



**PARCELA DO PREÇO REFERENTE AO TRANSPORTE PREVISTA
NO CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA
FINS DE REGISTRO DO CONTRATO NA ANP: CRONOGRAMA DE
APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE CÁLCULO PARA ALOCAÇÃO
DOS CUSTOS DE TRANSPORTE**

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

Agosto 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
Johny 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
Luciano de Gusmão Veloso
Marco Antonio Barbosa Fidelis
Guilherme de Biasi Cordeiro

ÍNDICE

I - INTRODUÇÃO.....	4
II - CONTEXTUALIZAÇÃO.....	5
II.1 - Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural.....	5
II.2 - Formação do Preço do Gás Natural Pós-Liberação Legal.....	6
II.3 - Separação das parcelas do preço de venda e registro de Contratos de Compra e Venda instituídos pela RANP nº 052/2011.....	8
III - METODOLOGIAS DE CÁLCULO DA PARCELA DE TRANSPORTE APRESENTADAS PELA PETROBRAS	9
IV - CÁLCULO DA PARCELA DO PREÇO REFERENTE AO TRANSPORTE PELA SCM/ANP	12
IV.1 - Reflexo das Tarifas de Transporte nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural: Parcela Referente ao Transporte.....	12
IV.2 - Metodologia de Tarifação Aplicável ao Brasil.....	18
IV.3 - Cálculo da Parcela do Preço Referente ao Transporte pela SCM/ANP.....	24
V - CRONOGRAMA DE APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE CÁLCULO PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSPORTE NAS PARCELAS DE TRANSPORTE DOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL	26
VI - BIBLIOGRAFIA.....	28



Nota Técnica nº 11/2016-SCM

Rio de Janeiro, 31 de agosto de 2016

ASSUNTO: PARCELA DO PREÇO REFERENTE AO TRANSPORTE PREVISTA NO CONTRATO DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL PARA FINS DE REGISTRO DO CONTRATO NA ANP: CRONOGRAMA DE APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE CÁLCULO PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSPORTE

I - INTRODUÇÃO

A presente Nota Técnica discute as metodologias de cálculo das Parcelas do Preço referentes ao Transporte (Parcela Transporte ou PT) que devem constar dos contratos de compra e venda de gás natural. Esta Nota Técnica complementa a Nota Técnica nº 010/2011-SCM, de 2 de junho de 2011, intitulada “Autorização da Atividade de Comercialização de Gás Natural dentro da esfera de competência da União e Registro de Agente Vendedor e de Contratos de Comercialização”, que embasou a proposição da publicação da Resolução ANP nº 52 (RANP nº 052/2011), de 29 de setembro de 2011.

A obrigação da separação do preço do gás natural (minimamente entre a parcela referente à molécula e a parcela referente ao transporte) foi restaurada pela RANP nº 052/2011, de forma que os contratos de compra e venda de gás natural celebrados entre os agentes da indústria voltassem a identificar os custos relacionados a cada elo da cadeia de valor do gás natural, com o objetivo de tornar novamente transparente a formação de preço do gás natural no Brasil.

Nesse sentido, após a publicação da RANP nº 052/2011, e desde o encaminhamento dos contratos de compra e venda do agente vendedor Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) para registro na ANP, a ANP solicitou à PETROBRAS o encaminhamento de uma metodologia de cálculo das Parcelas Transporte, tendo em vista que seus contratos de compra e venda são amparados por um amplo portfólio de contratos de transporte detido pela empresa para carregamento do gás até o ponto de transferência de propriedade para o comprador.

A comercialização de gás natural é uma atividade potencialmente concorrencial. Tendo como objetivo promover a utilização eficiente da infraestrutura de transporte, assim como um ambiente mais transparente e livre de distorções para a compra e venda do gás natural, constata-se a importância da inserção de uma sinalização econômica adequada nas Parcelas Transporte, particularmente a distância percorrida no transporte, em consonância com o inciso II do art. 5º da Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (RANP nº 015/2014).

A partir dessas considerações, a presente Nota Técnica analisa as metodologias de cálculo das Parcelas do Preço referentes ao Transporte apresentadas pela PETROBRAS e procede a uma avaliação crítica acerca da adequação dessas metodologias à topologia do sistema de transporte e à regulação tarifária no Brasil, com base na bibliografia internacional aplicável. Com base nas análises, é proposto um Cronograma de Aplicação de Metodologias para alocação dos custos de transporte nas Parcelas Transporte dos contratos, no qual os

componentes que não tenham sinalização de distância (componentes postais) são gradualmente reduzidos.

Para tanto, esta Nota Técnica está dividida em cinco seções, além desta introdutória: na seção II, apresenta-se a contextualização do problema, contendo o histórico da formação do preço do gás natural no passado recente; a seção III trata das metodologias de cálculo da PT apresentadas pela PETROBRAS; na seção IV é feita o juízo crítico acerca do cálculo da PT, apresentando os fundamentos para o cálculo das mesmas, assim como aspectos relacionados à modelagem tarifária e transparência na formação do preço do gás natural; na seção V, é apresentado o Cronograma de Aplicação de Metodologias para alocação dos custos de transporte nas PT dos contratos de compra e venda de gás natural; e na seção VI é listada a bibliografia.

II - CONTEXTUALIZAÇÃO

II.1 - *Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural*¹

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 024/1994), 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 024/1994 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 003/2000), 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 003/2000 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

¹ Esta seção se baseia em ANP (2002a) e ANP (2010).

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 003/2000 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_{refs} para o cálculo dos preços máximos do gás natural de produção nacional para vendas à vista, às empresas concessionárias de gás canalizado, deu-se através das seguintes Portarias:

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

Tais regulamentações tiveram o objetivo principal de gradualmente introduzir o Fator Distância 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 003/2000 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 06/2001), 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.

Em resumo, portanto, a intervenção estatal no preço do gás natural teve dois objetivos principais no que diz respeito ao segmento de transporte, a saber, introduzir o Fator Distância (FD) no cálculo da tarifa de transporte, e a garantir a transparência desta tarifa nos contratos de compra e venda do gás.

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 Petrobrás 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.

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.

A Nova Política da PETROBRAS abandonou a separação explícita entre as Parcelas do Preço referente à Molécula (Parcela Molécula) e ao Transporte (Parcela Transporte),

substituindo-as por parcelas denominadas Parcela Fixa² 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.

Desta maneira, um dos princípios norteadores da publicação da Portaria MME/MF nº 003/2000, qual seja, o de dar maior transparência à formação de preços, não se encontrava 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 FD, inicialmente considerado na regulamentação da ANP, não se encontrava contemplado na nova fórmula de determinação do preço do gás natural, não estando aderente aos critérios para o cálculo da tarifa de transporte estabelecidos pela Resolução ANP nº 029 (RANP nº 029/2005), de 14 de outubro de 2005, que antecedeu a RANP nº 015/2014, 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 levem em consideração os determinantes de custos (dentre os quais a distância entre o recebimento e a entrega do gás, podendo ser determinada por região ou por zona de concessão estadual), a não distinção do

² Embora não seja explicitado nos contratos de compra e venda de gás natural, há registro que, conforme a Nota Técnica GE-MC/PLANEST/PREÇOS, elaborada pela PETROBRAS em 14 de maio de 2008 e encaminhada à ANP por meio da Correspondência GE-CORP/AR de 15 de maio de 2008, a Parcela Fixa “*funciona como amortecedor da variação da parcela variável e instrumento para remunerar os custos fixos de transporte de gás natural (...)*” (grifos nossos).

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, assim como a Resolução ANP nº 011/2016, 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 As Resoluções ANP nº 029/2005 e nº 015/2014 preveem que as tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador sejam compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir os custos da prestação eficiente do serviço, assim como os determinantes de custo do serviço.

custo do transporte no preço do gás natural comercializado torna praticamente inócua a regulação econômica do segmento de transporte de gás natural no Brasil.

Não obstante o fato de que em 2008 a Nova Política da PETROBRAS tornou menos transparente a formação do preço às distribuidoras de gás natural, apenas após o estabelecimento do novo marco regulatório trazido pela Lei do Gás a ANP passou ter instrumentos para regular aspectos relacionados à transparência da formação do preço nos contratos de compra e venda de gás natural, por meio da regulamentação da autorização da atividade de comercialização de gás natural e do registro dos respectivos contratos de compra e venda.

II.3 - Separação das parcelas do preço de venda e registro de Contratos de Compra e Venda instituídos pela RANP nº 052/2011

O registro de contratos de compra e venda de gás natural, no âmbito da comercialização realizada dentro da esfera de competência da União, foi instituído pela Lei nº 11.909/2009 e regulamentado, posteriormente, pelo Decreto nº 7.382/2010 e pela RANP nº 052/2011.

O registro de contratos de compra e venda de gás natural tem como objeto a disseminação das informações básicas contratuais, por meio da publicação desses dados no sítio da ANP na Internet e da atribuição de um número de registro a cada contrato, sem permitir, no entanto, que possam ser extraídas as informações de caráter comercial de um agente específico a partir de informações divulgadas de modo agregado.

Os agentes da indústria de gás natural registrados na ANP como agentes vendedores possuem a obrigação de enviar os contratos de compra e venda de gás natural para registro na ANP, em até 30 (trinta) dias após a sua assinatura, bem como, em igual prazo, quaisquer alterações contratuais.

A análise dos contratos encaminhados pelos agentes para fins de registro deve levar em conta as obrigações estabelecidas pela Resolução ANP n.º 052/2011:

- 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, separando as parcelas referentes à molécula e 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; e (viii) prazo de vigência.
- As eventuais alterações, positivas ou negativas, no custo de transporte, ocorridas após a publicação da RANP nº 052/2011, deverão ser refletidas nos contratos registrados através de aditivo, por meio da alteração da Parcela do Preço referente ao Transporte (Parcela Transporte) acima mencionado.

Dessa forma, a regulação da atividade de comercialização prevê expressamente a obrigação dos agentes vendedores de gás natural de identificação dos custos relacionados ao elo de transporte da cadeia de valor do gás natural.

Nesse sentido, a PETROBRAS encaminhou, por meio da correspondência GE-CORP 0002/2012, datada de 06 de junho de 2012, e das correspondências GE-MC 0036/2012 e GE-MC 0037/2012, ambas datadas de 15 de junho de 2012, a metodologia que serviu de base para o cálculo do valor da parcela referente ao transporte do preço do gás natural comercializado pela PETROBRAS.

Tendo em vista que a metodologia não levava em consideração a distância na determinação do preço, esta metodologia permaneceu sob análise e não foi aprovada pela SCM/ANP.

A necessidade do estabelecimento de uma nova metodologia se dava em função da evolução do sistema de transporte de gás no Brasil ocorrido após 2002, notadamente a

interligação dos gasodutos do nordeste e do sudeste pelo Projeto GASENE e o maior número de injeções de gás no sistema, inclusive gás oriundo dos terminais de regaseificação de GNL. Também contribuiu o fato de que a formalização dos contratos de serviço de transporte continuou sendo feita de forma verticalizada, utilizando cláusulas feitas originalmente para gasodutos lineares e que permitiam grande flexibilidade ao carregador.

Deste modo, em função do esforço empreendido pela ANP entre 2011 e 2016 em regulamentar o novo marco regulatório da indústria, em paralelo com a análise do grande número de contratos de compra e venda de gás natural a ser registrado na ANP, não houve evolução até 2016 com relação às principais questões acerca do estabelecimento de uma metodologia para cálculo da Parcela Transporte aderente à regulação.

Em reuniões no Escritório Central da ANP em 07 e 13 de julho de 2016, a PETROBRAS detalhou uma nova metodologia para o cálculo da Parcela de Transporte que já havia sido citada em reuniões no ano de 2015, a qual, desta vez, utiliza a distância e o custo unitário de cada gasoduto para o cálculo da parcela referente ao transporte do preço do gás natural. A próxima seção tratará da análise das metodologias.

III - METODOLOGIAS DE CÁLCULO DA PARCELA DE TRANSPORTE APRESENTADAS PELA PETROBRAS

Como mencionado, após a publicação da Resolução ANP n.º 052/2011 a PETROBRAS encaminhou à ANP a metodologia que serviu de base para o cálculo do valor da Parcela de Transporte (PT) do preço do gás natural que viria a constar dos contratos de compra e venda celebrados com a PETROBRAS para o quinquênio 2012-2016. A metodologia apresentada em 2012 foi a seguinte:

$$\text{Parcela de Transporte (PT)} = \text{Média}_{(2012-2016)} \text{ do Custo Unitário de Transporte Anual}$$

Onde,

- *Custo Unitário de Transporte Anual* = *Custo de Transporte do Ano_i / Projeção de Movimentação do Ano_i*;

- *Custo de Transporte do Ano_i* representa o valor anual devido pela PETROBRAS a título de contratação de capacidade nos gasodutos de transporte, incluindo a reserva de capacidade e a movimentação de gás natural, tendo 2012 como ano de referência;

- *Projeção de Movimentação do Ano_i* representa o somatório das demandas projetadas das concessionárias locais de gás canalizados, das usinas termelétricas e do consumo interno da PETROBRAS em refinarias e unidades de fertilizantes para o respectivo ano.

Por esta metodologia, portanto, a PT representa um valor único para todo o Brasil, o que equivale a dizer que se trata de uma parcela do tipo Postal (ver subseção IV.1 para a definição de tarifação do tipo Postal). Dessa forma, independente do uso da rede de transporte ou da distância entre as fontes de suprimento e os pontos de entrega às concessionárias locais de gás canalizado (distribuidoras) o valor da PT é o mesmo, ajustado anualmente por um índice geral de preços para manter sua equivalência com o reajuste anual dos contratos de serviço de transporte.

Entretanto, tal metodologia não recebeu a aprovação da SCM/ANP, uma vez que não permite aos compradores do gás natural obter a correta sinalização de preços para a sua tomada de decisão (ver subseção IV.1 acerca da necessidade de separação do preço do gás natural entre as parcelas de molécula e transporte), tampouco era condizente com os critérios e princípios tarifários estabelecidos pela ANP por meio da Resolução ANP

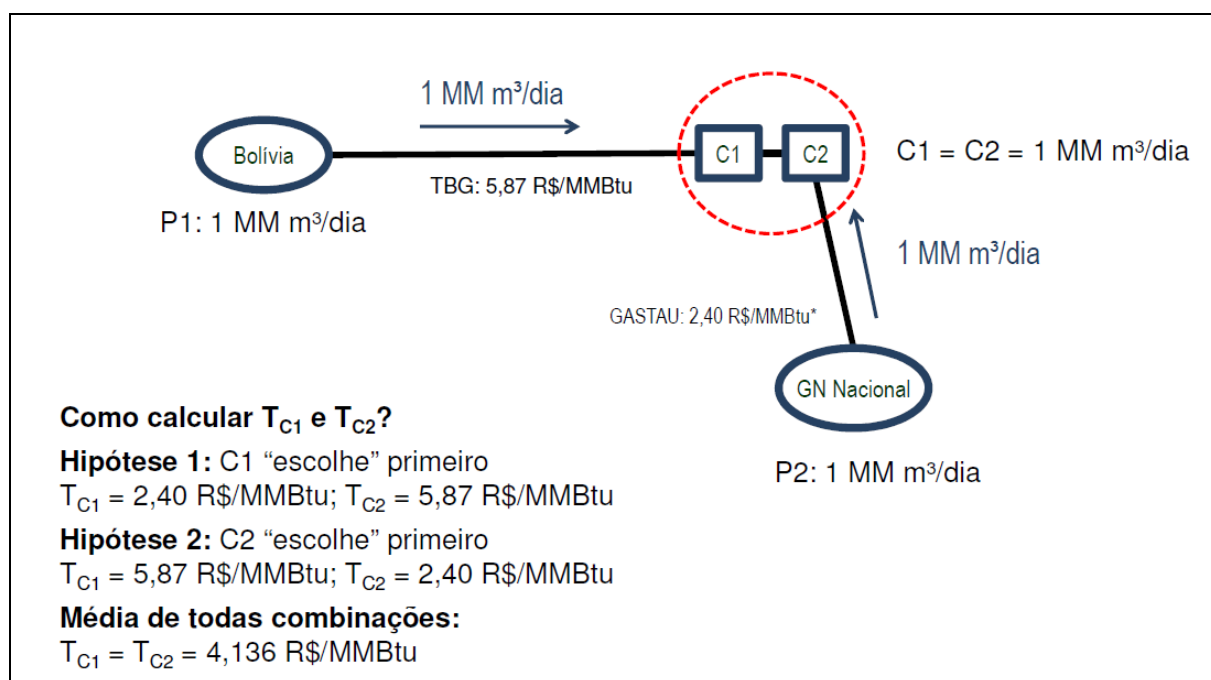
nº 029/2005, substituída pela Resolução ANP nº 015/2014, que vedam a aplicação a adoção de tarifação que não reflita os determinantes de custo, como a tarifação Postal pura para todo o sistema de transporte de gás no Brasil.

Diante das críticas da ANP acerca da metodologia de cálculo da PT, a PETROBRAS apresentou nova metodologia a ser aplicada nos contratos de compra e venda de gás natural a partir de 2016, a qual, desta vez, passou a considerar sinais locais na sua determinação a partir da adoção da abordagem de Aumann-Shapley (uma aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos), supondo-se a entrada sucessiva dos diferentes agentes de geração e consumo.

De acordo com a abordagem de Aumann-Shapley (Abordagem A-S) os custos de transporte são alocados de maneira proporcional aos incrementos de fluxo causados na rede pela entrada sucessiva de agentes. Como o procedimento é sequencial, a ordem de entrada dos agentes é relevante, sendo preferível entrar no jogo o quanto antes, pois o primeiro jogador pode escolher o fluxo mais barato para atender às suas necessidades.

A fim de evitar o favorecimento dos primeiros agentes a jogarem, a solução mais justa seria a repetição do procedimento para todas as combinações possíveis de ordens de entrada e calcular a média dos custos do serviço alocados para cada ponto de recebimento ou ponto de entrega (os geradores de fluxo). Ao final do processo obtêm-se o custo médio de transporte para cada percurso entre pontos de entrada e pontos de saída.

A Abordagem A-S pode ser representada de forma simplificada na seguinte figura:

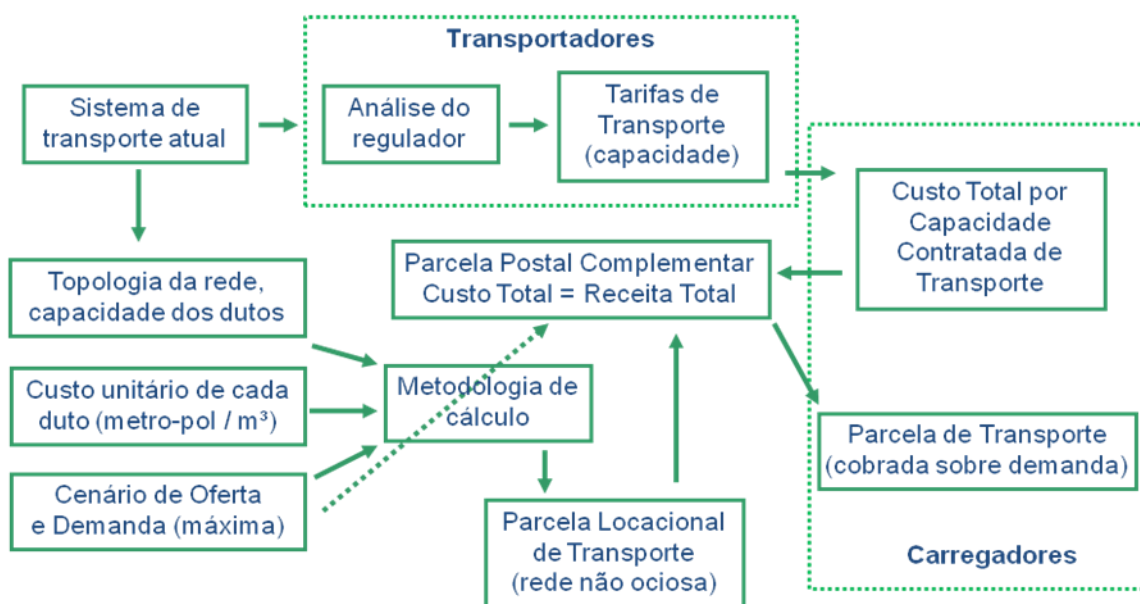


Fonte: PETROBRAS.

Figura 1 – Exemplo de Aplicação da Abordagem A-S

Na prática, o método utilizado pela PETROBRAS foi o de obter o custo médio de transporte a partir da média do impacto incremental (em termos infinitesimais) do fluxo de gás natural no custo total de transporte, até atingir o valor movimentado estimado – considerando os fluxos ótimos (sob a ótica do menor custo).

O procedimento geral de cálculo da PT realizado pela PETROBRAS pode ser resumido na figura 2 a seguir:



Fonte: PETROBRAS.

Figura 2 - Procedimento para Cálculo da Parcela de Transporte

A topologia da rede utilizada para se determinar o custo de transporte a partir dos fluxos ótimos apresentada pela PETROBRAS foi uma representação simplificada da rede de transporte, onde diversas seções⁶ dos gasodutos de transporte agregaram diversos pontos de entrega de uma determinada área geográfica, não correspondendo à topologia de fato da rede de transporte operadas pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) e Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG). Cada seção (arco) entre os pontos (nós) de entrada e saída do sistema (cada ponto pode receber ou entregar gás, ou ter demanda nula) possui um limite máximo de movimentação entre sua origem e destino, o qual varia a depender do fluxo, na hipótese de seções bidirecionais. No caso, os limites dos arcos foram informados pela PETROBRAS, e representam uma das premissas do cálculo tarifário, especialmente para a determinação do custo unitário de cada gasoduto (ver mais adiante).

Para o exercício de cálculo efetuado pela PETROBRAS foram utilizados 57 (cinquenta e sete) arcos e 51 (cinquenta e um) nós para representar as malhas de transporte do Nordeste e do Sudeste, operadas pela TAG, e o Gasoduto Bolívia-Brasil, operado pela TBG.

O custo unitário de cada gasoduto foi obtido a partir das características físicas de suas seções (extensão e diâmetro), de suas capacidades de transporte máximas (o máximo entre a capacidade de transporte do fluxo predominante e inverso de cada seção, no caso de seções bidirecionais) medida em metros cúbicos por dia (m^3/dia) e o valor de receita anual correspondente às tarifas de transporte constante dos contratos de serviço de transporte vigentes. Convém ressaltar que a PETROBRAS informou em uma planilha, de forma declaratória, os valores de capacidades de transporte máximas de cada seção dos gasodutos de transporte, sem, no entanto, apresentar os documentos essenciais para a validação dos mesmos, a saber: a memorial de cálculo hidráulico do escoamento e/ou relatório de simulação termo-hidráulica. A partir destas informações, foi obtido o custo unitário de transporte de cada seção do gasoduto, medido em metro-polegada por metro cúbico ($\text{metro-pol}/m^3$), dado este que, associado à informação acerca da movimentação de gás natural em cada segmento da rede de transporte, permite o cálculo da parcela da receita

⁶ Segmento de tubulação de um gasoduto de transporte compreendido entre dois complementos, i.e. entre pontos de recebimento, de entrega e estações de compressão (conforme definido no Inciso XIV do Art. 4º da Resolução ANP nº 037, de 04 de outubro de 2013.

anual decorrente da sua utilização (a parcela remanescente da receita anual é obtida por meio da cobrança de um componente postal, como será visto mais adiante). O valor do custo unitário de cada seção da rede de transporte encontra-se na Tabela A1 no Anexo desta Nota Técnica.

Para a determinação dos cenários de oferta e demanda a PETROBRAS utilizou as seguintes premissas:

- **Demanda:** o somatório das Quantidades Diárias Contratadas (QDCs) pelas distribuidoras para 2016 (já considerado as estimativas de valores em negociação atualmente); os consumos máximo das usinas termelétricas (UTES) a gás natural de propriedade da PETROBRAS e a QDC das demais UTES; e o consumo interno da empresas previsto no Plano Anual de 2016 (PAN 2016) das suas unidades consumidoras (Refinarias, Unidade de Fertilizantes etc.) a despacho pleno; e
- **Oferta:** Dados de produção do PAN 2016; importação de 30 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia) da Bolívia; e complementação da oferta por meio da importação de gás natural liquefeito (GNL) por meio dos Terminais de GNL de Pecém/CE, Baía da Guanabara/RJ e Terminal de Regaseificação da Bahia/BA, com o intuito de completar o balanço (atendimento pleno da demanda projetada).

Apesar da demanda projetada ser de pico (cerca de 100 MMm³/dia), a movimentação de gás natural a partir do cenário de oferta e demanda da PETROBRAS corresponde a apenas 51% da remuneração da capacidade contratada. Como solução para a alocação do custo de transporte remanescente, devido pelo carregador ao transportador a título de reserva de capacidade, a PETROBRAS adotou a premissa adicional de dividir igualmente este custo entre todos os usuários da rede. A PETROBRAS assumiu tal premissa de rateio de custeio baseada no fato de que o planejamento de redes (em geral) é feito com base em previsões com alto grau de incerteza e em restrições de flexibilidade e confiabilidade do sistema de transporte. Assim sendo, a ociosidade observada seria um “bem comum”, razão pela qual fora rateada igualmente entre os usuários da rede na forma de um componente postal.

Como resultado, a PT calculada representa a soma de um sinal locacional e um componente postal para cada ponto de demanda⁷.

Além da sinalização locacional, outra diferença desta abordagem em relação à adotada anteriormente é a necessidade de revisão periódica do seu valor, uma vez que os fluxos predominantes e seu respectivo custo de transporte são decorrentes da oferta e demanda projetada a cada período. No caso, a proposta é a adoção da periodicidade de revisão anual.

IV - CÁLCULO DA PARCELA DO PREÇO REFERENTE AO TRANSPORTE PELA SCM/ANP

IV.1 - Reflexo das Tarifas de Transporte nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural: Parcela Referente ao Transporte

O Art. 10 da RANP nº 052/2011 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 (PM) e uma referente ao transporte (PT)⁸.

⁷ Apesar de ter sido apenas apresentado a memória de cálculo para os pontos de demanda (pontos de entrega), o mesmo método pode ser aplicado para os pontos de oferta (pontos de recebimento), de maneira que a abordagem pode ser utilizada para determinar os custos de transporte relativos à injeção e à retirada do sistema separadamente para os fornecedores e consumidores, respectivamente.

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.

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 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.

Na hipótese mais simples, quando um mercado consumidor é abastecido por apenas um gasoduto de transporte e com apenas uma origem, a determinação da PT 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.¹⁰ 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 PT no contrato de compra e venda deve refletir exatamente a tarifa de transporte constante do contrato de serviço de transporte do carregador/agente vendedor, assim como seu critério de reajuste, em atendimento do disposto no parágrafo único do Art. 10 da RANP nº 052/2011, 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;

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. (...)”*

¹⁰ A hipótese 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 tem como objetivo tornar clara quais os custos que podem ser ressarcidos pela parcela do preço referente ao transporte, caso o agente vendedor incorra diretamente em gastos com a contratação de transporte desde a entrada até a saída do produto do sistema de transporte.

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, ainda, que as variações positivas ou negativas do custo de transporte (ou da remuneração do transporte) devem ser repassadas à PT, 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 PT, portanto, não deve comportar custos e despesas de outra natureza, ou seja, esta parcela 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, carregamento¹¹, estocagem, armazenagem, regaseificação, liquefação e distribuição).

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 PT, mas sim na PM. 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 Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016), o seu custo de aquisição comporia a tarifa de transporte cobrada do carregador, e, portanto, seria

¹¹ Exceto pelo pagamento dos encargos do serviço de transporte de gás natural, que refletem exatamente a parcela de transporte.

refletido na PT a ser cobrada pelo agente vendedor em seus contratos de compra e venda de gás natural.

No entanto, apesar de ilustrativo, o caso no qual a PT é a simples reprodução da tarifa de transporte de um contrato de serviço de transporte não é aplicável quando se trata do suprimento a partir de várias origens distintas por meio de uma rede de gasodutos de transporte interconectados, na qual o gás natural pode trafegar por diversas rotas até um ponto de entrega específico, como consequência de um grande portfólio de fontes de gás natural (produção/importação) e de contratos de serviço de transporte, tal como se observa atualmente no suprimento, pela PETROBRAS, às principais regiões consumidoras do Brasil, com exceção da Região Norte¹².

Uma transição para um mercado onde os contratos de compra e venda de gás natural contemplem uma PT que reflita corretamente os determinantes de custo contidos nas tarifas de transporte praticadas pelos transportadores deve levar em consideração os seguintes pontos:

a) a transição de uma PT postal para uma parcela que leve em conta os determinantes de custo de transporte deve ser feita de forma gradual e previsível, de modo que dê oportunidade aos agentes da indústria de acomodarem a sua operação atual aos preços do mercado e de planejarem os investimentos futuros;

b) o cálculo deve ser feito de forma a respeitar as receitas esperadas pelos transportadores em função dos contratos de serviço de transporte existentes;

c) a transição deve também ser compatível, no longo prazo, com as tarifas a serem praticadas em função do acesso a gasodutos (inclusive ampliações) que deverá ocorrer conforme mercado se desenvolve, sujeito às condições tarifárias e não tarifárias para acesso de terceiros contidas nos Termos de Acesso publicados pelos transportadores com base na Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016 (RANP nº 011/2016);

d) a PT deve ser compatível com o uso eficiente do sistema de transporte de gás natural, de forma a promover a maximização da utilização dos gasodutos (minimização da ociosidade) e incentivar o acesso de novos carregadores.

No que tange à compatibilidade da PT com a reflexão das tarifas de transporte dos contratos de serviço de transporte a serem celebrados com fulcro nas regras de acesso da RANP nº 011/2016, é importante distinguir dois aspectos que o sistema tarifário dos Termos de Acesso devem prever: o tipo de contratação de capacidade e a tarifação propriamente dita, os quais podem ser definidos de maneira distinta.

Há três tipos de contratação (ou reserva de capacidade) claramente definidos na bibliografia internacional, nomeadamente: Ponto-a-Ponto, Entrada/Saída e Postal, sendo que estes podem ser utilizados independentemente da tarifa basear-se em Distância, Entrada/Saída ou Postal (ou formulações híbridas, incorporando elementos de um tipo noutro). A seguir os tipos mais usuais de contratação (reserva) de capacidade e de tarifação serão definidos¹³.

Os diferentes tipos de reserva de capacidade são os seguintes:

- Postal: um contrato de transporte do tipo postal concede aos agentes o direito de realizar o carregamento do gás a partir de qualquer ponto de recebimento e de retirá-lo a partir de qualquer ponto de entrega da rede de transporte. Com este

¹² A Região Norte do Brasil é suprida pelo sistema de transporte composto pelos Gasodutos Urucu-Coari e Coari-Manaus, um sistema isolado da rede de transporte que atende às Regiões Centro-Oeste, Sul, Sudeste e Nordeste.

¹³ As definições dos tipos de contratação de capacidade e de tarifação se baseiam no texto “Sistema Tarifário e Tipos de Reserva de Capacidade na Indústria Europeia do Gás Natural”, publicado no Boletim Mensal do Gás Natural nº 16, de abril de 2010 (disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=31087>).

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 recebimento determinado. Ao mesmo tempo, outro contrato permite a retirada do gás num ponto de entrega definido. Dessa forma, o carregador não pode iniciar o carregamento do gás natural a partir de outro ponto de recebimento sem assinar outro contrato. O mesmo se aplica para a reserva de capacidade de saída;
- Ponto-a-Ponto: uma contratação do tipo Ponto-a-Ponto concede o direito aos agentes de carregar no gás a partir de um ponto de recebimento determinado e de retirá-lo em um ponto de entrega determinado. Se o agente deseja mudar o caminho a ser percorrido pelo gás, ele deverá então abandonar o primeiro contrato, com os custos vinculados ao abandono, para assinar outro.

A escolha entre os diferentes tipos de reserva de capacidade é de suma importância, uma vez que o tipo de reserva de capacidade escolhido pode oferecer uma maior flexibilidade aos carregadores ou maximizar a “capacidade firme” (um serviço de transporte com uma probabilidade de interrupção muito baixa) que o transportador pode oferecer. Quanto mais flexibilidade é dada aos carregadores menor a quantidade de capacidade firme que o transportador pode vender.

A reserva de capacidade do tipo Postal é a mais flexível para os carregadores, por conseguinte é aquela que permite ao transportador ofertar menos capacidade ao mercado. Já o tipo Ponto-a-Ponto é o menos flexível, mas permite ao transportador oferecer mais capacidade firme ao mercado, ao passo que a reserva de capacidade por Entrada/Saída se constitui como o caso intermediário, aplicável onde a capacidade do sistema não é tão escassa ou não existem muitos gargalos na rede, sendo o tipo aplicável para a promoção da liquidez (em termos de capacidade) ao mercado e para uma concorrência gás-gás¹⁴, como no caso da União Europeia e no Reino Unido.

Neste último caso, ao separar a contratação da entrada e saída, o sistema automaticamente cria um produto homogêneo a ser negociado, o qual pode ser negociado em termos iguais por todos os agentes da indústria na forma de gás natural negociado, por exemplo, em um ponto de negociação físico ou virtual. Ao transformar o gás natural em um produto homogêneo é gerado um incentivo à maximização do número de agentes aptos a negociar entre si, dando, assim, mais robustez ao mercado. Além disso, uma vez que as partes podem negociar sem ter conhecimento das suas localizações, o tipo de contratação por Entrada/Saída fomenta o anonimato das transações (Brattle Group, 2002).

Os diferentes tipos de tarifação são os seguintes:

- Distância: sob o método de tarifação baseado em distância, o total a ser cobrado por meio de tarifa de transporte é proporcional à distância entre os pontos de recebimento (entrada) e de entrega (saída) da rede de transporte, podendo em alguns casos, ser levado em consideração o diâmetro dos trechos ou seções da rede no seu cômputo;
- 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 recebimento) ou retirado (ponto de entrega). Neste método, a tarifa é calculada para recuperar o custo médio de utilização da rede de transporte e é

¹⁴ Concorrência gás-gás: concorrência entre companhias de gás natural. Como o gás natural não tem uso cativo, a concorrência é mais desenvolvida entre gás e petróleo ou entre gás e eletricidade.

expressa em unidade de moeda por unidade de volume ou energia (por exemplo, em R\$/m³ ou R\$/MMBtu, respectivamente);

- Entrada/Saída: sob o método de tarifação por Entrada/Saída o total a ser cobrado pelo transportador é a soma de duas parcelas distintas, uma referente à capacidade de entrada e a outra à capacidade de saída. As tarifas podem variar entre os pontos de recebimento e de entrega e devem ser estabelecidas de maneira a que o total para cada percurso se aproxime ao máximo do seu custo associado de transporte. A sua forma de implementação depende, dentre outros fatores, do conceito de custo aplicado (custo marginal de longo prazo ou custo médio incorrido).

Os critérios a serem utilizados para a escolha da tarifa são os seguintes: refletir os custos de transporte, promover a concorrência, propiciar transparência, estimular o investimento de longo prazo e a facilidade de articulação (com relação à combinação de uma tarifa entre vários agentes).

Quanto à refletividade dos custos de transporte, é importante destacar duas possibilidades:

- Caso a infraestrutura de transporte seja incipiente ou sofra de congestionamento físico, fica configurada a escassez de capacidade e as tarifas de transporte terão que otimizar a alocação de capacidade. Então, esse conceito de custo é prospectivo, porquanto é vinculado a uma renda de escassez e/ou ao custo marginal da construção;
- Caso contrário, o papel do mecanismo de tarifação será o de remunerar os custos fixos de investimento anteriores. Esse conceito de custo é retrospectivo e vinculado ao custo médio.

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 9.478/1997, 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.

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 gás¹⁵, falhando, em especial, no que se refere a sinalizar os custos relacionados ao congestionamento da rede.

O método de tarifação por Entrada/Saída é superior à tarifação baseada em distância com relação à promoção de um mercado líquido e da concorrência gás-gás. Além disso, esse tipo de tarifa induz eficazmente ao investimento. A tarifação baseada em distância permite mais facilmente o alcance de um bom nível de transparência no cálculo de tarifas. Porém, a tarifação por Entrada/Saída pode, com mais esforços, atingir o mesmo nível de transparência. Outra vantagem do tipo de tarifa Entrada/Saída é sua capacidade de sinalizar

¹⁵ Nesse tipo de tarifação corre o risco de favorecer os agentes que possuem grande porte, os quais, graças a seus portfólios, podem reduzir os encargos do serviço de transporte sem uma real diminuição dos custos do sistema.

congestionamento em pontos de entrada ou saída específicos emitindo, assim, sinais que permitem a identificação dos investimentos eficientes (HUNT, 2008 e ALONSO *et al.*, 2010).

Tecidas as considerações acima acerca dos tipos de reserva de capacidade e de tarifação, é possível observar que não apenas a escolha entre os tipos é potencialmente independente, como envolvem diferentes critérios de seleção. Por exemplo, enquanto a refletividade dos custos é um elemento fundamental para a escolha do tipo de tarifação, a flexibilidade é importante para a determinação da capacidade a ser ofertada (Brattle Group, 2002).

Com relação aos contratos de serviço de transporte de longo prazo existentes, detidos por um agente dominante, a tarefa a ser realizada se resume a apurar o custo de transporte, já incorporado nas tarifas de transporte constantes destes contratos, para o volume movimentado até os pontos de venda do gás natural (pontos de entrega). Nesta situação, há um incremento da complexidade na apuração da parcela de transporte a partir do portfólio de contratos de serviço de transporte, que podem conter diferentes prazos de vigência, critérios de reajustes, datas-bases e tipo de tarifação¹⁶.

Neste sentido, para efetuar a transição para uma PT que reflita corretamente os determinantes de custo do transporte, se deve avaliar, em um primeiro momento, se a abordagem utilizada pelo agente vendedor para refletir o custo do transporte nos contratos de compra e venda celebrados juntos aos seus clientes não está em flagrante conflito com a regulação tarifária vigente, para então caminhar na direção de um sistema tarifário mais apropriado para as características físicas na rede de transporte nacional e um mercado de gás natural com um grau maior de concorrência.

Ao final da transição, o objetivo é que a metodologia utilizada para o cálculo da PT dê resultados muito aproximados aos valores de tarifa de transporte praticados pelos transportadores, de modo que seja indiferente para as partes (agente vendedor e comprador) se o carregamento é efetuado pelo agente vendedor (e o valor da PT reflete o valor da tarifa de transporte), ou se a troca de titularidade da venda é feita anteriormente ao transporte, e o comprador se encarrega de contratar o transporte do gás até o ponto de entrega que o atende.

É importante destacar que, no longo prazo, a ocorrência do compartilhamento de tarifa, conforme o art. 15 da RANP nº 015/2014, tende a fazer com que as condições operacionais dos contratos de serviço de transporte firmados anteriormente ao marco regulatório instituído pela Lei do Gás seja igualadas às novas condições praticadas pelos transportadores. Outros fatores que contribuem para a futura convergência das condições tarifárias e não tarifárias dos contratos de serviço de transporte é o fim da vigência dos contratos antigos (em especial o Contrato TCQ do GASBOL em 2019) e a obrigação assumida pela PETROBRAS por meio do Termo de Compromisso (TC) celebrado junto à ANP em 2003 de adotar tarifas de transporte que reflitam os determinantes de custo para os gasodutos abrangidos pelos Contratos Malhas Sudeste e Nordeste (item 3 do TC).

IV.2 - Metodologia de Tarifação Aplicável ao Brasil¹⁷

Independente da metodologia de tarifação adotada, o objetivo da regulação tarifária é estabelecer tarifas que resultem em uma receita pela contraprestação do serviço de transporte que garanta um retorno justo para o transportador, dado seus custos de

¹⁶ 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 importação por meio dutoviário (elemento que deveria compor o preço do gás natural importado na fronteira) como sendo custo de transporte nacional.

¹⁷ Esta subseção se baseia em ACER (2013) e Ascari (2013).

investimento e operação. Nesse contexto, é importante pontuar que o custo mais relevante a ser recuperado através das tarifas é o custo de investimento, que se referem, principalmente, aos custos de capital e à depreciação do ativo¹⁸.

Como regra geral, as informações de custo utilizadas para se calcular as tarifas de transporte deve refletir o custo de repor as instalações de transporte no futuro. Contudo, a depender da disponibilidade de informações, podem-se utilizar as metodologias alternativas de custos médios (ou padronizados) ou de custos reais (ou específicos) daquela instalação para a definição do custo a ser recuperado pelas tarifas.

Enquanto o uso dos custos médios é considerado mais justo em relação aos usuários, que não seriam penalizados por ineficiências construtivas ou operativas, há risco de desconsiderar especificidades do terreno no qual a instalação de transporte foi construída, penalizando indevidamente os transportadores e reduzindo os incentivos ao investimento.

O uso dos custos reais é justificado, em muitos casos, pela depreciação acelerada dos ativos, que demandaria um tratamento diferenciado entre seu valor contábil puro e a contabilidade regulatória aplicada. Esse método é recomendado na hipótese de desativação futura do ativo. Caso contrário, não refletirá o custo de reposição do ativo, conforme preconizado pela literatura.

Uma terceira opção mais precisa (e trabalhosa) é efetivamente calcular o custo de reposição, ou seja, o custo real esperado no futuro¹⁹. No entanto, para fazê-lo é necessário adotar uma série de hipóteses sobre o comportamento futuro da (macro) economia e dos mercados de aço, tubos, construção civil etc. Dada a volatilidade observada no mercado brasileiro, haveria uma elevada probabilidade de equívoco nas hipóteses adotadas e, portanto, equívoco na definição de tarifas.

Pelas razões que serão apontadas na próxima subseção e por privilegiar a metodologia mais simples e com maior disponibilidade de dados, em um primeiro momento, considera-se adequada a abordagem proposta pela PETROBRAS de utilização das receitas dos contratos de transporte vigentes para a determinação do custo unitário dos dutos (ver seção III da presente Nota Técnica). Tal medida tem a vantagem adicional de garantir que os transportadores terão garantidas as receitas esperadas no momento em que foram celebrados seus contratos de serviço de transporte, reduzindo a incerteza sobre o seu retorno pelo investimento realizado.

No que tange à metodologia de cálculo tarifário, o Brasil seguiu, nos últimos anos, um exemplo bastante utilizado em sistemas de transporte controlados por empresas estatais, no qual se adota uma tarifa do tipo Postal, cobrada de todos os usuários independentemente da distância ou localização deles na rede.

Por não refletir exatamente o custo de transporte para o local de seu uso, esse método tem como característica subsidiar a movimentação do gás natural para os locais mais distantes das fontes de oferta, privilegiando a universalização do serviço em detrimento da emissão de sinais locacionais eficientes. Desta forma, há risco do gás natural deslocar, artificialmente, outros energéticos substitutos, aumentando o custo total do fornecimento de energia para o sistema, com consequências negativas sobre a competitividade da indústria local²⁰.

Já a tarifação por distância tem como principal atrativo a refletividade de custos, porém tem o inconveniente de ser calculada quase que caso-a-caso, o que reduz a transparência do custo

¹⁸ Na Europa, essa rubrica representa, em média, 80% do custo total do transporte (Ascari, 2013).

¹⁹ O Reino Unido utiliza essa metodologia, denominada *Long Run Marginal Costing* (LRMC).

²⁰ Apesar dessas desvantagens e das restrições impostas pela Comissão Européia, o método postal continuava a ser utilizado em países europeus, principalmente para tarifas de saída, até pelo menos 2012.

do transporte e dificulta o cálculo econômico por parte dos agentes do mercado²¹. Por esta razão, não facilita a entrada de novos agentes e nem tampouco o aumento da liquidez do mercado, que são necessidades prementes do atual momento da indústria brasileira de gás.

Ademais, a utilização de tarifas baseadas em distância, característica da tarifação por distância, perde força à medida que a rede de transporte torna-se mais complexa e interconectada. Com a expansão e o amadurecimento do mercado de gás, os fluxos do gás na malha ocorrem em diferentes direções, inclusive na direção oposta ao fluxo predominante, o que implica que as tarifas de transporte eficientes podem ser nulas ou até mesmo negativas no longo prazo, uma vez que aliviam a necessidade de transporte físico do energético. Nesse sentido, cumpre destacar que vários gasodutos importantes do sistema de transporte já são bidirecionais (GASDUC III, Trechos Norte e Sul do GASENE, Trecho Norte do GASBOL e Pilar-Ipojuca).

Em redes complexas, as necessidades adicionais de transporte podem, ainda, ser supridas por rotas alternativas àquela mais óbvia, utilizando-se dos chamados efeitos de portfólio. A utilização de tarifas por distância negligenciam este efeito, e podem privilegiar grandes carregadores que detenham um portfólio de contratos e desencorajar a entrada de novos agentes.

Em resumo, quando os fluxos do gás são predominantemente constantes, a tarifa por distância ou zonal pode refletir os custos efetivos do transporte, uma vez que incrementos na demanda por capacidade só podem ser atendidos por investimentos em nova capacidade. Nos casos de redes complexas nas quais os fluxos se alteram com frequência, tarifas por distância não necessariamente refletem os custos e uma tarifa do tipo Postal pode ser aceitável, desde que a sinalização locacional não seja considerada imprescindível.

A tarifação do tipo Entrada/Saída é capaz de lidar com as mais variadas topologias da rede de transporte, sendo aplicável tanto para redes simples com fluxos bem definidos quanto para redes complexas cujos fluxos mudam com frequência.

Nessa metodologia, as tarifas são específicas para cada ponto de entrada (ponto de recebimento) e para cada ponto de saída (ponto de entrega) e não há vinculação entre as tarifas cobradas e o caminho que o gás deve percorrer entre os pontos de entrada e saída utilizados.

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

Uma vantagem deste método é sua transparência e simplicidade, que pode ser incrementada por meio do agrupamento de pontos de entrada (e pontos de saída) geograficamente próximos, que justifiquem uma tarifa única para cada *cluster*. Entretanto, a aplicação da tarifação por Entrada/Saída não é compatível com congestionamento físico sistemático de determinados trechos do sistema. Caso isso ocorra, a recomendação é que o trecho seja tratado como uma interconexão entre dois sistemas de entrada e saída distintos²².

A depender de como é desenhada, essa metodologia pode permitir que carregadores contratem capacidade de entrada no sistema, sem necessariamente comprometerem-se,

²¹ A adoção de tarifas zonais pode reduzir essas desvantagens, sendo amplamente utilizada em serviços de telecomunicações, ferrovias e rodovias.

²² Se envolver mais de um transportador, é provável que algum tipo de compensação entre transportadores seja necessária. Essa é uma questão a ser analisada no caso prático brasileiro, uma vez que o sistema interligado de transporte era historicamente dividido entre TBG e TAG, que recentemente está em processo de cindir sua malha, criando transportadoras distintas para o sudeste (NTS) e para o nordeste (TAG).

neste mesmo momento, com a contratação de capacidade equivalente de saída (ver subseção IV.1 para os diferentes tipos de contratação). Torna-se possível, ainda, permitir que o gás que já possui “direito” de entrada no sistema de transporte seja comercializado em um “ponto virtual” na rede e direcionado pelo transportador para o ponto de saída contratado pelo comprador.

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

Pelas razões acima exposta, o método de tarifação considerado mais apropriado ao caso brasileiro aparenta ser o do tipo Entrada/Saída.

Uma vez decidida a adoção da tarifação por Entrada/Saída e definido o custo total a ser recuperado pelas tarifas com base nas receitas dos contratos de transporte vigentes, é necessário tomar duas decisões. A primeira delas diz respeito à alocação dos custos a serem recuperados entre os encargos de capacidade e encargo de movimentação. Conforme discutido anteriormente, o principal determinante dos custos de transporte é o investimento, o que implica que os custos devem ser recuperados principalmente por meio dos encargos de capacidade, cobrados independentemente da efetiva movimentação do gás natural.

Outra decisão refere-se à alocação dos custos entre o conjunto de pontos de recebimento (entrada) e o conjunto dos pontos de entrega (saída), ou seja, é necessário estabelecer o quanto da receita do transportador será proveniente das tarifas de entrada e o quanto virá das tarifas de saída²³. Usualmente, a solução adotada é da recuperação dos custos igualmente entre pontos de entrada e de saída (50% da receita recuperada por meio da movimentação nos pontos de entrada e 50% da receita recuperada pelo conjunto dos pontos de saída), em linha com o padrão adotado nos Códigos de Rede para Tarifas (*Network Codes on Tariffs*) europeus.

Uma vez definidas essas questões básicas relacionadas ao custo a ser recuperado pelas tarifas e ao método tarifário a ser utilizado, é preciso escolher uma das metodologias disponíveis para a alocação do custo do transporte entre cada um dos pontos de entrada e saída do sistema (ou para as zonas que agrupem um conjunto de pontos de entrada e pontos de saída, caso uma agregação seja julgada conveniente). Abaixo são apresentadas principais metodologias para fazê-lo²⁴.

Postal

Neste método, as mesmas tarifas de referência são atribuídas para cada um dos pontos de entrada e para cada um dos pontos de saída de acordo com os objetivos de recuperação de receita atribuídos a cada uma dessas categorias pelo regulador. Portanto, essa abordagem não provê nenhum sinal locacional que incentive o uso eficiente da infraestrutura de transporte, sendo equivalente nos seus incentivos à tarifação do tipo Postal pura (ver subseção IV.1).

²³ É possível que a divisão entre receita recuperada por entrada e receita recuperada pela saída seja um resultado da metodologia de alocação de custos utilizada. No entanto, optou-se por utilizá-la como um dado de entrada do modelo.

²⁴ Além das abordagens discutidas com mais detalhes nesta seção, a literatura cita a abordagem individual, na qual aloca-se o custo de cada trecho de gasoduto para o ponto de entrada ou saída mais próximo, desconsiderando o fluxo do gás na rede. Essa abordagem tem como principal atributo sua simplicidade, porém deixa a desejar no que tange à refletividade de custos.

As informações necessárias para o cálculo das tarifas postais são: (i) a receita total a ser recuperada; (ii) o tipo de contratação de capacidade (reserva de capacidade); e (iii) o rateio entre a receita a ser recuperada pelo conjunto de pontos de entrada e pelo conjunto de pontos de saída.

Distância Ponderada pela Capacidade

O conceito por trás dessa abordagem é que cada ponto de entrada e de saída será responsável por recuperar uma parcela da receita proporcional a sua contribuição no custo da capacidade do sistema. Como resultado, a receita a ser recuperada é calculada a partir de uma tarifa unitária uniforme ponderada pela capacidade de cada ponto e a distância percorrida ao menor custo econômico²⁵ (fluxo ótimo).

Para proceder seu cálculo, essa abordagem requer informações sobre: (i) a capacidade técnica de cada ponto de entrada e saída; (ii) as reservas de capacidade previstas nos pontos de entrada e saída; e (iii) a divisão da receita a ser recuperada pelo conjunto de pontos de entrada e pelo conjunto de pontos de saída²⁶.

Ponto Virtual

Esse método recorre à criação de um ponto virtual teórico, calculado matematicamente ou geograficamente²⁷, que servirá de referência para o cálculo das tarifas de cada ponto de entrada e de saída. A definição matemática do ponto virtual é recomendada nos casos de sistemas complexos (*meshed*), nos quais é difícil eleger um ponto geográfico representativo na rede, enquanto a abordagem geográfica requer a identificação de um único nó dominante para ser eleito como referência, mais facilmente elegível em sistemas mais simples.

O conceito por trás dessa abordagem é definir as tarifas com base na distância entre o ponto virtual e cada um dos pontos de entrada e saída, ponderados pelas capacidades de cada um deles.

As informações necessárias para proceder a esse cálculo são: (i) as capacidades de transporte dos pontos de entrada (recebimento) e saída (entrega) (ii) as programações previstas para cada um destes pontos; (iii) os fluxos predominantes no sistema; e (iv) o uso das capacidades de transporte em cada seção ou trecho da rede em situações de pico de demanda.

Matricial

Nesta abordagem o sistema de transporte é modelado de forma a ser representado por um conjunto de arcos que conectam pontos de entrada aos pontos de saída e aos nós. Em seguida, são atribuídos índices de custo para cada um desses arcos, calculados com base em uma tarifa do tipo Ponto-a-Ponto, que pode ser relacionada a parâmetros como distância e diâmetro, aos custos reais dos gasodutos ou, ainda, aos custos de reposição, conforme discutido anteriormente.

Após isso, todos os fluxos possíveis entre pontos de entrada e saída são mapeados e, dentre todas essas possibilidades, são avaliados os percursos percorridos (e os arcos

²⁵ Não necessariamente o fluxo ótimo, ou de menor custo econômico é a distância mais curta que o gás natural pode percorrer na rede, mas sim aquele que utiliza as seções e trechos com o menor custo unitário de transporte.

²⁶ Uma variante dessa abordagem utiliza hipóteses sobre os fluxos no pico da demanda para diminuir as combinações possíveis de entrada e saída.

²⁷ Para uma discussão aprofundada sobre cada uma dessas opções, ver ACER (2013).

utilizados) pelo gás natural em uma situação de demanda de pico²⁸. Isso permite que se obtenha uma matriz cujas bordas são os custos de entrada e de saída do sistema e o “miolo” representa os custos de se movimentar gás entre cada um desses pontos.

Uma otimização matemática torna possível gerar dois vetores, um contendo as tarifas de entrada e outro contendo as de saída (tarifas de referência), representativos dos resultados constantes da matriz obtida anteriormente.

As tarifas de referência estabelecidas pela otimização matemática acima descrita ao serem aplicadas às reservas de capacidade não correspondem necessariamente à receita de transporte aprovada pelo regulador, salvo se esta restrição é imposta no momento em que o procedimento de otimização foi realizado.

Para se obter o valor das tarifas aplicáveis aos pontos de entrada e saída do sistema de transporte é necessário realizar um procedimento de redimensionamento, que corresponde a aumentar ou reduzir as mesmas a partir da multiplicação de todas as tarifas de referência por uma constante (respectivamente para todos os pontos de recebimento e para todos os pontos de entrega) de maneira que a receita de entrada e de saída permitidas pelo regulador (ou a receita prevista em contrato) possam ser auferidas. Procedimentos adicionais de ajuste podem ser utilizados posteriormente para certos pontos da rede²⁹, cujas razões podem ser: promoção da concorrência na comercialização, simplicidade, segurança do abastecimento etc.

Considerando as características de cada uma das metodologias apresentadas, Constatase que a utilização do método Matricial para o cálculo tarifário por Entrada/Saída evidencia-se como a mais aplicável para o caso brasileiro, uma vez que há mais disponibilidade de informações para os seus parâmetros de entrada e é o que melhor equilibra os atributos de refletividade de custos, transparência no seu cálculo e possibilidade de introdução de restrições econômicas na determinação das tarifas de entrada e saída da rede, conferindo os sinais locais adequados para uma operação e expansão eficiente do sistema de transporte de gás natural.

Em que pese o posicionalmente favorável acima expresso, sugere-se a aplicação desta metodologia de cálculo tarifário apenas em uma segunda etapa (ver seção V), dado o tempo necessário para a sua conclusão. Dessa forma, em um cronograma de transição suave para uma abordagem definitiva, optou-se pela aplicação provisória da Abordagem A-S descrita na seção III da presente Nota Técnica, uma vez que esta representa um avanço na direção de introduzir o componente de custo da distância percorrida na rede de transporte, em contraposição com a abordagem postal anteriormente adotada.

A opção pela aplicação apenas provisória da Abordagem A-S reside no fato do valor total da parcela referente ao transporte na venda do gás natural ser função do volume comercializado (quantidades máximas contratadas de gás) e do consumo próprio da PETROBRAS e não da reserva de capacidade de transporte para a movimentação dessas quantidades. Como consequência, os consumidores finais arcam com o custo da sobrecontratação de capacidade na forma da cobrança de uma espécie de componente postal (tarifa-selo), cujo valor é inversamente proporcional à utilização da rede de transporte, de maneira a recuperar o total do custo de transporte arcado pelo carregador a partir da sua projeção de movimentação.

²⁸ Segundo essa abordagem, os fluxos contrários àqueles predominantes no sistema devem ter um índice de custo reduzido, podendo ser precificados, no limite, como tarifas negativas em função de aliviarem a necessidade de fluxo físico no sistema, abrindo espaço para novas movimentações. Contudo, a precificação negativa só seria possível em condições muito específicas, conforme discutido em detalhes em KEMA-REKK (2009).

²⁹ Essa abordagem permite que, após feito o cálculo tarifário mais desagregado, as tarifas (ou parte delas) sejam postalizadas, o que pode ser feito para atender à objetivos específicos da política energética.

Tendo em vista que a cobrança deste componente postal gera incentivos contrários à maximização da utilização dos gasodutos, uma vez que o carregador dominante garantiria a receita necessária para continuar detendo a quase totalidade dos direitos à capacidade dos gasodutos que compõe o sistema de transporte, independentemente da movimentação efetuada para suprir os compradores do gás natural, os quais, em último caso, estariam arcando com o custo da capacidade não utilizada, sem o direito de acessá-la em base firme.

Desse modo, é necessário prever que a transição também contemple um limite ao repasse do valor do excesso de reserva de capacidade para o componente postal, de forma que haja o incentivo que o carregador dominante efetue cessões da capacidade contratada em excesso para novos agentes que desejem acessar o transporte de gás natural. Esta medida direciona o comportamento dos agentes para o uso eficiente do sistema de transporte de gás natural e a maximização da utilização dos gasodutos (minimização da ociosidade), além de gerar incentivos ao ingresso de novos agentes na indústria.

Uma abordagem definitiva necessitaria atender, adicionalmente, o princípio da não arbitragem entre as tarifas de transporte aplicadas pelo transportador e a parcela referente ao transporte na venda do gás natural, de modo que seja indiferente, para um agente da indústria, comprar gás natural na entrada do sistema de transporte e providenciar sua própria contratação do transporte até o ponto de entrega, ou comprar o mesmo gás natural já no ponto de entrega.

Ante o exposto, a próxima subseção tem como objeto descrever o cálculo da PT por parte da equipe técnica da SCM/ANP com base na Abordagem A-S.

IV.3 - Cálculo da Parcela do Preço Referente ao Transporte pela SCM/ANP

O primeiro ponto que merece destaque na Abordagem A-S na forma como proposta pela PETROBRAS diz respeito à alocação da ociosidade dos gasodutos para as distribuidoras na forma da cobrança de uma tarifa-selo. Na prática, esta tarifa-selo reflete apenas o "custo" relacionado a não utilização dos dutos, e não exatamente um do custo de prover um "bem comum" aos consumidores de gás natural, como fora apresentado. Para refletir de fato um "bem comum", as distribuidoras que arcam com estes custos deveriam poder utilizar esta capacidade (de modo firme) para o gerenciamento do seu consumo, ou seja, poder redirecionar gás que não será consumido em benefício de outros consumidores conectados na rede de transporte, o que na prática apenas pode ocorrer dentro das suas respectivas áreas de concessão.

Dessa forma, e conforme o exposto na subseção anterior, é necessária a redução gradual da cobrança do custo da ociosidade representado pelo componente postal da PT às distribuidoras. Um cronograma de redução dessa cobrança incentivaria o oferecimento ao mercado, na forma de cessão de capacidade pela PETROBRAS, da capacidade contratada de transporte superior àquela necessária para o atendimento da sua movimentação prevista, para mitigar o seu custo de carregamento que não poderá ser repassado ao preço final do gás natural comercializado.

Ainda com relação à cobrança do custo da ociosidade, se propõe que a distribuição do custo da ociosidade de cada gasoduto individualmente, de acordo com os seguintes critérios (ver Tabela A2 no Anexo da presente Nota Técnica):

- Malhas Nordeste: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás e Bahiagás;
- Gasoduto Pilar-Ipojuca: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás e Bahiagás;
- Gasoduto Atalaia-Laranjeiras: arcado pelos usuários localizados na área de concessão da Sergás;

- GASENE Norte (Gasoduto Cacimbas-Catu): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás, Bahiagás, BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig e Comgás;
- GASENE Sul (Gasodutos Cabiúnas-Vitória e Cacimbas-Vitória): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás, Bahiagás, BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig e Comgás;
- GASDUC III: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da Cegás, Potigás, PBgás, Copergás, Algás, Sergás, Bahiagás, BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig e Comgás;
- Malha Sudeste (Conjunto): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig, Comgás, SPSul, GBD, Compagás, SCGás e Sulgás;
- Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté: arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão da BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig, Comgás, SPSul, GBD, Compagás, SCGás e Sulgás;
- Gasoduto Paulínia-Jacutiga: arcado pelos usuários localizados na área de concessão da Gasmig; e
- Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL): arcado pelos usuários localizados nas áreas de concessão BR-ES, CEG-Rio, CEG, Gasmig, Comgás, SPSul, GBD, Compagás, SCGás, Sulgás e MSGás.

Não obstante a maior integração entre os gasodutos que compõe a rede de transporte brasileiro (exceto a Região Norte), a proposta de distribuição acima visa atribuir aos consumidores de gás natural cujas demandas interferem mais diretamente na utilização destas instalações de transporte, ao invés de atribuir a todos igualmente o custo da ociosidade da rede.

Com relação à topologia de rede, na primeira etapa do cronograma será adotada uma representação simplificada da rede de transporte enquanto a tarefa de elaboração de uma representação completa da rede não for concluída. A este respeito, não se pode afirmar que a adoção de uma representação simplificada da rede de transporte impacta de forma considerável o resultado final do cálculo, sendo um recurso utilizado em diversos processos de cálculo tarifário em outros países. Trata-se de uma abordagem que torna a estimativa capaz de ser realizado com algoritmos de otimização disponíveis nos pacotes de planilha eletrônica (por exemplo o Excel), o que representa uma redução no seu custo de realização. Além disso, uma redução do número de nós (pontos de recebimento e de entrega) e arcos (seções dos gasodutos) reduz o tempo de computação.

Entretanto, em que pese existirem vantagens na simplificação da rede de transporte, importantes características operacionais e restrições locais podem ser desconsideradas na determinação dos fluxos ótimos, tornando o resultado menos realista. Como exemplo, tem-se a agregação da demanda de diversos pontos de entrega de uma área em um nó representativo, cuja localização não coincide com qualquer ponto relevante conhecido da rede ou do gasoduto de transporte, o que dificulta a apuração da capacidade de transporte deste nó e dos arcos adjacentes a ele. Tal informação acerca da capacidade de transporte do nó e dos arcos é fundamental para aplicação de metodologias como a tarifação por Entrada/Saída. Dessa forma, sugere-se nas etapas posterior do cronograma (ver seção V) a adoção de uma topologia da rede de transporte na qual todas as seções (arcos) e nós (pontos relevantes) estejam representados, assim como a modelagem de aspectos operacionais essenciais, tal qual o consumo de gás de uso do sistema pelas estações de compressões e válvulas dos gasodutos de transporte.

Além disso, sugere-se a adoção das seguintes premissas adicionais no cálculo da PT pela Abordagem A-S: (i) cálculo da PT por Grandes Regiões (Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-

Oeste) na primeira etapa (2016-2017) e por áreas de concessão atendidas por concessionárias de distribuição de gás canalizado na segunda etapa (2017-2018); (ii) aumentar o fator de utilização dos Terminais de GNL da Baía da Guanabara/RJ e da Bahia (TRBA) para 56,5%, ao invés da utilização dos 39% originalmente proposta pela PETROBRAS, respeitando a condição de contorno de retirada mínima da Bolívia (*Take-or-Pay*) de 24 MMm³/dia; (iii) cobrar o mesmo custo de transporte para os volumes movimentados no GASBOL independentemente da distância percorrida, de maneira a manter as condições originais do *project-finance* do empreendimento; e (iv) abatimento de 70% do custo de transporte a ser repassado referente ao Gasoduto Paulínia-Jacutinga, uma vez que a SCM/ANP não entende ser razoável que as distribuidoras devam arcar com os 3,5 MMm³/dia da capacidade do gasoduto que não se encontram disponíveis pela inexistência do Ponto de Entrega Jacutinga II. Dessa forma, este custo deve ser integralmente absorvido pela PETROBRAS.

A título de comparação, a Tabela 1, a seguir, contém os valores da PT calculada pela PETROBRAS e pela SCM/ANP a partir da Abordagem A-S:

Tabela 1 – Parcelas de Transporte Estimadas pela PETROBRAS e pela SCM/ANP (R\$/m³)

	<i>PT_{PBR}</i>	<i>PT_{SCM}</i>
Região		
NE	0,2526	0,2403
SE	0,2382	0,2603
S	0,4563	0,2989
CO	0,1685	0,2325
Brasil	0,2613	0,2593

A adoção de tais premissas tem como objetivo tornar mais suave a transição da cobrança de uma PT postal, como ocorre atualmente, para uma que reflita mais adequadamente o custo de transporte incorrido no suprimento de gás natural. Contudo, como fora mencionado, trata-se de uma proposta de solução intermediária para a adoção de uma abordagem que atenda aos princípios destacados na subseção anterior. A próxima seção tem o objetivo de detalhar a proposta de cronograma de aplicação de metodologias de cálculo para a alocação dos custos de transporte nas PTs.

V - CRONOGRAMA DE APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DE CÁLCULO PARA ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DE TRANSPORTE NAS PARCELAS DE TRANSPORTE DOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL

Uma transição suave no que se refere a mudanças no valor da PT atualmente praticada é recomendável, com o objetivo de permitir que os agentes da indústria tenham tempo suficiente para se adaptar para um mercado potencialmente concorrencial³⁰, com uma

³⁰ Embora a finalidade da ação regulatória seja alcançar um mercado comercialização de gás natural concorrencial, não se pode deixar de notar que a PETROBRAS concentra a oferta de gás natural no mercado interno e é, ao mesmo tempo, acionista de grande parte das distribuidoras de gás natural demandantes do energético no Brasil, ocorrendo, inclusive, a indicação dos Diretores Comerciais destas distribuidoras por parte da

formação de preços que sinalize eficientemente o suprimento de gás natural e a utilização das redes de transporte.

Para estabelecer um cronograma de transição para o cálculo da PT, é necessário estabelecer: (i) os períodos de revisão das PTs dos contratos de compra e venda; (ii) o critério de custo utilizado para precificar o transporte efetuado (custo unitário de cada duto); (iii) a metodologia de alocação dos custos de transporte às Parcelas de Transporte de cada contrato de compra e venda; (iv) a modelagem da topologia representativa do sistema de transporte; e (v) a área de abrangência da PT (grandes regiões geográfica ou áreas de concessão atendidas por concessionárias de distribuição de gás canalizado).

Nesse sentido, propõe-se o seguinte cronograma, sendo necessária a alteração das PTs dos contratos de compra e venda por meio de aditivos contratuais:

- 2016-2017 (1º ano):
 - (i) período de revisão: 1 (um) ano;
 - (ii) custo unitário de cada duto (seção): valor da receita a partir dos contratos de serviço de transporte, por metro-pol/m³ (ver seção III da presente Nota Técnica);
 - (iii) metodologia de alocação dos custos de transporte: Abordagem A-S, com os ajustes indicados na subseção IV.3;
 - (iv) modelagem da rede de transporte: topologia de rede simplificada apresentada pela PETROBRAS (ver seção III);
 - (v) área de abrangência da PT: Região (Nordeste, Sudeste, Sul, Centro-Oeste).
- 2017-2018 (2º ano):
 - (i) período de revisão: 1 (um) ano;
 - (ii) critério de custo de transporte: valor da receita a partir dos contratos de serviço de transporte, por metro-pol/m³;
 - (iii) metodologia de alocação dos custos de transporte: Abordagem A-S, com os ajustes indicados na subseção IV.3, com a gradual reflexão dos custos de reserva de capacidade, ao invés dos volumes comercializados e de consumo interno da PETROBRAS – havendo sobrecontratação do transporte pelo carregador incumbente, 10% (dez por cento) do excesso de ociosidade não poderá ser repassado para a PT por meio da cobrança da componente postal (tarifa-selo);
 - (iv) modelagem da rede de transporte: modelagem efetuada pela ANP;
 - (v) área de abrangência da PT: Unidade da Federação.
- 2018 em diante (3º ano em diante):
 - (i) período de revisão: 1 (um) ano;

própria PETROBRAS (vide Nota Técnica Conjunta nº 001/2011-CDC-SCM, de 29 de setembro de 2011, intitulada “Análise da Regulamentação, da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação dos Preços do Gás Natural no Brasil”).

- (ii) critério de custo de transporte: valor da receita a partir dos contratos de serviço de transporte, por metro-pol/m³;
- (iii) metodologia de alocação dos custos de transporte: cálculo tarifário por Entrada/Saída pela abordagem Matricial (ver subseção IV.2 e item 3.4.1.4 de ACER[2013]) elaborado pela ANP, considerando o fluxo predominante (cenário de máxima utilização da rede de transporte) e a capacidade reservada de transporte nos pontos (nas zonas) de recebimento e de entrega;
- (iv) modelagem da rede de transporte: modelagem efetuada pela ANP;
- (v) área de abrangência da PT: áreas de concessão atendidas por concessionárias de distribuição de gás canalizado vigente à época.

Dessa forma, uma vez aprovado pela ANP o cronograma da transição das PTs para a aderência aos princípios regulatórios expostos na seção anterior, este passa a ser obrigatório para o registro dos contratos de compra e venda, e conseqüentemente para a validade dos contratos de comercialização dentro da esfera de competência da União.

Tendo em vista a relevância do tema para a indústria brasileira do gás natural, o alcance da transição com relação aos agentes do mercado nacional de gás natural, e considerando que a presente Nota Técnica complementa a Nota Técnica nº 010/2011-SCM, que embasou a publicação da Resolução ANP nº 052/2011, recomenda-se que, anteriormente à aprovação definitiva da presente Nota Técnica e do cronograma, realize-se a Consulta Pública desta nota pelo período de 30 (trinta) dias.

VI - BIBLIOGRAFIA

ACER (2013). *Revised chapter on Cost Allocation and determination of the reference price*, Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

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

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

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

_____ (2010). *Cálculo da Tarifa de Transporte Dutoviário de Gás Natural: Critérios Aplicáveis e Proposta de Política de Preços*. Nota Técnica nº 015/2010-SCM, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP.

_____ (2009). *Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnicoeconômicos e Jurídicos*. Nota Técnica nº 013/2009-SCM, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP.

- _____ (2002). *Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços - Até dezembro de 2001*", Séries ANP, Número IV, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP.
- ASCARI, S. (2011). *Network Regulation in Gas*, FSR Residential & E-Learning Course on Regulation of Energy Utilities, European University Institute, Florence School of Regulation.
- BRATTLE GROUP (2002). *Convergence of non-discriminatory Tariff and Congestion Management Systems in the European Gas Sector*.
- FERC (1992). Order 636. Federal Energy Regulatory Commission.
- FIQUET, A. (2010). *Sistema Tarifário e Tipos de Reserva de Capacidade na Indústria Europeia do Gás Natural*, publicado no Boletim Mensal do Gás Natural nº 16, Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, ANP (disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=31087>)
- HUNT, P. (2008). *Entry-Exit Transmission Pricing with Notional Hubs: Can it Deliver a Pan-European Wholesale Market in Gas?* Oxford Institute for Energy Studies.
- JUNQUEIRA, M.; COSTA, L. C. et alii. (2007). *An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets*, In: IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 22, Nº. 4.
- KEMA-REKK (2009), *Study on Methodologies for Gas Transmission Network Tariffs and Gas Balancing Fees in Europe*, prepared for the European Commission, Directorate General for Energy and Transport.
- PETROBRAS (2008). Nota Técnica Referente à Proposta de Formação do Preço de Referência do Gás Natural. Nota Técnica GE-MC/PLANEST/PREÇOS.

Elaborada por:

Marco Antonio Barbosa Fidelis
Especialista em Regulação

Guilherme de Biasi Cordeiro
Especialista em Regulação

Luciano de Gusmão Veloso
Especialista em Regulação

De acordo:

JOSÉ CESÁRIO CECCHI
Superintendente da SCM

ANEXO

Tabela A1 – Custo Unitário das Seções dos Gasodutos de Transporte

(Continua)

DE	PARA	R\$/ m³	Contrato Associado
PECEM	ARACATI	0,1161	Malha NE
ARACATI	S. MEL/ACU	0,0702	Malha NE
S. MEL/ACU	GUAMARE	0,0634	Malha NE
GUAMARE	MACAIBA	0,0751	Malha NE
MACAIBA	STA RITA	0,0910	Malha NE
STA RITA	CABO	0,0831	Malha NE
CABO	IPOJUCA	0,0798	Malha NE
IPOJUCA	PILAR	0,0850	Pilar - Ipojuca
PILAR	CARMOPOLIS	0,0440	Malha NE
CARMOPOLIS	FAFEN-SE	0,0134	Malha NE
FAFEN-SE	ATALAIA	0,0048	Atalaia-Laranjeiras
ATALAIA	ITAPORANGA	0,0156	Malha NE
ITAPORANGA	CARMOPOLIS	0,0171	Malha NE
ITAPORANGA	CATU	0,0654	Malha NE
CATU	CAMACARI	0,0059	Malha NE
CAMACARI	ARATU	0,0128	Malha NE
ARATU	CANDEIAS	0,0055	Malha NE
CANDEIAS	CAMACARI	0,0230	Malha NE
CANDEIAS	CATU	0,0017	Malha NE
CATU	ITABUNA	0,0709	GASENE Norte
ITABUNA	CACIMBAS	0,1400	GASENE Norte
CACIMBAS	VITORIA	0,0398	GASENE Sul
VITORIA	ANCHIETA	0,0246	GASENE Sul
ANCHIETA	CABIUNAS	0,0747	GASENE Sul
CABIUNAS	GUAPIMIRIM	0,0384	GASDUC III
GUAPIMIRIM	C. ELISEOS	0,0131	GASDUC III
C. ELISEOS	JAPERI	0,0116	Malhas SE Conjunto
JAPERI	V. REDONDA	0,0211	Malhas SE Conjunto
V. REDONDA	TAUBATE	0,0774	Malhas SE Conjunto
V. REDONDA	TAPINHOA	0,0691	Malhas SE Conjunto
TAPINHOA	C. ELISEOS	0,1046	Malhas SE Conjunto
TAPINHOA	J. DE FORA	0,0325	Malhas SE Conjunto
J. DE FORA	BETIM	0,1502	Malhas SE Conjunto
TAUBATE	SJC	0,0166	Malhas SE Conjunto

Tabela A1 – Custo Unitário das Seções dos Gasodutos de Transporte

(Conclusão)

DE	PARA	R\$/ m³	Contrato Associado
TAUBATE	SJC ALTA	0,0271	GASTAU
TAUBATE	PAULINIA	0,0801	Malhas SE Conjunto
SJC	SJC ALTA	0,0000	Malhas SE Conjunto
SJC ALTA	CARAGUATATUBA	0,0626	GASTAU
SJC	GUARAREMA	0,0243	Malhas SE Conjunto
GUARAREMA	ITATIBA	0,0302	TBG
GUARAREMA	MAUA	0,0270	Malhas SE Conjunto
GUARAREMA	RECAP	0,0321	Malhas SE Conjunto
MAUA	RECAP	0,0000	Malhas SE Conjunto
MAUA	ESBC/CUBATAO	0,0189	Malhas SE Conjunto
PAULINIA	JACUTINGA	0,0596	Paulinia - Jacutinga
PAULINIA	ITATIBA	0,0129	GASBOL
PAULINIA	AMERICANA	0,0060	GASBOL
PAULINIA	CAMPINAS	0,0074	GASBOL
CAMPINAS	SOROCABA	0,0108	GASBOL
SOROCABA	ARAUCARIA	0,0631	GASBOL
ARAUCARIA	SIDEROPOLIS	0,1890	GASBOL
SIDEROPOLIS	CACHOEIRINHA	0,1215	GASBOL
CACHOEIRINHA	CANOAS	0,0535	GASBOL
AMERICANA	BILAC	0,0393	GASBOL
BILAC	CAMPO GRANDE	0,0393	GASBOL
CAMPO GRANDE	CORUMBA	0,0424	GASBOL
MUTUN	CORUMBA	0,0000	GASBOL (Bolívia)

Tabela A2 – Alocação do Custo de Ociosidade pelos Gasodutos de Transporte

Zona de Entrega	Malhas NE	Pilar-Ipojuca	Atalaia-Laranjeiras	GASENE Norte	GASENE Sul	GASDUC III	Malhas SE (Conjunto)	GASTAU	Paulínia-Jacutinga	GASBOL
Cegás	●	●		●	●	●				
Potigás	●	●		●	●	●				
Pbgás	●	●		●	●	●				
Copergás	●	●		●	●	●				
Algás	●	●		●	●	●				
Sergás	●	●	●	●	●	●				
Bahiagás	●	●		●	●	●				
BR-ES				●	●	●	●	●		●
CEG-Rio				●	●	●	●	●		●
CEG				●	●	●	●	●		●
Gasmig				●	●	●	●	●	●	●
Comgás				●	●	●	●	●		●
SPSul							●	●		●
GBD							●	●		●
Compagás							●	●		●
SCGás							●	●		●
Sulgás							●	●		●
MSGás										●