2011	30,40
TOTAL	4.123,18
TOTAL GASCOM	3.584,75
TOTAL ECOMPs	538,43

Fonte: Elaboração própria a partir de informações da TAG.

De acordo com a documentação encaminhada pela TAG, a quase totalidade dos dispêndios relacionados à construção do GASCOM e das ECOMPs de Coari e Juaruna foi realizada pela TUM, com exceção de valores relativos ao contrato de gerenciamento de construção entre TAG e PETROBRAS e dos serviços relativos à servidão de passagem e liberação de faixa e convênios, cuja contratação foi efetuada pela PETROBRAS. Já as despesas para readaptação do GARSOL foram totalmente incorridas pela TAG.

A SCM/ANP considerou o teor dos contratos enviados para a determinação da classificação das despesas entre os itens da Tabela 5. Entretanto, merecem destaque alguns investimentos que foram incluídos na base para cálculo da tarifa:

- A TAG apenas remeteu o contrato de gerenciamento e construção entre TUM e PETROBRAS, assim como seus aditamentos, suficiente para a comprovação de partes das despesas atribuíveis ao GASCOM. Foram consideradas as despesas

⁶ A Nota Técnica nº 06/2010-SCM, de 12 de março de 2010, aborda detalhadamente o princípio da refletividade de custos presente na RANP nº 029/05.

previstas com gerenciamento e construção para 2010 relacionadas ao GASCOM, conforme informado pela TAG;

- Algumas despesas de construção e montagem, embora informadas pela TAG como referentes ao GASCOM, foram alocadas para a readaptação do GARSOL, de modo compatível com os termos dos respectivos contratos remetidos;
- Parte do valor do contrato de gerenciamento e construção entre TAG e PETROBRAS foi alocada para o GASCOM, de modo compatível com os termos do respectivo contrato remetido; e
- Foram consideradas despesas previstas com gerenciamento e construção relacionadas às estações de compressão de Coari e Juaruna, conforme informado pela TAG.

Cabe ressaltar, pela análise da Tabela 5, que foram incluídos nos investimentos realizados os valores a título de contingências declarados pela TAG. A este respeito a TAG informou, por meio da Correspondência TAG/DSUP 0013/2010 que as despesas declaradas como contingências tratam-se de provisões representam a “(...) *provisão para cobertura de eventuais gastos não previstos no empreendimento, tais como: variação entre os preços estimados e os efetivamente realizados na compra de bens e contratações de serviços; obrigações decorrentes do processo de licenciamento ambiental; serviços adicionais de Construção e Montagem das instalações; serviços adicionais de adequações do projeto; ações de decorrentes de agentes externos como condições climáticas; alteração de legislação tributária e outros*”. Em complemento, a TAG, por meio da Correspondência TAG/DSUP 0017/2010, de 04 de junho de 2010, se comprometeu a encaminhar oportunamente à ANP a comprovação dos valores efetivamente gastos no projeto.

Assim sendo, caso a TAG não apresente no futuro a comprovação de que as despesas incorridas sob esta rubrica são atribuíveis à prestação eficiente do serviço de transporte de gás natural, caberá uma revisão dos Custos de Investimento dos ativos que compõem o projeto Gasoduto U-C-M e, portanto, do cálculo da sua Tarifa de Transporte.

III.2.2 – Custo de O&M e Despesas de G&A

Os custos de O&M foram obtidos a partir dos valores constantes do Contrato celebrado entre a TAG e TRANSPETRO. Segundo a cópia do contrato encaminhado pela TAG através da Correspondência TAG/DSUP 0019/2010, de 18 de junho 2010, cujo prazo de vigência é de 60 (sessenta) meses, a partir do início da prestação do Serviço de Operação e Manutenção do GARSOL e do GASCOM (incluídos os ramais de Coari, Cadajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru, Iranduba, Aparecida e Mauá) pela TRANSPETRO, os valores contratados estão apresentados na Tabela 6, mais adiante.

É importante notar que os valores que constam da Tabela 6 apenas representam os custos de O&M referentes aos dutos, ramais, Estações de Redutoras de Pressão (ERPs), lançadores e recebedores de PIG e Pontos de Entrega (PEs), não incluindo, portanto, os custos de O&M relativos às ECOMPs de Coari e Juaruna.

Tabela 6 – Planilha de Preços do Serviço de O&M

Descrição do Serviço	Unidade	Quantidade (km)	Preço Unitário (R\$/mês)	Prazo (meses)	Preço Total (R\$)
O&M TOTAL	-	802,1	6.000,00	60	292.443.162,84

Fonte: TAG.

Nota: Valores sem PIS/Cofins e ISS.

De qualquer forma, por se tratar de uma projeção de fluxo de caixa, foram considerados os valores apresentados pela TAG, constantes da Tabela 7 a seguir:

Tabela 7 – Projeção dos Custos de O&M (R\$ Mil)

Descrição do Serviço	2009	2010	2011-30
Gasoduto	15.882	63.526	63.526
Compressão	0	2.445	14.670
TOTAL	15.882	65.971	78.197

Fonte: TAG.

Notas: 1) Valores sem impostos; 2) A parcela referente aos gasodutos considera o valor de R\$ 6 mil/km/mês + 10% para eventos não contemplados no Contrato de O&M; 3) A parcela referente à Compressão é estimada; e 4) Não inclui os custos de seguros e o ICMS sobre o Gás de Uso dos Sistemas (GUS).

Já para as despesas G&A foi adotado o valor anual de R\$ 22,7 milhões (vinte e dois milhões e setecentos mil reais), tal como informado pela TAG no Anexo IV da minuta de CST encaminhada pela Correspondência TAG/DSUP 0010/2010.

III.2.3 – Aluguel do GARSOL

O Gasoduto Urucu-Coari (GARSOL) teve sua construção concluída em 1998. Entretanto, o gasoduto não realizou movimentações de gás natural. Portanto, não há registros nesta Agência quanto à sua construção. Em 2001, foi solicitada Autorização de Construção para a alteração do gasoduto de modo que este passasse a movimentar GLP. No ano seguinte, este gasoduto foi autorizado a operar com GLP.

A TAG encaminhou o Documento Interno do Sistema Petrobras (DIP)⁷ contendo o valor de aquisição do GARSOL por ocasião de sua conversão para movimentar GLP, em 1º de junho de 2001, e também o seu valor contábil depreciado na data de 31 de agosto de 2009, sendo estes: R\$ 142.857.451,12 e R\$ 99.576.158,00, respectivamente.

Entretanto, a TAG, com o objetivo de comprovar o valor de Aluguel adotado em seu último cálculo tarifário, encaminhou a Correspondência TAG/DSUP 0018/2010, de 06 de junho de 2010, contendo relatórios das consultorias da BDO Brasil e da eCunha Consultoria Empresarial Ltda. sobre uma avaliação do valor do GARSOL realizada pela PETROBRAS. Consta dos relatórios o valor orçado para a construção de um gasoduto novo com as especificações do GARSOL. Com base neste orçamento, e levando-se em consideração a vida útil do ativo remanescente de 22 (vinte e dois) anos e o método de depreciação denominado “Fundo de Amortização”, a TAG estimou para o GARSOL um valor de mercado, considerando a metodologia do “Custo de Reposição”.

Com base nas informações prestadas, a SCM/ANP, todavia, entende que a abordagem utilizada pela PETROBRAS no cálculo não se configura como a mais adequada para o cálculo do valor do GARSOL em virtude da circularidade presente na avaliação de ativos empregados em atividades reguladas economicamente⁸. O parecer técnico apresentado pela TAG, ao validar a opção de valoração pelo custo de reposição utilizando como referência os custos e fornecedores da PETROBRAS, permite, na visão da equipe técnica da SCM, a introdução de distorções na análise, pois o valor resultante tende apenas a

⁷ Correspondência CONTABILIDADE/GECON/CONEG/CO-CNT 000039/2009, de 09 de agosto de 2009.

⁸ Sobre a circularidade na avaliação de ativos sujeitos à regulação econômica, o relatório intitulado “*Principles for determining regulatory depreciation allowances - Note to the Independent Pricing and Regulatory Tribunal of NSW*”, de autoria da Allen Consulting Group em 2003, afirma que “*The one caveat to the circularity in the concept of economic depreciation is that the asset owner must expect to recover the whole of the value of the regulatory asset base over its economic life (this is required to ensure that the second condition for economic efficiency – efficient investment – is met). A regulated entity’s ability to recover capital in the future will be dependent on the prices that it will be able to charge, which in turn would be dependent on the actual competition that it may face in the future.*”

reproduzir a estrutura de custos da própria PETROBRAS, o que não reflete a condição de um mercado competitivo, conforme os princípios da regulação⁹.

A SCM/ANP realizou o cálculo do valor do GARSOL, de acordo com a Tabela 9, utilizando a metodologia do "Custo Real Ajustado pela Inflação" (*Inflation Adjusted Actual Cost*), obtendo o valor de R\$ 228.687.118,76, a preços de dezembro de 2009. A SCM/ANP considera o cálculo do "Custo Real Ajustado pela Inflação" mais apropriado, uma vez que, o valor contábil do GARSOL atualizado por índices de preços específicos para cada componente de custo somado com os valores referentes às despesas de readaptação do GARSOL (R\$ 169.417.529,23, a preços de dezembro de 2009) deveria, em tese, ser equivalente ao cálculo do mesmo pelo custo de reposição¹⁰. Além disso, o cálculo pelo Custo Real Ajustado pela Inflação possui a vantagem de ser facilmente auditável, por basear-se em índices de preços amplamente utilizados pelo mercado e em informações contábeis da própria PETROBRAS.

O cálculo do valor ajustado do GARSOL apresentado na Tabela 9 utilizou a mesma depreciação acumulada informada pela contabilidade da PETROBRAS, assim como os mesmos pesos relativos dos componentes de custo empregados pela PETROBRAS no seu cálculo pelo "Custo de Reposição". O Índice Nacional de Custo da Construção (INCC) foi usado para a atualização dos valores relacionados à construção e montagem, o Índice de Preços por Atacado (IPA) – Tubos de Ferro e Aço foi usado para a atualização dos valores relativos à tubulação e os demais valores foram corrigidos pelo Índice Geral de Preços do Mercado da FGV (IGP-M).

⁹ Com relação a este ponto, faz-se referência ao testemunho de Jeffrey John Balchin, diretor da Allen Consulting Group, para a *High Court of New Zealand*, contido no documento "Control of Natural Gas Distribution Services - Statement for Powerco": "While a regulator would typically consider a range of factors when determining an initial regulatory asset base, an objective that is typically given substantial weight when designing all aspects of regulatory arrangements is to replicate the outcome that would be observed if the relevant market was subject to effective or workable competition. One attraction of this objective derives from the fact that economic principles suggest that competitive markets produce efficient outcomes. In addition, subject to a consideration of the specific factors of the firm or industry in question, it is an objectively reasonable proposition to treat firms in a regulated industry (and customers of their services) no less reasonably than if they were subject to effective or workable competition. Consistent with this, a leading authority on the application of regulation – Professor Alfred Kahn – notes in his seminal text (Kahn, A. E., 1988, *The Economics of Regulation, Principles and Institutions*, Volume 1 – *Economic Principles*, Massachusetts Institute of Technology, 1988, p.17) that: [... the single most widely accepted rule for the governance of the regulated industries is [to] regulate them in such a way as to produce the same results as would be produced by effective competition, if that were feasible]."

¹⁰ Segundo o estudo "Energy Network Asset Valuation – Impact on Users", preparado pelo The SA Centre for Economic Studies em 1998, "O custo de reposição difere do custo real ajustado pela inflação, de maneira conceitual, em virtude do índice de preço utilizado. O custo real ajustado pela inflação usa um índice de preços geral; O custo de reposição (pelo menos implicitamente) utiliza um índice de preço específico que é mais relevante." (tradução livre). Para suprir esta diferença, foram utilizados no cálculo índices mais específicos para a construção e montagem (INCC) e tubulação (IPA – Tubos de Ferro e Aço).

Tabela 9 – Avaliação do valor do GARSOL efetuada pela SCM/ANP utilizando a metodologia de “Custo Real Ajustado pela Inflação” (R\$)

<u>Dados TAG:</u>	
Valor de Aquisição do GARSOL em 01/06/2001 (R\$)	142.857.451,12
Valor do Contábil do GARSOL em 31/08/2009 (R\$)	99.576.158,00
<u>Variação dos Índices de Preços:</u>	
INCC (Construção e Montagem: 37,68%)	107,05%
IPA – Tubos de Ferro e Aço (Tubulação: 26,39%)	202,46%
IGP-M (Demais Componentes de Custo: 35,93%)	99,90%
<u>Revisão SCM/ANP:</u>	
Valor Ajustado do GARSOL em 31/12/2009 (R\$) (A)	228.687.118,76
Despesas com a Readaptação do GARSOL (R\$) (B)	169.417.529,23
Reavaliação do GARSOL (R\$) (A+B)	398.104.647,99
Valor Revisado do Aluguel do GARSOL (R\$/ano)	45.734.316,22

Fonte: Elaboração própria.

O cálculo do valor revisado do aluguel anual, obtido a partir do somatório do valor ajustado do GARSOL e das despesas com a sua readaptação para operar com gás natural, ficou em R\$ 45.734,32 milhões, que é 48,54% inferior ao valor proposto pela PETROBRAS, de R\$ 88.879,97 milhões. Frise-se que, ante tal divergência de valores, a SCM/ANP solicitou à TAG uma nova avaliação do GARSOL, a qual será submetida à análise da equipe técnica da SCM/ANP a respeito de sua adequação metodológica, podendo este novo valor do aluguel ser considerado.

III.2.4 – Depreciação

Depreciação (linear) dos ativos envolvidos no projeto por um prazo de 30 (trinta) anos.

III.2.5 – Valor Residual

Cálculo do valor residual dos ativos de transporte de gás natural ao final do período de projeção do FCLF como sendo equivalente aos seus valores contábeis, em termos reais.

III.2.6 – Variação da Necessidade de Capital de Giro

Projeção da Variação da Necessidade de Capital de Giro, durante a fase operacional do projeto, como sendo o equivalente ao valor de dois meses dos custos e das despesas operacionais (O&M, G&A e Aluguel do GARSOL) e um mês de cobertura da dívida com o BNDES (amortização do principal e pagamento de juros), sendo o valor desta rubrica devolvido no último período de vigência do CST.

III.2.7 – Estrutura de Capital

Com relação ao nível de endividamento do projeto, o intuito foi avaliar o impacto total da alavancagem financeira no cálculo do CMPC, já que a presença de um maior endividamento afeta a estimativa final da TR do projeto, seja através do seu efeito direito, medido pela sua maior proporção na ponderação das fontes de financiamento e nos benefícios fiscais

advindos do pagamento de juros, seja pelo fato de que quanto maior o Capital de Terceiros, maior o risco percebido pelos acionistas do projeto.

No caso do projeto, uma vez que foram excluídos os custos de investimento relativos ao novo GLPduto e realizadas revisões nas informações de custos de investimento prestadas pela TAG, por exemplo o tratamento dado aos valores relativos às contingências, foi feito um rateio do montante de recursos de terceiros destinados ao Gasoduto U-C-M. Como resultado, considerou-se que cerca de 80,0% dos recursos obtidos junto ao BNDES se destinaram ao financiamento da construção do GASCOM e das ECOMPs¹¹, sendo o restante considerado no financiamento do novo GLPduto.

Com base nos valores conhecidos pela ANP, a equipe técnica da SCM/ANP optou pela utilização de uma razão Dívida/Capital Próprio correspondente à **40/60** (D/E = 40/60), por ser esta a que mais se aproxima da atual estrutura de capital do Gasoduto U-C-M.

III.2.8 – Taxa de Retorno

Com relação ao cálculo da TR aplicável à atividade de Transporte de Gás Natural 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 considerados apropriados: o “*Capital Asset Pricing Model* (CAPM) Adaptado para Países Emergentes”¹² e o método dos “Betas Multiplicativos”, tendo sido a primeira destas metodologias a escolhida pelos transportadores para estimar suas taxas de retorno, como pôde ser observado nos processos de CPAC recentemente promovidos pela TBG, para a ampliação do Trecho Sul do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) e pela própria TAG, na expansão da malha de gasodutos da Região Sudeste.

As seguintes premissas foram adotadas no cálculo:

- A adoção de 4 (quatro) diferentes datas de referência: 31/12/1998, 29/11/2004, 01/06/2006 e 31/01/2010. O objetivo foi comparar os riscos percebidos nas distintas fases do projeto em análise, quais sejam, respectivamente: o período da construção do GARSOL; a outorga da Autorização de Construção do GASCOM; a assinatura dos Contratos de Fornecimento de Gás Natural entre a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) e a Companhia de Gás da Amazônia (CIGÁS); e o processo de aprovação dos instrumentos contratuais relativos à prestação do Serviço de Transporte Firme por parte da TAG;
- A utilização do Beta dos Ativos (Desalavancado) igual a 0,62, sendo este o valor máximo observado dentre aqueles adotados pelos reguladores da Austrália (ACCC e OFFGAR), do Canadá (NEB e BC), dos Estados Unidos (FERC), da Irlanda (CER) e do Reino Unido (OFGEM), em suas respectivas decisões acerca da metodologia de cálculo do CMPC para a atividade de Transporte de Gás Natural, parâmetro este obtido do relatório do estudo comparativo das decisões sobre CPMC, elaborado pelo *Network Economics Consulting Group* (NECG) em setembro de 2003;

¹¹ De acordo com a TAG, a readaptação do GARSOL para operação com gás natural foi realizada a partir de recursos próprios (100% de Capital Próprio).

¹² O “*Capital Asset Pricing Model* (CAPM) Adaptado para Países Emergentes” foi desenvolvido com o objetivo de superar as dificuldades advindas da aplicação do modelo CAPM em mercados de capitais considerados ainda não maduros, como no caso de países em que ocorre a concentração de negócios em torno dos papéis de poucas empresas. Dessa forma, partindo-se da premissa de que as empresas que podem atuar na atividade de transporte de gás natural são capazes de diversificação internacional, o cálculo do “CAPM Adaptado para Países Emergentes” considera a fórmula do CAPM originalmente concebida, a partir de parâmetros de um mercado de capitais maduro, como, por exemplo, o norte-americano, adicionando-se o componente representativo do risco local - o parâmetro Risco Brasil (ver páginas 13 e 14 da Nota Técnica nº 027/2006-SCM). Com relação à capacidade de diversificação internacional dos transportadores, ressalte-se a abertura da indústria ocorrida em 1997, que objetivou permitir o acesso de quaisquer empresas interessadas em investir no setor (conforme estabelecido pela Lei nº 9.478/97).

- A taxa livre de risco foi calculada com base na média diária da taxa nominal paga pelo título de 20 (vinte) anos do Tesouro dos Estados Unidos, considerando-se o período de 31 de dezembro de 1997 como a data de início dos cálculos;
- O Prêmio de Risco de Mercado (PRM) foi o mesmo utilizado por Rocha, Camacho e Fiúza (2006) em artigo sobre o cálculo do custo de capital das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil¹³, sendo este igual a 5,90%;
- O Risco Brasil foi calculado a partir da média das observações diárias do *EMBI+ Brazil*, desde o início da série, considerando-se o período de 31 de dezembro de 1997 como a data de início dos cálculos;
- O valor referente ao custo da dívida foi obtido a partir das informações contidas nos Contratos de Financiamento celebrados entre a TUM e o BNDES, sendo os custos, em termos nominais, destes empréstimos iguais a TJLP + 1,96% a.a. (7,96% a.a. em junho de 2010), no valor de R\$ 2,49 bilhões, e TJLP + 1,76% a.a. (7,76% a.a. em junho de 2010), no valor de R\$ 691,70 milhões, respectivamente (ver Seção III.2.7 para o tratamento dos valores dos financiamentos e seu rateio entre os ativos da TUM);
- O cálculo da expectativa de inflação dos EUA foi realizado a partir do diferencial entre as taxas dos títulos indexados e não-indexados norte americanos de mesma maturidade¹⁴;
- A estimativa referente à inflação do Brasil foi o valor corrente para a Meta de Inflação estabelecido pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), sendo este igual a 4,5% a.a.; e
- A alíquota de impostos utilizada corresponde ao somatório da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) e do Imposto de Renda (IR).

Como mencionado, a seleção dos períodos considerou os seguintes critérios:

- a data de 31 de dezembro de 1998 (31/12/98) foi selecionada com o objetivo de capturar a taxa de retorno da atividade à época da construção do primeiro trecho do Gasoduto U-C-M, o gasoduto Urucu-Coari (GARSOL);
- a data de 29 de novembro de 2004 (29/11/04) foi selecionada por referir-se à data da nova outorga da Autorização de Construção do GASCOM, gasoduto que interconecta-se ao GARSOL e permite o transporte do gás natural até a região metropolitana de Manaus;
- a data de 1º de junho de 2006 (01/06/06) foi selecionada por tratar-se da data de assinatura dos Contratos de Fornecimento de Gás Natural entre a PETROBRAS e a CIGÁS por meio do projeto Gasoduto U-C-M, visando ao atendimento principalmente do mercado termelétrico da região de Manaus por meio do projeto Gasoduto U-C-M; e
- a data de 31 de janeiro de 2010 (31/01/10) foi escolhida por tratar-se da referência temporal mais recente, no âmbito do processo de aprovação dos contratos de transporte pela ANP, sendo esta adotada na Nota Técnica nº 006/2010-SCM para o cálculo do CMPC do Gasoduto U-C-M.

Cabe, também, mencionar a opção feita no cálculo pela utilização dos títulos norte-americanos com maturidade de vinte anos ao invés da adoção usual dos títulos com prazo de 10 (dez) anos¹⁵. A razão para esta mudança em relação às estimativas anteriormente realizadas é a obtenção de maior aproximação com os parâmetros utilizados pela TAG na

¹³ Ver: http://www.ipea.gov.br/pub/td/2006/td_1174.pdf.

¹⁴ Em função da ausência de dados acerca dos títulos norte-americanos indexados, denominados TIPS, para os anos anteriores a 2003, arbitrou-se uma taxa de inflação para os EUA igual a 2,50% a.a.

¹⁵ A Nota técnica nº 027/2006-SCM e os processos de Concursos Públicos de Alocação de Capacidade promovidos pela TBG e pela TAG utilizaram os títulos norte-americanos com maturidade de 10 (dez) anos para a apuração do valor da taxa livre de risco e para a mensuração da taxa de inflação de longo prazo da moeda norte-americana.

apresentação do seu cálculo do retorno do projeto, onde a empresa calculou o valor relativo à Taxa Livre de Risco a partir da média aritmética das observações dos títulos de vinte anos. O período de vinte anos coincide com o prazo contratual proposto para o serviço de transporte a ser efetuado. Neste sentido, uma vez que não existem óbices à adoção destes títulos como base de cálculo da Taxa Livre de Risco do projeto, adotou-se esta série de dados em todos os períodos analisados¹⁶, inclusive no que se refere à projeção da inflação norte-americana.

Com relação à eleição da data de 31 de dezembro de 1997 como o início da série histórica para a apuração dos parâmetros da Taxa Livre de Risco e do Risco Brasil é importante ressaltar que foi a premissa adotada nos processos de CPAC promovidos pela TBG e pela própria TAG, onde se procurou estimar o valor médio esperado destes parâmetros para o período de vigência do CST, cerca de vinte anos.

No caso, a opção de se utilizar séries históricas mais longas possui a vantagem de dispor de um número superior de observações e, portanto, obtendo-se maior confiabilidade das estimativas. A desvantagem neste tipo de decisão é que o passado passa a ter grande influência na determinação da variável, quando o ideal seria que as observações mais recentes tivessem mais peso na análise. Por outro lado, poucas e recentes observações não são capazes de gerar estimativas estatisticamente significativas.

Dessa forma, uma vez que não existe um método objetivo para avaliar qual o período correto de análise a ser utilizado, foi mantida a opção pela data de 31 de dezembro de 1997 como o início da série temporal de observações dos títulos de dívida norte-americanos (Taxa Livre de Risco) e do Risco Brasil, levando-se em consideração a necessidade de se obter uma estimativa de longo prazo¹⁷ destes parâmetros.

A Tabela 10 apresenta os resultados das estimativas obtidas considerando-se uma estrutura de capital igual a 40% de endividamento e 60% de capital dos acionistas (Razão Dívida/Capital Próprio = 40/60).

¹⁶ Em função desta mudança os valores relativos ao período de 31/01/10 não são coincidentes com aqueles constantes da Nota Técnica nº 006/2010-SCM.

¹⁷ É importante chamar a atenção para o fato de que não havendo a previsão de revisões periódicas do valor das Tarifas de Transporte de gás natural, apenas o seu reajuste anual através de índices de preços, a tarefa de estimar um valor para os parâmetros que compõem a Taxa de Retorno do projeto deve levar em consideração um maior horizonte de tempo para o cálculo tarifário, por exemplo, do que aquele das concessões de distribuição de energia elétrica e de gás natural canalizado (geralmente 4 anos).

**Tabela 10 - Custo Médio Ponderado de Capital –
Razão Dívida/Capital Próprio = 40/60**

Parâmetros	31/12/98	29/11/04	01/06/06	31/01/10
Prêmio de Risco de Mercado (PRM) (US\$)	5,90%	5,90%	5,90%	5,90%
Inflação Brasil	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Impostos (IR e CSLL)	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Custo da Dívida - Nominal (R\$)	7,91%	7,91%	7,91%	7,91%
Custo da Dívida - Real	3,26%	3,26%	3,26%	3,26%
Beta do Ativo (Desalavancado)	0,62	0,62	0,62	0,62
Razão Dívida/Capital Próprio (D/E)	40/60	40/60	40/60	40/60
Taxa Livre de Risco (R_{LR}) (US\$)	5,17%	5,17%	5,05%	5,30%
Risco Brasil (US\$)	7,96%	8,93%	7,97%	6,32%
Inflação EUA	2,50%	2,82%	2,78%	2,40%
Custo de Capital Próprio - Nominal (100% de Capital Próprio) (US\$)	16,78%	16,79%	16,67%	15,28%
Custo de Capital Próprio - Real (100% de Capital Próprio)	13,93%	13,59%	13,51%	12,57%
Beta do Acionista (Alavancado)	0,89	0,89	0,89	0,89
Custo da Dívida - Nominal (US\$)	5,84%	6,18%	6,13%	5,75%
Custo de Capital Próprio - Nominal (US\$)	18,39%	18,40%	18,28%	16,89%
Custo de Capital Próprio - Real	15,50%	16,09%	15,08%	14,14%
Custo Médio Ponderado de Capital – Real¹	10,16%	10,51%	9,91%	9,35%

Fonte: Elaboração própria.

Nota: Dado que o Custo de Capital Próprio encontra-se calculado em US\$, por meio da metodologia “CAPM Adaptado para Países Emergentes”, e o custo da dívida encontra-se em R\$ (Financiamento do BNDES), optou-se pelo deflacionamento de ambos os parâmetros antes de se obter o CMPC, evitando um possível equívoco de se confundir moedas distintas (US\$ e R\$) na apuração da Taxa de Retorno do projeto, tanto em termos nominais, quanto em termos reais.

Como pode ser visto, dada esta estrutura de capital, o Beta do Acionista (Alavancado) foi calculado como sendo 0,89, afetando diretamente o cálculo do Custo de Capital Próprio (CCP), onde se observa um valor máximo de 18,40%, em termos nominais, em 29/11/04, e um valor mínimo de 16,89%, em termos nominais, em 31/01/10, o que representa a medida de aumento da percepção de risco por parte dos acionistas em relação ao valor do CCP de um negócio totalmente realizado a partir de recursos próprios, respectivamente, 16,79% e 15,28%.

Os resultados, em termos de taxas reais, tanto do CCP, quanto do CMPC, que se encontram nas últimas linhas da Tabela 10, ilustram como a escolha do período de referência possui um impacto apenas discreto no valor destas variáveis. No caso do CMPC, esta diferença é de cerca de 1 (um) ponto percentual, onde os valores máximo e mínimo foram, respectivamente, 10,51% (29/11/04) e 9,35% (31/01/10).

Em suma, dadas as premissas adotadas, os parâmetros que determinam as alterações nos valores finais das estimativas do CCP e do CMPC são: a Razão Dívida/Capital Próprio, a Taxa Livre de Risco, o Risco Brasil e a Inflação dos EUA. Destas, apenas os parâmetros referentes ao PRM e à Razão Dívida/Capital Próprio foram arbitrados, enquanto que os demais foram obtidos a partir dos valores observados dos Títulos de Dívida emitidos pelo Governo dos EUA, indexados e não indexados, além de uma medida reconhecida pelo mercado para o Risco Soberano do Brasil, o *EMBI+ Brazil*, publicado pelo Banco JP Morgan.

Três parâmetros (Taxa Livre de Risco, o Risco Brasil e a Inflação EUA) representam a variação do tempo (entre os períodos de referência). Como fica evidenciado, a variação do fator constituído por estes três parâmetros revela apenas um pequeno impacto na

determinação do CMPC do projeto, sendo necessário, porém, determinar o período mais adequado para capturar os riscos aos quais os financiadores do projeto se encontram expostos.

Neste sentido, a equipe técnica da SCM/ANP, em reunião realizada com os representantes da TAG, no dia 30 de junho de 2010, concordou em considerar como o período de referência para o cálculo do risco do negócio o dia 29 de novembro de 2004, data da outorga da Autorização de Construção do GASCOM.

Com relação ao Custo da Dívida, foi considerada a modelagem financeira após a incorporação da TUM pela TAG¹⁸. Apesar da fiança corporativa da PETROBRAS estar presente nessa modelagem, o cálculo da tarifa com base no custo do financiamento constante dos contratos com o BNDES pode ser considerado aceitável, uma vez que a participação direta da PETROBRAS na obtenção da fiança corporativa pode ser concebida como neutra em termos de benefícios cedidos e recebidos entre as duas empresas (TAG e PETROBRAS). Isto, na medida em que a PETROBRAS, na qualidade de carregadora, se beneficiará de uma tarifa mais baixa, a qual resulta das vantagens oriundas da garantia fornecida para os contratos de financiamento da TAG junto ao BNDES.

Já a Razão Dívida/Capital Próprio igual a 40/60, como mencionado, é a que mais se aproxima da realidade da estrutura de financiamento do projeto, sendo a opção, do ponto de vista da equipe técnica da SCM/ANP, mais adequada para o processo em análise.

Dessa forma, a conclusão a respeito da estimativa do CMPC, em termos reais, aplicável ao Gasoduto U-C-M é de **10,51% a.a.**, valor constante da última linha da Tabela 10, por tratar-se da coincidência dos critérios anteriormente citados.

III.2.9 – Tarifa de Transporte

O cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto Gasoduto U-C-M foi efetuado através do método do FCLF, onde o Valor Presente Líquido (suposto como sendo igual a zero)¹⁹ da Receita Total a ser gerada pela venda do serviço de transporte é obtido a partir da seguinte fórmula:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

onde,

VPL = Valor Presente Líquido da Receita Total; **I** = é o investimento em capital físico, realizado integralmente até o período $t = 0$; **FC_t** = Fluxo de caixa estimado para o período t ; e **r** = Taxa de Retorno ou desconto, refletindo o risco inerente aos fluxos de caixa estimados.

No caso em questão, considerou-se o horizonte temporal de vinte anos contados da entrada em operação das ECOMPs de Coari e Juaruna, previsto para outubro de 2010.

Já no caso do volume transportado, uma vez que o CST prevê uma cláusula de *Ship-or-Pay* de 100% da QDC, foram utilizadas as informações contidas na Tabela 1 (ver Seção III.1).

O resultado da estimativa da Tarifa de Transporte (Encargos de Capacidade de Transporte, Entrada e Saída) realizada pela SCM/ANP encontra-se na Tabela 11.

¹⁸ Embora seja possível, em teoria, calcular o custo das garantias corporativas dadas pela PETROBRAS para a captação do financiamento junto ao BNDES e incorporá-lo ao custo do financiamento, existem dificuldades práticas para a realização de tal cálculo de maneira transparente, principalmente decorrentes da inexistência de um mercado líquido para este tipo de garantia, assim como da impossibilidade de se separar até que ponto a participação direta da PETROBRAS no projeto, por meio da fiança corporativa, deve-se à atuação da PETROBRAS na qualidade de acionista indireto da empresa transportadora ou na qualidade de carregadora do gasoduto.

¹⁹ A condição de $VPL = 0$ significa que a receita total proveniente da prestação do serviço de transporte é suficiente para arcar com todos os custos, as despesas e os impostos, além de ser capaz de remunerar adequadamente todos os agentes financiadores do projeto.

Como acordado com os representantes da TAG, em reunião realizada no Escritório Central da ANP em 30 de junho de 2010, foi incorporada ao cálculo tarifário a premissa de que durante a vigência dos Contratos de Financiamento celebrados com o BNDES seria acompanhado o valor do ICSD²⁰ do projeto, com o intuito de avaliar, anualmente, se o mesmo é superior a 1,3, valor este adotado pela equipe técnica da SCM/ANP em sua projeção de FCLF. Como pode ser observado na Tabela 11, o valor mínimo observado para este indicador foi de 1,415, ou seja, a geração de caixa operacional do projeto foi considerado suficiente para cobrir com relativa segurança o serviço da dívida contratada. Contudo, cabe ressaltar que a medida de ICSD adotada pela equipe técnica da SCM/ANP difere daquela utilizada pela TAG em seu cálculo tarifário (ver Seção III.1).

A Tarifa de Transporte²¹, líquida de impostos (ICMS, PIS e Cofins), derivada da nova projeção do FCLF do Sistema U-C-M elaborada pela equipe técnica da SCM/ANP, é igual a **R\$ 12,3114/MMBtu**, a preços de dezembro de 2009, e estruturada da seguinte forma:

- Encargo de Capacidade de Transporte: R\$ 9,9731/MMBtu;
- Encargo de Capacidade de Entrada: R\$ 1,6820/MMBtu; e
- Encargo de Capacidade de Saída: R\$ 0,6563/MMBtu.

Como se observa, o valor constante da Tabela 11 é 28,97% superior ao estimado pela Nota Técnica nº 006/2010-SCM (R\$ 9,5453/MMBtu). No caso, a principal diferença entre estes valores reside na introdução do valor do aluguel do GARSOL, que não constou da estimativa da referida Nota Técnica pela ausência de informações suficientes para a sua contabilização, e na revisão do valor do CMPC, passando de 9,11% para 10,51%.

Já com relação ao último valor para a Tarifa de Transporte apresentado pela TAG (R\$ 13,1324/MMBtu), uma diferença de aproximadamente -6,25% ainda persiste entre as estimativas, em sua maior parte explicada pela diferença no valor do aluguel do GARSOL e pela premissa de cálculo adotada pela TAG com base na minimização da medida de ICSD eleita pela transportadora (ver Seção III.1).

²⁰ A medida de ICSD adotada pela equipe técnica da SCM/ANP foi aquela sugerida pelo BNDES, sendo esta igual a: Geração de Caixa = [(+) EBITDA (-) Imposto de Renda (-) Contribuição Social (+/-) Variação de Capital de Giro] / [Serviço da Dívida = (+) Amortização de Principal (+) Pagamento de Juros].

²¹ O Valor do Encargo de Movimentação deverá ser aquele informado pela TAG atrás do CST.

Tabela 11 - Fluxo de Caixa Livre da Firma do Sistema U-C-M (SCM/ANP)

(continua)

Fluxo de Caixa livre da firma (MM R\$)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Receita Bruta	-	-	-	-	-	-	228,48	1.379,39	1.389,32	1.428,71	1.428,71	1.428,71	1.432,62	1.428,71
ICMS	-	-	-	-	-	-	38,84	234,50	236,18	242,88	242,88	242,88	243,55	242,88
PIS/COFINS	-	-	-	-	-	-	21,13	127,59	128,51	132,16	132,16	132,16	132,52	132,16
Receita Líquida	-	-	-	-	-	-	168,51	1.017,30	1.024,62	1.053,67	1.053,67	1.053,67	1.056,56	1.053,67
Custos de O&M	-	-	-	-	-	-	34,21	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20
Despesas Gerais e Administrativas	-	-	-	-	-	-	11,35	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70
Aluguel do GARSOL	-	-	-	-	-	-	22,55	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73
Depreciação	-	-	-	-	-	-	101,03	141,38	136,18	130,31	124,70	119,33	114,19	109,28
LAIR	-	-	-	-	-	-	(0,64)	729,29	741,81	776,73	782,34	787,71	795,73	797,77
CS + IR	-	-	-	-	-	-	-	247,96	252,22	264,09	266,00	267,82	270,55	271,24
Lucro Líquido	-	-	-	-	-	-	(0,64)	481,33	489,60	512,64	516,34	519,89	525,18	526,53
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Necessidade Líquida de Capital de Giro	-	-	-	-	-	-	11,35	48,27	1,67	(1,56)	(1,52)	(1,53)	(1,51)	(1,58)
Investimentos	21,24	427,11	348,29	653,46	1.172,97	407,95	1.401,19	29,09	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre da Firma	(21,24)	(427,11)	(348,29)	(653,46)	(1.172,97)	(407,95)	(1.312,15)	545,35	624,11	644,52	642,57	640,75	640,89	637,38
EBITDA	-	-	-	-	-	-	-	870,67	877,99	907,04	907,04	907,04	909,93	907,04
Serviço da Dívida	-	-	-	-	-	-	-	422,15	442,18	423,44	405,16	386,80	368,68	349,78
ICSD	-	-	-	-	-	-	-	1,475	1,415	1,518	1,582	1,653	1,734	1,818
TIR	10,51%	Nota: * O Valor da Tarifa de Transporte para o ano de 2010 é igual a R\$ 5,2251/MMBtu												
Tarifa de Transporte (R\$/MMBtu)	12,3114													

(conclusão)

Fluxo de Caixa livre da firma (MM R\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Bruta	1.428,71	1.428,71	1.536,55	1.532,35	1.532,35	1.532,35	1.536,55	1.532,35	1.532,35	1.532,35	1.536,55	1.532,35	1.259,47
ICMS	242,88	242,88	261,21	260,50	260,50	260,50	261,21	260,50	260,50	260,50	261,21	260,50	214,11
PIS/COFINS	132,16	132,16	142,13	141,74	141,74	141,74	142,13	141,74	141,74	141,74	142,13	141,74	116,50
Receita Líquida	1.053,67	1.053,67	1.133,20	1.130,11	1.130,11	1.130,11	1.133,20	1.130,11	1.130,11	1.130,11	1.133,20	1.130,11	928,86
Custos de O&M	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	78,20	64,27
Despesas Gerais e Administrativas	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	22,70	18,66
Aluguel do GARSOL	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	45,73	37,59
Depreciação	104,57	100,07	95,76	91,63	87,69	83,91	80,30	76,84	73,53	70,37	67,34	64,44	61,66
LAIR	802,47	806,97	890,82	891,84	895,79	899,56	906,27	906,64	909,94	913,11	919,24	919,04	746,68
CS + IR	272,84	274,37	302,88	303,23	304,57	305,85	308,13	308,26	309,38	310,46	312,54	312,47	253,87
Lucro Líquido	529,63	532,60	587,94	588,62	591,22	593,71	598,14	598,38	600,56	602,65	606,70	606,57	492,81
Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	616,61
Necessidade Líquida de Capital de Giro	(1,55)	(1,56)	(1,56)	(1,59)	(12,04)	(10,85)	-	-	-	-	-	-	(24,44)
Investimentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa Livre da Firma	635,76	634,23	685,26	681,84	690,95	688,47	678,44	675,22	674,10	673,02	674,03	671,00	1.195,52
EBITDA	907,04	907,04	986,57	983,48	983,48	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviço da Dívida	331,13	312,38	293,67	274,60	130,15	-	-	-	-	-	-	-	-
ICSD	1,915	2,025	2,328	2,477	5,216	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaboração própria.

IV – Considerações Finais

A Tabela 12, a seguir, apresenta um sumário do que foi discutido na Seção III, sendo uma comparação entre as premissas adotadas, e conseqüentemente, os valores das Tarifas de Transporte calculadas pela TAG e pela SCM/ANP.

Tabela 12 – Comparação das Premissas e dos Valores das Tarifas de Transporte Calculadas pela TAG e pela SCM/ANP

Parâmetros	TAG		SCM/ANP	
	Dados Finais	Observações		Observações
Investimento¹ (dez/09)	R\$ 4,41 bi	Exclusão do ORSOL II (GLP duto) e da conversão do GARSOL	R\$ 4,46 bi	Exclusão do ORSOL II (GLP duto) e da conversão do GARSOL
Aluguel GARSOL	R\$ 88,9 mi/ano	Relatório da BDO atestando o valor do ativo e do aluguel	R\$ 45,7 mi/ano	Revisão do valor do aluguel do GARSOL a partir do método do "Custo Real Ajustado pela Inflação" + custo de conversão do GARSOL
O&M	R\$ 78,2 mi/ano	Valor de Contrato (R\$ 6.000/km) + 10% para cobertura de eventos não previstos	R\$ 78,2 mi/ano	Valor de Contrato (R\$ 6.000/km) + 10% para cobertura de eventos não previstos
G&A	22,7 mi/ano	Informado pela TAG	22,7 mi/ano	Informado pela TAG
Taxa de Retorno	10,91%	Ver premissas adotadas pela TAG na Seção III.1	10,51%	D/E = 40/60 e data de referência 29/11/04 ²
Tarifa de Transporte (dez/09)	13,1324 R\$/MMBtu	-	12,3114 R\$/MMBtu	-
Diferença		-	0,8210 R\$/MMBtu (-6,25%)	-

Fonte: Elaboração própria.

Nota: 1) As diferenças nos investimentos totais ocorrem em função da revisão das informações de custo encaminhadas pela TAG, em especial nos valores relativos ao custo da readaptação do GARSOL.

2) Ver Seção III.2.8.

O cálculo da Tarifa de Transporte aplicável ao projeto foi efetuado pela SCM/ANP com base nos critérios estabelecidos pela Resolução ANP nº 029/05. Durante o processo de realização do cálculo da tarifa que agora se conclui, provou-se a atualidade da referida Resolução no que tange à refletividade de custos atribuíveis à prestação eficiente do serviço de transporte de gás natural. Assim, a partir dos princípios emanados nesta resolução, destacam-se os seguintes elementos:

- Comprovação dos custos incorridos pelo transportador para a constituição da base para cálculo da tarifa do serviço de transporte de gás natural;
- Exclusão dos custos relacionados ao ORSOL II (GLPduto), no valor de R\$ 931,6 milhões a valores de 2009, por se tratar de investimento não relacionado ao

transporte de gás natural, evitando-se assim, subsídios cruzados entre atividades de transporte de líquidos e gás natural; e

- Cálculo de uma TR para o empreendimento de 10,51% a.a., considerando o endividamento com o BNDES e o risco de mercado aplicável à atividade de Transporte de Gás Natural pela SCM/ANP, conforme metodologia exposta na Nota Técnica nº 027/2006-SCM.

Cabe ressaltar que o cálculo da Tarifa de Transporte efetuado pela SCM/ANP considera a taxa de retorno real que remunera o Capital Próprio, no valor de 16,09% a.a., como adequada para as condições apresentadas pelo projeto em tela e utilizando-se a metodologia “*Capital Asset Pricing Model (CAPM) Adaptado para Países Emergentes*”.

Ainda com relação à comprovação dos custos incorridos, como já mencionado anteriormente, resta ao transportador apresentar as devidas justificativas relacionadas aos investimentos realizados a título de contingência, ainda não encaminhadas à ANP. Apesar de os valores sob esta rubrica terem sido considerados no cálculo da SCM/ANP, há a necessidade de sua comprovação e correta classificação entre os componentes de custo, tão logo os gasodutos estejam em condições plenamente operacionais²², sob pena da exclusão destes valores por meio da revisão dos custos de investimento atribuíveis ao projeto, implicando um recálculo da Tarifa de Transporte²³.

É relevante notar que o processo de realização do cálculo da Tarifa de Transporte do Gasoduto Urucu-Coari-Manaus pela SCM/ANP evidenciou, também, a necessidade do estabelecimento de critérios tarifários a serem adotados pela Agência em virtude da publicação da Lei do Gás e em especial da atribuição de calcular a Tarifa de Transporte máxima aplicável aos gasodutos concedidos.

Por fim, no que tange ao processo de análise do pedido de sub-rogação da CCC-Isol para os gasodutos GARSOL e GASCOM pela ANEEL, após a análise da documentação comprobatória dos custos de construção e operação do empreendimento Gasoduto U-C-M encaminhada pela TAG e da revisão das premissas de cálculo tarifário efetuado na Nota Técnica nº 006/2010-SCM, o presente documento representa a posição da equipe técnica da SCM/ANP acerca da remuneração adequada e dos investimentos atribuíveis ao projeto em questão.

²² Uma vez tendo os gasodutos atingido condições plenamente operacionais, reduz-se o grau de incerteza associado a possíveis dispêndios relacionados aos seus custos de investimento, não se justificando a existência de valores sob a rubrica de “contingência”.

²³ Um exercício preliminar de recálculo da Tarifa de Transporte, admitindo-se a hipótese da não comprovação da totalidade dos valores provisionados a título de contingência e conseqüentemente havendo a exclusão de seus valores da base para cálculo tarifário (ver Seção III.2.1), resulta na diminuição da Tarifa de Transporte de R\$ 12,31140/MMBtu para R\$ 11,2285/MMBtu, ou seja, uma redução da ordem de 8,80%.



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

I – INTRODUÇÃO	4
II – FORMAÇÃO DO PREÇO FINAL DO GÁS NATURAL	5
<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>
III – CRITÉRIOS PARA O CÁLCULO DAS PARCELAS REFERENCIAIS DE TRANSPORTE.....	12
<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>
IV – TRANSPARÊNCIA NA FORMAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL	28
V – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	29
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	30



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 PREÇOS¹

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.

¹ 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 Natural²

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

² 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_{ref} 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_{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.

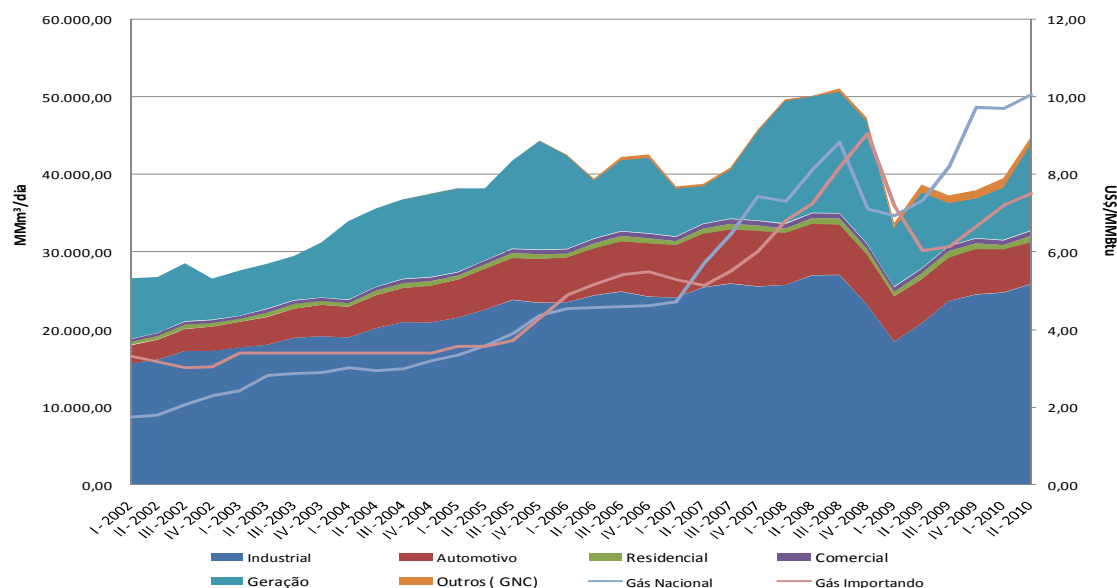
Neste sentido, o preço do gás natural permaneceu praticamente inalterado nos anos de 2003 e 2004. Em 2005 foi registrado um pequeno aumento do preço, que volta a apresentar variações pouco significativas durante todo o ano de 2006.

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.

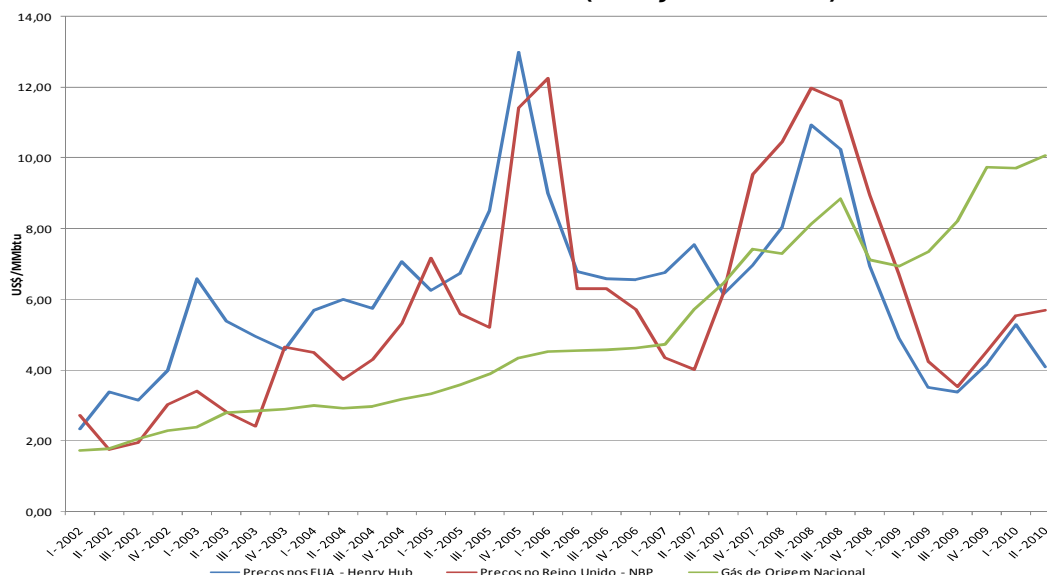
Observa-se, ainda, no Gráfico 1, que a demanda por gás natural pelos consumidores finais atingiu seu pico no 3º trimestre de 2008, coincidentemente no mesmo período em que os preços, medidos em US\$/MMBtu, tanto de origem nacional, quanto importado, atingiram seus valores máximos.

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 consequente 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
Parcela de Transporte (T_{REF}): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV (Portaria ANP nº 045/02)	Parcela Fixa (PF): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV
Parcela de Produto (P_{GT}): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio (Portaria MF/MME nº 003/00)	Parcela Variável (PV): 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 cálculo³ e o valor das tarifas de transporte aplicáveis⁴, calculadas de maneira a refletir os custos atribuíveis à prestação do serviço de transporte⁵; 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,

³ 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.

⁴ 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.

⁵ A Portaria ANP nº 29/2005 prevê que as tarifas 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 ¹	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 ²	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 transporte⁶, quanto à parcela do produto⁷. 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”)⁸.

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

⁶ 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.

⁷ 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.

⁸ Ver seção III para um aprofundamento deste tema.

transportadoras do Brasil⁹: a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) e a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)¹⁰. 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 comercialização¹¹.

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 distribuição¹².

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 final¹³. Para a *Federal*

⁹ 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.

¹⁰ 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.

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

¹² “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).

¹³ “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 nacional¹⁴ deve ser minimamente estruturada em: parcela referente ao preço do produto na entrada do gasoduto de transporte¹⁵ e parcela referente ao transporte (nos termos da definição Transporte de Gás Natural da Lei nº 11.909/09¹⁶). 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 transporte¹⁷ (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 acesso¹⁸ à infraestrutura de transporte e a separação vertical das distintas atividades da cadeia da indústria do gás natural¹⁹.

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, reflexibilidade 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).

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

¹⁵ 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.

¹⁶ *"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);

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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 9.478/97). 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 econômica²⁰, deve levar em conta²¹:

- 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 discriminatória²². 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 Tarifária²³

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*”) ²⁴. O marco regulatório atual da indústria do gás natural no Brasil assemelha-se ao primeiro grupo²⁵, 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.

²⁰ “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).

²¹ 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).

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

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

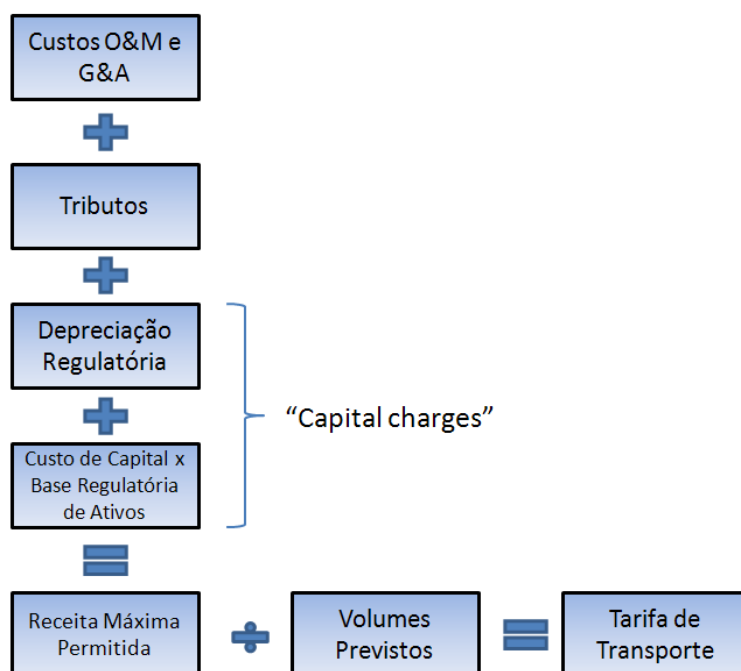
²⁴ HARRIS e LAPUERTA (2010).

²⁵ 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 tradicional²⁶ na medida em que, adotando-se a ótica da exploração da atividade de transporte de gás natural

²⁶ 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 Capital²⁷, 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 autorizado²⁸ 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 oportunidade²⁹ 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 riscos³⁰ 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

²⁷ QUEENSLAND COMPETITION AUTHORITY (1999).

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

²⁹ “(...) *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).

³⁰ “(...) *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 transporte³¹.

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.

³¹ “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^{32, 33}.

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”³⁴ 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*”)³⁵.

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.³⁶.

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.

³² 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*”.

³³ 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).

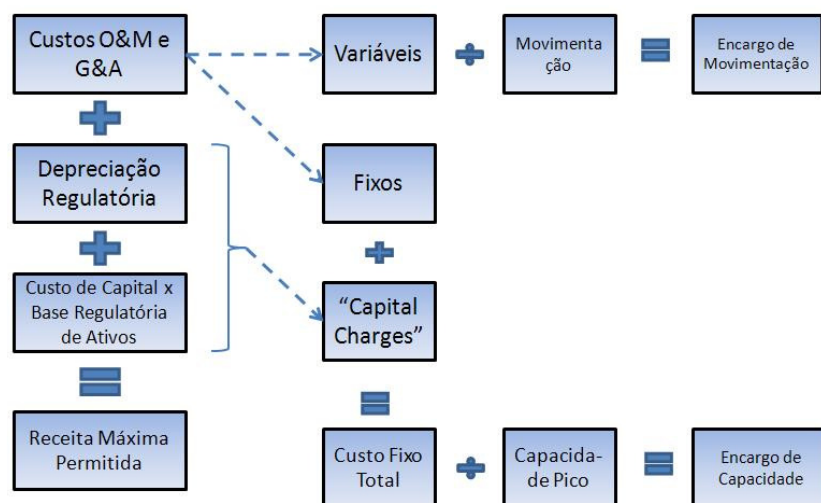
³⁴ O teste do Valor Presente Líquido é feito descontando-se cada valor recebido pelo transportador a título de “*Capital Charges*”, em cada ponto no tempo, pela taxa de retorno compatível com o risco da atividade de transporte de gás natural. O somatório dos valores descontados até uma data de referência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

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

³⁶ 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-linear³⁷, 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

³⁷ 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 adequado³⁸.

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\$/m³ 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\$/m³.km), onde o indicador de volume por unidade de distância (m³.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 m³) 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 (m³.km);

C_{ij} = capacidade contratada entre o ponto de entrega i e o ponto de recepção j (m³);

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 zonal³⁹.

A metodologia de tarifas ponto-a-ponto resulta no cálculo de um custo unitário (por exemplo, m³.km), que é aplicado ao transporte entre cada ponto de recepção e entrega.

³⁸ 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.

³⁹ 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 rede⁴⁰.

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 médio⁴¹.

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\$/m³ 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-discriminação 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 transporte⁴²: (i) Serviço de Transporte Firme (STF), contratado em capacidade disponível; (ii) Serviço de Transporte Interruptível (STI), contratado em capacidade ociosa; e

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

⁴¹ ALONSO *et al.* (2010).

⁴² 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, resumidamente⁴³:

“- 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 entrada⁴⁴ 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-discriminação⁴⁵.

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;

⁴³ LAPUERTA e MOSELLE (2002).

⁴⁴ 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”.

⁴⁵ “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 Pública⁴⁶ 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 existentes⁴⁷, estas foram ratificadas, passando contar com um prazo de duração de 30

⁴⁶ 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.

⁴⁷ 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 31⁴⁸:

“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 ANP⁴⁹. 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 compartilhada⁵⁰ e o repasse integral das reduções na tarifa de transporte ao preço de

⁴⁸ 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).

⁴⁹ 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.

⁵⁰ 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 STIs⁵¹, decorrentes da utilização de capacidade ociosa de transporte, descontados os

⁵¹ 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 atuais⁵², 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.

⁵² 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.) *Ensaio 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.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 15, DE 14.3.2014 - DOU 17.3.2014

A DIRETORA-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução de Diretoria nº 175, de 26 de fevereiro de 2014, e

Considerando que a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, nos termos da Lei nº [9.478](#), de 06 de agosto de 1997;

Considerando que o inciso VI do Art. 8º e o § 1º do Art. [58](#) da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, determinam que cabe à ANP estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário, assim como arbitrar seu valor e a forma de pagamento, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado;

Considerando que o Art. [28](#) da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, determina que 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;

Considerando que o Art. [31](#) da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, determina que ficam preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data da publicação da Lei nº [11.909](#), de 04 de março de 2009;

Considerando que o Art. [14](#) do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, determina que a ANP deverá definir os procedimentos necessários ao correto acompanhamento dos bens destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural e considerados vinculados à autorização ou concessão, inclusive os atinentes às operações de contabilidade das transportadoras;

Considerando que o Art. [44](#) do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, determina que o valor da indenização, por ocasião do término do prazo de vigência da autorização e da incorporação ao patrimônio da União dos bens vinculados será definido pela ANP e considerará metodologias de valoração de ativos, tais como o valor atual e o custo de reposição dos ativos, descontadas a depreciação e a amortização havidas até a data de encerramento da autorização,

Resolve:

Das Disposições Iniciais

Art. 1º Constitui objeto da presente Resolução estabelecer:

I - os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e

II - o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização.

Art. 2º Ficam estabelecidas as seguintes definições para fins desta Resolução:

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

II - Capacidade de Transporte: volume máximo diário de gás natural que o Transportador pode movimentar em um determinado Gasoduto de Transporte;

III - Capacidade Contratada de Transporte: volume diário de gás natural que o Transportador é obrigado a movimentar para o Carregador, nos termos do respectivo contrato de transporte;

IV - Capacidade Disponível: parcela da capacidade de movimentação do Gasoduto de Transporte que não tenha sido objeto de contratação sob a modalidade firme;

V - Capacidade Ociosa: parcela da capacidade de movimentação do Gasoduto de Transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada;

VI - Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em Gasoduto de Transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

VII - Carregador Inicial: é aquele cuja contratação de Capacidade de Transporte tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a construção do gasoduto, no todo ou em parte;

VIII - 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;

IX - Contrato de Serviço de Transporte: qualquer contrato firmado entre o Carregador e o transportador para prestação de serviço de transporte, incluindo seus aditivos;

X - Data de Início do Serviço de Transporte: data efetiva do início da prestação do serviço de transporte, nos termos do Contrato de Serviço de Transporte;

XI - Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput do art. 2º da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XII - Instalação de Transporte: conjunto de instalações necessárias à prestação do serviço de transporte dutoviário de gás natural, incluindo tubulações e instalações auxiliares (componentes e complementos);

XIII - Receita Máxima Permitida: valor, expresso em Reais por ano (R\$/ano), que representa o total da receita bruta anual a que um Transportador tem direito pela prestação dos Serviços de Transporte, exceto pela prestação do Serviço de Transporte Interruptível;

XIV - Serviço de Transporte: receber, movimentar e entregar volumes de gás natural por meio de gasodutos de transporte, nos termos do respectivo Contrato de Serviço de Transporte;

XV - Serviço de Transporte Extraordinário: modalidade de contratação de Capacidade Disponível, a qualquer tempo, e que contenha condição resolutiva, na hipótese de contratação da capacidade na modalidade firme;

XVI - Serviço de Transporte Firme: Serviço de Transporte no qual o Transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo Carregador até a Capacidade Contratada de Transporte estabelecida no contrato com o Carregador;

XVII - Serviço de Transporte Interruptível: Serviço de Transporte que poderá ser interrompido pelo Transportador, dada a prioridade de programação do Serviço de Transporte Firme;

XVIII - Tarifa de Transporte: valor a ser pago pelo Carregador ao Transportador pelo Serviço de Transporte, em conformidade com o disposto no Contrato de Serviço de Transporte celebrado entre as partes, o qual dispõe sobre as regras e condições específicas da contratação do serviço;

XIX - Tarifa Compartilhada: tarifa de transporte calculada com base nos custos, despesas e investimentos relacionados à Capacidade de Transporte existente somados aos custos, despesas e investimentos relacionados à Capacidade de Transporte resultante de ampliação da capacidade de transporte;

XX - Tarifa Incremental: tarifa de transporte calculada com base nos custos, despesas e investimentos relacionados exclusivamente à Capacidade de Transporte resultante de ampliação da capacidade de transporte;

XXI - Transportador: empresa autorizada ou concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto.

Art. 3º As Tarifas de Transporte de gás natural para Gasodutos de Transporte objeto de autorização serão propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP.

Parágrafo único. O disposto no caput se aplica aos Gasodutos de Transporte objetos de autorização cujas Tarifas de Transporte e os critérios de reajuste não tenham sido estabelecidos em Contrato de Serviço de Transporte até a data de publicação da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009.

Dos Critérios para o Cálculo das Tarifas de Transporte

Art. 4º O Serviço de Transporte prestado pelo Transportador será remunerado por meio de Tarifas de Transporte, as quais devem atender aos seguintes princípios:

I - representar a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável do Gasoduto de Transporte;

II - permitir que o Transportador obtenha receita suficiente para arcar com os seus custos e despesas vinculados à prestação do Serviço de Transporte, obrigações tributárias, assim como para a obtenção da remuneração justa e adequada do investimento em bens e instalações vinculados à prestação do Serviço de Transporte e a respectiva depreciação e amortização da Base Regulatória de Ativos, o que corresponde à sua Receita Máxima Permitida; e

III - não implicar tratamento discriminatório ou preferencial entre Carregadores.

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

I - os custos, despesas e investimentos incorridos em bases econômicas que efetivamente contribuam para a prestação do respectivo Serviço de Transporte;

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

III - uma remuneração justa e adequada do investimento durante a sua vida útil esperada.

§ 1º Os determinantes de custo de trata o inciso II do presente artigo devem observar a participação de cada Carregador e/ou Serviço de Transporte que lhe caiba na ocorrência desses custos e a qualidade relativa entre os tipos de Serviços de Transporte oferecidos.

§ 2º Qualquer projeção de custo, despesa ou investimento necessária para a determinação da Tarifa de Transporte deve adotar metodologias amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado.

§ 3º A remuneração do investimento de que trata o inciso III deste artigo deve proporcionar ao Transportador uma taxa de retorno sobre o capital condizente com os riscos envolvidos na prestação do Serviço de Transporte e as condições de financiamento prevalentes no mercado, podendo a taxa de retorno sobre o capital:

a) ser estabelecida com base na média ponderada dos retornos aplicáveis a cada uma das fontes de recursos disponíveis (capital próprio, capital de terceiros e qualquer outra fonte relevante de recursos), sendo tais retornos determinados através de um modelo financeiro amplamente reconhecido e adotado pelo mercado, tal como o método do custo médio ponderado de capital; ou

b) ser estabelecida com base em metodologias alternativas, desde que as mesmas sejam aprovadas pela ANP e estejam de acordo com as regras contidas neste parágrafo.

§ 4º A estrutura de capital a ser considerada para fins do § 3º deve ser compatível com uma estruturação financeira típica de um projeto de construção de Instalações de Transporte, sendo o custo da dívida aplicável ao projeto mensurado por meio da obtenção da taxa de juros já pactuada junto a um banco financiador, ou, alternativamente, a taxa de juros oferecida por um banco emprestador, de prazo similar ao do projeto, na data em que o projeto está sendo avaliado.

§ 5º Eventuais reduções no custo da dívida efetivamente incorridas devem ser informadas à ANP pelo Transportador.

Art. 6º Serão considerados bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural sob o regime de autorização aqueles ativos expressamente autorizados pela ANP.

§ 1º A autorização de que trata o caput deste artigo deve ocorrer previamente à realização do investimento por parte do Transportador e, no caso de ampliação ou alteração na instalação de Transporte, deverá ser solicitada pelo agente concomitantemente ao seu pedido à ANP para realizar a respectiva mudança na Instalação de Transporte sob sua responsabilidade.

§ 2º Apenas os bens e instalações autorizados pela ANP e considerados necessários à prestação de Serviço de Transporte poderão compor a Base Regulatória de Ativos para o estabelecimento da Receita Máxima Permitida.

§ 3º No caso de Gasodutos de Transporte em fase operacional, inclusive aqueles em operação na data de publicação desta Resolução, a metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos utilizada pela ANP deverá levar em consideração:

I - o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte;

II - o custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte;

III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte.

§ 4º O valor da Base Regulatória de Ativos de um Gasoduto de Transporte em fase operacional deve, preferencialmente, situar-se dentro dos limites determinados a partir da aplicação das metodologias contidas nos incisos I e II do § 3º deste artigo.

§ 5º O método de depreciação empregado para descontar o valor dos ativos deve ser amplamente reconhecido e adotado pelo mercado, tal como o método linear (ou quotas constantes), devendo o cálculo de depreciação refletir ao máximo a respectiva perda de valor econômico dos bens e instalações pelo uso, ação da natureza ou obsolescência, considerando a respectiva vida útil para cada grupo de bens e instalações.

§ 6º O método de amortização empregado para descontar o valor dos ativos deve ser amplamente reconhecido e adotado como boa prática contábil pelo mercado, devendo o cálculo de amortização refletir ao máximo a respectiva perda de capital, estar compatível com a vida útil econômica do ativo e ser aplicado uniformemente.

§ 7º Em se tratando de Gasodutos de Transporte que não se encontram em fase de operação, o valor da Base Regulatória de Ativos será o custo de investimento efetivamente incorrido na sua fase de construção.

§ 8º O acompanhamento da Base Regulatória de Ativos dos Gasodutos de Transporte e as autorizações para investimento de que trata o § 2º deste artigo serão publicados pela ANP, obedecendo aos princípios da publicidade e transparência.

Art. 7º Para a prestação de Serviço de Transporte Firme em Gasodutos de Transporte objetos de autorização, os Transportadores devem, ao início do processo de Chamada Pública para contratação de Capacidade de Transporte, encaminhar para aprovação da ANP sua proposta de Tarifa de Transporte, que contenha, pelo menos, o seguinte:

I - a apresentação da estruturação financeira do projeto com a identificação de todas as fontes de financiamento consideradas no projeto, as condições da captação do capital de terceiros e qualquer informação necessária para a correta compreensão de cada instrumento financeiro apresentado;

II - o fluxo de caixa descontado referente ao projeto;

III - a memória de cálculo da taxa de desconto utilizada no fluxo descontado referente ao projeto de que trata o inciso II;

IV - os investimentos já realizados, quando aplicável, e a projeção dos gastos com a definição, aquisição, construção, instalação e montagem do Gasoduto de Transporte, divididos, no mínimo, entre as seguintes categorias:

a) duto (linha-tronco e ramais);

b) complementos (pontos de recebimento, pontos de entrega, estações de medição, estações de compressão, dentre outros);

c) componentes e equipamentos (lançadores e recebedores de "pigs" e esferas, válvulas, flanges, juntas, dentre outros);

d) construção e montagem (preparação de faixa do gasoduto, travessias e cruzamentos, condicionamento, comissionamento etc.);

e) licenciamento ambiental;

f) liberação, uso ou compartilhamento da faixa de servidão ou servidão administrativa;

g) administração da obra; e

h) projeto de engenharia (estudos de viabilidade, projeto básico, projeto executivo, etc.);

V - a projeção dos custos de operação e manutenção, além das despesas gerais e administrativas;

VI - o grau de incerteza associado à projeção dos parâmetros dos incisos IV e V;

VII - a capacidade de transporte planejada, ou a Capacidade de Transporte aferida, conforme o caso;

VIII - a projeção da demanda por Capacidade Contratada de Transporte;

IX - o critério de reajuste da Tarifa de Transporte, assim como a projeção do seu índice de reajuste; e

X - o poder calorífico de referência do gás natural.

§ 1º A ANP analisará a proposta de Tarifa de Transporte apresentada pelo Transportador solicitante no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data de sua entrega.

§ 2º A ANP poderá solicitar ao Transportador informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no § 1º do presente artigo passa a ser contado da data de entrega destas informações.

Art. 8º A Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Firme será estruturada, no mínimo, com base nos seguintes encargos:

I - Encargo de capacidade de entrada: destinado a cobrir os investimentos relacionados à capacidade de recebimento, e os custos e as despesas fixos da prestação do Serviço de Transporte Firme;

II - Encargo de capacidade de transporte: destinado a cobrir os investimentos relacionados à Capacidade de Transporte;

III - Encargo de capacidade de saída: destinado a cobrir os investimentos relacionados à capacidade de entrega;

IV - Encargo de movimentação: destinado a cobrir os custos e as despesas variáveis com a movimentação de gás.

Parágrafo único. A parcela dos custos e despesas fixos relacionados à capacidade de entrega, de forma compatível com sua natureza, pode ser alocada no encargo de capacidade de saída.

Art. 9º A Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Interruptível será estruturada com base em um único encargo volumétrico, tomando como referência o Serviço de Transporte Firme, devendo

seu valor ser estabelecido em função da sua probabilidade de interrupção, do fator de carga do(s) Serviço(s) de Transporte Firme prestado(s), dos custos e despesas adicionais do Transportador, quando aplicável, e das demais condições da prestação do Serviço de Transporte Interruptível.

§ 1º O Transportador repassará aos Carregadores detentores de Contratos de Serviço de Transporte em modalidade firme, na forma de desconto na Tarifa de Transporte aplicável a este serviço, 90% (noventa por cento) do resultado da contratação de Serviços de Transporte Interruptíveis, decorrentes da utilização de Capacidade Ociosa, descontados os tributos a serem recolhidos, de forma proporcional ao valor de cada Contrato de Serviço de Transporte em modalidade firme no correspondente percurso utilizado.

§ 2º A parcela de 10% (dez por cento) da Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Interruptível destinada ao Transportador não será considerada para o cálculo da Receita Máxima Permitida.

§ 3º O Transportador deve encaminhar para aprovação da ANP, no prazo de 60 (sessenta) dias antes da Data de Início do Serviço de Transporte, a proposta de Tarifa de Transporte de que trata o caput do presente artigo acompanhada da memória de cálculo, os gastos projetados e a comprovação dos gastos efetivamente realizados para a prestação do Serviço de Transporte Interruptível ofertado.

Art. 10. A Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Extraordinário será estruturada de acordo com o disposto no art. 8º da presente Resolução, devendo seu valor ser estabelecido a partir dos custos, despesas e investimentos relacionados à Capacidade Contratada de Transporte e à Capacidade Disponível existentes, somados aos gastos relacionados à demanda adicional por Capacidade Contratada de Transporte, assim como nas condições da prestação do Serviço de Transporte Extraordinário.

§ 1º As receitas decorrentes da prestação do Serviço de Transporte Extraordinário deverão ser revertidas para a redução das Tarifas de Transporte do Serviço de Transporte Firme, quando couber, e da respectiva remuneração dos ativos efetivamente empregados na prestação do(s) Serviço(s) de Transporte, assim como para a cobertura dos custos e despesas adicionais do Transportador.

§ 2º O Transportador deve encaminhar para aprovação da ANP, no prazo de 60 (sessenta) dias antes da Data de Início do Serviço de Transporte, a sua proposta de Tarifa de Transporte de que trata o caput do presente artigo acompanhada da memória de cálculo, os gastos projetados e a comprovação dos gastos efetivamente realizados para a prestação do Serviço de Transporte Extraordinário ofertado.

Art. 11. A Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Firme deve ser utilizada como referência para a determinação das Tarifas de Transporte aplicáveis aos demais Serviços de Transporte.

Parágrafo único. O Transportador deve encaminhar para aprovação da ANP, no prazo de 60 (sessenta) dias antes da Data de Início do Serviço de Transporte, a proposta de Tarifa de Transporte de que trata o caput do presente artigo acompanhada da memória de cálculo, os gastos projetados e a comprovação dos gastos efetivamente realizados para a prestação do respectivo Serviço de Transporte ofertado.

Art. 12. As Tarifas de Transporte poderão ser reajustadas a cada 12 (doze) meses contados a partir da data do seu estabelecimento.

Parágrafo único. O critério de reajuste da Tarifa de Transporte de que trata o caput deve conter em sua composição índice de preço geral, setorial ou que reflita a variação dos custos da prestação do Serviço de Transporte aplicável, ou uma combinação destes índices.

Do Procedimento para a Homologação da Tarifa de Transporte em Gasoduto de Transporte Objeto de Autorização

Art. 13. O Transportador deve encaminhar para homologação da ANP, no prazo de 60 (sessenta) dias antes da Data de Início do Serviço de Transporte, as Tarifas de Transporte aplicáveis à prestação do Serviço de Transporte Firme em Gasodutos de Transporte objetos de autorização, de maneira a contemplar os custos, as despesas e os gastos com a aquisição, construção, montagem e instalação do Gasoduto de Transporte efetivamente realizados, assim como revisão dos investimentos, custos e despesas projetados.

§ 1º O Transportador deve remeter à ANP a comprovação dos gastos efetivamente realizados, assim como a revisão dos investimentos, custos e despesas projetados, em anexo ao encaminhamento da Tarifa de Transporte a ser aplicada.

§ 2º A comprovação dos gastos efetivamente realizados durante a fase de construção do Gasoduto de Transporte, assim como a revisão da projeção dos custos, despesas e investimentos na fase operacional, os quais devem situar-se dentro de seus respectivos valores mínimos e máximos, estabelecidos a partir da aplicação dos graus de incerteza associados às suas estimativas originais de que trata o inciso VI do art. 7º desta Resolução, sob pena de não homologação da Tarifa de Transporte pela ANP.

Art. 14. O não atendimento ao disposto no art. 13 desta Resolução ensejará a não homologação da Tarifa de Transporte aplicável à prestação do Serviço de Transporte Firme por parte da ANP, não sendo esta, portanto, válida.

Da Tarifa Compartilhada e da Tarifa Incremental

Art. 15. O Carregador Inicial ou existente que já detenha um Contrato de Serviço de Transporte em modalidade firme em Gasoduto de Transporte sob o regime de autorização no qual haja investimento em

ampliação da Capacidade de Transporte, poderá optar pela adoção da Tarifa Compartilhada, desde que igualadas as suas condições operacionais àquelas previstas nos novos Contratos de Serviço de Transporte em modalidade firme.

§ 1º Com a adoção da Tarifa Compartilhada, as Tarifas de Transporte e as condições operacionais do Contrato de Serviço de Transporte em modalidade firme vigente antes da referida ampliação da Capacidade de Transporte serão ajustadas de modo a observar a igualdade de condições previstas no caput.

§ 2º Caso somente uma parte dos Carregadores que já tenham firmado Contratos de Serviço de Transporte em modalidade firme opte pela adoção da Tarifa Compartilhada, o cálculo da mesma será efetuado com base apenas nos Contratos de Serviço de Transporte em modalidade firme destes Carregadores.

§ 3º Caso nenhum Carregador Inicial ou existente opte pela Tarifa Compartilhada, será adotada a Tarifa Incremental para os novos Carregadores.

Das Hipóteses de Revisão da Tarifa de Transporte

Art. 16. A aprovação de investimento de que trata o art. 6º desta Resolução implicará a revisão da Tarifa de Transporte de Gasodutos de Transporte sob o regime de autorização, de maneira a contemplar a inclusão dos novos bens e instalações na Base Regulatória de Ativos, cujo novo valor deverá ser homologado pela ANP.

Art. 17. A desativação, temporária ou permanente, de Instalações de Transporte pelo Transportador implicará a revisão da Tarifa de Transporte de Gasodutos de Transporte sob o regime de autorização, de maneira a contemplar a alteração dos bens e instalações na Base Regulatória de Ativos.

Art. 18. A criação, alteração, suspensão ou extinção de qualquer tributo ou encargo legal que tenha impacto nas receitas do Transportador autorizado, exceto tributos sobre a renda, implicará revisão da Tarifa de Transporte de Gasodutos de Transporte sob o regime de autorização, para mais ou para menos, conforme o caso.

Art. 19. As Tarifas de Transporte aplicáveis à prestação do Serviço de Transporte Firme aprovadas pela ANP serão revisadas periodicamente a cada 5 (cinco) anos, a contar da Data de Início do Serviço de Transporte.

§ 1º O processo de revisão periódica tem como objetivo a atualização e a adequação da metodologia e dos parâmetros utilizados para o cálculo da remuneração do investimento às condições macroeconômicas e de mercado prevalentes no país.

§ 2º A ANP, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias antes da data-base para revisão, solicitará ao Transportador o encaminhamento da proposta de revisão das Tarifas de Transporte.

§ 3º A revisão de que trata o caput implicará o recálculo das Tarifas de Transporte aplicáveis aos demais Serviços de Transporte que tenham sido determinadas em função do Serviço de Transporte Firme.

Art. 20. As revisões das Tarifas de Transporte, para mais ou para menos, de que tratam os arts. 16, 17, 18 e 19 da presente Resolução devem ser obrigatoriamente homologadas pela ANP.

Parágrafo único. A ANP conduzirá os processos a que se refere o caput deste artigo obedecendo aos princípios da publicidade e transparência.

Das Disposições Finais

Art. 21. As reduções nas Tarifas de Transporte referentes ao Serviço de Transporte Firme, advindas da aplicação de Tarifa Compartilhada, do repasse do resultado da venda de Serviços de Transporte Interruptíveis ou da reversão das receitas do Serviço de Transporte Extraordinário, estarão condicionadas à comprovação, por parte do Carregador, do repasse integral ao preço de venda do gás natural, caso este seja comercializado.

Parágrafo único. A ausência de comprovação de que trata o caput será informada pela ANP ao Transportador, o qual deverá, conforme o caso:

I - reverter a Tarifa Compartilhada para Tarifa Incremental;

II - converter o desconto na Tarifa de Transporte, de que trata o § 1º do **Art. 9º**, em descontos aplicáveis à própria modalidade interruptível;

III - reverter as receitas do Serviço de Transporte Extraordinário em descontos aplicáveis à própria modalidade.

Art. 22. A ANP poderá, a seu critério, exigir do Transportador os registros contábeis relativos ao projeto ou a apresentação de relatório de auditoria independente específico do Gasoduto de Transporte cuja Tarifa de Transporte se encontra em processo de aprovação ou homologação, para a verificação do atendimento ao disposto nos arts. 4º, 5º e 6º desta Resolução.

Art. 23. As Tarifas de Transporte aplicáveis a qualquer tipo de Serviço de Transporte, assim como seus critérios de reajuste, deverão ser comunicadas à ANP pelos Transportadores e divulgadas ao mercado em link na página principal do sítio eletrônico do Transportador, com acesso livre a qualquer interessado.

Art. 24. O não atendimento ao disposto nesta Resolução sujeita o infrator às sanções administrativas previstas na Lei nº [9.847](#), de 26 de outubro de 1999 e no Decreto nº [2.953](#), de 28 de janeiro de 1999 ou em legislação que a substitua, sem prejuízo das penalidades de natureza civil e penal.

Art. 25. Os casos não contemplados nesta Resolução serão objeto de análise e deliberação pela ANP.

Art. 26. Fica revogada a Resolução ANP nº [29](#), de 14 de outubro de 2005.

Art. 27. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD



"Este texto não substitui o publicado no Diário Oficial da União"

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

RESOLUÇÃO ANP Nº 11, DE 16.3.2016 - DOU 18.3.2016

A DIRETORA-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução de Diretoria nº 161, de 11 de março de 2016, e

Considerando que a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, nos termos da Lei nº [9.478](#), de 06 de agosto de 1997;

Considerando que o acesso aos gasodutos de transporte é assegurado por Lei e se dá por meio da contratação de serviço de transporte entre transportadores e carregadores, com observância aos princípios da publicidade, da transparência e da isonomia entre os agentes;

Considerando o Art. 8º, Inciso XXI da Lei nº [9.478](#), de 06 de agosto de 1997, que determina que os contratos de transporte e de interconexão entre instalações de transporte, inclusive as procedentes do exterior, devem ser registrados na ANP;

Considerando o Art. 24, Inciso III da Lei nº [11.909](#), de 04 de março de 2009, que estabelece que o transportador deve submeter à aprovação da ANP a minuta de contrato padrão a ser celebrado com os carregadores;

Considerando o art. [34](#) da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, que estabelece que o acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível, dar-se-á mediante chamada pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia;

Considerando a Portaria MME nº [472](#), de 05 de agosto de 2011, que estabelece as diretrizes para o processo de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural;

Considerando o Art. 35 da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, que estabelece que a ANP deverá disciplinar a cessão de capacidade de transporte contratada sob a modalidade firme, de forma a preservar os direitos do transportador;

Considerando o Parágrafo Único do Art. 48 do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, que considera a troca operacional como uma forma de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte;

Considerando o Art. 15 do Decreto nº 7.382, de 02 de dezembro de 2010, que dispõe que a troca operacional de gás natural, denominada swap, deverá ser solicitada aos transportadores pelos carregadores interessados, nos termos da regulação estabelecida pela ANP;

Resolve:

Das Disposições Iniciais

Art. 1º Constitui objeto da presente Resolução regulamentar:

I - a oferta de Serviços de Transporte pelos Transportadores;

II - a Cessão de Capacidade Contratada sob a modalidade firme;

III - a Troca Operacional de gás natural;

IV - a aprovação e o registro dos Contratos de Serviço de Transporte de gás natural; e

V - a promoção dos processos de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural.

Art. 2º Para os fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Acordo de Cessão de Capacidade: instrumento contratual, celebrado entre Cedente e Cessionário, que estabelece as bases sobre as quais é efetuada a operação de Cessão de Capacidade Contratada;

II - Acordo de Interconexão ou Contrato de Interconexão: instrumento contratual que estabelece as bases da cooperação operacional entre partes adjacentes, celebrado entre Transportadores, ou entre Transportador e agentes titulares de outras instalações cuja interconexão a Gasoduto de Transporte é prevista pela legislação, no âmbito da importação de gás natural por meio de gasoduto ou da movimentação de gás natural em território nacional;

III - Capacidade Contratada de Entrega: capacidade diária que o Transportador se obriga a disponibilizar para o Carregador em determinado Ponto de Entrega, conforme o respectivo Contrato de Serviço de Transporte;

IV - Capacidade Contratada de Recebimento: capacidade diária que o Transportador se obriga a disponibilizar para o Carregador em determinado Ponto de Recebimento, conforme o respectivo Contrato de

Serviço de Transporte;

V - Capacidade Contratada de Transporte: volume diário de gás natural que o Transportador é obrigado a movimentar para o Carregador, nos termos do respectivo contrato de transporte;

VI - Capacidade Disponível: parcela da capacidade de movimentação do Gasoduto de Transporte que não tenha sido objeto de contratação sob a modalidade firme;

VII - Capacidade Ociosa: parcela da capacidade de movimentação do Gasoduto de Transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada;

VIII - Capacidade Técnica de Transporte: parcela da Capacidade de Transporte que se destina à contratação nas modalidades firme e extraordinária, obtida após a dedução da Margem Operacional e do Gás de Uso do Sistema;

IX - Capacidade de Transporte: volume máximo diário de gás natural que o Transportador pode movimentar em um determinado Gasoduto de Transporte;

X - Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em Gasoduto de Transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP;

XI - Carregador Inicial: é aquele cuja contratação de Capacidade de Transporte tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar a construção do gasoduto, no todo ou em parte;

XII - Carregador Interessado: agente que solicita formalmente o Serviço de Transporte;

XIII - Cedente: Carregador, titular de um Contrato de Serviço de Transporte firme, que cede seu direito à utilização da Capacidade Contratada de Transporte sob a modalidade firme, no todo ou em parte, a um terceiro não Transportador;

XIV - Cessão de Capacidade Contratada ou Cessão: transferência, no todo ou em parte, do direito de utilização da Capacidade Contratada de Transporte sob a modalidade firme;

XV - Cessionário: terceiro, não Transportador, beneficiado do direito advindo da Cessão de Capacidade Contratada;

XVI - 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;

XVII - Chamada Pública Coordenada: 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, de maneira coordenada com outras Chamadas Públicas;

XVIII - Congestionamento Contratual: situação na qual a demanda por contratação de Serviço de Transporte Firme e Extraordinário excede a Capacidade Técnica de Transporte, mas esta não se encontra plenamente utilizada;

XIX - Congestionamento Físico: situação na qual a demanda por contratação de Serviço de Transporte Firme e Extraordinário excede a Capacidade Técnica de Transporte, quando esta se encontra plenamente utilizada;

XX - Contrato de Serviço de Transporte: qualquer contrato firmado entre o Carregador e o Transportador para prestação de Serviço de Transporte, incluindo seus aditivos;

XXI - Data de Início do Serviço de Transporte: data efetiva do início da prestação do Serviço de Transporte, nos termos do Contrato de Serviço de Transporte;

XXII - Desequilíbrio: diferença entre os volumes injetados na Instalação de Transporte pelo Carregador, ou por quem este venha a indicar, e os volumes retirados pelo Carregador, ou por quem este venha a indicar, devendo ser descontados os volumes de gás natural referentes ao Gás de Uso no Sistema e às perdas extraordinárias, durante um determinado período de tempo;

XXIII - Gás de Uso no Sistema: volume de gás natural necessário para a operação da Instalação de Transporte, incluindo, sem se limitar a, o gás combustível, o gás não contado e as perdas operacionais;

XXIV - Gasoduto de Referência: projeto de gasoduto utilizado para efeito da definição das tarifas e receitas anuais máximas a serem consideradas nas Chamadas Públicas e nas licitações das concessões;

XXV - Gasoduto de Transferência: duto destinado à movimentação de gás natural, considerado de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural;

XXVI - Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput do Art. 2º da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-

se o disposto no § 2º do Art. 25 da Constituição Federal;

XXVII - Gerenciamento de Congestionamento Contratual: gerenciamento da oferta e utilização da Capacidade Técnica de Transporte com o objetivo de sua maximização e otimização, em função da existência de Congestionamento Contratual;

XXVIII - Instalação de Transporte: conjunto de instalações necessárias à prestação do serviço de transporte dutoviário de gás natural, incluindo tubulações e instalações auxiliares (componentes e complementos);

XXIX - Margem Operacional: parcela da Capacidade de Transporte que possibilita o Transportador acomodar as flutuações comerciais e operacionais dos Serviços de Transporte ofertados, necessária para a eficiente e segura operação da Instalação de Transporte;

XXX - Percurso: trajeto entre o Ponto de Recebimento e o Ponto de Entrega;

XXXI - Ponto de Entrega: ponto nos Gasodutos de Transporte no qual o gás natural é entregue pelo Transportador ao Carregador ou a quem este venha a indicar;

XXXII - Ponto de Interconexão: constitui a região onde fisicamente ocorre a ligação entre dois ou mais equipamentos, processos ou sistemas de transferência, transporte ou estocagem, na qual é instalado um ou mais sistemas de medição;

XXXIII - Ponto de Recebimento: ponto nos Gasodutos de Transporte no qual o gás natural é entregue ao Transportador pelo Carregador ou por quem este venha a indicar;

XXXIV - Pontos Relevantes: complementos, tais como Pontos de Recebimento e Entrega de gás natural, Pontos de Interconexão com outras Instalações de Transporte e com terminais de gás natural liquefeito (GNL), e outros complementos existentes relacionados à viabilização do acesso por terceiros interessados;

XXXV - Processo ou Mecanismo de Alocação de Capacidade: processo ou mecanismo que estabelece a ordem de prioridade e/ou a atribuição de capacidade entre Carregadores Interessados na contratação de Capacidade de Transporte de forma transparente e não-discriminatória;

XXXVI - Serviço de Transporte: receber, movimentar e entregar volumes de gás natural por meio de Gasodutos de Transporte, nos termos do respectivo Contrato de Serviço de Transporte;

XXXVII - Serviço de Transporte Extraordinário: modalidade de contratação de Capacidade Disponível, a qualquer tempo, e que contenha condição resolutiva, na hipótese de contratação da capacidade na modalidade firme;

XXXVIII - Serviço de Transporte Firme: Serviço de Transporte no qual o Transportador se obriga a programar e transportar o volume diário de gás natural solicitado pelo Carregador até a Capacidade Contratada de Transporte estabelecida no contrato com o Carregador;

XXXIX - Serviço de Transporte Interruptível: Serviço de Transporte que poderá ser interrompido pelo Transportador, dada a prioridade de programação do Serviço de Transporte Firme;

XL - Tarifa de Transporte: valor a ser pago pelo Carregador ao Transportador pelo Serviço de Transporte, em conformidade com o disposto no Contrato de Serviço de Transporte celebrado entre as partes, o qual dispõe sobre as regras e condições específicas da contratação do serviço;

XLI - Tarifa de Transporte Máxima: valor máximo, definido no processo de Chamada Pública, a ser pago a título de Tarifa de Transporte pelo Carregador ao Transportador;

XLII - Termos de Acesso: termos e condições, tarifários e não-tarifários, para acesso de terceiros a Instalações de Transporte que possibilitem a potenciais Carregadores informações suficientes para a efetiva contratação dos Serviços de Transporte oferecidos pelo Transportador, levando em conta o prazo e as especificidades dos Serviços de Transporte;

XLIII - Termo de Compromisso de Compra de Capacidade de Transporte ou Termo de Compromisso: documento a ser celebrado junto à ANP, por meio do qual o Carregador se compromete, de forma irrevogável e irretroatável, a adquirir a Capacidade de Transporte alocada por meio de processo de Chamada Pública;

XLIV - Transportador: empresa autorizada ou concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto;

XLV - Troca Operacional ou Swap: Serviço de Transporte, prestado pelo Transportador, no qual os fluxos físico e contratual diferem, no todo ou em parte, contribuindo para a operação eficiente da Instalação de Transporte;

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

XLVII - Zona de Recebimento: área geográfica limitada, contendo um ou mais Pontos de Recebimento.

Parágrafo único. As capacidades de que tratam os Incisos V, VI, VII, VIII e IX referem-se ao volume

diário de gás natural que pode ser retirado em um ou mais Pontos de Entrega de uma Instalação de Transporte, calculado via simulação termo-hidráulica.

Dos Serviços de Transporte

Art. 3º O Transportador deve permitir o acesso não discriminatório de terceiros às suas Instalações de Transporte, mediante remuneração adequada, calculada segundo os critérios estabelecidos pela ANP.

§ 1º A oferta integral de Capacidade Disponível e Capacidade Ociosa é obrigatória por parte do Transportador, seja para contratação em modalidade firme, interruptível ou extraordinária, observado o disposto no Art. 27 desta Resolução.

§ 2º A oferta integral da Troca Operacional é obrigatória por parte do Transportador, em todos os Pontos Relevantes da Instalação de Transporte onde seja aplicável.

Art. 4º O Transportador deverá permitir a interconexão de outras Instalações de Transporte e de instalações de transferência, assim como outras instalações previstas pela legislação, nos termos da regulação estabelecida pela ANP, respeitadas as especificações do gás natural estabelecidas pela ANP e os direitos dos Carregadores existentes.

§ 1º No caso da interconexão entre Transportadores, estes deverão cooperar para harmonizar os procedimentos operacionais e comerciais com o objetivo de eliminar barreiras à contratação e utilização da Capacidade de Transporte que envolva Instalações de Transporte operadas por Transportadores distintos.

§ 2º A harmonização de que trata o § 1º também abrange a viabilização da Troca Operacional entre as Instalações de Transporte operadas por Transportadores distintos.

§ 3º A interconexão com outras instalações de que trata o caput, incluindo interconexão de fronteira com gasodutos de transporte, deverá ser disciplinada por meio de Acordo de Interconexão registrado na ANP.

§ 4º A ANP, mediante solicitação, arbitrará eventuais conflitos concernentes à interconexão de instalações operadas por agentes distintos relacionados ao acesso a Gasodutos de Transporte.

Art. 5º O Transportador deve apresentar as formas de acesso às suas Instalações de Transporte por meio de Termos de Acesso que contenham as Tarifas de Transporte aplicáveis e outros termos e condições relacionadas ao acesso de terceiros para cada Serviço de Transporte oferecido a potenciais Carregadores.

Art. 6º A oferta e a utilização do Serviço de Transporte Firme têm prioridade sobre a oferta e utilização dos Serviços de Transporte não-firmes.

Parágrafo único. A programação de recebimento e entrega do volume de gás natural destinado ao Serviço de Transporte Firme tem prioridade sobre a programação do Serviço de Transporte Interruptível, nos respectivos Pontos de Recebimento e Pontos de Entrega.

Art. 7º Respeitado o período de exclusividade, quando a ANP identificar Congestionamento Contratual prolongado, causado pela não utilização de capacidade contratada em modalidade firme de modo sistemático, deverá determinar procedimentos específicos de Gerenciamento de Congestionamento Contratual, com o objetivo de que a respectiva capacidade seja novamente oferecida ao mercado.

Art. 8º O Serviço de Transporte Extraordinário deve ser oferecido pelo prazo máximo de 1 (um) ano, cabendo ao Transportador promover o Processo de Alocação de Capacidade para esse serviço com periodicidade anual ou inferior.

Parágrafo único. No caso da contratação e não utilização do serviço pelo Carregador, de acordo com as regras estabelecidas pela ANP ou no Contrato de Serviço de Transporte, o Transportador deve assegurar que a respectiva Capacidade Disponível seja novamente oferecida ao mercado por meio de processo de Gerenciamento de Congestionamento Contratual.

Art. 9º O Transportador deve desenvolver e disponibilizar plataforma eletrônica de utilização pública, gratuita, e livre da obrigação de identificação por parte dos potenciais Carregadores Interessados, que permita a consulta das disponibilidades, possibilidades de acesso e tarifas de transporte por Ponto Relevante sob responsabilidade do Transportador, para todas as modalidades de Serviço de Transporte oferecidas, assim como possibilite o recebimento de solicitações de acesso por parte de Carregadores Interessados identificados.

§ 1º A plataforma eletrônica deve conter as seguintes informações, atualizadas permanentemente:

I - fluxos físicos do gás natural;

II - características técnicas e operacionais da Instalação de Transporte;

III - Capacidade Disponível, capacidade em fluxo oposto ao fluxo físico e Capacidade Ociosa por Ponto Relevante, para prestação de novos Serviços de Transporte, inclusive Troca Operacional, nas melhores condições operacionais avaliadas via simulação termo-hidráulica, incluindo a previsão de:

a) disponibilidade para, no mínimo, os próximos 7 (sete) anos, em base rolante, para a prestação de Serviço de Transporte Firme; e

b) disponibilidade e ociosidade para, no mínimo, os próximos 2 (dois) anos, em base rolante, para os demais Serviços de Transporte não-firmes;

IV - capacidades contratadas, por Contrato de Serviço de Transporte celebrado;

V - relatório(s) de simulação termo-hidráulica, que:

a) reflita(m) as condições estabelecidas nos contratos já firmados; e

b) fundamente(m) a avaliação das Capacidades Disponíveis para prestação de novos serviços de transporte nas melhores condições operacionais, conforme estabelece o inciso III deste artigo;

VI - referência aos Termos de Acesso para cada Serviço de Transporte, contendo os termos e condições tarifários e não-tarifários;

VII - resumo das solicitações de acesso efetuadas, de modo a mostrar a demanda por acesso por Ponto Relevante e Instalação de Transporte; e

VIII - resumo das ofertas de Cessão de Capacidade Contratada informadas ao Transportador por Carregadores.

§ 2º Estão resguardadas as informações cujo sigilo é justificado por questões comerciais.

§ 3º O sigilo das informações poderá ser reduzido caso a publicação destas seja imprescindível para possibilitar o acesso de terceiros às Instalações de Transporte sob responsabilidade do Transportador, observado o disposto no § 2º do Art. 5º do Decreto nº 7.724, de 16 de maio de 2012.

§ 4º A ANP será responsável por avaliar a pertinência das solicitações de sigilo da informação e só determinará sua publicação de forma justificada.

Art. 10. O Carregador Interessado deverá apresentar ao Transportador solicitação de acesso mediante plataforma eletrônica disponibilizada pelo Transportador contendo, no mínimo:

I - modalidade(s) de Serviço de Transporte pretendida(s);

II - período(s) em que o serviço será requisitado;

III - capacidade a ser utilizada; e

IV - Ponto(s) de Recebimento/Interconexão e Ponto(s) de Entrega/Interconexão a serem utilizados.

§ 1º A solicitação de acesso referente à Troca Operacional deve conter também a garantia de segurança e confiabilidade da injeção e/ou retirada de gás natural na Instalação de Transporte.

§ 2º O Transportador deve responder ao Carregador Interessado no prazo máximo de 20 (vinte) dias úteis ou no prazo estabelecido nos Termos de Acesso do respectivo Serviço de Transporte, se inferior, comunicando:

I - a confirmação de que o Serviço de Transporte pode ser prestado nas melhores condições operacionais avaliadas via simulação termo-hidráulica, acompanhada dos termos e condições para o acesso; ou

II - a necessidade de maior aprofundamento da análise em curso pelo Transportador, acompanhada de detalhes da mesma, tais como seu escopo, cronograma e os eventuais custos a serem suportados pelo Carregador Interessado; ou

III - a negativa fundamentada de acesso, com justificativa baseada em parâmetros técnicos e econômicos, por escrito, assim como a indicação de quando o Serviço de Transporte estará disponível no futuro.

§ 3º Nos casos descritos nos incisos II e III do § 2º o Transportador deve encaminhar à ANP cópia da comunicação feita ao Carregador Interessado.

§ 4º No caso descrito no inciso III do § 2º a ANP, mediante solicitação do Carregador Interessado, avaliará as bases sobre as quais a negativa foi justificada e deliberará sobre sua procedência.

§ 5º Até a data da assinatura do Contrato de Serviço de Transporte, o Carregador deverá encaminhar ao Transportador a manifestação do concessionário estadual de distribuição de gás natural acerca da disponibilidade de sua rede de distribuição para atender a Capacidade Contratada de Entrega.

Art. 11. O Transportador deve produzir relatórios mensais de monitoramento da utilização da capacidade nos Pontos Relevantes e do Congestionamento Físico e Contratual da Instalação de Transporte, distinguindo a utilização por cada tipo de Serviço de Transporte oferecido, para cada Instalação de Transporte sob sua responsabilidade e por Ponto Relevante.

Parágrafo único. Os relatórios de monitoramento de que trata o caput devem ser submetidos à aprovação da ANP em até 10 (dez) dias após o encerramento de cada mês e, após aprovados, devem ser anexados aos Termos de Acesso e tornados públicos.

Art. 12. O Transportador não poderá comprar ou vender gás natural, sendo-lhe permitida, apenas, a aquisição dos volumes necessários ao Gás de Uso do Sistema e para formação e manutenção do

empacotamento mínimo necessário para a prestação do Serviço de Transporte.

Parágrafo único. O custo para a aquisição dos volumes de gás natural a que se refere o caput deve ser claramente identificado e seu repasse para as Tarifas de Transporte deve obedecer às premissas de alocação de custos entre os Carregadores estabelecidas nos Termos de Acesso.

Dos Termos de Acesso

Art. 13. Os Termos de Acesso devem respeitar os seguintes princípios:

I - devem ser observadas as leis e regulamentações aplicáveis;

II - o acesso de terceiros à infraestrutura de transporte existente deve ser ofertado e concedido sempre que possível, desde que resguardada a segurança operacional, de modo a permitir a efetiva competição nas atividades de produção e comercialização de gás natural;

III - os Transportadores devem envidar os melhores esforços para evitar que o acesso de terceiros seja restringido em decorrência do Congestionamento Contratual da Instalação de Transporte, bem como em função dos Mecanismos de Alocação de Capacidade aplicados.

Art. 14. Os Termos de Acesso devem conter os seguintes elementos mínimos:

I - termos e condições tarifários:

a) proposta de Tarifas de Transporte aplicáveis aos Serviços de Transporte oferecidos, com memória de cálculo detalhada, obedecendo aos critérios e estruturação estabelecidos pela Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, ou regulação superveniente;

b) descrição das formas de pagamento e de eventuais mecanismos de incentivo utilizados; e

c) descrição das premissas de alocação de custos entre os Carregadores de cada Instalação de Transporte.

II - termos e condições não-tarifários:

a) descrição dos Serviços de Transporte ofertados;

b) descrição detalhada de cada Instalação de Transporte sob sua responsabilidade, contendo informações operacionais de cada um de seus Pontos Relevantes no(s) duto(s) principal(is) e ramal(is) do gasoduto para acesso de terceiros, com indicação dos fluxos predominantes e Percursos relevantes para recebimento e entrega de gás natural;

c) minuta de contrato padrão a ser celebrado com os Carregadores, conforme as disposições do Art. 22;

d) descrição do Mecanismo de Alocação de Capacidade e cronograma previsto para as suas realizações;

e) prazos padronizados oferecidos para contratação de Serviço de Transporte, tais como mensal, semestral, anual e sazonal;

f) planejamento anual das alterações na Capacidade de Transporte, por Ponto Relevante, com o objetivo de alcançar a capacidade de transporte planejada pelo Transportador;

g) procedimento de mensuração do empacotamento mínimo necessário para a prestação do serviço de transporte, do Gás de Uso no Sistema, do gás natural para reposição de perdas extraordinárias e do gás para comissionamento e testes;

h) obrigatoriedade do fornecimento e recomposição do empacotamento mínimo de gás natural necessário para a prestação do Serviço de Transporte de cada Instalação de Transporte;

i) qualidade do gás natural (especificação, testes, responsabilidade por gás natural fora de especificação e odoração);

j) responsabilidades e procedimentos relacionados à medição dos volumes de gás natural nos Pontos de Recebimento e Entrega;

k) volumes excedentes ao limite de Capacidade Contratada de Transporte, Capacidade Contratada de Recebimento e Capacidade Contratada de Entrega;

l) Desequilíbrio e seus mecanismos de compensação;

m) flexibilidade e níveis de tolerância incluídos na prestação do serviço;

n) procedimento para compartilhamento de Ponto(s) de Entrega, de Ponto(s) de Recebimento e Ponto(s) de Interconexão entre Carregadores;

o) procedimento para Gerenciamento de Congestionamento Contratual, incluindo as regras e o prazo para enquadramento na condição de não utilização do serviço;

p) penalidades;

q) garantia de pagamento por Capacidade Contratada de Transporte não utilizada -"ship-or-pay";

- r) condições para a solicitação de ampliação de Capacidade de Transporte;
- s) condições para a Troca Operacional; e
- t) condições para a Cessão de Capacidade Contratada.

§ 1º É vedado o estabelecimento de termos e condições para o acesso de terceiros que ofereçam prioridades ou flexibilidades que não possam ser estendidas a novos Carregadores nas mesmas condições.

§ 2º No caso de gasoduto cujos Serviços de Transporte possuam Tarifa de Transporte aprovada nos termos da Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, a obrigação prevista no Inciso I, alínea (a) do presente artigo pode ser substituída pela referência ao processo de aprovação na ANP.

§ 3º A aprovação do Termo de Acesso não exime o Transportador de submeter a Tarifa de Transporte à aprovação e homologação da ANP, nos termos da Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014.

Art. 15. A ANP, no exercício da regulação e fiscalização do acesso à capacidade dos gasodutos, poderá emitir diretrizes, instruções e esclarecimentos com relação ao conteúdo dos Termos de Acesso, de modo a auxiliar os agentes da indústria de gás natural e a sociedade a participar do processo de aprovação dos Termos de Acesso, assim como auxiliar os Transportadores na preparação das propostas de Termo de Acesso.

Art. 16. O Transportador deve encaminhar previamente para aprovação da ANP sua proposta de Termo de Acesso, acompanhada de justificativa técnica para cada elemento contido na proposta.

§ 1º No caso em que o Transportador seja sociedade concessionária da atividade de transporte de gás natural, o prazo para encaminhamento da proposta inicial é de 90 (noventa) dias após a assinatura do respectivo contrato de concessão.

§ 2º No caso em que o Transportador seja sociedade autorizada a exercer a atividade de transporte de gás natural, a proposta inicial deve ser encaminhada em até 120 (cento e vinte) dias antes do início do processo de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte do Gasoduto de Transporte objeto de autorização, observado o Art. 49 desta Resolução.

§ 3º A ANP publicará no Diário Oficial da União - DOU um extrato da proposta de Termo de Acesso, assim como deixará a mesma disponível no sítio da ANP na Internet, salvo partes classificadas como sigilosas, observado o disposto no § 2º do Art. 5º do Decreto nº 7.724, de 16 de maio de 2012, para o oferecimento de comentários e sugestões, por um prazo de 30 (trinta) dias.

Art. 17. A ANP analisará a proposta de Termo de Acesso no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data da apresentação da totalidade das informações da proposta.

§ 1º A ANP poderá solicitar ao Transportador a complementação das informações e justificativas encaminhadas, bem como outros dados e informações relacionados, inclusive os referentes aos comentários e sugestões recebidos de agentes da indústria de gás natural e da sociedade.

§ 2º O não atendimento às exigências constantes do § 1º no prazo máximo de 90 (noventa) dias acarretará o indeferimento da proposta.

Art. 18. Na hipótese de a proposta de Termo de Acesso ser indeferida pela ANP, cada solicitação de acesso será tratada como uma resolução de conflito até a devida aprovação da proposta pela ANP, cabendo à ANP fixar o valor e a forma de pagamento referente ao Serviço de Transporte aplicável.

Parágrafo único. É vedado ao Transportador celebrar novos Contratos de Serviço de Transporte ou aditivos aos contratos existentes até a devida aprovação da proposta de Termo de Acesso pela ANP, salvo se tais instrumentos contratuais sejam resultado da decisão da ANP acerca do conflito que trata o caput.

Art. 19. A aprovação do Termo de Acesso pela ANP acarreta a validade dos Serviços de Transporte nele contidos.

Art. 20. As alterações nos Termos de Acesso podem ser propostas a qualquer tempo pelos Transportadores, por Carregadores, pela ANP ou por Carregadores Interessados, e devem ser submetidas à aprovação da ANP.

Parágrafo único. A ANP submeterá, sempre que julgar pertinente, as alterações propostas ao procedimento de consulta descrito no § 3º do Art. 16.

Art. 21. O Transportador deve manter disponíveis os Termos de Acesso em seu sítio eletrônico na Internet, em local de fácil acesso, para qualquer agente interessado.

Dos Contratos de Serviço de Transporte

Art. 22. Os Serviços de Transporte de gás natural serão formalizados em Contratos de Serviço de Transporte, padronizados para cada modalidade de serviço, os quais explicitarão:

- I - modalidade de Serviço de Transporte contratada;
- II - termos e condições gerais de prestação do serviço;
- III - Capacidade(s) Contratada(s) de Transporte entre Zona(s) de Recebimento e Zona(s) de Entrega;

IV - Capacidade(s) Contratada(s) de Recebimento por Ponto de Recebimento/Ponto de Interconexão;

V - Capacidade(s) Contratada(s) de Entrega por Ponto de Entrega/Ponto de Interconexão;

VI - Percurso(s) contratado(s), quando aplicável;

VII - Tarifa(s) de Transporte, com o seu detalhamento de encargos;

VIII - Data de Início do Serviço de Transporte, assim como as condições para a sua antecipação ou postergação;

IX - prazo de vigência; e

X - cláusula para resolução de eventuais divergências, podendo prever a convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº [9.307](#), de 23 de setembro de 1996, ou legislação superveniente.

§ 1º O Transportador deve elaborar as minutas dos contratos previstos no caput desse artigo e submetê-las à aprovação prévia da ANP, isoladamente ou em anexo à proposta de Termo de Acesso de que trata o Art. 16, no prazo mínimo de 90 (noventa) dias antes da sua aplicação, bem como, em igual prazo, quaisquer minutas de alterações contratuais.

§ 2º Os termos e condições gerais de prestação do serviço, refletindo os Termos de Acesso aplicáveis à respectiva modalidade, devem constar em anexo aos Contratos de Serviço de Transporte.

§ 3º O Transportador deve informar à ANP eventuais antecipações da Data de Início do Serviço de Transporte no prazo máximo de 5 (cinco) dias úteis a partir da data da antecipação e eventuais postergações com antecedência mínima de 15 (quinze) dias em relação à data inicialmente prevista.

§ 4º Ao término da vigência do Contrato de Serviço de Transporte, as disposições referentes às Capacidades Contratadas de Transporte não serão objeto de prorrogação, tácita ou expressa.

Art. 23. É vedado ao Transportador celebrar Contratos de Serviço de Transporte com:

I - sociedade ou consórcio que detenha autorização ou concessão para o exercício da atividade de transporte de gás natural; ou

II - Carregador com o qual o Transportador possua relação societária de controle ou coligação, quando os Contratos de Serviço de Transporte se referirem a gasodutos de transporte objeto de concessão.

Parágrafo único. São consideradas sociedades coligadas e controladas aquelas definidas nos §§ 1º e 2º, respectivamente, do Art. [243](#) da Lei nº 6.404, de 16 de dezembro de 1976, ou legislação superveniente.

Art. 24. Os Contratos de Serviço de Transporte para a prestação do Serviço de Transporte Extraordinário devem prever as seguintes cláusulas:

I - renúncia ou revenda da Capacidade Disponível nos casos de não utilização do serviço que possam acarretar Congestionamento Contratual;

II - condição resolutiva na hipótese de ocorrer a contratação da respectiva capacidade, por meio de um processo de Chamada Pública, na modalidade firme.

Parágrafo único. Os Contratos de Serviço de Transporte para a prestação do Serviço de Transporte Extraordinário devem ter duração máxima de 1 (um) ano.

Art. 25. A ANP analisará a minuta de Contrato de Serviço de Transporte no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data da apresentação da minuta.

§ 1º A ANP poderá solicitar ao Transportador a reformulação de dispositivos contratuais, o encaminhamento de justificativas, bem como outros dados e informações relacionados.

§ 2º O não atendimento às exigências efetuadas conforme o § 1º no prazo máximo de 90 (noventa) dias acarretará o indeferimento da solicitação de aprovação da minuta.

Art. 26. O Transportador deve encaminhar para registro na ANP cópia integral dos Contratos de Serviço de Transporte assinados com cada um de seus Carregadores, em até 15 (quinze) dias após a sua assinatura, bem como, em igual prazo, quaisquer alterações contratuais.

§ 1º A ANP poderá solicitar ao Transportador que encaminhe, também, cópia da manifestação do concessionário estadual de distribuição de gás natural acerca da disponibilidade de sua rede de distribuição para atender a Capacidade Contratada de Entrega, de que trata o § 5º do Art. 10.

§ 2º O Transportador deve informar à ANP, no prazo máximo de 15 (quinze) dias, os contratos que forem rescindidos ou não entrarem em vigor em decorrência de condições suspensivas não cumpridas.

§ 3º Os contratos assinados em conformidade com a aprovação da ANP receberão um número de registro, o qual ficará disponível juntamente com as informações sobre as partes, modalidade de serviço contratado, local e data da assinatura, e prazo de vigência no sítio da ANP na Internet.

Do Período de Exclusividade

Art. 27. Fica vedada a contratação de Serviço de Transporte Interruptível em Capacidade Ociosa que seja determinada com base na Capacidade Contratada de Transporte dos Carregadores Iniciais cujo período

de exclusividade esteja vigente.

Art. 28. O período de exclusividade não é aplicável à Capacidade Disponível, incluída a Capacidade Disponível advinda da ampliação da Capacidade de Transporte, da renúncia de Capacidade Contratada de Transporte por Carregadores ou do fim da vigência de Contratos de Serviço de Transporte, devendo ser observado também o disposto no Art. 31.

Da Cessão de Capacidade Contratada

Art. 29. O Cedente poderá transferir a um Cessionário, total ou parcialmente, sua Capacidade Contratada de Transporte, mantendo os direitos contratuais inicialmente pactuados com o Transportador com o qual possui Contrato de Serviço de Transporte firme vigente.

Art. 30. A Cessão de Capacidade Contratada será disciplinada por meio da celebração de Acordo de Cessão de Capacidade, o qual deverá explicitar:

I - prazo da Cessão e data de início;

II - Capacidade Contratada de Transporte cedida, detalhando:

a) a(s) Capacidade(s) Contratada(s) de Transporte cedida(s) entre Zona(s) de recebimento e Zona(s) de entrega;

b) a(s) Capacidade(s) Contratada(s) de Recebimento cedida(s) por Ponto de Recebimento/Interconexão;

c) a(s) Capacidade(s) Contratada(s) de Entrega cedida(s) por Ponto de Entrega/Interconexão;

III - remunerações e condições de pagamento;

IV - cláusulas que disciplinem, para o Cessionário, os procedimentos de:

a) solicitação e programação;

b) fornecimento de Gás de Uso no Sistema, reposição de perdas extraordinárias, reposição do empacotamento mínimo necessário para a prestação do Serviço de Transporte e compensação por Desequilíbrio;

V - qualidade do gás natural.

§ 1º Os procedimentos de negociação entre o Cedente e o Transportador relativos às operações de Cessão de Capacidade Contratada, total ou parcial, devem constar do respectivo Contrato de Serviço de Transporte.

§ 2º O Contrato de Serviço de Transporte celebrado entre o Transportador e o Cessionário deverá manter as condições operacionais e comerciais do Contrato de Serviço de Transporte firmado entre o Cedente e o Transportador.

§ 3º As remunerações estabelecidas no Acordo de Cessão de Capacidade devem observar os princípios emanados pela Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, ou regulação superveniente, e ser compatíveis com condições não discriminatórias e transparentes de acesso de terceiros aos Gasodutos de Transporte.

Art. 31. A Cessão de Capacidade Contratada não implica em transferência do período de exclusividade da parcela da cedida pelo Carregador Inicial, ficando este restrito apenas à Capacidade Contratada de Transporte remanescente.

Parágrafo único. Fica extinto o período de exclusividade referente à parcela da Capacidade Contratada de Transporte objeto da Cessão, independentemente do prazo da operação.

Art. 32. O prazo da Cessão de Capacidade Contratada poderá ser:

I - pelo período restante da Capacidade Contratada de Transporte; ou

II - por período determinado.

§ 1º A Cessão parcial pelo período restante da Capacidade Contratada de Transporte implica celebração de termo aditivo ao Contrato de Serviço de Transporte firme vigente entre o Cedente e o Transportador, para refletir a nova Capacidade Contratada de Transporte remanescente.

§ 2º A Cessão total pelo período restante da Capacidade Contratada de Transporte implica a extinção do Contrato de Serviço de Transporte firme vigente entre o Cedente e o Transportador.

§ 3º É obrigatória a celebração de Contrato de Serviço de Transporte entre o Cessionário e o Transportador, por ocasião da Cessão de Capacidade Contratada pelo período de que trata o Inciso I do caput, devendo o Cessionário ser um Carregador autorizado pela ANP e cumprir com a exigência da apresentação ao Transportador de garantias do pagamento da Tarifa de Transporte.

§ 4º A Cessão de Capacidade Contratada de que trata o Inciso II do caput, cujo prazo seja inferior ao período remanescente de contratação originalmente firmado, não liberará o Cedente de suas obrigações contratuais, exceto na hipótese de transferência de obrigações contratuais do Cedente com consentimento expresso por parte do Transportador, implicando a assinatura de novo Contrato de Serviço de Transporte

entre o Transportador e o Cessionário, que passará a ser Carregador da respectiva Instalação de Transporte, o qual deve ser agente autorizado pela ANP para exercer atividade de carregamento de gás natural.

§ 5º Após o término do período de cessão de que trata o Inciso II do caput, os direitos à Capacidade Contratada de Transporte retornam ao Cedente, excetuado qualquer direito a período de exclusividade.

Art. 33. É vedada a Cessão de Capacidade Contratada em Gasoduto de Transporte objeto de concessão em que o concessionário seja sociedade que possua relação societária de controle ou coligação com o Cessionário interessado.

§ 1º A vedação de que trata o caput se aplica à concessão em que tome parte consórcio cujo participante possua relação societária de controle ou coligação com o Cessionário interessado.

§ 2º São consideradas sociedades coligadas e controladas aquelas definidas nos §§ 1º e 2º, respectivamente, do Art. 243 da Lei nº 6.404, 16 de dezembro de 1976 ou legislação superveniente.

Art. 34. O Cedente comunicará a intenção de realizar a Cessão de Capacidade Contratada ao Transportador e à ANP, no prazo mínimo de 30 (trinta) dias antes da previsão de celebração do Acordo de Cessão de Capacidade.

Art. 35. As operações de Cessão de Capacidade Contratada deverão ser divulgadas e publicadas na página do Cedente e do Transportador na Internet, em um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a contar da assinatura do Acordo de Cessão de Capacidade.

Art. 36. O Cedente deverá enviar à ANP cópia do Acordo de Cessão de Capacidade no prazo máximo de 15 (quinze) dias, a contar da sua assinatura.

Da Chamada Pública para Contratação de Capacidade

Art. 37. Toda Capacidade Disponível para a contratação de Serviço de Transporte Firme em Instalações de Transporte será ofertada e alocada pela ANP segundo o processo de Chamada Pública, conforme as diretrizes do Ministério de Minas e Energia.

Art. 38. O processo de Chamada Pública de que trata o Art. 37 desta Resolução será realizado:

I - de maneira direta, conduzido pela ANP; ou

II - de maneira indireta, conduzido pelo Transportador, sob a supervisão da ANP.

Parágrafo único. A ANP publicará no Diário Oficial da União - DOU a aprovação do edital de Chamada Pública a ser realizada pelo Transportador de maneira indireta, explicitando que os termos do edital aprovado apenas poderão ser alterados mediante prévia e expressa aprovação da ANP.

Art. 39. O processo de Chamada Pública deverá ser promovido:

I - anteriormente à outorga de autorização ou à licitação para a concessão da atividade de transporte que contemple a construção ou a ampliação de Gasodutos de Transporte; ou

II - por iniciativa da ANP ou por provocação de Transportadores ou Carregadores, de modo a garantir o acesso ao Serviço de Transporte Firme, em Capacidade Disponível, incluída a Capacidade Disponível advinda da renúncia de Capacidade Contratada de Transporte por Carregadores, do fim da vigência de Contratos de Serviço de Transporte ou de ampliações de Capacidade de Transporte.

§ 1º O processo de Chamada Pública deve ser iniciado com no mínimo 120 (cento e vinte) dias de antecedência com relação à data prevista para a capacidade se tornar disponível para contratação, de modo a garantir a conclusão tempestiva do processo e a continuidade da prestação do serviço.

§ 2º A ANP poderá determinar que o processo de Chamada Pública seja iniciado com um período maior de antecedência.

Art. 40. O edital do processo de Chamada Pública observará os princípios da transparência, da isonomia e da publicidade e disporá sobre:

I - o cronograma com todas as etapas do processo, contendo, obrigatoriamente, a data limite para a assinatura do Termo de Compromisso pelo(s) Carregador(es);

II - as garantias que serão exigidas do(s) Carregador(es) por ocasião da assinatura do Termo de Compromisso;

III - a minuta do Termo de Compromisso a ser assinado pelo(s) Carregador(es) ao final do processo de Chamada Pública;

IV - as cláusulas essenciais que deverão integrar a minuta de Contrato de Serviço de Transporte relativo ao Serviço de Transporte a ser celebrado entre o(s) Carregador(es) e o Transportador;

V - a proposta de traçado do Gasoduto de Transporte, quando couber;

VI - a forma de definição do período de exclusividade, observado o Art. 3º, § 2º, da Lei nº 11.909, de 04 de março de 2009, que terão os Carregadores Iniciais que assinarem o Termo de Compromisso;

VII - a expectativa de Tarifa de Transporte Máxima;

VIII - a metodologia de cálculo tarifário a ser adotada na fixação da Tarifa de Transporte Máxima;

IX - a metodologia a ser utilizada para a fixação, de forma iterativa, da Tarifa de Transporte Máxima em função da demanda identificada ao longo do processo de Chamada Pública;

X - as regras que serão utilizadas no cálculo das Tarifas de Transporte a serem pagas pelo(s) Carregador(es) que celebrar(em), com o Transportador, Contrato(s) de Serviço de Transporte, bem como as regras de reajuste e de revisão tarifária;

XI - o Mecanismo de Alocação da Capacidade, para o caso em que a demanda total não puder ser suprida pelo projeto objeto do processo;

XII - o prazo previsto para início das operações do Gasoduto de Transporte ou da ampliação, o qual irá constar do edital de licitação para a concessão; e

XIII - os procedimentos aplicáveis para a coordenação com outros processos de Chamada Pública para contratação de capacidade.

§ 1º O edital do processo de Chamada Pública deverá ser amplamente divulgado, de modo a permitir a participação efetiva do maior número possível de agentes interessados no transporte de gás natural.

§ 2º O Termo de Compromisso referente a Gasoduto de Transporte sob o regime de concessão será assinado entre os Carregadores e a ANP e vigorará por período definido no edital de Chamada Pública ou até a data de assinatura do respectivo Contrato de Serviço de Transporte.

§ 3º O Termo de Compromisso referente a Gasoduto de Transporte sob o regime de autorização poderá ser assinado diretamente entre os Carregadores e o Transportador autorizado e vigorará por período definido no edital de Chamada Pública ou até a data de assinatura do respectivo Contrato de Serviço de Transporte.

Art. 41. A Chamada Pública deve ser estruturada em duas fases:

I - fase de identificação dos potenciais Carregadores, onde estes submetem manifestações de interesse não vinculantes; e

II - fase da análise das propostas garantidas e alocação de capacidade, onde os Carregadores submetem propostas vinculantes de compra de capacidade e é efetuada a alocação de capacidade.

Parágrafo único. O período para submissão de manifestações de interesse não vinculantes deve ser compatível com a dimensão e complexidade do projeto, de forma a atrair o maior número possível de agentes interessados, e compreender no mínimo 15 (quinze) dias.

Art. 42. Durante o processo de Chamada Pública, a análise das solicitações de capacidade demandadas pode implicar redimensionamento do Gasoduto de Referência, sujeito a teste de viabilidade técnico-econômica, o que acarretará o recálculo da Tarifa de Transporte Máxima a ser aplicada aos Carregadores participantes do processo.

§ 1º No caso de contratação de capacidade em gasoduto sob o regime de autorização, se o Transportador não possuir as condições financeiras para arcar com todo o projeto após o redimensionamento, poderá ser acordado entre o Transportador e os Carregadores o pagamento antecipado pelos Serviços de Transporte solicitados, equivalente ao investimento adicional necessário, a ser abatido das respectivas Tarifas de Transporte.

§ 2º A ausência de condições financeiras para um eventual redimensionamento de que trata o § 1º deve ser informada aos Carregadores participantes do processo e à ANP logo após recebimento das solicitações de capacidade.

Art. 43. O processo de Chamada Pública deve ser realizado de modo coordenado com:

I - as Chamadas Públicas para contratação de capacidade em gasodutos com interconexões existentes, no caso de Instalações de Transporte adjacentes; ou

II - as Chamadas Públicas para contratação de capacidade em gasodutos com interconexões previstas no projeto objeto da Chamada Pública.

Art. 44. Nas situações previstas no Art. 43 desta Resolução, os agentes interessados em contratar tal capacidade devem solicitar, junto ao Transportador ou à ANP, a realização de Chamada Pública Coordenada.

Da Troca Operacional de Gás Natural

Art. 45. O Serviço de Transporte denominado Troca Operacional contempla, sem se limitar a, a oferta de capacidade em fluxo oposto ao fluxo físico, condicionada à programação de quantidades de gás natural por parte do(s) Carregador(es) existente(s) do(s) Contrato(s) de Serviço de Transporte.

§ 1º O Transportador, atuando de forma prudente, pode reduzir ou interromper a Troca Operacional quando a soma das quantidades de gás natural programadas pelos Carregadores existentes for inferior ao somatório das quantidades de gás natural programadas pelos usuários da Troca Operacional.

§ 2º Nas Instalações de Transporte em que haja possibilidade de fluxo físico bidirecional, a Capacidade Técnica de Transporte no fluxo reverso deve ser considerada como alternativa à redução ou interrupção da Troca Operacional.

§ 3º Os produtos relacionados à Troca Operacional oferecidos pelo Transportador devem ser estruturados levando-se em conta o grau de interrupção do serviço e seu prazo de duração.

§ 4º O grau de interrupção deve considerar o fluxo predominante da Instalação de Transporte e o histórico da movimentação de gás natural nos Pontos Relevantes.

Art. 46. A Tarifa de Transporte aplicável à Troca Operacional será definida pela ANP conforme os critérios estabelecidos na Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014, e não poderá ser inferior à dos Contratos de Serviço de Transporte firme firmados com os Carregadores existentes, ainda que em fluxo oposto ao fluxo físico da Instalação de Transporte.

§ 1º A Tarifa de Transporte aplicável ao Serviço de Transporte Firme deve ser utilizada como referência para a determinação da Tarifa de Transporte aplicável à Troca Operacional.

§ 2º Na hipótese de o volume adicional transportado decorrente da Troca Operacional acarretar a redução do custo unitário do transporte de gás natural, as Tarifas de Transporte aplicáveis ao Serviço de Transporte Firme e à Troca Operacional serão calculadas com base nos custos, despesas e investimentos relacionados à Capacidade de Transporte existente somados aos custos, despesas e investimentos relacionados à Troca Operacional.

§ 3º Na hipótese do volume adicional transportado decorrente da Troca Operacional acarretar no aumento do custo unitário do transporte de gás natural, a Tarifa de Transporte aplicável à Troca Operacional será calculada apenas com base nos custos, despesas e investimentos relacionados exclusivamente à Troca Operacional.

§ 4º A ANP realizará o cálculo da Tarifa de Transporte aplicável à Troca Operacional utilizando as informações de custos e despesas apresentadas pelo Transportador em sua proposta de Tarifa de Transporte Firme.

Art. 47. A oferta da Troca Operacional é de responsabilidade exclusiva do Transportador e não implica em nenhuma obrigação adicional para o(s) Carregador(es) titular(es) do(s) Contrato(s) de Serviço de Transporte que viabilizam a Troca Operacional.

Parágrafo único. É vedada a programação por parte do(s) Carregador(es) titular(es) do(s) Contrato(s) de Serviço de Transporte com a finalidade de inviabilizar a efetiva prestação da Troca Operacional, em atendimento ao disposto no Art. 14 da Resolução ANP nº 51, de 26 de dezembro de 2013.

Da Reclassificação de Gasodutos de Transferência

Art. 48. O proprietário de Gasoduto de Transferência que seja reclassificado como Gasoduto de Transporte transferirá a um Transportador de sua escolha a operação e a manutenção desta instalação, bem como a titularidade das autorizações de operação emitidas pela ANP e das demais licenças requeridas para a sua obtenção.

§ 1º O proprietário do Gasoduto de Transferência reclassificado passará à qualidade de Carregador do Gasoduto de Transporte e terá preferência na contratação de Serviço de Transporte Firme diretamente junto ao Transportador, sem a necessidade de realização de Chamada Pública, sendo a Capacidade Contratada de Transporte limitada pela máxima utilização do gasoduto no período de 2 (dois) anos anteriores à data da solicitação de reclassificação.

§ 2º A minuta do Contrato de Serviço de Transporte deve ser submetida à aprovação da ANP no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contados a partir da data de reclassificação.

§ 3º A Tarifa de Transporte deverá ser calculada a partir dos critérios estabelecidos na Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014.

§ 4º Deverá ser realizada Chamada Pública, conduzida de maneira indireta pelo Transportador, sob supervisão da ANP, referente à Capacidade Disponível resultante da diferença entre a Capacidade Técnica de Transporte e a Capacidade Contratada de Transporte do proprietário do gasoduto reclassificado decorrente do exercício da preferência de contratação referida no § 1º.

Das Disposições Transitórias

Art. 49. Os Transportadores autorizados a construir ou operar Instalações de Transporte, assim como os Transportadores que já tenham conduzido um processo de Chamada Pública de maneira indireta terão o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da data de publicação desta Resolução, para encaminhar para aprovação da ANP a primeira proposta de Termo de Acesso.

Art. 50. Os Transportadores autorizados a construir ou operar Instalações de Transporte terão o prazo de 270 (duzentos e setenta) dias, contados da data de publicação desta Resolução, para desenvolver e disponibilizar plataforma eletrônica de que trata o Art. 9º.

Parágrafo único. Durante o prazo estipulado no caput, as solicitações de acesso devem ser

encaminhadas por escrito ao Transportador pelo Carregador Interessado.

Das Disposições Finais

Art. 51. Sempre que a ANP identificar fato que possa configurar indício de infração à ordem econômica por parte dos agentes regulados, deverá comunicá-lo imediatamente aos órgãos de defesa da concorrência, sem prejuízo das medidas regulatórias de sua atribuição.

Art. 52. O não atendimento ao disposto nesta Resolução sujeita o infrator às sanções administrativas previstas na Lei nº [9.847](#), de 26 de outubro de 1999 e no Decreto nº [2.953](#), de 28 de janeiro de 1999, sem prejuízo das penalidades de natureza civil e penal.

Art. 53. Os casos não contemplados nesta Resolução serão objeto de análise e deliberação pela ANP.

Art. 54. Ficam revogadas as Resoluções ANP nºs [27](#) e [28](#), de 14 de outubro de 2005.

Art. 55. Ficam revogados os Arts. [5º](#) e [7º](#), da Portaria ANP nº 1, de 06 de janeiro de 2003.

Art. 56. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

MAGDA MARIA DE REGINA CHAMBRIARD



imprimir

"Este texto não substitui o publicado no Diário Oficial da União"