

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

RAUL PENAZZO PINTO

**TARIFAÇÃO NA MALHA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE
NO BRASIL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS**

**SÃO PAULO
2014**

RAUL PENAZZO PINTO

**TARIFAÇÃO NA MALHA DE GASODUTOS DE TRANSPORTE
NO BRASIL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia - Instituto de Energia e Ambiente – da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Hirdan Katarina de Medeiros Costa

Versão Corrigida

**SÃO PAULO
2014**

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.**

FICHA CATALOGRÁFICA

Pinto, Raul Penazzo

Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil:
evolução e perspectivas. / Raul Penazzo Pinto; orientadora Hirdan
Katarina de Medeiros Costa. – São Paulo, 2014.

170 f. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia) –
da Universidade de São Paulo.

1. Indústria de Gás Natural. 2. Gasodutos de Transporte. 3.
Regulação Tarifária
I. Título.

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

RAUL PENAZZO PINTO

“Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil: evolução e perspectivas”

Dissertação defendida e aprovada pela Comissão Julgadora:

Dr^a Hirdan Katarina de Medeiros Costa – IEE/USP
Orientadora

Prof. Dr. Edmilson Moutinho dos Santos – PPGE/USP
Presidente da Comissão Julgadora

Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto – FEA- RP/USP

Dr^a. Maria D’Assunção Costa – Assunção Consultoria

Dedico aos meus pais, Antonio Carlos e Luciene, e à minha irmã Natália, a realização deste trabalho acadêmico

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e minha irmã por todo o apoio e confiança que me proporcionaram na realização desse projeto. Muito obrigado pela paciência. Dedico essa vitória a todos vocês.

À minha orientadora, Prof. Hirdan, pelo otimismo, incentivo e dedicação de muitas horas na discussão dos assuntos e elaboração do trabalho. Você teve um papel decisivo na conclusão dessa dissertação.

Aos novos amigos que tive a oportunidade de conhecer ao longo do curso, pela amizade e convivência no dia-a-dia nas disciplinas em sala de aula e nos momentos de confraternização.

À todos os professores do Programa de Pós Graduação, em especial aos professores Edmilson Moutinho e Francisco Anuatti, pelo conhecimento alcançado e valiosas sugestões no desenvolvimento das ideias presentes nesse trabalho.

À toda a equipe da secretaria e aos funcionários da biblioteca, que sempre se mostraram solícitos quando precisei de ajuda nos trâmites acadêmicos e na pesquisa de material bibliográfico.

À Universidade de São Paulo e ao Instituto de Energia e Ambiente, pela oportunidade oferecida de realizar os estudos e contribuir para a minha formação profissional.

À agência reguladora ANP, através do Programa Petrobras de Formação de Recursos Humanos (PFRH), pelo apoio acadêmico e ajuda financeira disponibilizada durante o mestrado.

RESUMO

PINTO, Raul Penazzo. **Tarifação na Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil: Evolução e Perspectivas**. 2014. 170 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

Este estudo analisa a indústria de gás natural de modo a contribuir para o melhor entendimento acerca das políticas tarifárias da atividade de transporte de gás natural conduzidas pelo governo sob a ótica de um programa de expansão da malha de gasodutos e de fortalecimento da indústria de gás natural no país. A adoção de mecanismos que possibilitem a separação e abertura das parcelas que compõem o preço de venda do gás natural visa a proporcionar uma maior modicidade tarifária, reduzindo os subsídios cruzados entre os Estados (regiões produtoras frente a distantes centros consumidores) e ampliando a eficiência econômica na utilização da malha de gasodutos do sistema de transporte. A partir do auxílio das teorias e modelos tarifários empregados nas indústrias de infraestrutura de rede, a pesquisa analisa a evolução da regulação tarifária associada à Parcela de Produto (Parcela Variável) e à Parcela de Transporte (Parcela Fixa) na formação do preço de venda do gás natural de origem nacional entre a Petrobras e as concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado. A análise dos resultados permite observar que a introdução de mudanças na sistemática de formação do preço de venda do gás natural provoca um retrocesso em relação à transparência na estrutura tarifária e na comercialização do gás natural. A atual política tarifária e os descontos (aproximadamente 32%) praticados pela Petrobras nos preços de venda para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste provocam alterações significativas não apenas na competitividade do gás natural frente aos demais combustíveis, mas também dentro do próprio mercado de gás natural. Os consumidores de gás natural nacional não detêm a informação acerca do quanto pagam no custo de serviço de transporte, diferente dos consumidores de gás natural de origem boliviana que se deparam com regras contratuais claras de reajustes dos componentes de cada parcela. Assim, averigua-se que essas mudanças penalizam principalmente os estados com maior produção de gás natural (Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia e Sergipe), uma vez que o Fator Distância não se encontra claramente definido na nova fórmula de preços do gás nacional. Ainda, conclui-se que o marco regulatório da indústria de gás natural define de maneira clara a formação da tarifa de transporte para os novos gasodutos, enquanto a ANP ainda estuda maneiras de incluir na regulamentação a transparência tarifária na malha de gasodutos existentes.

Palavras-chave: indústria de gás natural, gasodutos de transporte, regulação tarifária.

ABSTRACT

PINTO, Raul Penazzo. **Tariff Policy on Gas Pipeline Network in Brazil: Developments and Prospects**. 2014. 170 f. Master's Dissertation – Graduate Program in Energy, University of São Paulo, 2014

This study analyzes the natural gas industry in order to contribute to a better understanding of the pricing policies of the activity of the natural gas transmission conducted by the government from the perspective of a program to expand the pipeline network and strengthen the natural gas industry in the country. The adoption of mechanisms that allow the separation and opening of the parcels that make up the selling price of natural gas is intended to provide greater low tariffs, reducing cross-subsidies between states (producing regions across the distant consuming centers) and increasing economic efficiency the use of the gas pipeline of the transportation system. From the aid of tariff models and theories employed in the network infrastructure industries, the research analyzes the evolution of tariff regulation associated with the portion of product (Variable Parcel) and Parcel Transportation (Fixed Parcel) in the formation of the selling price of domestic natural gas rise between Petrobras and the state distribution utilities of gas. The analysis allows us to observe that the introduction of systematic changes in the training of the sales price of natural gas causes a regression in relation to transparency in pricing structure and marketing of natural gas. The current pricing policy and (approximately 32 %) discounts offered by Petrobras in selling prices to distributors in the Northeast and Southeast regions cause significant changes not only the competitiveness of natural gas compared to other fuels , but also within the gas market itself natural. Consumers of domestic natural gas does not hold the information about how much they pay the cost of shipping service, different consumers of natural gas from Bolivian origin faced with clear rules of contractual adjustments of the components of each plot. Thus, it ascertains that these changes mainly penalize states with higher natural gas production (Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia and Sergipe), since the distance factor is not clearly defined in the new pricing formula of the national gas. Still, it is concluded that the regulatory framework of the natural gas industry defines clearly the formation of the transport charge for new pipelines, while the ANP is also considering ways to include the tariff transparency in the regulatory network of existing pipelines.

Keywords: natural gas industry, gas pipeline transportation, tariff regulation.

LISTA DE SIGLAS

AGEGÁS- Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ANP- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
EPE- Empresa de Pesquisa Energética
FAFEN- Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados
FIRJAN- Federação das Indústrias do Rio de Janeiro
GASBOL- Gasoduto Bolívia-Brasil
GASPETRO- Petrobras Gás S.A.
GNC- Gás Natural Comprimido
GNL- Gás Natural Liquefeito
GNV- Gás Natural Veicular
IPI- Imposto sobre Produtos Industrializados
IEA- International Energy Agency
MME- Ministério de Minas e Energia
PLANGÁS- Plano de Antecipação da Produção de Gás Nacional
PPT- Plano Prioritário de Termoelectricidade
PEMAT- Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
TBG- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.
TRANSPETRO- Petrobras Transporte S.A.
TNS- Transportadora do Nordeste e Sudeste
NTS- Nova Transportadora do Sudeste S.A.
NTN- Nova Transportadora do Nordeste S.A.
TAG- Transportadora Associada de Gás
TBG- Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil
TSB- Transportadora Sulbrasileira de Gás
UPGN- Unidade de Processamento de Gás Natural
YPPFB- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 Participação do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira	24
Gráfico 2.2 Oferta Total de Gás Natural ao Mercado	27
Gráfico 2.3 Consumo de Gás Natural por Setor de Atividade	29
Gráfico 3.1 Economia de Escala x Subaditividade da Função Custo	53
Gráfico 3.2 Firma Monopolista e Preço Acima do Custo Marginal.....	54
Gráfico 3.3 Precificação Tarifa (Solução “second best”)	62
Gráfico 4.1 Oferta Total Brasil (Malha Integrada)	83
Gráfico 4.2 Consumo Total de Gás Natural (106 m ³ /dia)	86
Gráfico 4.3 Balanço de Gás Natural no Brasil (Malha Integrada)	87
Gráfico 4.4 Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição de Gás Natural	92
Gráfico 5.1: Evolução Preços Gás Natural Nacional e Importado (Commodity + Transporte)	125
Gráfico 5.2 Evolução Preços Petrobras para Distribuidoras (Commodity + Transporte)	128
Gráfico 5.3: Tarifa Industrial de Gás Natural Canalizado	130
Gráfico 5.4: Formação de Preço - Gás Natural Importado (3° Trim. 2013)	133
Gráfico 5.5: Formação de Preço - Gás Natural Nacional (3° Trim. 2013)	134

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Análise Comparativa entre a Lei do Petróleo e Lei do Gás	38
Tabela 4.1 Consumo Final Energético de Gás Natural - Brasil e Regiões	85
Tabela 4.2 Transportadoras de Gás Natural em Operação no Brasil	96
Tabela 4.3 Caracterização básica das alternativas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022	103
Tabela 5.1 Parcelas Referenciais de Transporte (R\$ / mil m ³)	111
Tabela 5.2 Fator de Redução da Parcela Variável	121
Tabela 5.3 Sistemática Anterior x Nova Política de Preços da Petrobras	122
Tabela 5.4 Comparativo das Tarifas de Transporte (R\$/mil m ³)	123
Tabela 5.5 Valores Estimados para a Parcela de Transporte e Parcela Fixa (US\$/MMBTU)	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Balanço de Gás Natural no Brasil (MM m ³ /dia)	25
Figura 2.2 Arcabouço Institucional da Lei do Gás Natural	35
Figura 2.3 Etapas da Elaboração do PEMAT	40
Figura 2.4 Evolução da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil (1999-2012)	43
Figura 2.5 Decomposição do Preço do Gás Natural- Consumidor Industrial (50.000 m ³ /dia)	45
Figura 3.1 Elementos Básicos da Modelagem Tarifária pelo Método do Custo de Prestação do Serviço	67
Figura 3.2 Formação das Tarifas pelo Método do Custo de Prestação do Serviço	69
Figura 4.1 Acesso aos Gasodutos – Resolução ANP nº 027/2005	77
Figura 4.2 Acesso aos Gasodutos – Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás)	80
Figura 4.3 Classificação da Malha de Gasodutos	90
Figura 4.4 Infraestrutura de Transporte de Gás Natural sob Responsabilidade da TAG.....	95
Figura 4.5 Mapa Malha Sudeste	99
Figura 4.6 Mapa Malha Nordeste Setentrional	100
Figura 4.7 Mapa Malha Nordeste Meridional	101
Figura 4.8 Mapa Malha Norte	101
Figura 5.1 Modalidades de Contratos de Compra e Venda Praticadas pela Petrobras	118

Sumário

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Contexto da Pesquisa	15
1.2 Objetivos.....	16
1.3 Questão Central e Hipótese	17
1.4 Metodologia.....	19
1.5 Estrutura Capítular.....	20
2 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA	22
2.1 Estrutura Organizacional e Econômica da Indústria de Gás Natural	22
2.2 Marco Regulatório da Indústria do Gás na Lei do Petróleo	30
2.3 Marco Regulatório da Indústria do Gás na Lei do Gás Natural	33
2.4 Aspectos do Atual do Modelo do Mercado da Indústria de Gás Natural	37
2.4.1 Alterações na Sistemática de Concorrência no Segmento de Transporte	37
2.4.2 Importância da Malha de Transporte na Expansão da Indústria de Gás	41
2.4.3 Peso Relativo da Tarifa de Transporte na Tarifa Final do Consumidor.....	44
3 REGULAÇÃO E TARIFICAÇÃO NOS SETORES DE INFRAESTRUTURA.....	47
3.1 Indústrias de Infraestrutura: Especificidades Técnicas e Econômicas	47
3.2 Necessidade de Regulação da Indústria de Gás Natural.....	52
3.2.1 Objetivo da Regulação	52
3.2.2 Problemas Regulatórios.....	55
3.2.3 Instrumentos Regulatórios.....	56
3.3 Mecanismos de Regulação Tarifária	58
3.3.1 Regulação pelo Custo de Serviço	58
3.3.2 Regulação por Incentivo	59
3.3.3 Regulação <i>Second Best</i> para Monopólios Monoproduto e Multiproduto	61
3.4 Tarificação da Malha de Transporte de Gás Natural.....	65
3.4.1 Tarifa Postal.....	70
3.4.2 Tarifas Baseadas em Distância.....	71
3.4.3 Tarifas de Entrada-Saída	75
4 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL	76
4.1 Regulação do Acesso à Malha de Gasodutos de Transporte	76
4.2 Panorama e Perspectivas do Mercado de Gás Natural no Brasil.....	82
4.3 Aspectos da Infraestrutura de Transporte de Gás Natural: Classificação de Dutos, Evolução da Malha e Principais Agentes Transportadores	89
4.4 Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil.....	97
4.5 Perspectivas de Expansão da Malha de Gasodutos: PEMAT.....	102

5 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE ENTRE O GÁS NACIONAL E IMPORTADO	106
5.1 Histórico da Regulação e da Formação dos Preços	106
5.1.1 Preço do Gás Natural Nacional até 2001	107
5.1.2 Preço do Gás Natural Importado	113
5.1.3 Preço do Gás Natural Destinado ao PPT	115
5.1.4 Preço do Gás Natural Nacional Pós- Liberação Legal	115
5.2 Análise da Competitividade entre Tarifas de Gás Natural	123
6 CONCLUSÃO.....	136
REFERÊNCIAS	140
ANEXO A - PREÇO FINAL DO GÁS NATURAL NACIONAL SEM DESCONTO ..	146
ANEXO B - MALHA DE GASODUTOS EM OPERAÇÃO NO BRASIL	147
ANEXO C - CONTRATOS DE SERVIÇO DA MALHA DE TRANSPORTE	150

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto da Pesquisa

Na indústria de gás natural, ao analisar os segmentos da cadeia produtiva (produção, importação, exportação, processamento, transporte, e distribuição), apenas as atividades de transporte e distribuição são caracterizadas como infraestrutura de monopólio natural. Segundo Pinto Jr. et al. (2007), apesar de representarem distintas atividades, observa-se uma profunda interdependência entre as etapas, sendo fundamental que se estabeleça uma coordenação ao longo da cadeia produtiva a fim de que se alcance a máxima eficiência e minimize os riscos de ruptura na prestação dos serviços ao mercado consumidor.

A organização da indústria de gás natural, verticalmente integrada, possibilita à empresa obter os benefícios da coordenação (ganhos de escala e escopo) e reduzir os custos de transação (ANP, 2009). Estes custos mostram-se muito elevados nos períodos iniciais de desenvolvimento da indústria frente à concorrência energética e necessidade de deslocar a demanda de outros combustíveis para o gás natural (óleo combustível, óleo diesel, carvão mineral, lenha).

No caso brasileiro, sob o estabelecimento do modelo de empresa integrada e não sujeita à concorrência, desenvolveram-se as indústrias de petróleo e gás natural. A Petrobras, durante mais de quatro décadas, exerceu o monopólio legal em relação às atividades que compõe a indústria, auferindo os benefícios da coordenação, fortalecendo a infraestrutura e o mercado consumidor de derivados de petróleo e gás natural, assim como gerando riquezas que contribuíram para o desenvolvimento do país.

Todavia, ao longo das duas últimas décadas, diversas mudanças foram estabelecidas no setor de petróleo e gás. A publicação da Lei do Petróleo (Lei 9.478/97) institucionalizou a quebra legal do monopólio da Petrobras e trouxe grandes expectativas em relação aos potenciais ganhos sociais e econômicos ao país. Posteriormente, este cenário foi reforçado pela promulgação da Lei do Gás em 2009.

Na indústria de petróleo e gás natural brasileira, as reestruturações tinham como objetivo alterar o papel e o nível de participação do Estado como agente gestor da economia, adotar uma trajetória de abertura da economia rumo a um ambiente de mercado concorrencial e promover um rearranjo na estrutura da cadeia produtiva das indústrias.

Em relação ao processo de desverticalização da cadeia produtiva, a Lei do Petróleo determinou que a Petrobras não apenas realizasse a separação contábil da atividade de transporte (indústria de monopólio natural), como também adotasse uma separação jurídica, constituindo uma nova empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte.

O novo marco regulatório da indústria de gás natural é ainda mais recente, representado pela Lei 11.909/09 (Lei do Gás). Dentre as principais mudanças estabelecidas, a ANP determinou a criação de empresas que realizassem exclusivamente a atividade de transporte, assim como adotado na indústria de petróleo, vetando a atividade de transporte de ser realizada em conjunto aos segmentos de produção e distribuição de gás natural. Em relação ao sistema de malha de gasodutos, a lei inseriu a figura do regime de concessão precedida de licitação para a expansão e construção de novos gasodutos, sendo que empreendimentos devem ser inicialmente propostos pelo Ministério de Minas e Energia. Além disso, a lei determina à ANP a tarefa de estabelecer tarifas aplicáveis aos novos gasodutos, permitindo assim uma definição clara e transparente da tarifa e valores referentes às parcelas de remuneração do gás natural e prestação de serviços no transporte.

1.2 Objetivos

Além das alterações comentadas no item anterior, o marco regulatório da indústria de gás natural, regulamentado pela Lei 11.909/09, estabelece critérios que buscam assegurar maior transparência no cálculo da parcela de transporte que compõe a tarifa de venda do gás natural. Nesse sentido, a lei transfere à ANP a tarefa de determinar as tarifas aplicáveis aos novos gasodutos de transporte, definindo de forma clara e transparente os valores referentes às parcelas de remuneração do gás natural e prestação de serviços de transporte. Além disso, a Lei do Gás determina a criação de empresas que passem a realizar com exclusividade a atividade de transporte, assim como proíbe que a atividade de transporte seja realizada pelos

segmentos de produção e distribuição que integram a cadeia produtiva.

Nesse contexto, o objetivo geral da pesquisa é analisar as formas de tarifação de transporte de gás natural de maneira a contribuir para o melhor entendimento acerca das políticas de precificação conduzidas pelo governo no setor de transporte de gás natural sob a ótica de um programa de expansão da malha de gasodutos e de fortalecimento da indústria de gás natural.

Dentre os objetivos específicos, o estudo pretende entender os aspectos relativos à formação do preço do gás natural nacional e importado, bem como analisar os reflexos das políticas tarifárias na estruturação do preço final na competitividade do gás nas diferentes regiões consumidoras do mercado brasileiro. Também, a dissertação explora o arcabouço regulatório do setor de gás natural, especificamente nas normas atinentes ao transporte de gás natural.

Ainda, a pesquisa tem como objetivo específico analisar a evolução da regulação tarifária associada à Parcela de Produto (Parcela Variável) e à Parcela de Transporte (Parcela Fixa) na formação do preço de venda do gás natural nacional e importado entre a Petrobras e as concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado.

1.3 Questão Central e Hipótese

A indústria de gás natural no Brasil apresenta um arcabouço institucional e relações de mercado ainda recentes e em fase de desenvolvimento quando comparadas com as regras e mecanismos contratuais vigentes em países com tradição regulatória e ampla utilização do gás natural na matriz energética.

O adequado funcionamento da indústria e da comercialização de gás natural depende da transparência no processo de formação de preços. A adoção de mecanismos que possibilitem a separação e abertura das parcelas que compõem o preço de venda do gás natural visa a proporcionar uma maior modicidade tarifária, reduzindo os subsídios cruzados entre os Estados (regiões produtoras frente a distantes centros consumidores) e ampliando a eficiência econômica na utilização da malha de gasodutos do sistema de transporte.

Decorridos alguns anos da regulamentação dos marcos regulatórios, o que se observa é uma

indústria de gás natural fortemente concentrada na figura da Petrobras. A ausência de limites ao mecanismo de participações cruzadas e o controle indireto em diversas empresas subsidiárias permitem à Petrobras atuar, de modo simultâneo, em atividades monopolísticas (transporte, distribuição) e potencialmente competitivas (produção e comercialização). A manutenção da indústria de rede de gás natural sob uma estrutura verticalizada criam restrições à abertura econômica e ao desenvolvimento de um ambiente concorrencial. Ao deter grande poder de mercado, a empresa passa a adotar barreiras e práticas anticompetitivas, impedindo a transparência na formação dos custos e tarifas do preço de venda do gás natural entre os segmentos da cadeia produtiva.

Dessa forma, o problema central da dissertação pode ser resumido na seguinte pergunta:

Ao considerar as mudanças propostas pela Lei do Petróleo e pela Lei do Gás, a atual estrutura da indústria de gás apresenta transparência na formação da tarifa de gás natural nacional e a correta sinalização dos custos incorridos ao longo da cadeia de valor do gás natural de modo a alcançar a eficiência econômica na alocação dos custos da infraestrutura de rede na prestação dos serviços da malha de transporte?

A questão central da dissertação está alinhada com as seguintes hipóteses:

1-) A ANP, em cumprimento à lei, define de maneira clara o processo de formação da tarifa de transporte de gás natural para os novos gasodutos, permitindo a separação de forma clara e transparente dos valores referentes à remuneração da parcela do insumo energético (commodity), da parcela referente à prestação dos serviços de transporte e da atividade de comercialização do gás natural.

2-) A Lei do Gás, embora disponha de regras que visam proporcionar maior transparência na determinação das tarifas aplicáveis aos novos gasodutos de transporte, não aborda questões relacionadas ao cálculo das tarifas de transporte dos gasodutos existentes, o que provoca impactos negativos na ampliação da modicidade tarifária e na eficiência da utilização da malha de gasodutos do sistema de transporte.

3-) A substituição da sistemática de formação do preço do gás natural dada pelas Portaria MME/MF nº003/2000 e ANP nº045/2002 (“Sistemática Anterior”) pela política de preço do gás natural adotada pela Petrobras (“Nova Política da Petrobras”) levou não apenas ao abandono da separação das Parcela de Transporte e a Parcela de Produto, mas também à uniformização dos valores componentes do preço final do gás aos consumidores.

4-) A vigência de contratos de serviço de transporte que ainda preveem a abertura e separação explícita entre as parcelas de produto e transporte, apenas o gás natural importado preserva os princípios que norteiam a Portaria MME/MF nº003/2000.

1.4 Metodologia

A partir dessas considerações relatadas nos itens anteriores e com o auxílio das teorias e modelos tarifários empregados nas indústrias de infraestrutura de rede realizados durante a revisão bibliográfica, essa pesquisa aborda aspectos tanto qualitativos quanto quantitativos.

A partir dessas considerações relatadas nos itens anteriores, a revisão bibliográfica analisa as teorias e modelos tarifários empregados nas indústrias de infraestrutura de rede, sendo que a pesquisa aborda tanto aspectos qualitativos quanto quantitativos na estruturação e formação das tarifas de gás natural vigentes no país.

As informações e os dados analisados na pesquisa foram coletados de publicações disponibilizadas pelas empresas atuantes ao longo da cadeia produtiva da indústria de gás natural (Petrobras e suas empresas subsidiárias e concessionárias estaduais de distribuição de gás natural) e de órgãos governamentais responsáveis pelo planejamento e desenvolvimento energético (Ministério de Minas e Energia- MME), assim como do agente regulador das indústrias de petróleo e de gás natural no país (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis- ANP).

Os dados considerados nesse trabalho utilizam a informações mensais referentes ao preço de venda do gás natural nacional e do gás natural importado negociado entre a Petrobras e as concessionárias de distribuição de gás localizadas nas diferentes regiões durante o período entre os anos de 2000 e 2013. Importante destacar que apenas os contratos de fornecimento do

gás importado apresentam a separação explícita entre parcela de produto e parcela de transporte.

A partir dos dados primários de preços obtidos, tornou-se necessária a realização de ajustes com base na metodologia de cálculo do preço do gás nacional adotada pela Petrobras a fim de estimar os valores correspondentes à remuneração do produto e à remuneração dos serviços da malha de transporte que estruturam a formação da tarifa do gás nacional aos mercados consumidores.

Diante desse cenário, utilizou-se a fórmula da Parcela Fixa (PF) para o cálculo dos serviços de transporte prestado pelos agentes transportadores, conforme abordado no Capítulo 4. Quanto à Parcela Variável (PV), relacionada à remuneração da commodity gás natural, apesar de citada a fórmula, o trabalho não realiza os cálculos referentes aos reajustes trimestrais da parcela variável, tendo em vista que as cotações dos óleos internacionais presentes na metodologia de precificação e publicadas pela consultoria especializada Platts's não se encontram disponibilizadas abertamente ao acesso público.

Ainda, ressalta-se o a utilização das publicações do Banco Central do Brasil, as quais consideraram as cotações médias mensais da taxa de câmbio (R\$/US\$) comercial de venda nos cálculos que envolveram a conversão dos preços do gás natural importado que são baseados em moeda estrangeira.

Ainda, ressalta-se o a utilização das publicações do Banco Central do Brasil no que diz respeito às cotações médias mensais da taxa de câmbio (R\$/US\$) comercial para venda, tendo em vista a necessidade de conversão dos preços do gás natural importado a fim de analisar o cálculo da formação das tarifas de gás praticadas no mercado brasileiro.

1.5 Estrutura Capítular

O presente trabalho se encontra estruturado em quatro capítulos, além da introdução e das considerações finais. O Capítulo 1 trata do panorama da indústria de gás natural na matriz energética brasileira e aborda o equilíbrio entre a oferta e a demanda desse insumo no mercado interno. O Capítulo trata ainda da evolução da legislação específica do setor (Lei do

Petróleo e Lei do Gás), tendo como foco os aspectos competitivos e organizacionais da atividade da malha de gasodutos de transporte.

No Capítulo 2, são expostos os aspectos atinentes à literatura econômica acerca das características que perpassam as indústrias de rede de gás natural, em especial a atividade de transporte de gás natural. O Capítulo aborda também os mecanismos regulatórios e a modelagem tarifária das atividades monopolísticas na formação das tarifas dos serviços de transporte aos consumidores de gás natural.

Já no Capítulo 3, o intuito do texto é apresentar as tendências e perspectivas para a indústria de gás natural no Brasil, tendo como base as publicações do Plano Decenal de Energia (PDE) 2012-2021 e do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) 2013-2022, bem como descrever as alterações na regulação do acesso e a evolução da malha de gasodutos.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados e as discussões dos dados analisados referentes à formação do preço final praticado aos consumidores localizados nas diferentes concessionárias distribuidoras de gás natural canalizado.

As conclusões e considerações finais são apresentadas no último capítulo desse trabalho.

2 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA

2.1 Estrutura Organizacional e Econômica da Indústria de Gás Natural

Ao longo das últimas décadas, o mercado mundial de energia tem passado por profundas transformações. O progressivo esgotamento dos recursos energéticos não renováveis e a demanda energética crescente trazem à tona o debate acerca da importância do estabelecimento de políticas públicas direcionadas à promoção da eficiência energética e diversificação das fontes energéticas de modo a ampliar a segurança energética dos atuais consumidores e das futuras gerações.

Diante desse cenário, a indústria de gás natural vem ganhando destaque no contexto geopolítico internacional em função do importante papel que o gás natural exerce como elemento de transição em direção à maior presença de fontes renováveis na matriz energética (SANTOS et al., 2002).

Segundo dados do relatório publicado pela BP Statistical Review of World Energy 2013, o gás natural apresenta uma participação média de 23,9% na matriz energética mundial no ano de 2012, o que demonstra um conjunto de mudanças nos padrões de consumo e o gradativo deslocamento da demanda de derivados de petróleo.

No Brasil, a indústria de gás natural apresenta um arcabouço institucional e um ambiente de mercado ainda recente e em fase de desenvolvimento em relação às regras e mecanismos contratuais vigentes em países com tradição regulatória e ampla participação na matriz energética. A estrutura organizacional e econômica da indústria ainda se mostra incipiente e exerce papel secundário em relação ao mercado de derivados de petróleo no país.

Apesar da estruturação da indústria petrolífera e da criação da Petrobras na segunda metade do século XX, ao longo dos anos o crescimento da indústria de gás natural permaneceu relegado a um papel secundário na matriz energética, sendo considerado um subproduto empregado como matéria-prima para as indústrias química e de fertilizantes e no aumento da produtividade dos poços de exploração de petróleo.

As primeiras descobertas de gás natural no Brasil estão associadas à exploração e produção de petróleo em território nacional, porém, a participação do gás natural na matriz energética nacional é ainda um fenômeno histórico recente e enfrenta dificuldades de desenvolvimento de mercados consumidores exclusivos de gás natural. A produção de gás natural se torna mais relevante apenas na década de 1980, a partir das descobertas na Bacia de Campos (RJ) e dos investimentos na prospecção de águas profundas e na construção de gasodutos. Além disso, a forte concorrência interenergética presente no mercado de combustíveis entre o gás natural e seus substitutos diretos (óleo combustível, carvão vegetal, GLP), somada aos elevados custos de transporte do insumo energético até os consumidores finais, impactam de maneira significativa a difusão do gás na matriz energética (ALVEAL e BORGES, 2001).

A indústria de gás natural brasileira ganhou uma nova perspectiva e se transformou em um dos pilares da expansão da política energética nacional a partir da segunda metade da década de 1990 com a efetivação do projeto de importação de gás natural. A viabilização técnica e econômica do projeto do gasoduto interligando a Bolívia ao Brasil (GASBOL), além de ser considerada uma obra de caráter político desenvolvimentista na integração regional da América Latina, atendeu aos interesses dos países envolvidos no acordo. Para o Brasil, o gasoduto permitiu uma maior diversificação das fontes energéticas e intensificação do uso do gás natural na matriz energética, enquanto que para a Bolívia a obra representou uma possibilidade de monetizar as grandes reservas de hidrocarbonetos do país.

O gasoduto, com seus 3.150 km de extensão, representou um novo marco na indústria de gás natural brasileira e ainda se destaca na atualidade como um dos grandes projetos de infraestrutura coordenados pelo governo na expansão do mercado consumidor de gás natural e no desenvolvimento da política energética nacional.

A partir da estruturação econômica do projeto e início da operação comercial do GASBOL, em 1999, o gás natural ampliou significativamente sua importância na matriz energética brasileira, como pode ser observado no Gráfico 2.1.

Durante o período analisado, o consumo de gás natural mais que dobrou, apresentando um crescimento médio de 7%a.a., o que contribuiu para elevar a sua participação de 5,4% em 2000, para 11,5% em 2012, conforme os dados e informações disponibilizadas no Balanço Energético Nacional (BEN) 2013, publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

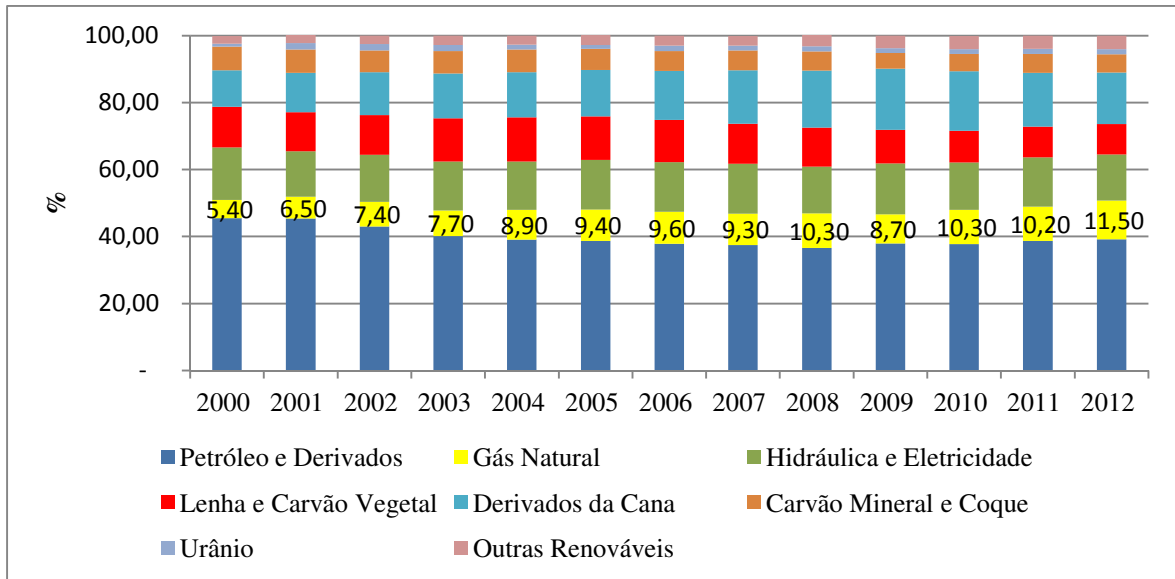


Gráfico 2.1 Participação do Gás Natural na Matriz Energética Brasileira
 Fonte: Ministério de Minas e Energia (BEN, 2013)

Entre as principais fontes na matriz energética, o gás natural se encontra entre os quarto principais insumos na oferta interna de energia (petróleo e derivados; derivados da cana; hidráulica e eletricidade). O gás natural apresenta o crescimento mais significativo entre todas as fontes, seguido apenas pela oferta de derivados da cana. Além disso, é importante salientar que, entre os principais insumos na matriz energética, a participação do petróleo e seus derivados e a geração de energia hidráulica apresentam reduções ao longo dos anos, o que demonstra a maior diversificação e a entrada de fontes renováveis na matriz brasileira.

Apesar do petróleo e seus derivados continuarem sendo os principais responsáveis pela maior parcela da oferta de energia no país, a superação de barreiras técnicas e econômicas nos processos produtivos e de entraves histórico-institucionais na indústria de gás natural têm contribuído para ampliar a infraestrutura de oferta e intensificar a competitividade do gás natural frente aos tradicionais substitutos energéticos. O crescimento da demanda e a maior difusão das vantagens econômicas e socioambientais colocam o gás natural em um novo patamar de competição frente aos derivados de petróleo e trazem benefícios para a promoção da eficiência na matriz energética e redução das emissões de gases poluentes ao meio ambiente.

A produção de gás natural no Brasil apresenta crescimento contínuo ao longo da última década, impulsionada pelas descobertas de novas reservas e entrada em operação de novos

campos produtores. A maior parte da produção do gás natural nacional permanece localizada em mar, correspondendo a 75% do total produzido, enquanto que cerca de 70% da produção de gás natural é composta por gás natural associado ao petróleo.

Em função do perfil da produção de gás natural dependente da produção de petróleo, existe um elevado índice de não aproveitamento do gás natural do Brasil. Parcela considerável do gás natural é utilizada nas atividades do upstream da cadeia produtiva em processos que envolvem a própria fabricação do gás e de seus derivados; na reinjeção nos campos de produção de petróleo e/ou gás natural a fim de manter a pressão do reservatório; e também na queima em *flares* a fim de manter a segurança nas unidades de produção.

Ao analisar os principais aspectos do balanço da indústria de gás natural no Brasil, a Figura 2.1 apresenta a evolução nos últimos anos da estrutura de formação da oferta de gás ao longo da cadeia produtiva (upstream-midstream-downstream) e a relação de equilíbrio entre a oferta total e a demanda agregada no mercado de gás natural brasileiro.

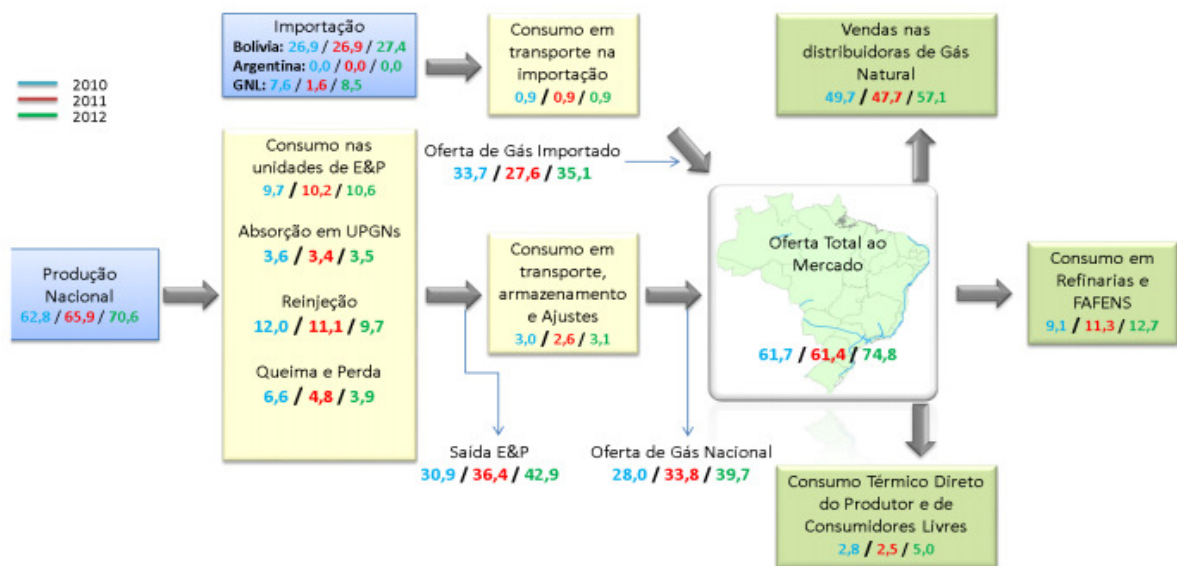


Figura 2.1 Balanço de Gás Natural no Brasil (MM m³/dia)

Fonte: Ministério de Minas e Energia (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural)

Em 2012, a produção de gás natural atingiu, em média, 70,6 MM m³/dia, mas apenas 42,9 MM m³/dia chegaram às instalações de transporte, o que significa que cerca de 39% do gás produzido permaneceu nas atividades do upstream da cadeia produtiva. Tendo em vista que

parte desse gás é queimada ou perdida, a qual já chegou a representar cerca de 16% da produção em 2009, a Petrobras e a ANP buscam otimizar o aproveitamento do gás nas plataformas, uma vez que o escoamento da produção das regiões produtoras até as unidades de tratamento (UPGN) requer uma complexa infraestrutura de transporte e elevados investimentos.

Ao considerar as deduções de gás natural que ocorrem nas etapas de exploração, produção e no próprio transporte do gás natural processado, a fração de gás nacional que forma, junto ao gás importado, a oferta total ao mercado, a qual é destinada para o atendimento da demanda dos consumidores das distribuidoras, para a utilização como matéria-prima nas refinarias e FAFENs e para o abastecimento das usinas termelétricas.

Ao analisar a oferta total de gás natural, fica evidente a necessidade de importação de parcela significativa de gás natural a fim de complementar a produção nacional no atendimento do mercado doméstico. Apesar dos esforços do governo na implantação de programas que tenham como objetivo aumentar o ritmo da produção nacional, a participação relativa do gás natural importado é ainda muito significativa, representando cerca de metade da oferta total de gás natural consumido no mercado brasileiro.

Enquanto a produção de gás natural nacional ocorre de maneira relativamente dispersa ao longo da costa do litoral brasileiro, o gás natural importado é proveniente predominantemente de acordos comerciais entre países vizinhos e mercados regionais. Impulsionada pela maior demanda energética em função dos programas de expansão do mercado consumidor, as exportações de gás natural para o Brasil tem alcançado valores próximos à capacidade máxima de transporte do gasoduto GASBOL, tendo sido necessário a importação por meio de terminais de regaseificação de GNL para o abastecimento das usinas termelétricas no país.

As exportações de gás natural da Bolívia para o Brasil, as quais representaram cerca de 45% da oferta total em 2012, tem atingido nos últimos anos valores próximos à capacidade máxima de transporte de 30 MM m³/dia do gasoduto GASBOL. Em contrapartida, as importações provenientes da Argentina, as quais chegaram a atingir 2 MM m³/dia em 2001, foram aos poucos sendo reduzidas e desde 2008 não mais abastecem o Brasil em função da crise de oferta interna de energia e das incertezas no ambiente regulatório adotado no país, o que traz o alerta ao governo brasileiro da necessidade de ampliar a oferta a fim de manter o equilíbrio e segurança ao mercado nacional.

O Gráfico 2.2 apresenta a composição da oferta total de gás no mercado brasileiro, sendo possível observar que, somado ao volume importado da Bolívia, quantidades complementares de gás natural estão sendo supridas através de importação de GNL via terminais de armazenamento e regaseificação instalados na costa do litoral brasileiro.

A entrada em operação comercial dos terminais de regaseificação no litoral brasileiro estabelece uma nova rota de abastecimento e amplia a segurança ao mercado consumidor. O delicado cenário associado à crise política-econômica na Bolívia iniciada em 2006 com a nacionalização da produção de gás e as incertezas em relação à capacidade da estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) em ampliar a produção intensificaram as dúvidas e levaram o governo brasileiro a buscar alternativas frente aos riscos de abastecimento e de elevação do preço do gás boliviano de modo a equilibrar as relações entre a oferta e a demanda no mercado nacional.

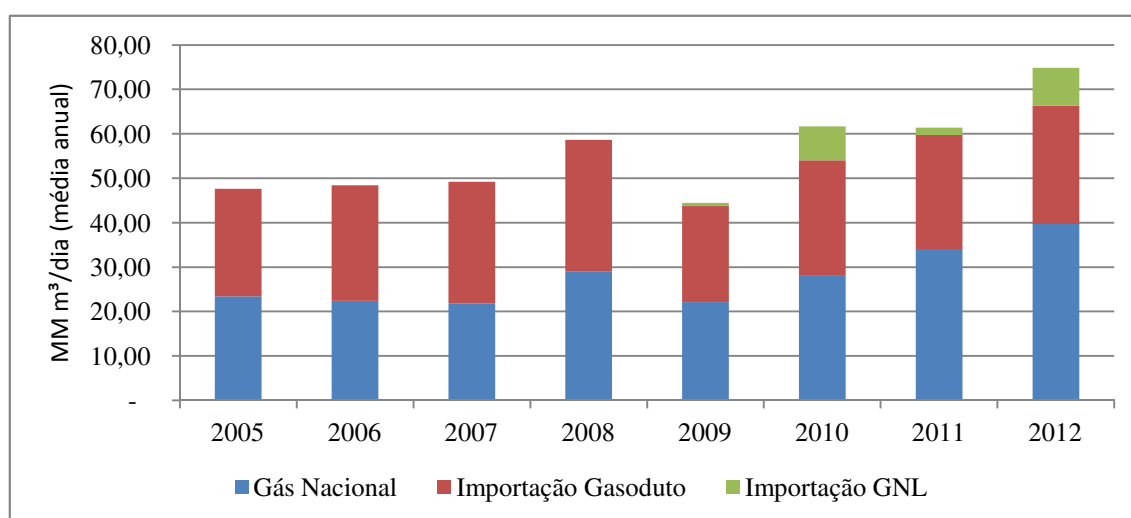


Gráfico 2.2 Oferta Total de Gás Natural ao Mercado

Fonte: Ministério de Minas e Energia (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural)

A realização das obras e início da operação em 2009 dos terminais de regaseificação de gás natural Porto de Pecém (CE) e na Baía de Guanabara (RJ) tem permitido a importação de GNL de mercados em diferentes regiões do mundo (Oriente Médio, América Central e do Norte, África, Europa) a fim de atender a eventuais desequilíbrios no mercado interno. Além desses terminais, a construção prevista de um terceiro na Bahia possibilitará a entrada de maior volume de gás na malha de gasodutos de transporte, agregando maior segurança e

flexibilidade no atendimento ao mercado.

A decisão da Petrobras de complementar a oferta de gás com a importação de GNL busca gerar maior flexibilidade no atendimento da demanda e reduzir o custo de transação na indústria de gás natural. As perspectivas de crescimento do mercado consumidor e da expansão do parque de geração térmico exigem uma reflexão acerca da necessidade de diversificação das fontes de gás para o atendimento das demandas das distribuidoras e, principalmente, para o suprimento do setor termoeletrico.

Apesar da introdução tardia da indústria e da infraestrutura de transporte gás natural no Brasil, ao longo das últimas décadas o gás vem ampliando sua participação em todos os setores da atividade econômica. No entanto, é importante considerar que o país, pelo fato de não apresentar nenhuma tradição na utilização do gás natural e com poucas áreas dispondo de uma malha de gasodutos de transporte e de distribuição, a abertura de mercado tem sido um processo sustentado principalmente pelas atividades energo-intensivos¹, localizadas nas grandes cidades das regiões metropolitanas litorâneas, próximas aos campos de produção de petróleo e de gás natural.

Ao analisar a evolução do consumo de gás natural entre as diferentes categorias de consumidores, é possível afirmar que, a partir do momento que a malha de gasodutos está disponível aos grandes centros industriais, o gás natural tende a alcançar novos clientes nos mais diversos setores de atividade econômica. A adoção de políticas públicas de incentivo ao consumo e o estabelecimento de preços competitivos, somadas às vantagens econômicas (maior rendimento energético; menor custo operacional dos equipamentos) e benefícios ambientais (menor emissão de gases poluentes) do gás natural frente aos combustíveis derivados do petróleo, são também alguns fatores que contribuem para o crescimento do mercado em novas regiões e o desenvolvimento de novas classes de consumidores.

A estrutura de consumo de gás por setores de atividade, apresentada no Gráfico 2.3, permite observar a diversificação do perfil da demanda e o consumo médio de gás natural no país.

¹ Indústrias grandes consumidoras de energia, tais como a indústria química, vidro e cerâmica, papel e celulose, cimento, minero-metálicos, metal-mecânica, de alimentos e bebidas, editorial e gráfica.

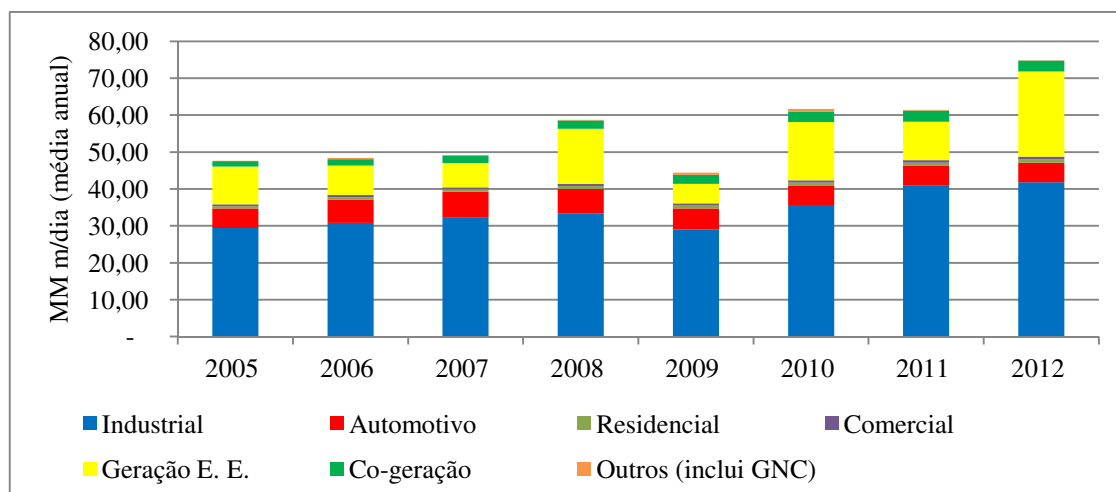


Gráfico 2.3 Consumo de Gás Natural por Setor de Atividade
 Fonte: Elaboração Própria, com base nos dados da ABEGÁS (2013)

Em 2012, o maior consumidor de gás natural em volume de vendas foi o segmento industrial, seguido do segmento de geração de eletricidade, consumo automotivo, cogeração, residencial e comercial. Ao considerar a participação nas vendas de gás, o segmento industrial e de geração de eletricidade, assim como o gás natural veicular, embora possuam diferentes padrões de demanda, são estratégicos na ampliação da malha de transporte e de distribuição de gás natural.

A atividade industrial, desde o início da comercialização do gás natural no país, tem sido responsável pelo crescimento do mercado de gás natural. A demanda relativamente estável e o grande volume consumido impactam positivamente na viabilidade econômica dos elevados investimentos em projetos de construção da infraestrutura de transporte e distribuição. A partir da demanda industrial, o gás natural conquistou um papel de destaque na matriz energética brasileira e passou a contribuir para as políticas de crescimento econômico do país.

Ao contrário da experiência em outros países, nos quais o crescimento do mercado de gás natural esteve apoiado na demanda dos segmentos de serviços públicos e pequenos consumidores residenciais, a expansão do mercado de gás natural no Brasil teve como foco a migração das atividades industriais grandes consumidoras de energia de maneira a impulsionar a interação da cadeia produtiva da indústria de gás natural e a ampliação da rede de gasodutos de transporte. Apenas na década de 1990 é que ocorre o surgimento do mercado de gás natural nos segmentos de transporte, residencial, comercial e de serviços públicos, impulsionado pelo crescimento da oferta e construção de novas malhas de gasodutos.

Dessa maneira, como se observa, associado ao perfil da produção e da oferta de gás natural destinada ao mercado, a questão da logística é fundamental na interligação dos segmentos da cadeia produtiva da indústria e peça chave na escolha da melhor estratégia a ser tomada pelos agentes econômicos, tendo em vista otimização dos investimentos na rede e desenvolvimento da demanda.

A atividade dutoviária de transporte, exercida em regime de monopólio natural, desempenha importante papel no desenvolvimento dos setores de infraestrutura de rede, uma vez que a construção e ampliação da malha de gasodutos de transporte provocam impactos diretos no crescimento da indústria e no mercado de gás natural.

A expansão da malha de gasodutos de transporte se mostra fator primordial para garantir o aproveitamento do gás natural e disponibilizar a oferta interna. Os investimentos na expansão da malha de gasodutos de transporte permitem o melhor aproveitamento da produção de gás natural e exercem importante papel na interligação das redes e na coordenação entre regiões produtoras e polos consumidores de gás natural.

Ao dispor de vantagens suficientes que justificam tanto a substituição da demanda de derivados de petróleo nas grandes indústrias quanto a aplicação do gás natural como alternativa energética segura para os pequenos consumidores, a constituição de um ambiente regulatório estável e de uma ampla infraestrutura de transporte visavam promover o desenvolvimento da indústria de gás natural na matriz energética nacional, o que foi inicialmente delineado pela Lei do Petróleo, descrita a seguir, e aprofundada pela Lei do Gás, abordada mais adiante.

2.2 Marco Regulatório da Indústria do Gás na Lei do Petróleo

Ao analisar os aspectos que envolvem a estrutura organizacional da indústria de gás natural no Brasil, até 1997 a Petrobras detinha o monopólio legal da indústria de petróleo e de gás natural. A estrutura verticalmente integrada das atividades da cadeia produtiva permitia a empresa controlar desde a fase produção até a comercialização dessas indústrias, sendo que no setor de gás natural, a Constituição Federal de 1988 concedia aos Estados o monopólio legal da atividade de distribuição de gás natural canalizado.

A flexibilização no setor de petróleo teve início com a aprovação da Lei nº 9.478 de 1997, a qual reflete a retomada dos ideais liberais no contexto internacional e provoca mudanças no direcionamento do papel do Estado na economia. As reformas retratam o esgotamento do modelo tradicional de financiamento das atividades de infraestrutura e a crise na conjuntura política-econômica, resultante do baixo crescimento e de um ambiente de incertezas, gerando desconfiança quanto à capacidade do sistema em garantir o bem-estar e o crescimento a longo-prazo.

A Lei do Petróleo, como é conhecida a Lei nº 9.478/1997, estabelece importantes transformações em direção ao processo de liberação da indústria. A Lei determinava a quebra do monopólio da Petrobras, concedendo à união o direito do monopólio, assim como alterava o papel do Estado na economia, passando a exercer a função de regulador ao criar a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a fim de promover a regulação e incentivar a ampliação dos investimentos e a entrada de agentes privados na indústria.

O arcabouço regulatório da indústria de gás natural delega à ANP a responsabilidade pela regulação das atividades de produção, importação, processamento e transporte de gás natural.

Em relação à regulação da produção de gás, a Lei determina a abertura do segmento a qualquer empresa interessada que atenda aos requisitos mínimos estabelecidos pelas regras. A ANP deve realizar estudos para a definição dos blocos e o processo licitatório para a concessão das áreas de exploração. No que diz respeito às atividades de importação e de processamento de gás natural, os agentes interessados devem solicitar autorização prévia para a ANP, a qual deve definir os requisitos mínimos que devem ser atendidos pelas empresas interessadas.

No que tange ao segmento de transporte dutoviário, por sua vez, a Lei do Petróleo estabelece uma nova estrutura para a atividade. Conforme o artigo 56 da Lei, a atividade poderá ser exercida mediante autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo ou gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Ainda em relação ao segmento de transporte, a referida Lei introduz o livre acesso de terceiros à malha de gasodutos. Ao possibilitar o acesso de terceiros a instalações já existentes por meio de uma tarifa adequada e acordada entre as partes, Costa (2003) considera que esta regra busca reduzir as barreiras à entrada de novos agentes e incentivar o desenvolvimento do

mercado de gás natural.

Com base nas regras estabelecidas pela Lei nº 9.478/1997, o livre acesso às instalações de transporte passou a ser regulamentado por um conjunto de portarias², sendo que cada tratou de um aspecto diferente do acesso aos dutos. No entanto, nenhuma delas definiu uma metodologia para o cálculo da tarifa a ser cobrada pelo livre acesso, cabendo à ANP apenas a aprovação da tarifa cobrada pelo transportador aos carregadores. Em casos de não entendimento entre as parte, caberia à ANP a responsabilidade pela escolha do método tarifário e a fixação da tarifa de transporte.

Dessa maneira, ao analisar os impactos da Lei nas atividades de serviço de transporte de gás natural, pode-se perceber que o processo de liberalização da indústria de petróleo não contemplou a criação de um arcabouço regulatório claro e específico, resultando em um tratamento superficial para as questões que envolvem o setor de gás. Ao considerar a natureza do gás associado ao óleo e o menor valor agregado, a Lei trata o gás natural como um subproduto da atividade de petróleo (SANTOS et al., 2002).

A quebra do monopólio legal da Petrobras não se traduziu na separação societária das empresas do grupo, o que resultou na manutenção da figura hegemônica da estatal nos setores de petróleo e gás. Embora as participações cruzadas entre as atividades seja um importante estímulo ao desenvolvimento na fase inicial das indústrias de infraestrutura de rede, a estrutura verticalizada fortalece o poder de mercado, o que permite a empresa adotar práticas anticompetitivas no mercado ao criar barreiras à expansão de investimentos privados e entrada de novos agentes (CECCHI, 2001).

Ao definir o regime jurídico de autorização para a atividade de gasodutos, o arcabouço regulatório provocou impactos na viabilidade e na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos projetos. A precariedade desse instrumento jurídico frente à elevada especificidade dos ativos da atividade de transporte aumentam as incertezas e os custos de transação no processo de contratação entre os agentes ao longo da cadeia da indústria de gás natural (COSTA, 2006).

Apesar de introduzir o critério de livre acesso aos dutos de maneira a reduzir as barreiras e

² Portaria nº 98/2001 (definição do livre acesso às instalações de transporte de gás); Portaria nº 254/2001 (definição da resolução de conflitos); Portaria nº 28/2005 (definição da cessão de capacidade de transporte); Portaria nº 29/2005 (definição dos critérios tarifários).

incentivar a competição nas atividades relacionadas à prestação dos serviços de transporte, a Lei não apresenta as regras para a regulamentação desse mecanismo. A falta de definição de regras claras e estáveis obriga a ANP elaborar portarias e resoluções a fim de criar uma regulação eficiente e não discriminatória de maneira a equacionar os conflitos entre os agentes e o acesso de terceiros na malha de gasodutos (FERRARO, 2010).

Além disso, outra deficiência imposta pela Lei do Petróleo está relacionada à ausência de uma estrutura tarifária para a atividade de transporte. A regulação tarifária em setores monopolistas se mostra fundamental a fim de evitar abusos de poder de mercado, garantir o retorno dos investimentos, a modicidade tarifária e a não discriminação entre os usuários. A falta de definição na Lei de uma metodologia tarifária na atividade de transporte e a criação de portarias e resoluções enfraquece o poder de fiscalização e atuação da agência reguladora na indústria de gás natural (COSTA, 2006).

Dessa maneira, diante das limitações da Lei do Petróleo, a abertura do setor e o estabelecimento de um ambiente concorrencial requer a definição de um arcabouço regulatório que possibilite a superação de barreiras de mercado e que atenda as particularidades da infraestrutura da atividade de transporte na indústria de gás natural, tentativas empreitadas na Lei do Gás, como será discutido a seguir.

2.3 Marco Regulatório da Indústria do Gás na Lei do Gás Natural

A análise da Lei nº 9.478/1997 permite observar que o arcabouço regulatório da indústria de petróleo mostra-se pouco abrangente e apresenta uma série de barreiras à promoção de um ambiente competitivo e de estímulos à entrada de novos agentes na indústria de gás natural.

Embora a Lei do Petróleo tenha estabelecido a abertura do mercado à competição, a manutenção do monopólio operacional da Petrobras e a ausência de instrumentos de incentivo ao investimento privado representavam uma série de dificuldades na expansão do setor e da indústria de gás natural.

A promulgação da Lei nº 11.909 em 2009, discutida ao longo de mais de quatro anos³ e regulamentada pelo Decreto nº 7.382, de 2010, busca suprir o vácuo regulatório deixado pela Lei do Petróleo ao estabelecer uma nova estrutura institucional para a indústria de gás natural.

O novo marco regulatório surge de um amplo debate entre entidades do setor e órgãos do Estado na tentativa de conciliar distintos interesses de diferentes classes de agentes da indústria a fim de introduzir mecanismos de abertura do mercado e de incentivos à expansão dos investimentos na infraestrutura de rede e no desenvolvimento da indústria de gás natural.

A Lei nº 11.909/2009, conhecida como Lei do Gás, trata de questões específicas da indústria de gás natural e tem como foco principal o segmento do midstream⁴ da cadeia produtiva. As atividades de produção e distribuição de gás natural continuam sendo determinadas pela Lei do Petróleo e pela Constituição Federal de 1988, respectivamente.

O marco regulatório representa uma nova fase de abertura e de estímulos à competição no mercado de gás natural ao tratar das especificidades da indústria do gás relacionadas à atração de investimentos nas atividades de exploração e produção, ampliação da infraestrutura de transporte e na definição das regras de acesso de terceiros à malha de gasodutos da indústria.

A nova legislação apresenta um arcabouço regulatório mais abrangente ao promover importantes alterações no ambiente institucional na indústria de gás natural e discutir modificações na sistemática do regime regulatório e tarifário das atividades de infraestrutura.

Entre as alterações na estrutura jurídica, as mudanças mais significativas estão relacionadas à regulação da infraestrutura da malha de transporte de gás natural. No que se refere às principais mudanças no ambiente regulatório, a Lei determina que a atividade de gasodutos de transporte poderá ser realizada por meio do regime jurídico de autorização ou concessão.

A inovação em relação à Lei do Petróleo ocorre na criação do regime de concessão aplicável aos novos gasodutos de interesse nacional. O regime de autorização permanecerá válido aos dutos existentes em operação e deverá ser aplicado aos novos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais. A inserção da figura do regime de concessão se deve, sobretudo, ao pleito de agentes da indústria para que as regras do transporte de gás natural pudessem oferecer maior segurança jurídica e garantias contratuais aos investimentos no setor

³ A Lei é resultado de três projetos de Lei: PL 226/2005; PL 6666/2006 e PL 6676/2006.

⁴ O segmento midstream da indústria compreende as atividades de tratamento, processamento, transporte, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

(COSTA, 2006). Além de determinar transformações nos mecanismos regulatórios, a legislação também estabelece modificações no papel dos órgãos do governo no planejamento do setor.

A Figura 2.2 apresenta as etapas que estruturam o processo de concessão dos gasodutos e o papel desempenhado por cada órgão ao longo das fases de planejamento, chamada pública e licitação do projeto no mercado. O planejamento da expansão da malha e as diretrizes do processo licitatório passam a ser exercidos pelo o MME, enquanto que a ANP passa a conduzir a chamada pública para a alocação da capacidade de transporte dos gasodutos e a elaborar os editais do processo de licitação para a contratação das empresas de transporte.

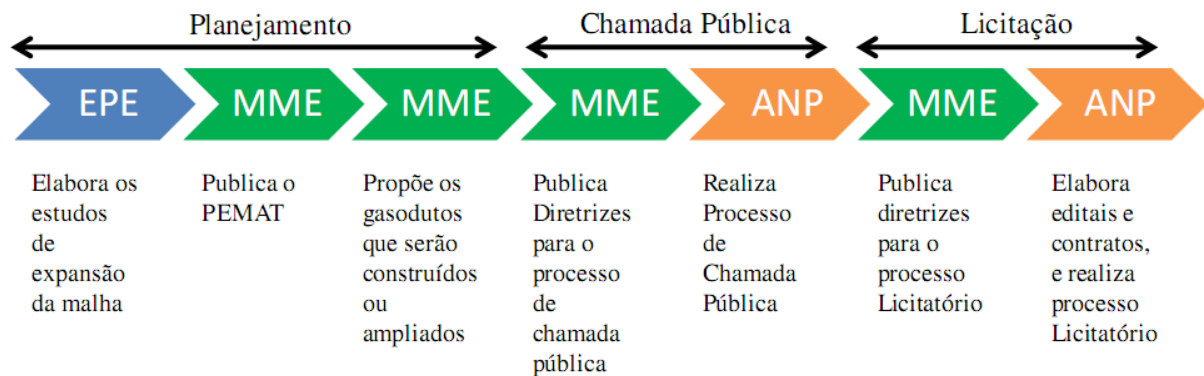


Figura 2.2 Arcabouço Institucional da Lei do Gás Natural

Fonte: ARAÚJO e CECCHI (2011)

A adoção do processo de planejamento para a contratação de capacidade de transporte permite determinar as diretrizes para a construção e ampliação malha de gasodutos de transporte. A divulgação da chamada pública busca identificar os potenciais carregadores interessados em contratar os serviços de transporte, o que possibilita a ANP dimensionar a capacidade máxima e a tarifa máxima a ser cobrada. Por fim, na etapa de licitação da atividade de transporte, a empresa transportadora vencedora será aquela que oferta a menor receita anual para a prestação do serviço contratado, de modo a cobrir os custos efetivos de uma operação eficiente (ARAÚJO e CECCHI, 2011).

A Lei determina que os contratos de concessão terão prazo de duração de 30 anos, contados a partir do momento de assinatura do contrato, podendo ser prorrogado uma única vez por igual período, com a possibilidade de preservação das mesmas condições do contrato e do Decreto

nº 7.382/2010. Quando ocorrer a extinção da concessão, os ativos destinados à exploração da atividade de transporte deverão ser incorporados ao patrimônio da União, mediante justa e prévia indenização aos agentes concessionários.

No que se refere ao processo de abertura do acesso à utilização da malha de transporte, a Lei assegura o direito de terceiros interessados em contratar o serviço de transporte e define as modalidades contratuais (firme, interruptível ou extraordinário) de transporte nos gasodutos. Além disso, a Lei determinar ao MME a fixação do período de exclusividade que terão os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte.

Dessa maneira, frente às mudanças introduzidas pela Lei nº 11.909/2009, é possível observar o impacto significativo provocado por algumas contribuições na redução dos custos de transação relacionados aos contratos de capacidade de transporte. A diminuição dos riscos e das incertezas reflete na criação de um adequado ambiente de incentivos aos investimentos na expansão da malha de transporte e na entrada de novos agentes privados na indústria. Além disso, as estruturas regulatórias propostas pela Lei buscam estimular a competição na indústria de gás natural de maneira a atingir a eficiência econômica na alocação dos recursos (FERRARO, 2010).

Nessa mesma direção, a Resolução ANP nº 51, de 26 de dezembro de 2013, define as diretrizes para a regulamentação da atividade de carregamento de gás natural. A resolução, conforme a proposta original, proíbe a participação cruzada entre empresas que já tenham autorização ou concessão para o transporte. Dessa maneira, a adoção de algumas restrições à participação cruzada entre empresas de diferentes segmentos da cadeia produtiva busca reduzir a posição hegemônica exercida pela Petrobras ao longo da indústria de gás natural, impedindo a empresa de atuar como o principal agente transportador e carregador de gás natural no mercado.

No entanto, alguns problemas associados à antiga estrutura regulatória ainda permanecem na atual legislação do setor, o que coloca em dúvida a efetividade das regras na atração de investimentos na atividade de transporte e no desenvolvimento de um mercado de capacidade mais competitivo.

Ao discutir os aspectos da regulação tarifária, a Lei determina à ANP a responsabilidade de estabelecer a tarifa aplicável ao serviço de transporte, com base no resultado do processo

licitatório que precede a concessão. Porém, como observa Costa (2003) apesar dos avanços no ambiente regulatório, a legislação não determina a metodologia tarifária aplicável na atividade de transporte de gás natural, nem os princípios com os quais o agente transportador deve seguir para o cálculo da tarifa de transporte.

Além disso, no que tange ao processo de concessão na fase da chamada pública, a obrigação do agente carregador interessado na alocação da capacidade de transporte em assinar um termo de compromisso busca reduzir, ao menos em teoria, os riscos de comportamento oportunistas e os custos de transação contratual. No entanto, a Lei do Gás não apresenta os princípios que devem ser seguido pela ANP na elaboração dos termos de compromisso. A ausência de cláusulas de cobrança de tarifa de reserva não define o grau de comprometimento dos carregadores, elevando os custos de transação e os riscos de comportamentos oportunistas na contratação das capacidades e na remuneração dos ativos de transporte (FERRARO, 2010).

2.4 Aspectos do Atual do Modelo do Mercado da Indústria de Gás Natural

2.4.1 Alterações na Sistemática de Concorrência no Segmento de Transporte

Conforme abordado nos itens anteriores, diversas alterações no arcabouço regulatório da indústria de gás natural têm provocado mudanças significativas na sistemática de concorrência e na promoção de estímulos ao investimento no segmento de transporte de gás natural no Brasil.

A Tabela 2.1 apresenta uma análise comparativa entre o marco regulatório da Lei do Petróleo e da Lei do Gás, abordando as principais inovações em relação aos aspectos institucionais e regulatórios que envolvem a atividade de gasodutos de transporte.

Tabela 2.1 - Análise Comparativa entre a Lei do Petróleo e Lei do Gás

Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo)		Lei 11.909/2009 (Lei do Gás)
Regime de Outorga	Autorização	Concessão (caso geral) Autorização: Gasodutos existentes e equiparados Gasodutos que envolvam acordos internacionais
Novos Gasodutos	Construção e ampliação dos gasodutos autorizados pela ANP após provocação do próprio interessado	Proposição pelo Ministério de Minas e Energia, por iniciativa própria ou provocação de terceiros, dos gasodutos a serem construídos ou ampliados Licitação para a concessão da construção/ampliação do duto
Acesso	Negociado entre as partes	Acesso Regulado por contratação de serviço de transporte firme, interruptível e extraordinário
Tarifa de Transporte	Negociada entre as partes	Concessão: Tarifa máxima fixada pela ANP Autorização: Tarifa aprovada pela ANP
Contingência	-	Caracterização da Contingência no Suprimento de Gás Natural Instalação de Comitê de Contingenciamento coordenado pelo MME Coordenação da movimentação de gás natural pela ANP
Comercialização	Livre	Mediante celebração de contratos registrados na ANP
Planejamento	Inexistência de planejamento de expansão da malha	Elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT

Fonte: ALMEIDA (2011)

Entre as mudanças estabelecidas pela Lei do Gás, já foi citada a introdução no ambiente institucional do regime de concessão contribui para ampliar a segurança jurídica aos investimentos e reduzir os riscos associados aos serviços de capacidade de transporte.

Os contratos de concessão visam reduzir os problemas da incompletude dos contratos de capacidade (seleção adversa⁵ e risco moral⁶) e os custos de transação associados aos investimentos em ativos de transporte (HART e MOORE, 1998).

⁵ A seleção adversa é um conceito de oportunismo decorrente da incapacidade de distinção dos diferentes riscos associados aos contratos de forma que a capacidade de mitigação dos riscos fica limitada.

⁶ O risco moral é um comportamento oportunista após a assinatura dos contratos, uma vez que a empresa transportadora pode omitir dos carregadores as reais condições de transporte de seus dutos de forma a justificar uma possível redução do volume de gás contratado.

O estabelecimento do processo de chamada pública possibilita o dimensionamento prévio pela ANP da demanda e a definição de uma tarifa de transporte regulada que remunere adequadamente os investimentos na infraestrutura. A Lei do Gás modifica o critério de acesso negociado entre os agentes e adota uma nova sistemática de acesso regulado na contratação do serviço da capacidade de transporte.

No que diz respeito aos aspectos do ambiente institucional, as alterações promovidas pela Lei do Gás redefinem o papel de atuação dos órgãos do governo no planejamento da indústria e em questões que envolvem o processo de licitação e formação das tarifas de transporte. Assim como a adoção do regime de concessão e da manutenção do acesso regulado da malha de transporte, a reestruturação do escopo de atuação do MME e da ANP no novo arcabouço regulatório contribui para a redução dos custos de transação e das incertezas regulatórias na indústria de gás natural.

A fim de introduzir mecanismos que induzam o planejamento indicativo na expansão da infraestrutura de transporte no país, o marco regulatório da indústria de gás natural estabelece uma nova sistemática de avaliação dos projetos e de incentivos à ampliação dos investimentos na malha de gasoduto.

A Lei do Gás atribui à EPE a tarefa de realizar estudos para o planejamento da infraestrutura de modo a subsidiar a ampliação da malha de gasodutos de transporte. Os estudos conduzidos pelo órgão devem identificar as melhores opções para a expansão da malha de gasodutos de transporte, considerando aspectos relacionados à viabilidade técnica, econômica e socioambiental dos projetos.

A proposição dos gasodutos a serem construídos ou ampliados permanece sob a responsabilidade do MME, o qual deverá elaborar o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT).

A criação desse Plano representa um novo modelo para a indústria de gás natural ao incorporar todas as construções e ampliações previstas em um horizonte de 10 anos, contatos a partir de sua publicação. Assim como ocorre nos estudos do setor elétrico brasileiro, a expectativa é que o relatório do PEMAT seja revisto anualmente pelos órgãos do governo.

As informações para a elaboração dos estudos de expansão da malha de transporte de gás

natural serão fornecidas por agentes da indústria de gás natural, com base nas regras estabelecidas pelo MME, conforme apresentado na Figura 2.3.

A elaboração dos cenários econômicos acerca do balanço entre a oferta e a demanda na matriz energética e na indústria de gás natural seguirão as linhas gerais apresentadas nos relatórios do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE), ambos publicados pelo MME.

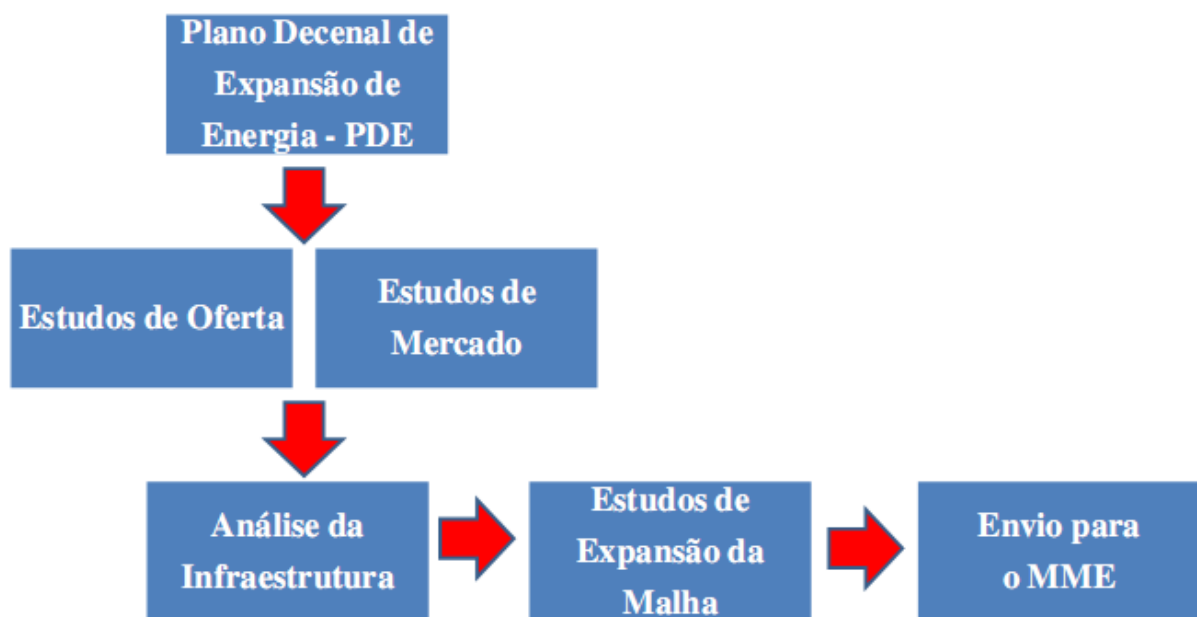


Figura 2.3 Etapas da Elaboração do PEMAT
Fonte: NUNES (2011)

Os estudos do mercado consumidor de gás natural no horizonte do PEMAT têm como foco principal a análise dos setores industrial e termoeletrico, uma vez que estas atividades apresentam participação expressiva na demanda energética e elevada intensidade de despacho no sistema elétrico brasileiro. A evolução dos mercados existentes das distribuidoras e a identificação dos mercados consumidores potenciais, tais como grandes projetos e polos econômicos regionais, se mostram variáveis fundamentais no cálculo da demanda do mercado consumidor e influenciam o direcionamento da expansão da malha dutoviária no país.

Pelo lado da oferta, os estudos da EPE têm como proposta manter atualizado o acesso periódico aos planos de avaliação das descobertas de reservas e de desenvolvimento

divulgados pelas empresas do upstream da indústria de gás. A ponderação acerca dos cronogramas de investimentos e estimativas de produção de gás natural busca identificar possíveis gargalos na infraestrutura e propor ajustes necessários à adequação da malha ao crescimento da oferta no atendimento do mercado de gás natural (NUNES, 2011).

Uma vez realizado os estudos pela EPE para o levantamento acerca das informações da indústria de gás natural e avaliação da infraestrutura, o PEMAT será elaborado considerando os empreendimentos que se mostrem atrativos ao mercado ou que estejam em consonância com os interesses do governo em promover o desenvolvimento da indústria.

O PEMAT proverá os subsídios necessários para o futuro processo de chamada pública e de licitação da contratação da capacidade de transporte de gasodutos. As principais características e os valores preliminares de estimação dos investimentos em cada projeto serão analisados, de maneira detalhada, à medida que o MME e a ANP considerem os resultados da chamada pública referente ao gasoduto de referência propostos aos agentes do mercado, dentro do ideal de expansão da malha, que será objeto do item seguinte.

2.4.2 Importância da Malha de Transporte na Expansão da Indústria de Gás

A atividade de transporte é considerada fundamental na dinâmica do funcionamento das indústrias de infraestrutura de rede. Historicamente, a implantação de gasodutos de transporte tem sido a solução mais utilizada como resposta à grande dependência física entre os diferentes segmentos da cadeia produtiva da indústria de gás natural.

A forte rigidez inerente à localização das jazidas requer ainda a presença de ativos capazes de realizar o escoamento da produção de maneira eficaz e eficiente entre as regiões produtoras e os centros consumidores.

Apesar da importância de seu papel de estruturação e de integração da indústria, a abertura do mercado à entrada de novos agentes competidores e os incentivos à expansão das redes de gasodutos de transporte estão entre os principais desafios a serem equacionados pelos órgãos reguladores.

A presença de ativos com características técnicas e econômicas específicas intensificam os riscos econômicos de investimento na atividade de transporte frente às limitações do arcabouço regulatório e condicionam o desenvolvimento das demais atividades relacionadas com a indústria de gás natural (BRITTO, 2002).

A rede de infraestrutura de gasodutos de transporte no Brasil apresenta um desenvolvimento ainda recente e está diretamente relacionado à falta de tradição na utilização e à reduzida participação do gás natural na matriz energética.

As descobertas recentes de grandes volumes de gás e o fato das reservas estarem localizadas de maneira concentrada em poucas áreas do território restringem a extensão da malha de gasodutos e limitam o crescimento da indústria de gás natural. Além disso, deve-se levar em conta que a maior parcela das reservas de gás natural está associada ao petróleo, o que condiciona o mercado de gás natural à produção de derivados de petróleo (COSTA, 2003).

A ausência de um mercado consumidor cativo de gás natural, em função da tardia penetração no mercado energético, provoca reflexos na formação da tarifa do gás natural em relação aos preços dos combustíveis concorrentes e intensifica os riscos econômicos aos investimentos na infraestrutura da indústria de gás natural (ALMEIDA e FERRARO, 2013).

A Figura 2.4 apresenta o processo de expansão da infraestrutura de gasodutos de transporte ocorrido nas últimas décadas, o que permite compreender algumas das principais características da indústria de gás natural no Brasil.

A infraestrutura de gasodutos de transporte existente no país foi predominantemente implantada em áreas próximas aos campos produtores da costa do litoral para atender, em um primeiro momento, quase que exclusivamente aglomerados indústrias localizados ao redor de regiões metropolitanas de grandes capitais em alguns poucos Estados da costa brasileira.

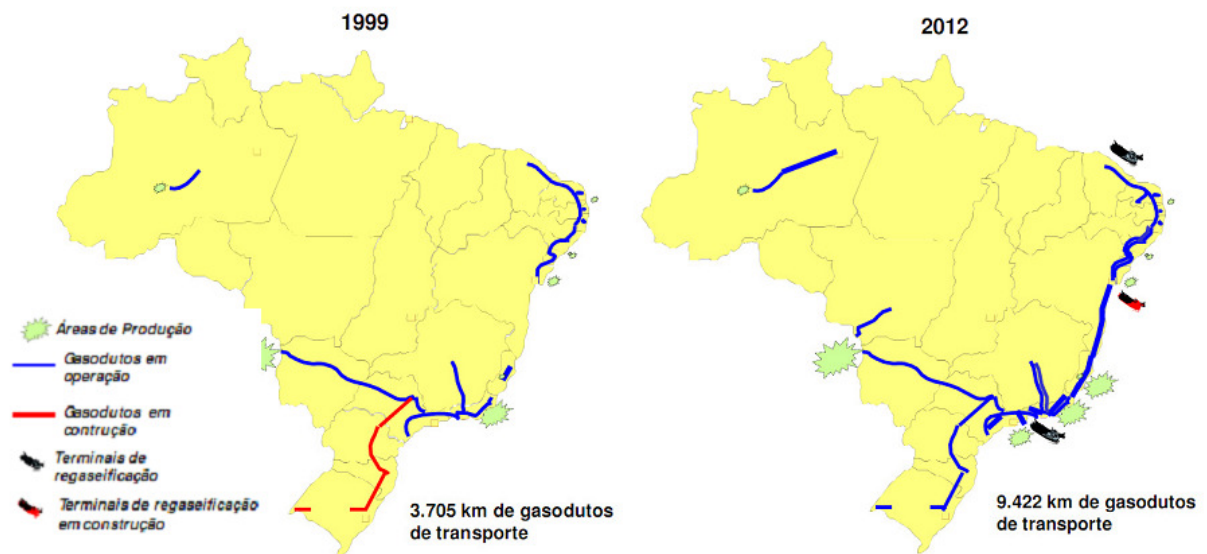


Figura 2.4 Evolução da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil (1999-2012)

Fonte: Elaboração Própria, com base nos dados de CECCHI (2013)

Assim como descrevem Alveal e Borges (2001), a falta de uma cultura de utilização e da localização restrita das reservas resultaram em um lento processo de desenvolvimento da indústria de gás natural, sustentado pela construção de pequenos trechos de gasodutos de transporte para o atendimento de setores industriais intensivos em energia.

As descobertas de reservas de gás natural na Bacia de Campos (RJ), no final da década de 1970, representam uma maior diversificação da produção e um impulso ao desenvolvimento da indústria de gás natural, uma vez que até o início da década de 1980, o Brasil tinha ainda uma oferta incipiente, quase que exclusivamente limitada ao volume produzido pela Bahia.

O período entre 1979 e 1989 marca a primeira grande expansão da malha de gasodutos de transporte, quando foram construídas mais de 50% da malha existente até 1998, abrangendo os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e diversas outras localidades na região Nordeste (ANP, 2001).

A segunda fase da expansão da rede marca o período de construção de grandes gasodutos na interligação dos mercados de gás natural no Brasil. Em 1999, a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) dedicado ao escoamento do gás natural importado e o cenário de expansão do mercado de geração termelétrica impulsionaram o planejamento da construção de novos gasodutos de transporte para o atendimento do mercado consumidor nacional.

No âmbito da oferta de gás natural nacional, a construção de um gasoduto ligando as regiões Sudeste e Nordeste (GASENE) exerce um importante papel estratégico na integrar das malhas de transporte de gás natural, dando uma nova configuração à malha de gasodutos do país.

Além disso, é importante destacar o desenvolvimento de novas tecnologias de transporte, as quais se mostra importante na expansão dos mercados consumidores. A construção de terminais de regaseificação de gás natural (GNL) proporciona uma maior segurança e disponibilidade na diversificação da oferta ao mercado brasileiro e insere o país em um novo contexto do mercado mundial de gás natural.

O custo do transporte de gás natural, seja em gasodutos, seja em outros modais como GNL, vai ser um importante fator na decisão final de investimento. No caso brasileiro, esse custo compõe metodologia tarifária específica, cujo modelo é objeto dessa dissertação e cujo tema inicialmente será introduzido no tópico adiante.

2.4.3 Peso Relativo da Tarifa de Transporte na Tarifa Final do Consumidor

A análise dos aspectos da evolução da matriz energética nacional permite observar a consolidação do gás natural como insumo essencial na atividade econômica e sua ampla difusão nos processos industriais e na utilização como combustível para as usinas térmicas do matriz elétrica nacional.

A disponibilidade do insumo em condições adequadas e a precificação do gás natural ao consumidor final envolvem questões complexas que impactam diretamente a competitividade frente aos energéticos substitutos e se mostram fundamentais no processo de desenvolvimento estratégico da indústria nacional de gás natural.

A presença de diversos segmentos tecnologicamente separáveis, mas com elevado grau de interdependência, distingue a dinâmica de funcionamento da indústria de gás natural em relação a outras indústrias energéticas. Ao longo da cadeia produtiva, as especificidades técnica e econômica condicionam a estrutura organizacional da indústria e impactam de maneira significativa o processo de formação da tarifa final de gás natural aplicada ao mercado consumidor.

De acordo com as informações apresentadas pela IEA (1994), na média mundial, a parcela relacionada aos custos de transporte pode representar entre 10 e 25% do preço final do gás natural comercializado no mercado, sendo que essa parcela alcançar entre 18 e 45% do preço do gás entregue nos *citygates* das concessionárias distribuidoras estaduais de gás natural canalizado.

A Figura 2.5 apresenta a estrutura de formação do preço do gás natural no Brasil, com base nos preços das tarifas praticadas no mercado industrial⁷ das diferentes mercados estaduais.

A atual formação da tarifa final do gás natural é composta de por quatro partes: (i) Parcela Variável ou Commodity, dependendo da origem do gás; (ii) Parcela Fixa ou Transporte, dependendo novamente da origem do gás; (iii) Margem de Distribuição e (iv) tributos federais e estaduais.

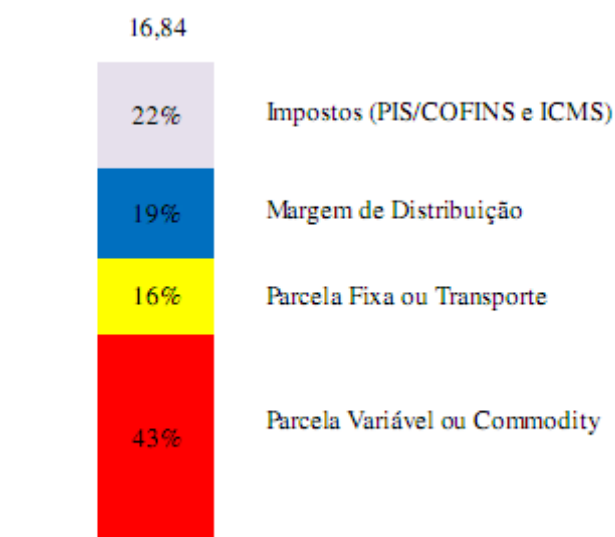


Figura 2.5 Decomposição do Preço do Gás Natural- Consumidor Industrial (50.000 m³/dia)

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da Firjan (2011)

A Parcela Variável ou Commodity representa 43% da composição da tarifa global de gás natural para o setor industrial no Brasil, ou US\$ 7,30/MMBTU, o que corresponde ao maior peso entre as partes na formação da tarifa. A Parcela Fixa ou Transporte, por sua vez, representa 27% do preço do gás entregue nos *citygates* das distribuidoras, o que corresponde a

⁷ A análise da tarifa pratica entre os diferentes estados tem como base a tarifa aplicada pelas distribuidoras no segmento industrial, uma vez que esta classe de consumidores representa a maior fatia do consumo do mercado de gás natural no país. Os preços médios ao consumidor consideram um consumidor industrial hipotético, na faixa de consumo de 50.000 m³/dia de gás natural.

uma participação efetiva de 16% na tarifa final aos consumidores da classe industrial.

Nesse contexto, ao considerar a relevância da Parcela Fixa ou Transporte na formação do preço final do gás natural, a análise da metodologia e da sistemática de tarifação da atividade de transporte é de fundamental importância para a expansão dos investimentos na malha de gasodutos e para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

Em razão das particularidades da atividade de infraestrutura de rede da indústria de gás natural, a regulação tarifária da atividade de transporte deve tratar de questões relacionadas à atração de novos investimentos na indústria de maneira a facilitar a competição entre transportadores e carregadores no processo de evolução do segmento de transporte de gás natural.

Além disso, a estruturação da tarifa de transporte deve ter caráter não discriminatório, não fornecendo preços diferentes para serviços iguais nem preços iguais para serviços diferentes, de maneira a refletir o real custo incorrido na operação dos serviços de transporte. As tarifas devem assegurar a transparência para que os usuários possam saber sua origem e aplicação, assim como sinalizar eficientemente os novos investimentos e promover um retorno razoável do capital investido na atividade de transporte.

3 REGULAÇÃO E TARIFICAÇÃO NOS SETORES DE INFRAESTRUTURA

3.1 Indústrias de Infraestrutura: Especificidades Técnicas e Econômicas

O setor de infraestrutura exerce papel de grande importância no processo de desenvolvimento econômico. A indústria de infraestrutura engloba bens e serviços que colocados à disposição da coletividade dos indivíduos e das empresas promovem impactos significativos sobre o bem estar da população e na produtividade dos ativos. As atividades que se enquadram nessa categoria apresentam a capacidade de integrar as bases sobre as quais se desenvolvem as relações socioeconômicas ao seu entorno e de prover recursos essenciais para um amplo conjunto de setores produtivos (ANP, 2001).

As indústrias de infraestrutura apresentam características técnicas e econômicas que as distinguem em relação aos demais setores da economia. Ao analisar as indústrias de rede, Pinto Jr. et al (2007) descreve que as particularidades da indústria de gás natural estão relacionadas a: (i) indivisibilidade dos ativos e das instalações na cadeia produtiva; (ii) necessidade de superdimensionar os projetos da malha de modo a atender fortes oscilações na demanda; (iii) necessidade de realizar elevados investimentos para a construção de ativos específicos; (iv) existência de rendimentos crescente e grandes economias de escala; e (v) presença de externalidades de rede nas atividades da indústria.

A indústria de gás natural, assim como as demais indústrias de infraestrutura de rede, apresenta uma grande interdependência entre os diferentes segmentos, em especial nas atividades de gasodutos de transporte e de distribuição. Apesar de a cadeia produtiva ser composta por atividades tecnologicamente separáveis, as especificidades dos ativos elevam o grau de complementaridade e a interdependência física, o que requer a coordenação destes segmentos a fim de que se obtenha qualidade e eficiência na prestação dos serviços.

A presença de um amplo conjunto de peculiaridades na indústria de rede de gás natural provoca reflexos na estrutura de custos ao longo da cadeia produtiva e acarreta impactos significativos no modelo organizacional da indústria. Conforme analisa Mello e Possas (2002), na grande maioria das indústrias de prestação de serviços de utilidade pública, a elevada escala mínima de eficiência econômica dos ativos, somada ao fato das atividades de

gasodutos de transporte e distribuição serem exercidas em regime de monopólio natural, torna ainda mais necessária a adoção de mecanismos de interação de modo a viabilizar a operação e a expansão eficientes dos setores da indústria.

Ao considerar a interdependência sistêmica nas indústrias de rede, a lógica econômica caminha em direção à integração vertical entre os diferentes elos da cadeia produtiva e no estabelecimento de contratos de longo prazo entre as empresas do setor. A coordenação entre as atividades e o estabelecimento de uma empresa verticalmente integrada possibilita à indústria auferir os benefícios associados aos ganhos de escala e de escopo e reduzir consideravelmente os elevados custos de transação entre os agentes no mercado de gás natural.

Tanto no Brasil quanto em muitos outros países, as indústrias de infraestrutura desenvolveram-se principalmente através da atuação direta dos governos como agente financiador e empreendedor das atividades de fornecimento de bens e serviços considerados de utilidade pública. O tradicional modelo europeu de intervenção do Estado nos setores de infraestrutura está relacionado aos elevados investimentos nas fases iniciais de desenvolvimento das indústrias, ao longo período de maturação dos projetos e ao conjunto de características específicas da indústria de rede que apontam para uma concentração das atividades entre poucas empresas no mercado (ANP, 2001).

A política desenvolvimentista conduzida pelo Estado nos primórdios da implantação das indústrias de infraestrutura e a busca pela autossuficiência energética determinam o modelo de organização industrial no país. A promulgação da Lei nº 2004/1953, ao dispor sobre a política nacional do petróleo, instituiu o monopólio legal da União nas atividades petrolíferas e estabeleceu a criação da Petrobras. Ao longo dos anos essa empresa estatal tornou-se responsável pela integração da cadeia produtiva e passou a deter o direito de exercer o monopólio do petróleo nas atividades de pesquisa, exploração, refino do produto nacional e estrangeiro, assim como no transporte de petróleo e seus derivados.

A infraestrutura da indústria de rede de gás natural brasileira surgiu e se desenvolveu a partir do modelo de empresa estatal verticalmente integrada e não sujeita a qualquer tipo de concorrência. Durante mais de quatro décadas a Petrobras exerceu o monopólio legal sobre todas as atividades das indústrias de petróleo e de gás natural, tornando-se líder na distribuição de derivados no país. A estrutura verticalizada permitiu a empresa auferir os

benefícios da coordenação dos ativos da indústria de rede e fortaleceu também o desenvolvimento da indústria ao trazer maior estabilidade tanto na garantia do suprimento energético quanto no atendimento aos mercados consumidores de petróleo e de gás natural.

É importante destacar, no entanto, que a indústria de rede de gás natural é formada de distintas atividades que apresentam características específicas que condicionam a organização do mercado a diferentes tipos de estruturas concorrenciais. Embora a lógica econômica caminhe na direção da integração vertical e horizontal das indústrias de infraestrutura de rede por considerar o modelo mais adequado nas fases iniciais de desenvolvimento do mercado de gás natural, a literatura econômica aponta para a necessidade de ponderar os benefícios da coordenação na redução dos elevados custos de transação frente às particularidades dos ativos da cadeia produtiva.

A criação de uma empresa com estrutura verticalizada engloba atividades potencialmente sujeitas à competição bem como atividades naturalmente monopolísticas. A possibilidade da empresa integrada praticar o exercício do poder de mercado pode resultar em barreiras discriminatórias e anticompetitivas entre os agentes da indústria. A adoção de mecanismos de subsídios cruzados⁸ entre os segmentos da indústria pode ser utilizada como estratégia de mercado pela empresa dominante a fim de eliminar a competição ou impedir a entrada de novas empresas nas atividades concorrenciais da indústria (ANP, 2011).

Assim como observa Costa (2003), a organização dos setores de infraestrutura sob uma estrutura de mercado verticalizada e o conjunto de particularidades das indústrias de rede contribuem para que a empresa integrada realize a prestação de serviços a custos unitários mais elevados e qualidade inferior aquém da situação que maximiza o bem estar dos consumidores. Apesar da coordenação entre os segmentos da indústria trazer benefícios com ampliação dos ganhos associados à economia de escala e de reduzir consideravelmente os custos de transação na cadeia produtiva, a presença de atividades monopolísticas sem o devido controle podem reduzir os ganhos de produtividade das indústrias de infraestrutura de rede e gerar impactos negativos para a sociedade.

A reestruturação dos setores de infraestrutura e das indústrias de prestação de serviços de utilidade pública teve início nas décadas de 1980 e 1990 com a retomada dos ideais liberais no cenário político econômico mundial. Essas mudanças provocaram alterações significativas

⁸ Subsídios cruzados ocorrem quando o agente apoia uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopolística não sujeita à competição.

no padrão de competição das indústrias de infraestrutura e estabeleceram uma nova perspectiva acerca do direcionamento dos investimentos públicos e do papel de atuação do Estado no processo de desenvolvimento socioeconômico.

As reformas liberalizantes implantadas na Inglaterra no final da década de 1980 se tornaram emblemáticas e determinaram profundas alterações na estrutura organizacional e econômica das indústrias de rede. A consolidação dos setores de infraestrutura e a evolução dos mercados fortaleceram o debate nos meios acadêmicos quanto aos aspectos da eficiência econômica do modelo europeu de intervenção estatal e intensificaram o questionamento sobre os potenciais benefícios e perdas ao avaliar a relação entre os custos de coordenação das transações e os custos de organização das transações presentes na estrutura verticalmente integrada das indústrias de infraestrutura de rede (FERRARO, 2010).

As discussões acerca da importância das políticas públicas desenvolvimentistas e os embates de caráter ideológico contribuíram de maneira decisiva para a redução da participação e da interferência direta das empresas estatais na infraestrutura econômica. O processo de reestruturação alterou as atribuições empresariais do Estado e transferiu à iniciativa privada a responsabilidade pela condução dos investimentos e gestão de projetos em diversos setores da economia. A atuação do Estado, nesse momento, passou a ser direcionada para o planejamento e coordenação da atividade econômica, com sua atuação destinada à regular as atividades das indústrias de infraestrutura de modo a promover a eficiência econômica e o bem-estar da sociedade (POSSAS e FERNANDES, 1997).

Assim como em muitos países em desenvolvimento da América Latina, as reformas liberais no Brasil atingiram uma ampla gama de atividades produtivas e provocaram reflexos nas indústrias de rede na década de 1990. Ao discutir o assunto, Lora (1997) apresenta que a conjunção de fatores econômicos, políticos e ideológicos determinaram a privatização de empresas públicas e a implantação de mecanismos regulatórios em direção ao processo de abertura econômica e introdução da concorrência nas atividades de prestação de serviços e nas indústrias de infraestrutura de rede do setor energético.

A promulgação do marco regulatório da indústria de petróleo (Lei nº 9.478/1997) estabeleceu uma nova estrutura organizacional e econômica nas atividades de petróleo e de gás natural no país. A quebra do monopólio legal da Petrobras e a desverticalização da indústria provocam mudanças na dinâmica de funcionamento do setor e trazem desafios ao processo de abertura

econômica diante da necessidade de compatibilizar os instrumentos públicos de incentivo ao investimento na infraestrutura, em especial no segmento de transporte de gás natural, frente aos ideais liberalizantes e novos padrões competitivos do mercado.

A flexibilização do monopólio levou à criação da ANP e à necessidade de reduzir os custos de transação do processo de abertura da indústria de gás natural e seus impactos sobre os investimentos em ativos de rede e nos contratos de capacidade de transporte. A abertura da malha de gasodutos ao acesso de terceiros e a separação dos direitos de propriedade entre carregadores e transportadores acrescentaram ao papel da agência reguladora, além do tradicional controle da qualidade e do preço dos serviços oferecidos ao consumidor, a tarefa de implementar novos mecanismos competitivos e a redução de barreiras institucionais à entrada de agentes na indústria.

Na tentativa de corrigir o vácuo regulatório deixado pela Lei do Petróleo na indústria de gás natural, o governo cria uma legislação específica ao promulgar o marco regulatório do gás natural e introduz novos mecanismos regulatórios. A maioria das inovações propostas pela Lei do Gás refere-se ao segmento de transporte de gás natural e a importância do ambiente regulatório no incentivo ao investimento em novos gasodutos e na redução das principais barreiras à expansão do setor.

Entretanto, decorridos alguns anos da regulamentação dos marcos regulatórios, a indústria de gás natural permanece fortemente concentrada na figura da Petrobras. A manutenção da indústria sob uma estrutura verticalizada e a ausência de restrições aos mecanismos de participações cruzadas entre empresas subsidiárias permitem à Petrobras atuar, de maneira simultânea, em atividades monopolísticas e potencialmente competitivas. Ao deter grande poder de mercado, a Petrobras passa a adotar barreiras e práticas anticompetitivas, impedindo a transparência na formação dos custos e das tarifas do preço de venda do gás natural entre os segmentos da cadeia produtiva.

Dessa maneira, o papel da agência reguladora na estrutura do novo mercado se mostra fundamental e pressupõe o desafio de adotar regras bem definidas a fim de conciliar os distintos interesses entre os agentes do setor energético. A introdução de mecanismos competitivos nas atividades potencialmente concorrenciais e a regulação nas atividades naturalmente monopolísticas requer o desenvolvimento de um arcabouço regulatório claro e confiável de modo a garantir os investimentos necessários capazes de promover o bem-estar

social e de aumentar a eficiência econômica na indústria de gás natural, conforme será abordado no tópico a seguir.

3.2 Necessidade de Regulação da Indústria de Gás Natural

3.2.1 Objetivo da Regulação

As indústrias de infraestrutura de rede apresentam um conjunto de atividades distintas marcadas pela presença de significativos custos de transação e elevada especificidade dos ativos de transporte que inviabilizam a completa fragmentação da cadeia produtiva e impõe o estabelecimento de estruturas de governanças. A adoção de um arcabouço regulatório efetivo busca incentivar o desenvolvimento do setor e garantir, entre os diversos objetivos, a segurança no suprimento energético, a modicidade tarifária e a universalização do acesso dos serviços aos consumidores.

Ao analisar os aspectos das políticas de regulação nas atividades de infraestrutura, Possas e Fernandes (1997) destacam que o “objetivo central da regulação econômica não é promover a concorrência como um fim em si mesmo, mas aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados correspondentes.” A regulação pública das indústrias de infraestrutura tenta corrigir as falhas de mercado presentes nas atividades de monopólios naturais, como por exemplo, em gasodutos de transporte a fim de controlar o exercício do poder de mercado e favorecer a eficiência econômica e o bem-estar social.

A presença de economias de escala e de escopo significativas na malha de gasodutos determinam formas de organização das transações econômicas mais complexas do que pressupõe o enfoque econômico convencional. Enquanto que tradicionalmente nos mercados em competição perfeita, a coordenação dos agentes e as forças atuantes no ambiente concorrencial determinam a alocação eficiente pelo sistema de preços, nos mercados em monopólios naturais, as falhas de mercado não permitem alcançar uma solução ótima, no sentido de Pareto, pelo sistema de livre concorrência.

A estrutura de monopólio natural pode ser permanente ou temporária a depender do custo marginal de produção e de seus impactos na curva de custo médio de longo prazo da firma.

As implicações destas características nas indústrias de rede podem ser observadas no Gráfico 3.1 que traduz a relação entre as economias de escala e a subaditividade da função custo das firmas. O gráfico demonstra que a presença de retornos crescentes de escala no intervalo entre 0 e Q^* implica em custos médios decrescente na produção de um determinado bem ou serviço, suficiente para abastecer o mercado ao custo médio mínimo.

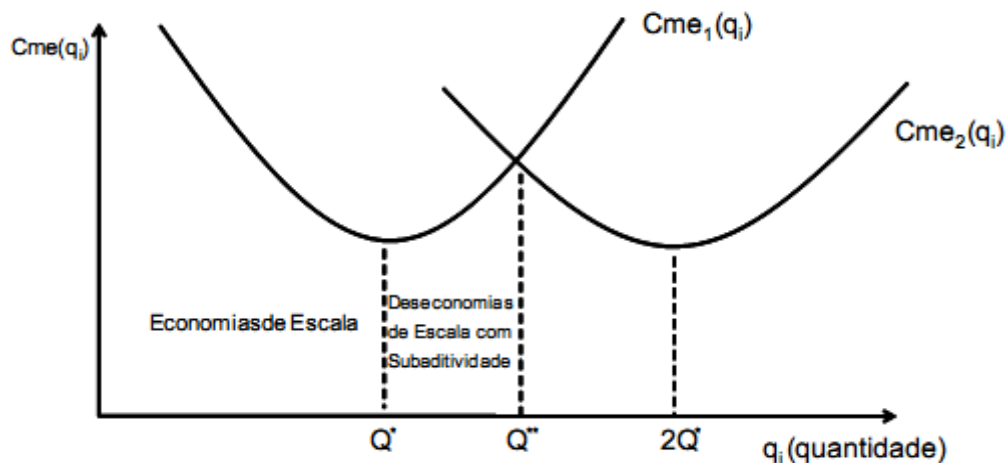


Gráfico 3.1 Economia de Escala x Subaditividade da Função Custo

Fonte: Hage et al. (2011)

A presença de custos marginais e custos médios crescentes a partir da quantidade ofertada Q^* no mercado poderiam descaracterizar o caso de monopólio natural e incentivar, em princípio, a competição e a entrada de novas firmas visando a melhoria do bem-estar social. No entanto, Silveira (2000) descreve que a existência de subaditividade em um intervalo de produção caracterizado por deseconomias de escala torna ainda possível a ocorrência do monopólio natural como a forma mais eficiente de abastecer um mercado com um custo médio total inferior ao que seria verificado através da operação de duas ou mais firmas na atividade.

O gráfico ilustra um comparativo entre as curvas de custo médio para o caso de uma única firma (CM1) e para o caso de duas firmas idênticas, com produção conjunta (CM2). A tentativa de estimular a competição ao ampliar o número de produtores nas indústrias de infraestrutura acarreta a presença de uma ou mais empresas operando em escala sub-ótima e custos médios mais elevados em relação ao mesmo nível de produção realizado pela empresa monopolista.

O papel da regulação pode ser mais amplo e arbitrar problemas relacionados à existência de *trade-off* entre eficiência alocativa e eficiência produtiva para o caso dos monopólios naturais. A eficiência produtiva requer a presença de apenas uma firma com a finalidade de minimizar o custo da indústria, o que pode resultar em exercício do poder de mercado e a prática de preço acima do custo marginal. Por outro lado, se houver mais de uma firma produzindo, o preço se aproximará ao custo marginal, aumentando a eficiência alocativa, porém impactando negativamente a eficiência produtiva da indústria.

A partir do Gráfico 3.2 é possível observar o comportamento da firma monopolista quando da tomada de decisão em relação à produção de forma a maximizar a eficiência produtiva. O impacto negativo do volume ofertado em sua receita, associado a perda inframarginal, leva o monopolista a produzir uma quantidade menor a que seria ofertada em concorrência perfeita, gerando perda de bem-estar social (peso morto) ao maximizar o lucro da firma.

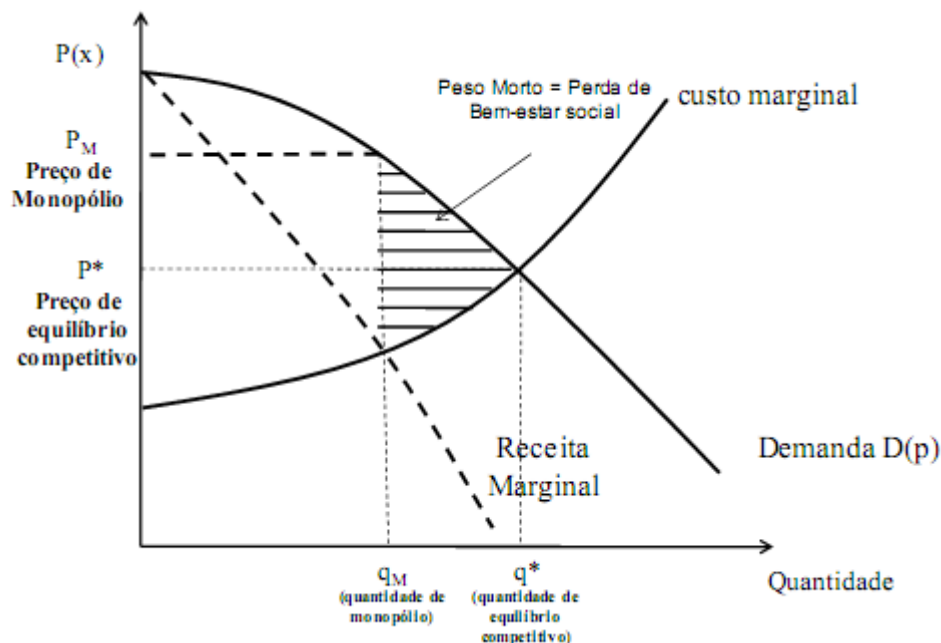


Gráfico 3.2 Firma Monopolista e Preço Acima do Custo Marginal

Fonte: Hage et al. (2011)

Dessa maneira, o agente regulador deve atuar de forma ponderada frente à elevada intensidade dos custos fixos da indústria e à necessidade de controlar as rendas de monopólio nas atividades de transporte. Ao tratar de questões que envolvem a eficiência distributiva e a

transferência de renda entre os agentes na indústria, o agente regulador deve aplicar mecanismos que permitam compatibilizar o aumento do excedente do consumidor e a viabilidade econômico-financeira da firma monopolista. O próximo item tratará dessa tarefa árdua do regulador, qual seja, a conciliação de interesses públicos e privados nos setores de infraestrutura.

3.2.2 Problemas Regulatórios

As reformas liberalizantes ocorridas na indústria de gás natural estabeleceram novos padrões competitivos e trouxeram consigo gargalos na infraestrutura de transporte. O reduzido grau de maturidade no país e as características específicas da indústria impõem elevados custos de transação e a necessidade de adoção de estruturas de governanças de modo a reduzir as barreiras e a incentivar a expansão da rede de gasodutos de transporte.

A teoria neoinstitucional, conforme apresenta Williamson (1996), defende que os custos de transação estão associados à incompletude dos contratos negociados entre os agentes. Os custos de funcionamento do mercado e os problemas contratuais nas indústrias de infraestrutura residem nas hipóteses de racionalidade limitada de assimetria de informações e da prática de comportamentos oportunistas entre os agentes na indústria.

A indústria de gás natural apresenta assimetrias relacionadas à capacidade de transporte de gás natural entre empresas transportadoras e agentes carregadores que podem levar a comportamentos oportunistas, principalmente a seleção adversa e o risco moral. A seleção adversa é resultado do custo de acesso à informação e da incapacidade de distinção dos diferentes riscos associados ao processo de negociação e elaboração dos contratos. O risco moral, por sua vez, está relacionado ao comportamento oportunista dos agentes depois de firmado os contratos, quando ao relevarem informações, causam problemas e restrições na execução dos contratos (FERRARO, 2010).

A assimetria de informação na indústria de gás natural e a racionalidade limitada entre os agentes trazem grandes incertezas ao ambiente econômico e à alocação eficiente da capacidade de transporte da malha. No caso do segmento de transporte, as empresas transportadoras apresentam vantagens no conhecimento da capacidade de transporte ociosa disponível e podem agir de forma oportunista em relação aos carregadores ao omitir as reais

condições de transporte da malha e ao provocar reduções no volume de gás natural definido nos contratos. Os agentes carregadores, por sua vez, apesar de não terem acesso às informações sobre as condições dos dutos, apresentam vantagens frente aos transportadores no conhecimento da demanda efetiva por capacidade o que pode resultar em problemas no alcance do equilíbrio dos fluxos de gás natural na rede e incertezas aos projetos de investimento na malha de gasodutos.

A estrutura organizacional de coordenação na indústria de gás natural e a exclusividade na utilização da infraestrutura de rede estão diretamente relacionadas com as particularidades dos ativos na atividade de transporte. A presença de custos afundados na construção dos gasodutos e as especificidades geográfica e temporal dos ativos de transporte elevam os custos de transação e exigem a adoção de mecanismos contratuais na sincronização entre a oferta e a demanda, de modo a prevenir a ocorrência de externalidades no congestionamento da malha e a garantir o equilíbrio do fluxo de gás natural no cumprimento dos contratos de capacidade de transporte.

A conjunção dessas hipóteses comportamentais elevam os riscos na celebração de contratos entre agentes carregadores e transportadores e trazem incertezas na expansão da indústria de gás natural. A presença de falhas de mercado associadas com as externalidades, as especificidades dos ativos de rede e as incertezas na prestação dos serviços de transporte de gás natural em um ambiente de mercado liberalizado ampliam os custos de transação e criam barreiras à entrada de agentes, assim como afetam os investimentos em novos gasodutos na atividade de transporte. Portanto, conforme abordagem do item a seguir, faz-se necessária a existência de políticas específicas baseadas na solução ou redução dessas problemáticas.

3.2.3 Instrumentos Regulatórios

As políticas de reestruturação dos setores de infraestrutura estabelecem novos desafios regulatórios em um contexto de questionamento dos monopólios naturais e progressiva introdução de pressões concorrenciais na indústria. A configuração das agências regulatórias passa a ter papel decisivo no monitoramento de uma estrutura competitiva para a indústria, assim como na introdução de mecanismos de incentivo aos investimentos privados nas atividades de gasodutos de transporte que ainda permanecem como monopólios naturais na cadeia produtiva.

A independência da agência reguladora se mostra fundamental na credibilidade ao arbitrar conflitos entre firmas, governo e consumidores. A fim de garantir a legitimidade e transparência à atuação da agência reguladora esta deve dispor de instrumentos regulatórios e administrativos de modo a tornar a regulação mais eficiente frente ao ambiente de competição no mercado. Entre os instrumentos se destacam o controle da entrada e saída, a regulação da concorrência, a definição de tarifas e mecanismos de incentivo e o monitoramento dos contratos de concessão.

A criação de barreiras institucionais no controle da entrada e saída do mercado, por meio dos contratos concessão da atividade de gasodutos de transporte, busca trazer maior previsibilidade na prestação dos serviços aos consumidores e evitar prejuízos causados pela eventual desistência operacional da firma monopolista. Ao mesmo tempo, os contratos trazem maior segurança jurídica e econômica aos investidores ao estipular o prazo de duração para o exercício da concessão e disciplinar a saída dos investidores.

A regulação da concorrência apresenta importante papel na transição para um ambiente competitivo em função das elevadas assimetrias de informação entre empresas incumbentes e as entrantes no segmento de gasodutos de transporte. O monitoramento de uma estrutura competitiva para a indústria de rede impõe a necessidade de regulação do acesso e o controle do processo de concentração do mercado (fusões e aquisições). A presença de vantagens competitivas obtidas pela empresa pioneira torna necessária a garantia de igualdade de acesso, a desverticalização da cadeia produtiva com a limitação do controle acionário e a regulação dos preços de interconexão na malha de gasodutos de modo a controlar o poder de mercado na defesa da concorrência no mercado.

A definição tarifária, por sua vez, é considerado o principal instrumento regulatório e representa grandes desafios ao agente regulador. A regulação de preço, segundo descreve Araujo (1997), tem importante papel no funcionamento eficiente do mercado ao garantir a rentabilidade econômica do projeto aos investidores e a preservar o interesse dos consumidores ao impedir a cobrança de tarifas abusivas. Além disso, a sistemática de determinação de preços busca conciliar o conflito existente entre as eficiências produtiva, distributiva e alocativa na indústria de infraestrutura de rede. O detalhamento desse mecanismo regulatório, objeto de estudo da presente dissertação, será realizado no tópico a seguir.

3.3 Mecanismos de Regulação Tarifária

O regime tarifário é um mecanismo regulatório muito importante na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das empresas reguladas e na promoção do bem-estar dos consumidores. A definição das regras de tarifação deve atender aos critérios de garantia da rentabilidade dos investimentos e da eficiência dos ativos de transporte, tendo em vista a manutenção dos princípios de não discriminação dos usuários, simplicidade, transparência e estabilidade na aplicação dos mecanismos tarifários na estrutura de produtos e serviços prestados pelas indústrias de rede. As principais formas de tarifação citadas pela doutrina econômica é a regulação pelo custo do serviço e a regulação por incentivo, os quais serão descritos nos itens seguintes.

3.3.1 Regulação pelo Custo de Serviço

O mecanismo de tarifação pelo custo de serviço para o caso dos monopólios naturais tem como objetivo remunerar os custos totais e definir uma taxa de retorno considerada adequada para remunerar o custo de oportunidade do investidor e compatível com os critérios de análise do agente regulador. As tarifas são reguladas de modo a satisfazer uma taxa interna de retorno para um nível de consumo previsto ao preço de equilíbrio entre as curvas de demanda e de custo médio da indústria (PINTO JR.; SILVEIRA, 1999).

A regulação pela sistemática de taxa de retorno tem como objetivo aproximar a receita da empresa de seus custos, de maneira que o lucro econômico da firma seja igual a zero, expresso da seguinte forma:

$$\sum p_i \cdot q_i = CV(q_1 + q_2 + \dots + q_n) + I(K)$$

Onde: p_i = preço do i-ésimo serviço

q_i = quantidade do i-ésimo serviço

CV = custo variável resultante da produção dos vários bens na quantidade q_i

I = taxa de retorno permitida ou justa

K = capital investido

A equação mostra a receita total, derivada dos vários produtos da firma regulada, deve ser igual ao seu custo operacional, mais a depreciação do capital e ainda deixar uma taxa de lucro normal sobre o capital investido.

No entanto, este procedimento encontra diversos problemas, os quais afetam a capacidade de avaliação dos custos que compõem a base de remuneração do capital, especialmente em função da assimetria de informações entre empresa e órgão regulador; o caráter controvertido da definição entre custos históricos ou de reposição; e a indefinição sobre a taxa de retorno arbitrada (POSSAS, PONDE e FAGUNDES, 1997).

Algumas das principais críticas a esse método de tarifação estão relacionadas à falta de estímulos para a firma reduzir os custos, o que provoca ineficiência produtiva, em razão da garantia de remuneração dos investimentos e repasse dos custos desnecessários para os consumidores. A regulação pela taxa de retorno pode criar distorções ao incentivar o sobreinvestimento da base de remuneração dos ativos, além de acarretar elevados custos regulatórios (PINTO JR e FIANI, 2002).

3.3.2 Regulação por Incentivo

Outro mecanismo de regulação tarifária bastante utilizado no setor de infraestrutura é conhecido como regulação por incentivo. As assimetrias de informação entre firma regulada e agente regulador e a presença de incentivos perversos à ineficiência produtiva e alocativa na regulação pela taxa de retorno torna necessário alterar os critérios de remuneração e de estímulo ao aumento da eficiência da firma. Entre as ferramentas de regulação por incentivo destacam-se o regime tarifário de preço teto e a regulação por padrão de competição.

3.3.2.1 Regulação de Preço Teto

O mecanismo de preço teto (*price cap*) estabelece incentivos à eficiência produtiva da firma ao trazer maior transparência e liberdade de gestão dos ativos pela própria empresa e ao estimular o aumento da produtividade e transferência de parte dos ganhos para os

consumidores. (POSSAS, PONDE e FAGUNDES, 1997).

O regulador determina o preço máximo da tarifa, a qual será corrigida periodicamente de acordo com a evolução de um índice público de preços ao consumidor, descontado a previsão de redução de custos pelos ganhos de produtividade da indústria, conhecido como fator X, conforme pode ser observada na fórmula:

$$\text{Preço teto} = P_0 + IPC - X$$

Onde: P_0 = valor inicial da tarifa

IPC = índice de preços

X = fator de produtividade (fator X)

O sistema de *price cap* busca eliminar o risco regulatório de captura das agências reguladoras e reduzir os custos das assimetrias de informação ao substituir os controles de informações custosas como no método da taxa interna de retorno. Ao mesmo tempo, busca incentivar a ação eficiente das firmas reguladas, visto que, com preços fixos, elas teriam incentivo de se apropriar da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos de revisão das tarifas.

As críticas em relação a esse mecanismo tarifário estão relacionadas à dificuldade em definir as variáveis que compõem o fator X e mensurar os reais ganhos de produtividade. Além disso, ao estimular apenas a eficiência produtiva, o regulador incentiva a firma ao processo de subinvestimento e de redução da base de capital a fim de aumentar a taxa de lucro, o que pode impactar negativamente na queda da qualidade e comprometer a prestação de serviços ao consumidor (PINTO JR. e FIANI, 2002).

3.3.2.2 Regulação por Padrão de Competição

A regulação de desempenho, também conhecida como *yardstick competition*, estimula a redução de custos, a diminuição de assimetrias de informação e aumento da eficiência econômica. A presença de várias firmas reguladas atuante no setor possibilita ao agente regulador ter acesso aos balanços anuais e fixar as tarifas baseado na comparação do desempenho médio das empresas, estabelecendo um referencial (*benchmark*) regulatório.

A *yardstick competition* é especialmente atrativa quando a indústria é composta de muitos monopólios regionais e as condições de custos não são conhecidas pelo regulador. Essa regulação procura lidar com o problema de informação assimétrica em firmas reguladas, sendo um modo de as agências reguladoras inferirem a um baixo custo as informações sobre a eficiência relativas das empresas concessionárias semelhantes em relação aos aspectos da estrutura de custos e da demanda do mercado.

A proposta do modelo é promover a redução do risco moral e da seleção adversa, uma vez que as próprias empresas reguladas devem fornecer os dados ao agente regulador. No entanto, alguns problemas potenciais da *yardstick competition* estão relacionados à aplicabilidade do modelo, uma vez que somente é possível utilizá-lo quando existem várias firmas regulamentadas e com unidades produtivas comparáveis. A presença de firmas com diferentes práticas contábeis aumenta os custos regulatórios e pode levar a comparações equivocadas entre os agentes na indústria. Além disso, é preciso evitar o conluio entre as firmas reguladas de modo a maneira impedir a elevação da base de remuneração e da apropriação de sobrelucros pelas empresas monopolistas. O item a seguir apresenta os mecanismos de precificação que buscam resolver a questão da eficiência econômica nos monopólios sob regulação das indústrias de infraestrutura de rede.

3.3.3 Regulação *Second Best* para Monopólios Monoproduto e Multiproduto

A análise da teoria econômica aplicada ao processo de estruturação tarifária nas indústrias de infraestrutura de rede demonstra que a presença de rendimentos crescentes de escala nas atividades de monopólios naturais impede que a precificação dos serviços pelo custo marginal de produção atinja o ponto ótimo de Pareto. A determinação da tarifa pelo custo marginal, conhecida como solução *first best*, proporciona a máxima eficiência econômica, porém não recupera os investimentos, uma vez que o custo marginal se encontra abaixo do custo médio de longo-prazo da firma.

Na tentativa de minimizar as distorções no sistema de precificação, existem alguns mecanismos de regulação que buscam resolver o problema do equilíbrio econômico do monopólio natural, levando em consideração a eficiência econômica e o bem-estar social. O agente regulador busca adotar algumas soluções denominadas *second best* a fim de estabelecer um preço que maximize o excedente coletivo, respeitando as restrições de

equilíbrio econômico ao igualar a receita total ao custo total da empresa.

Nas atividades das indústrias de infraestrutura características pela atuação de uma firma monopolista, o mecanismo de precificação que garante a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do produtor determina que os preços devam ser, no mínimo, igual ao custo médio de produção a fim de que se cumpra as restrições de cobertura dos custos e remuneração dos investimentos prudentes da firma.

A regra de *second best* busca garantir o equilíbrio econômico-financeiro da firma regulada e minimizar a perda de bem-estar (peso morto) ao adotar uma solução intermediária entre o preço do mercado competitivo e o preço do ambiente de monopólio. A tarefa do regulador consiste em determinar a receita da firma, sujeita a restrições de lucro normais, e minimizar a perda de excedente da economia frente ao desvio de cálculos das tarifas em relação ao custo marginal de produção.

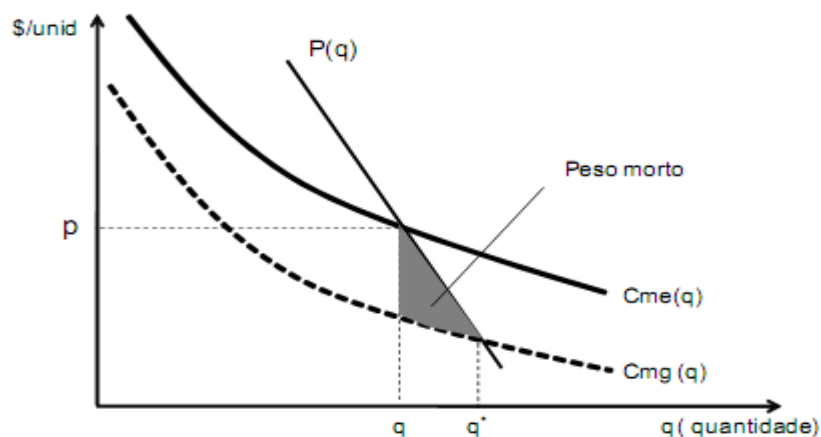


Gráfico 3.3 Precificação Tarifa (Solução “second best”)

Fonte: Hage et al. (2011)

O resultado da precificação a custos médios estabelece um *markup* ao distanciar a tarifa do custo marginal e provocar a perda de bem-estar social. A única maneira de balancear a perda de bem-estar, considerando que o mercado seja regulado, é através da adoção de mecanismos de incentivo à redução de custos pelos modelos de *Price Cap* ou *Yardstick Competition* (PIRES e PICCININI, 1998).

De maneira geral, os modelos de precificação se dividem em mecanismos de cobrança lineares e não lineares, sendo diferenciados de acordo com os casos mono e multiproduto. A regra de Ramsey, que será apresentada a seguir, é uma forma de cobrança linear de regulação *second best* para o monopólio multiproduto. Já para o caso da firma monoproduto, a tarifa em duas partes é um mecanismo de cobrança não linear que também pode ser considerada uma regulação *second best*.

3.3.3.1 O caso multiproduto: Ramsey

A regra de Ramsey é um instrumento de precificação linear utilizada em casos de monopólios naturais multiprodutos e propõe a adoção de mecanismos de diferenciação de preços com base nos custos marginais de cada produto e em suas elasticidades-preço da demanda. Como não é possível cobrar dos consumidores os custos marginais de cada produto, uma vez que não haveria equilíbrio econômico-financeiro para a firma, o problema de maximização do bem-estar pode ser formulado da seguinte forma:

$$markup_i = \frac{P_i - Cmg_i}{P_i} = \frac{\lambda}{\epsilon_i}$$

Onde: P_i = preço do produto i

Cmg_i = custo marginal do produto i

ϵ_i = elasticidade-preço da demanda pelo produto i

λ = constante de Lagrange, igual para todos os mercados

O resultado encontrado pela regra de Ramsey consiste em aplicar preços nos produtos produzidos por uma monopolista de forma inversamente proporcionais à elasticidade-preço da demanda. Ao aplicar preços menores a consumidores com demandas mais elásticas, o agente regulador busca provocar as menores retrações de consumo em todos os submercados ao adotar preços maiores em produtos

A regra de Ramsey apresenta algumas desvantagens relacionadas à capacidade do agente regulador em conhecer as funções de custo da empresa e da demanda de mercado e as elasticidades dos consumidores. Além disso, a regra pode provocar uma distribuição injusta

de renda, uma vez que a aplicação de preços maiores a consumidores com demandas menos elásticas impacta principalmente os consumidores com menor poder aquisitivo (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON JR., 1995).

3.3.3.2 Tarifa em Duas Partes

A tarifação em duas partes é um tipo especial de preço não linear na qual a tarifa é composta por uma parte fixa, denominada tarifa de acesso à rede, e uma parte variável, cujo valor por unidade é preferencialmente igual ao custo marginal de produção. A precificação pelo custo marginal nesse modelo permite igualar os custos totais e receita total, trazendo equilíbrio econômico-financeiro ao contrato. Assim, o preço de compra de q unidades do produto pode ser representado por:

$$P(q) = A + Cmg \cdot q$$

Onde: $P(q)$ = preço em função da quantidade

A = tarifa de acesso, independente da quantidade

Cmg = custo marginal

A constatação de que esse tipo de tarifação não é linear advém da observação da tarifa média para os consumidores desse mercado, uma vez que a tarifa de acesso independente da quantidade demandada. O monopolista maximiza os seus lucros quando fixa o preço por unidade no custo marginal e cobra uma taxa de entrada igual ao excedente do consumidor (VISCUSI, VERNON e HARRINGTON JR., 1995).

A tarifa em duas partes é economicamente eficiente, uma vez que a decisão dos consumidores, considerando que tenham pagado a tarifa de acesso, não é afetada por nenhum sobrepreço (*markup*) sobre os custos marginais. Contudo, o problema observado nesse modelo está relacionado aos mecanismos de precificação, uma vez que a tarifa de acesso, dependendo do formato da curva de demanda, pode inibir a entrada no mercado de consumidores com menor renda (BROWN e SIBLEY, 1986).

Com base na teoria econômica para da regulação tarifária nos setores de infraestrutura de rede, o item a seguir explorar a aplicabilidade desses conceitos na atividade de gasodutos de

transporte da indústria brasileira de gás natural.

3.4 Tarifação da Malha de Transporte de Gás Natural

A organização institucional da indústria e o funcionamento do mercado de gás natural dependem de um ambiente regulatório estável e de transparência no processo de formação de preços. A questão da precificação do transporte é de fundamental importância no desenvolvimento da atividade de infraestrutura de rede e na composição do preço final do gás comercializado entre a Petrobras e compradores, sejam eles usuários finais ou concessionários de distribuição de gás natural.

O sistema tarifário da malha de gasodutos de transporte tem como objetivos gerais garantir a igualdade aos usuários, eliminando as barreiras à entrada de novos agentes no mercado, assim como garantir clareza, equidade e previsibilidade no processo de formação de tarifas. Ao promover a eficiência econômica, tendo em vista os aspectos produtivo, distributivo e alocativo, deve buscar garantir uma taxa de remuneração apropriada aos investimentos na atividade de transporte, de maneira que a implantação das tarifas não acarrete em custos de transação adicionais aos agentes transportadores e carregadores da indústria e aos consumidores de gás natural (OCDE, 1994).

A política tarifária visa assegurar a transparência, a simplicidade, a não-discriminação das tarifas, a refletividade dos custos e a eficiência na prestação dos serviços de transporte. A fim de que esses propósitos sejam atendidos, a tarifa de transporte deve refletir os custos e ser baseada em um modelo robusto de fluxo da rede; levar em consideração as especificidades e as características do mercado nas diferentes redes; sinalizar adequadamente os investimentos de longo-prazo na infraestrutura de transporte; e ser supervisionada pela agência reguladora de maneira a garantir altos níveis de transparência no processo de formação das tarifas (EUROPEAN GAS REGULATORY FÓRUM, 2002).

O objetivo principal da política de tarifação é a não-discriminação das tarifas, sendo que a refletividade dos custos é um importante critério na correta precificação entre os usuários. As tarifas aplicadas aos serviços de transporte devem apresentar uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis aos serviços prestados a cada cliente, assim

como os potenciais impactos provocados por esses consumidores na malha de transporte (LAPUERTA e MOSELLE, 2002).

A fim de estabelecer um sistema tarifário e alocar os investimentos de forma eficiente, os métodos utilizados na regulação econômica das atividades de infraestrutura de rede podem ser classificados entre “Regulação por Receita Máxima” (Revenue Cap Regulation) e “Regulação por Preço-Teto” (Price Cap Regulation). Ao analisar os critérios de cálculo das tarifas de transporte dutoviário de gás natural estabelecidos pela Resolução ANP 029/2005, o marco regulatório da indústria de gás natural no Brasil apresenta os conceitos de tarifa de transporte baseados nos “Custos da Prestação do Serviço” (Cost Based Charges), expresso nos seguintes artigos:

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

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

I - os custos da prestação eficiente do serviço;

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

(...)

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

O método tarifário proposto concede ao governo a autoridade de definir os investimentos prudentes a serem realizados na infraestrutura de transporte, assim como determina ao órgão regulador o estabelecimento da tarifa aplicada aos serviços de transporte como forma de

garantir uma remuneração adequada aos investidores pela implantação da infraestrutura de transporte na indústria de gás natural⁹.

De acordo com os estudos de precificação dos serviços de transporte de gás natural realizados pelo Brattle Group (2000), os elementos que formam a modelagem tarifária baseada nos Custos de Prestação do Serviço estão representados na Figura 3.1 e podem ser divididos em custos operacionais, formado pelos custos de Operação e de Manutenção (O&M) e despesas Gerais e Administrativas (G&A); encargos tributários; e “Capital Charges”, os quais englobam a Depreciação Regulatória e o Retorno sobre o Capital (Base Regulatória de Ativos x Custo de Capital).

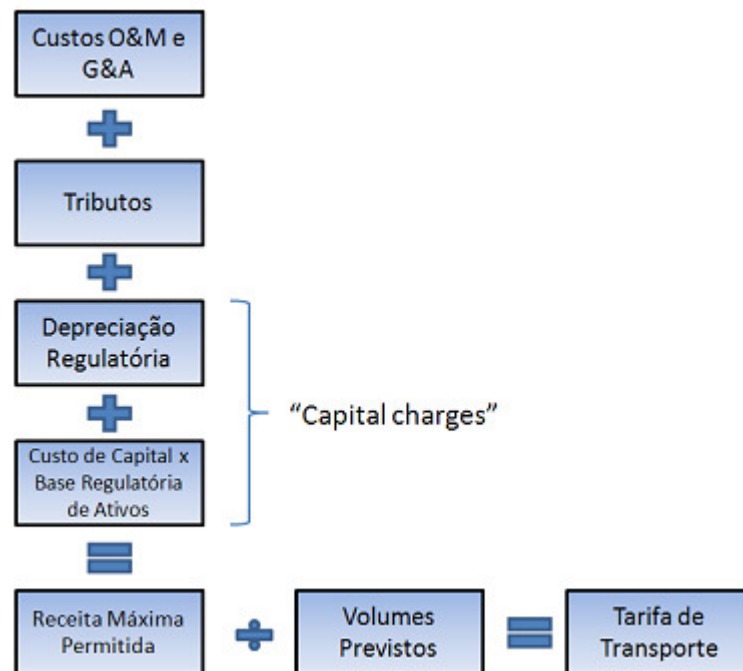


Figura 3.1 Elementos Básicos da Modelagem Tarifária pelo Método do Custo de Prestação do Serviço
 Fonte: Brattle Group (2002); ANP (2010)

⁹ O presente trabalho analisa a metodologia de regulação aplicada no caso brasileiro, porém é importante destacar a existência de diferentes formas de precificação do transporte de gás natural e a experiência internacional na tarifação adotada em países com uma longa trajetória de desenvolvimento dos instrumentos regulatórios e institucionais na indústria de gás natural. Ver mais em: BRATTLE GROUP (2000), CREMER (2002) e GORDON (2003).

A soma dos “Capital Charges”, dos custos de O&M, das despesas G&A e dos Tributos representam a Receita Máxima Permitida (RMP), a qual é previamente definida no processo de licitação da concessão dos gasodutos. Dessa maneira, a determinação da tarifa de transporte pela agência reguladora é o resultado da razão entre a receita anual máxima permitida aos agentes transportadores e os volumes previstos de gás natural contratado pelos agentes carregadores no processo de Chamada Pública para identificação da capacidade de transporte firme dos gasodutos (ANP, 2010).

É importante considerar que o processo de cálculo da tarifa de transporte aplicável aos serviços da malha de gasodutos requer a identificação e a classificação dos diferentes custos relacionados às atividades do segmento de transporte. De acordo com a OCDE (1994), entre as bases de custos utilizadas para o cálculo das tarifas, a aplicação do custo contábil médio se mostra a mais adequada frente às dificuldades na determinação das bases de custos associadas aos custos marginais de curto e longo-prazo.

No processo de classificação dos custos envolvidos na atividade de transporte é realizada a divisão dos custos de O&M e das despesas G&A de acordo com sua natureza fixa ou variável. Os custos fixos não variam com a quantidade movimentada de gás natural e envolvem os custos de investimento que independem do volume transportado, sendo que seus principais determinantes são a extensão do gasoduto e o volume máximo a ser transportado em um dia de pico. Os custos variáveis, por sua vez, envolvem os custos associados ao volume de gás transportado, como a compressão e as perdas de gás, sendo que seus principais determinantes são a distância percorrida e o volume de gás movimentado na malha (ANP 2002).

A Figura 3.2 permite observar que, ao longo do processo de estruturação tarifária do transporte do gás natural, os elementos básicos da modelagem tarifária podem ser alocados em diferentes encargos em função da natureza dos custos, compondo uma tarifa não-linear.

A adoção de uma tarifa em duas partes e a aplicação de preços diferenciados aos agentes carregadores está atrelada à capacidade reservada na rede e à utilização dos serviços de transporte de gás natural, sendo que os custos fixos e os “Capital Charges” são alocados ao Encargo de Capacidade, o qual é cobrado sobre a capacidade contratada e investimentos relacionados à instalação dos gasodutos, enquanto que o Encargo de Movimentação deve ser cobrado a fim de recuperar os custos variáveis do transporte.

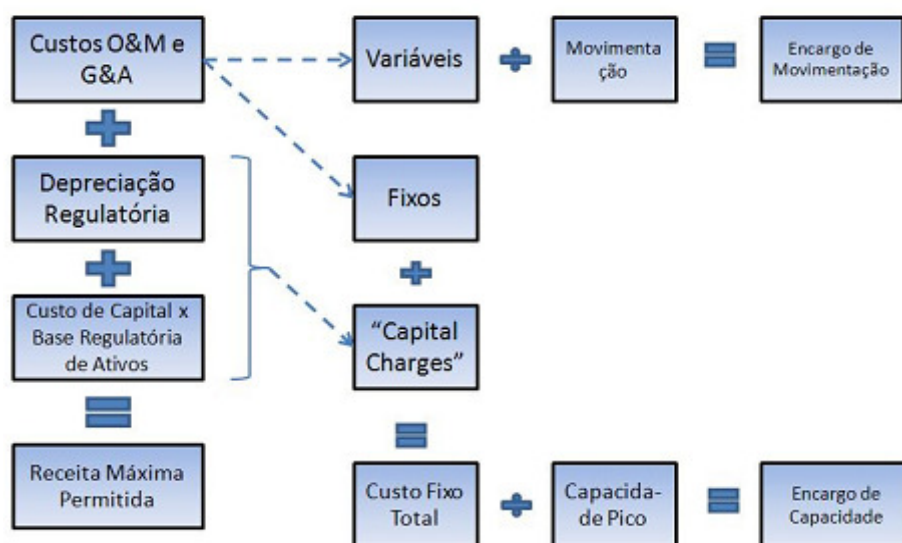


Figura 3.2 Formação das Tarifas pelo Método do Custo de Prestação do Serviço

Fonte: Brattle Group (2002); ANP (2010)

Ao estabelecer os critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário de gás natural, a Resolução ANP nº 029/2005 incorpora a Resolução ANP nº 027/2005, a qual regulamentava o acesso às instalações de transporte de gás natural, e dessa maneira busca assegurar regras que tragam transparência, a não-discriminação das tarifas, a refletividade dos custos e a eficiência na prestação do serviço de transporte (ANP, 2010).

No que tange à modelagem tarifária, a RANP nº 029/2005¹⁰ determina ao Serviço de Transporte Firme (STF) uma tarifa binomial estruturada, no mínimo, por quatro encargos, sendo que o Encargo de Capacidade pode ser dividido em subcategorias, como se segue:

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

¹⁰ Embora a RANP nº 029/2005 tenha sido editada anteriormente à Lei nº 11.909/2009, os princípios ainda são compatíveis e permanecem atualmente válidos.

IV. Encargo de Movimentação: destinado a cobrir os custos variáveis com a movimentação de gás.

A tarifa para o Serviço de Transporte Interruptível (STI), a qual depende da ociosidade no gasoduto, tem com base um único encargo volumétrico relacionado à quantidade de gás movimentada, conforme descrito pelas regras da RANP nº 29/2005:

Art. 6º. A tarifa do serviço de transporte interruptível será estruturada com base em um único encargo volumétrico, cujo valor será estabelecido em função da probabilidade de interrupção e demais condições deste serviço, tomando como referência o serviço de transporte firme.

Ao considerar a complexidade da infraestrutura de transporte de gás natural no país, a estruturação da tarifa de transporte em diferentes encargos deve ser acompanhada de um adequado sistema de tarifação que sinalize a utilização e a expansão eficiente da malha de transporte. A fim de promover a eficiência econômica, torna-se essencial a identificação do tipo de sistema tarifário mais adequado frente aos aspectos da estrutura e conjuntura da indústria de gás natural brasileira (ANP, 2010).

As principais formas de tarifação dos serviços de transporte de gás natural são a tarifação postal, a tarifação por distância e a tarifação do tipo entrada/saída. Além das tradicionais metodologias de tarifação, existem algumas formas que aplicam a combinação entre os diferentes tipos de tarifação, as quais também serão apresentadas detalhadamente no texto a seguir.

3.4.1 Tarifa Postal

A tarifação postal não considera no cálculo da tarifa a distância percorrida pelo gás natural, sendo que a demanda contratada apresenta para cada metro cúbico (m³) de gás transportado a mesma tarifa. A demanda considerada deve ser expressa por um indicador de capacidade, o

qual pode ser a capacidade máxima do gasoduto ou ao somatório das capacidades contratadas (ANP, 2002).

A tarifação pelo método postal é calculada para recuperar o custo médio de utilização da malha, sendo que todas as transações ocorridas dentro da rede de transporte pagam a mesma tarifa de transporte, independente do local onde o gás é injetado (ponto de recepção) ou retirado (ponto de entrega) pelos carregadores. Essa tarifa deverá ser expressa em unidade de moeda por unidade de volume ou energia (por exemplo, em R\$/m³ ou R\$/MMBTU, respectivamente), a qual permite a repartição dos custos de transporte indistintamente entre os carregadores (ANP, 2010).

Esse tipo de tarifa é aplicado usualmente em casos de monopólio legal, como foi o caso da indústria de gás natural no país até a publicação da Lei 9.478/1997. Durante esse período, a política energética tinha como objetivo a universalização do serviço aos consumidores e não havia a preocupação com a sinalização de preços no mercado, sendo que os investimentos no setor eram realizados de acordo com os interesses sociais e sob a ótica de um único mercado consumidor de gás em todo o território nacional. A tarifa postal também pode vir a ser aplicada em mercados maduros, nos quais o crescimento do consumo de gás natural é inercial e os novos investimentos na expansão da malha não apresentam impactos significativos e tem importância marginal na infraestrutura de transporte (ANP, 2010).

A adoção de um mesmo preço para cada unidade de consumo, independente da origem e do destino do gás, representa uma metodologia de fácil aplicação, dado o princípio da uniformidade das tarifas para todos os consumidores em todas as regiões do país. No entanto, de acordo com a ERSE (2004), neste tipo de tarifação existe um subsídio cruzado entre os clientes situados perto e longe dos pontos de produção de gás natural, sendo que este tipo de tarifação será menos indicado quanto maiores, menos ramificados e mais unidirecionais forem os gasodutos de transporte (FREITAS, 2004).

3.4.2 Tarifas Baseadas em Distância

As tarifas baseadas em distâncias consideram no cálculo do valor da tarifa a proporcionalidade da distância percorrida pela molécula de gás entre as regiões produtores e os centros consumidores. Em situação com a presença de grandes trajetórias a serem

percorridas pelo gás entre os pontos de entrada e saída do sistema, o fator distância condiciona fortemente os custos da prestação dos serviços de transporte, de tal maneira que a distância deve ser considerada no cálculo da tarifa.

A tarifa por distância é aplicada principalmente em mercado concorrenciais em fase de desenvolvimento a fim de refletir de maneira eficiente os custos fixos e variáveis do segmento de transporte. A adoção de sinais de preços alinhados com os custos possibilita eliminar as distorções causadas pelos subsídios cruzados entre os usuários dos serviços, assim como sinalizar de maneira adequada as vantagens locacionais entre as regiões produtoras e os mercados consumidores de gás natural (LAPUERTA e MOSELLE, 2002).

A tarifa encontrada com o cálculo da tarifa por distância é expressa em unidade de moeda por unidade de volume por unidade de distância (R\$/m³.km), sendo que a unidade de capacidade por unidade de distância (m³. Km) é representada pelo Momento de Capacidade (MC) de transporte, e corresponde ao somatório dos produtos da capacidade disponibilizada em um ponto de entrega pela distância entre os pontos de entrega e recepção. A fórmula do Momento de Capacidade é descrita pela equação:

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

Onde: MC = momento de capacidade (m³. km);

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

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

n = número de pontos de entrega;

p = número de pontos de recepção.

Dentro do conceito de tarifas baseadas em distância, existem basicamente duas metodologias tarifárias que aplicam as tarifas baseadas na distância: tarifa ponto-a-ponto e tarifa zonais.

3.4.2.1 Tarifa Ponto-a-Ponto

A tarifação ponto-a-ponto é considerada a principal forma de tarifação por distância aplicada em gasodutos de transporte que percorrem grandes distâncias e com deslocamento linear do gás. Nessa metodologia, a tarifa unitária por $m^3.Km$ é aplicada ao transporte entre cada ponto de recepção e entrega, sendo que para carregamento é cobrado do usuário uma tarifa por unidade de volume (ANP, 2002).

A tarifa por m^3 entre o ponto de recepção (x) e o ponto de entrega (y) é obtida pela seguinte fórmula:

$$Tarifa_{xy} \left(\frac{R\$}{m^3} \right) = Tarifa \text{ Unitária} \left(\frac{R\$}{m^3.Km} \right) \times Distância_{xy} (Km)$$

Onde: $Tarifa_{xy}$ = tarifa de transporte por unidade de volume entre os pontos x e y ($R\$/m^3$)

$Tarifa \text{ Unitária}$ = tarifa unitária de transporte calculada usando-se o momento de capacidade do gasoduto como a demanda ($R\$/m^3.Km$)

$Distância_{xy}$ = distância entre os pontos de recepção x e y (Km)

3.4.2.2 Tarifa Zonal

A tarifa zonal, considerada uma das principais combinações de metodologias e estruturada a partir da associação entre a tarifa postal e a tarifa ponto-a-ponto, estabelece a divisão da região atendida pelo gasoduto em regiões (zonas) tarifárias, sendo que dentro da mesma área as tarifas por unidade de volume apresentam o mesmo valor, ou seja, a tarifação é postal.

A fim de definir as tarifas referentes a cada zona, deve-se utilizar a metodologia da tarifa ponto-a-ponto de maneira a determinar o respectivo centro de carga (distância média equivalente) das zonas. Para cada centro de carga está associado uma distância e uma capacidade contratada.

A capacidade disponibilizada em uma zona é resultado da soma das capacidades contratadas nos pontos de entrega. A localização do centro de carga, por sua vez, é obtida pela relação entre o momento de capacidade e o somatório das capacidades disponibilizadas na zona,

conforme apresentado na seguinte forma (ANP, 2002):

$$\text{Centro Carga Zona } T = \frac{\text{Momento Capacidade } T}{\text{Capacidade Contratada } T}$$

Onde: *Centro Carga Zona T* = centro de carga zona T (Km)

Momento Capacidade T = momento de capacidade da zona T (m³.Km)

Capacidade Contratada T = capacidade total disponibilizada na zona T (m³)

É possível observar que a distância média ponderada corresponde à relação entre o momento de capacidade e o somatório das capacidades contratadas, sendo que esse último pode ser representado pela estimativa da capacidade contratada durante o dimensionamento do projeto do gasoduto.

Assim, a tarifa por unidade de volume praticada em cada zona de consumo será determinada da seguinte maneira:

$$\text{Tarifa} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{m}^3} \right) = \text{Tarifa Unitária} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{m}^3 \cdot \text{Km}} \right) \times \text{Centro Carga Zona } T (\text{Km})$$

Onde: *Tarifa* = tarifa de transporte por unidade de volume (R\$/m³)

Tarifa Unitária = tarifa unitária de transporte calculada usando-se o momento de capacidade do gasoduto como a demanda (R\$/m³.Km)

Centro Carga Zona T = capacidade total disponibilizada na zona T (m³)

A tarifação zonal fornece uma sinalização locacional e um sistema de preços mais homogêneos aos consumidores e produtores. Este modelo evita que, assim como ocorre com a tarifa postal, que consumidores marginais periféricos tenham que pagar tarifas mais elevadas a fim de contribuir para a expansão da malha de rede para novas áreas. No entanto, a tarifa zonal apresenta desvantagens, uma vez que a aplicação de tarifas diferenciadas em cada região, tendo os aspectos da tarifa ponto-a-ponto, pode resultar na adoção de distintas tarifas para consumidores iguais, porém localizados em diferentes áreas do mercado de gás natural (ANP 2001).

Dessa maneira, pode-se concluir que a tarifação baseada na distância é indicada para redes de transporte com gasodutos com grande extensão e com fluxo unidirecional de gás. Entretanto, a adoção desse modelo tarifário em sistemas complexos é de difícil implementação, uma vez que o Fator Distância não reflete de maneira clara todos os custos de transporte do gás e não consegue sinalizar os custos associados às situações de fluxo e trânsito intenso na rede (ANP, 2010).

3.4.3 Tarifas de Entrada-Saída

A tarifa de entrada-saída estabelece a cobrança de tarifas tanto para os pontos de recepção quanto para os pontos de entrega de gás natural. Nesse modelo, as tarifas independem da distância relacionada ao trajeto percorrido pelo gás dentro da malha de transporte. A tarifa de entrada é calculada em relação aos custos de transporte do gás desde o ponto de recepção até um “ponto de equilíbrio” (“*balancing point*”) do sistema. Da mesma forma, a tarifa de saída é determinada a partir do “*balancing point*” até cada ponto de entrega aos consumidores e distribuidoras estaduais (ANP, 2010).

As tarifas de entrada-saída são expressas em unidade de moeda por unidade de volume ou energia (R\$/m³ ou R\$/MMBTU) em cada ponto de recepção e entrega do sistema da rede de transporte de gás natural.

Ao estabelecer preços independentes para cada ponto de recepção e entrega da malha de gasodutos, a tarifação entrada-saída favorece a maior concorrência do insumo energético entre os agentes na atividade de comercialização, uma vez que a movimentação de gás na malha de transporte é livre. Além disso, esse modelo tarifário reflete possíveis gargalos no sistema e fornece sinais econômicos ao transportador e carregadores sobre os investimentos necessários na malha. Em contrapartida, as tarifas entrada-saída apresentam pouca transparência e provocam instabilidade em sistemas em fase de expansão e com a instalação de novos pontos de recepção e entrega na rede de gasodutos de transporte (ANP, 2010).

Atualmente, o Brasil adota a metodologia da tarifa postal associada aos serviços da atividade de transporte, a qual carece de racionalidade e eficiência econômica na alocação dos custos entre os consumidores e impacta o processo de expansão dos investimentos na malha de gasodutos. Além disso, conforme estabelecido na Lei do Gás, a tarifa de transporte para os gasodutos existentes continuará aplicando a metodologia postal.

4 EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE DE GASODUTOS DE TRANSPORTE NO BRASIL

4.1 Regulação do Acesso à Malha de Gasodutos de Transporte

A publicação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995, posteriormente regulamentada pela Lei nº 9.478/97, estabeleceu transformações substanciais na estrutura econômica e organizacional nos setores de petróleo e gás natural a partir da quebra do monopólio legal da Petrobras nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção e refino de óleo e gás no país.

A manutenção do monopólio do Estado não mais significava a presença de apenas um agente econômico na indústria e o processo de abertura econômica possibilitou a entrada de empresas privadas no mercado. Essas mudanças alteraram o papel de atuação das empresas estatais na condução das políticas econômicas e determinaram novas atribuições ao Estado na figura de agente regulador dos monopólios nas atividades de infraestrutura de rede nas indústrias de petróleo e gás natural (MARTINS, 2006).

Diante da nova ordem econômica e constitucional no setor, o arcabouço regulatório da Lei do Petróleo introduziu o direito de livre acesso no transporte dutoviário de petróleo e gás natural. O artigo 58 dessa Lei facultou a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte existentes, ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao seu proprietário. O objetivo desta disposição está relacionado não apenas com as possibilidades de ampliação das garantias de fornecimento de gás natural no país, mas também incentivar a livre concorrência e a entrada de novos agentes transportadores e carregadores na malha de gasodutos de transporte (GÓIS, 2005).

O artigo 56 da Lei do Petróleo prescreve que qualquer empresa ou consórcio, constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no país, poderão receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação. O artigo 57 estabeleceu o prazo de cento e oitenta dias para a ANP entregar a autorização, ratificando os direitos de propriedade da Petrobrás e das demais empresas proprietárias de instalações de transporte marítimo e dutoviário.

Ao considerar o cenário da indústria brasileira de gás natural, a qual surgiu e se desenvolveu por meio da integração e coordenação das atividades ao longo da cadeia produtiva, o direito de acesso às instalações da infraestrutura dos gasodutos, exercida em regime de monopólio natural, é essencial no processo de abertura econômica da indústria almejado pelo marco regulatório. A regulamentação do livre acesso aos dutos, antes restrito em sua totalidade aos critérios e condições impostas por um único agente, requer o estabelecimento de políticas de regulamentação de acesso de modo a garantir a alocação da capacidade e a utilização eficiente da malha de gasodutos de transporte.

Dessa maneira, a atuação do Estado por meio da figura do agente regulador na indústria deve ser pautada pela intervenção e regulação das atividades de infraestrutura de rede. Conforme apontam Loss, Stringhini e Santos (2004), a regulação da atividade de transporte de gás natural deve garantir o direito de acesso à terceiros na malha, estabelecer as situações em que o acesso pode ser negado pelo transportador, assim como normatizar as condições de acesso e a remuneração dos investimentos realizados na rede a fim de garantir que as infraestruturas existentes contribuam para o desenvolvimento do setor e para a entrada de novos agentes produtivos na indústria.

A Figura 4.1 apresenta, de forma esquematizada, as modalidades de serviço de capacidade de transporte negociadas entre os agentes transportadores e carregadores entre os pontos de entrada e saída da malha de gasodutos de transporte.

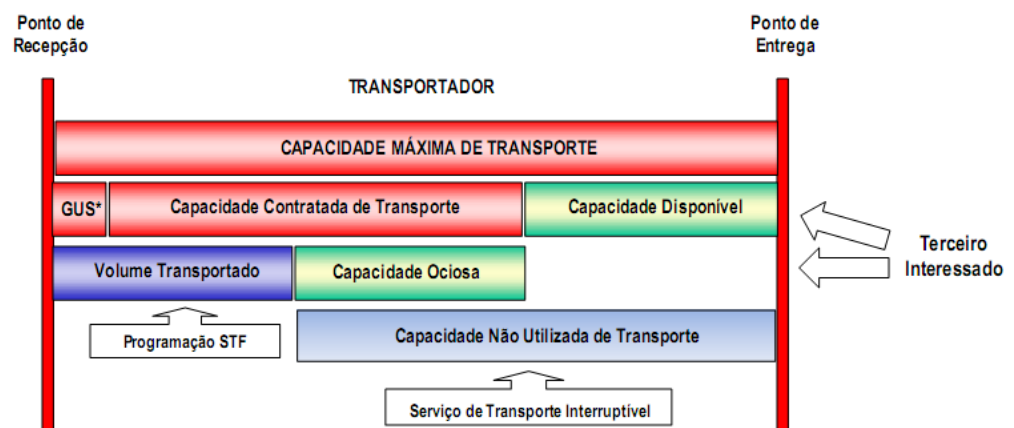


Figura 4.1 Acesso aos Gasodutos – Resolução ANP nº 027/2005

Fonte: VELOSO (2011)

A Lei do Petróleo apresenta de maneira geral as principais questões que envolvem o transporte de petróleo, seus derivados e gás natural. No entanto, apenas com a publicação da Resolução ANP nº 027/2005 é que tem início a abordagem do assunto de maneira específica e direcionada em relação aos aspectos da regulamentação do uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural.

Ao estabelecer a separação contábil e jurídica da atividade de transporte em relação aos demais segmentos da cadeia produtiva, estabelecendo a criação de empresas específicas para realizar atividade, a Lei do Petróleo determina que o agente transportador não poderá comercializar gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das Instalações de Transporte e para formação e manutenção de seu estoque operacional (Gás de Uso do Sistema- GUS).

O transportador deverá permitir o acesso não discriminatório às suas instalações de transporte, assim como a conexão de suas instalações com outras instalações de transporte, exceto nos casos em que a solicitação do serviço refira-se a instalações com menos de 6 (seis) anos do início de sua operação comercial. O livre acesso aos dutos de transporte de gás natural deverá ocorrer mediante a disponibilidade de sua capacidade ociosa e disponível aos terceiros interessados que se mostrem aptos a utilizá-las e se disponham a pagar uma remuneração adequada ao titular de tais instalações, a empresa de transporte de gás.

A Resolução ANP nº 027/2005 determinava que toda a Capacidade Disponível de Transporte para a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em instalações de transporte deveria ser ofertada e alocada segundo os procedimentos do Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC). O transportador atenderia terceiros interessados em contratar Serviço de Transporte Interruptível (STI), em Capacidade Não Utilizada de Transporte, sendo que os volumes destinados ao Serviço de Transporte Firme (STF) teriam prioridade de programação sobre o Serviço de Transporte Interruptível.

As tarifas de transporte deverão ser negociadas entre as partes, cabendo à ANP a arbitragem em situações quando não alcançado o acordo. Os serviços de transporte de gás natural serão formalizados em contratos e padronizados de acordo com a modalidade de serviço, apresentando (i) o tipo de serviço contratado; (ii) os termos e condições gerais de prestação do serviço; (iii) capacidades contratadas de Transporte entre zonas de recepção e zonas de entrega; (iv) capacidades contratadas de entrega por ponto de entrega; (v) as tarifas acordadas

entre os agentes e (vi) o prazo de vigência dos contratos.

Ao definir os critérios e mecanismos de contratação do serviço de transporte na malha, a Resolução ANP nº 028/2005 estabeleceu a cessão de capacidade contratada de transporte dutoviário de gás natural. As regras definidas pelo documento determinavam que o agente carregador, titular de um contrato de serviço de transporte firme, poderia ceder a um terceiro não transportador, total ou parcialmente, sua capacidade contratada de transporte, sendo necessária a prévia divulgação das informações referentes às operações de cessão de capacidade ao agente transportador e à ANP.

Apesar das importantes mudanças nas diretrizes da estrutura político-econômica introduzidas pela Lei do Petróleo, o marco legal não definiu diretrizes claras quanto à política tarifária para o gás, nem tampouco instrumentos adequados para a regulação da atividade de transporte. A promulgação da Lei nº 11.909/2009 buscou solucionar lacunas no arcabouço institucional e na regulação do ingresso de novos participantes, sobretudo no segmento de transporte dutoviário de gás natural, de maneira a estabelecer um regime regulado de tarifas e de novas condições de acesso à rede de transporte.

A Lei do Gás introduziu o regime de concessão e o processo de Chamada Pública para contratação de serviço de transporte firme a fim de promover a competição em novos gasodutos para o exercício da atividade de transporte de gás natural no país, e manteve, não obstante, o regime de autorização aos novos gasodutos que envolvam acordos internacionais. No processo de licitação, o critério de seleção da proposta vencedora que oferta a menor receita anual busca incentivar a competição e garantir a modicidade tarifária aos agentes carregadores e consumidores finais de gás natural. Além disso, a Lei estabelece a adoção do regime regulado de tarifas, as condições de acesso à rede e o planejamento determinativo da expansão da malha de gasodutos (LOSS, 2007).

No que tange ao tratamento dispensado às autorizações outorgadas anteriormente à publicação da Lei do Gás, ou seja, as autorizações dos gasodutos de transporte existentes, estas foram ratificadas, passando a contar com um prazo de duração de 30 (trinta) anos a partir da data de publicação da Lei. Além disso, ficaram preservadas as tarifas de transporte e os critérios de revisão já definidos até a data da publicação desta Lei para os gasodutos em operação na malha de transporte.

Assim como já discutido no Capítulo 3, os critérios para o cálculo tarifário no Brasil encontram-se atualmente estabelecidos pela Resolução ANP nº 029/2005, a qual apresenta a modelagem do cálculo das tarifas de transporte e as regras estabelecidas pela ANP, independentemente do regime de outorga aplicável. Apesar da Resolução ANP nº 029/2005 ter sido editada anteriormente à Lei nº 11.909/2009, os princípios traçados nessa Resolução ainda são compatíveis com o marco regulatório da indústria de gás natural e permanecem válidos e atuais no tocante à modelagem tarifária e à alocação da capacidade e do livre acesso à malha de transporte (ANP, 2010).

A Figura 4.2 apresenta os principais aspectos do modelo de contratação dos serviços de transporte e as condições e restrições de acesso à malha de gasodutos emanados pela Resolução ANP nº 029/2005, os quais auxiliam no estabelecimento dos critérios para cálculo de tarifas de transporte dutoviário de gás natural.

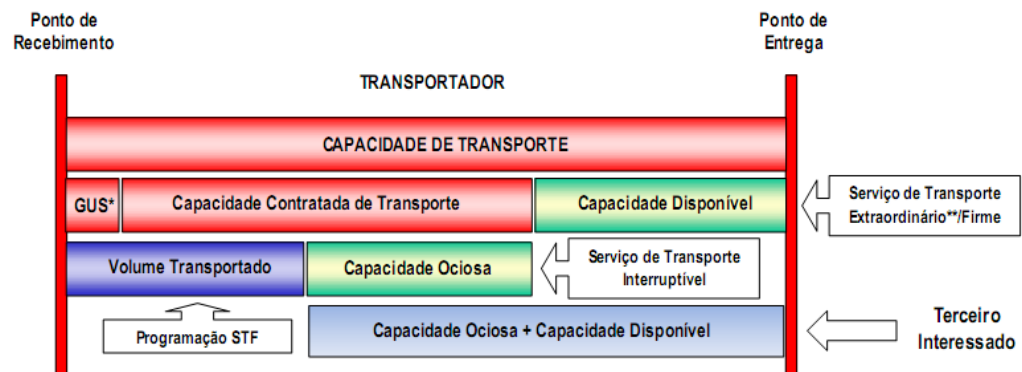


Figura 4.2 Acesso aos Gasodutos – Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás)

Fonte: VELOSO (2011)

Enquanto a relação contratual que regia a comercialização de gás natural era dividida entre contratos Firmes e Flexíveis, o novo contexto da indústria de gás natural e levou a Petrobras a implementar contratos mais adequados ao perfil de produção e de demanda dos consumidores. A partir da promulgação da Lei do Gás foram estabelecidas as modalidades de serviço de transporte contratados em capacidade disponível (Serviço de Transporte Firme- STF e Serviço de Transporte Extraordinário- STE) e em serviço de transporte contratado em capacidade ociosa (Serviço de Transporte Interruptível- STI), sendo que apenas o STF requer a efetiva reserva de capacidade na malha de transporte (ANP, 2010).

A Lei do Gás estabelece que o acesso aos gasodutos deverá ocorrer primeiramente na capacidade disponível e somente após sua integral contratação é que ficará garantido o direito de acesso à capacidade ociosa, observado o período de exclusividade para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte.

O acesso ao Serviço de Transporte Firme, em capacidade disponível, deverá ocorrer mediante chamada pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do MME. Já em relação ao acesso ao Serviço de Transporte Interruptível, em capacidade ociosa, e ao Serviço de Transporte Extraordinário, em capacidade disponível, a alocação da capacidade de movimentação será realizada na forma da regulamentação, assegurada a publicidade, transparência e garantia de acesso a todos os interessados na utilização dos serviços da malha de transporte.

O Decreto nº 7382/2010, o qual regulamenta a Lei nº 11.909/2009, determina ao MME a tarefa de definir o período de exclusividade ao qual terão direito os carregadores iniciais para exploração da capacidade contratada dos novos gasodutos de transporte. A fim de introduzir maior concorrência no segmento de transporte, as regras definem que o período de exclusividade não poderá ser superior a dez anos e deverá considerar o nível de desenvolvimento do mercado a ser atendido. Além disso, de acordo com os termos da regulação da ANP, a exclusividade do carregador inicial na utilização do gasoduto será encerrada quando a movimentação de gás natural atingir a capacidade máxima de transporte contratada, independente do prazo de exclusividade fixado na Chamada Pública.

A tarifa praticada para o Serviço de Transporte Firme deverá ser utilizada como referência para as tarifas propostas para os serviços diversos dos STFs e STIs, uma vez que essa tarifa está atrelada ao principal serviço oferecido pelo agente transportador. Essa medida busca evitar o risco de concorrência predatória entre os diferentes tipos de serviço na contratação da capacidade e no acesso à malha de transporte (ANP, 2010).

Além disso, conforme descrito na Resolução ANP nº 029/2005, o agente transportador deverá repassar a todos os carregadores que possuam STFs 90% do resultado da venda de STIs, decorrentes da utilização de capacidade ociosa de transporte, de forma proporcional à ociosidade de cada contrato no correspondente trecho utilizado no acesso de terceiros à capacidade de transporte da malha de gasodutos.

Dessa maneira, ao analisar o contexto de reforma na indústria de petróleo e gás natural, as mudanças introduzidas pelo arcabouço regulatório buscavam promover a abertura da indústria

e incentivar a entrada de novos agentes em um ambiente concorrencial ao longo da cadeia produtiva. A presença de monopólios naturais e a manutenção da presença hegemônica da Petrobras requer a intervenção pela regulação de modo a atuar como um elemento facilitador, removendo total ou parcialmente as barreiras à entrada e à saída de agentes econômicos na atividade de transporte de gás.

Assim como observa Martins (2006), o agente regulador deve atuar de maneira a garantir o atendimento aos consumidores e limitar as vantagens competitivas estratégicas de único agente econômico sobre os demais. Nesse contexto, o debate em relação ao transporte de gás natural por meio de gasodutos tem ganhado destaque e relevância na medida em que a indústria de gás natural se estrutura e assume importante papel na matriz energética nacional, em virtude dessa realidade o trabalho irá abordar nos tópicos seguintes as perspectivas do mercado de gás natural, considerando as expectativas da oferta e da demanda, bem como as tendências de expansão da malha.

4.2 Panorama e Perspectivas do Mercado de Gás Natural no Brasil

O desenvolvimento da indústria de gás natural e de uma ampla infraestrutura de transporte estão atrelados à oferta disponível de gás natural e à existência de demanda que justifique os elevados investimentos na implantação de novas malha de gasodutos e no crescimento dos mercados das concessionárias de distribuição estaduais.

As estimativas de expansão da produção e oferta potencial de gás natural (gás nacional e importado) se baseiam nas projeções apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), para o período de 2013 a 2022. A oferta de gás natural considerada no PDE 2013-2022 resulta da previsão de oferta potencial, descontados os volumes de gás das áreas sem infraestrutura de transporte e processamento, e as correções dos volumes de gás disponibilizados nos pontos de oferta.

O cálculo da projeção da oferta de gás natural de produção nacional considera as previsões de: (i) produção dos Recursos Descobertos (RD) com campos em produção; (ii) estimativas dos RD em fase de avaliação (contingentes); (iii) perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND) tanto das áreas já contratadas por empresas quanto das

ainda pertencentes à União. No que tange à oferta de gás natural importado, o estudo considera o gás natural proveniente do GASBOL e dos terminais de regaseificação de GNL de Pecém (CE), da Baía de Guanabara (RJ) e o novo terminal localizado na Bahia.

O Gráfico 4.1 apresenta a oferta total consolidada para a malha integrada do Brasil, excluindo os sistemas isolados (Região Norte, Maranhão, gasoduto Lateral Cuiabá e o trecho 01 do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre).

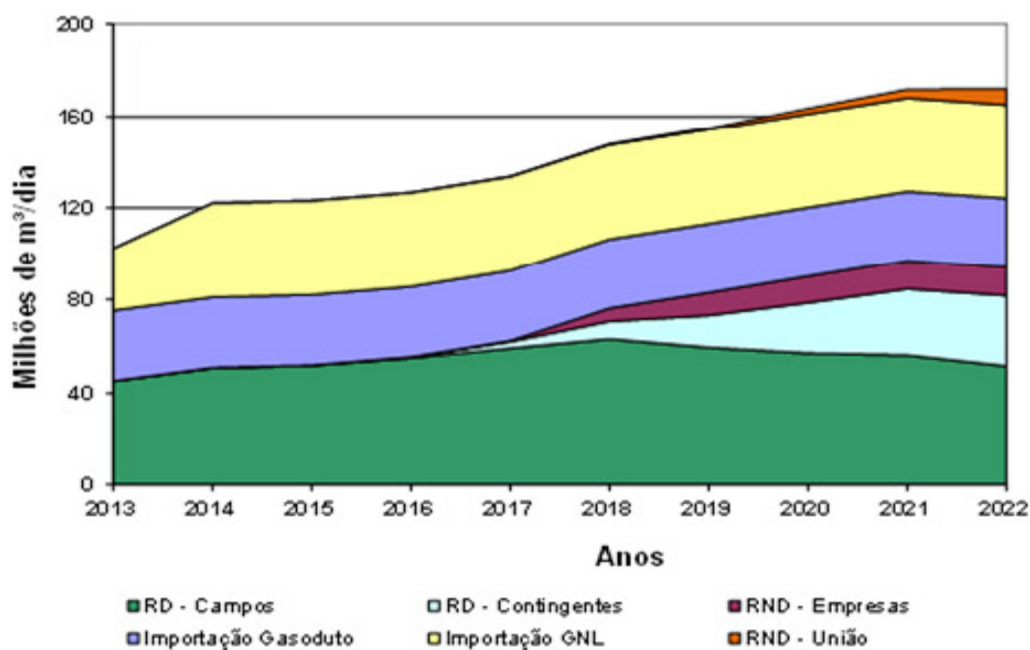


Gráfico 4.1 Oferta Total Brasil (Malha Integrada)

Fonte: MME (Plano Decenal de Energia 2013-2022)

As perspectivas de ampliação estão relacionadas aos vários campos de gás natural localizados na Região Sudeste, nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, com previsão de entrada em operação no curto e médio-prazo, os quais terão impacto significativo na capacidade produtiva atual do país. O cálculo da capacidade de oferta incorpora à produção nacional a importação de gás boliviano e de gás natural liquefeito, este último com crescimento expressivo e direcionado principalmente ao abastecimento das plantas geração termelétrica do sistema elétrico interligado nacional.

Além disso, é importante considerar as perspectivas de oferta de gás natural provenientes da região do Pré-Sal, ainda em fase de avaliação e determinação do real potencial de produção de

gás natural da região. Nessa província encontram-se as maiores descobertas realizadas no Brasil nos últimos dez anos e se configurava em uma das maiores províncias petrolíferas mundiais. Descoberto pela Petrobras em 2007, o Pré-Sal traz enormes perspectivas para o segmento de petróleo e gás no Brasil, atingindo atualmente a produção de 360 mil barris/dia nas bacias de Santos e de Campos, com estimativa de alcançar em 2017 a marca de 1 milhão barris/dia.

Por sua vez, a projeção da demanda de gás natural no Brasil considera as publicações do PDE 2013-2022 junto à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e consumidores industriais de gás natural. A análise da evolução da demanda de gás natural considera as perspectivas do consumo final energético, o qual corresponde ao suprimento dos mercados das distribuidoras estaduais, exclusive o setor energético.

Os cenários de expansão do mercado de gás natural consideram a competição no mercado entre os energéticos substitutos diretos e conferem ligeira vantagem ao gás natural em relação ao óleo combustível. Além disso, a avaliação da penetração do gás natural observam aspectos relacionados ao estabelecimento de mercados consumidores cativos e setores industriais com preferência na utilização do gás natural em razão dos benefícios na aplicação tanto para fins energéticos quanto como matéria-prima nos processos produtivos.

A Tabela 4.1 apresenta a projeção do consumo final energético de gás natural, por região geográfica. Os números mostram o crescimento do consumo de gás natural em todas as regiões, sendo que ao longo do decênio as regiões Norte e Centro Oeste apresentam taxas expressivas de 29% e 20% a.a., respectivamente, impulsionadas pela demanda potencial das distribuidoras em fase de criação que ainda pleiteiam acesso à malha de gasodutos de transporte para desenvolver seus respectivos mercados.

Tabela 4.1 - Consumo Final Energético de Gás Natural - Brasil e Regiões

Ano	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Centro-Oeste	Brasil
Consumo (mil m ³ /dia)						
2013	121	6.849	3.860	27.262	453	38.544
2017	303	10.334	6.231	33.681	919	51.469
2022	553	13.427	7.820	40.050	1.836	63.686
Variação (mil m ³ /dia)						
Período						
2013-2022	509	6.996	4.167	13.765	1.562	26.998
Variação (% a.a.)						
Período						
2013-2017	47	10	11	5	27	7
2018-2022	13	5	5	4	15	4
2013-2022	29	8	8	4	21	6

Fonte: MME (Plano Decenal de Energia 2013-2022)

A estimativa é de que de consumo final energético de gás natural no Brasil ultrapasse a marca dos 60 MM m³/dia em 2022. A região Sudeste permanecerá sendo o principal polo consumidor de gás natural do país, com 40 MM m³/dia, seguido das regiões Nordeste e Sul, com a previsão de superarem os volumes de 13 MM m³/dia e 7 MM m³/dia, respectivamente. É importante observar, no entanto, que o fato dessas regiões apresentarem mercados desenvolvidos e amplamente inseridos na cultura da utilização do gás natural, o processo de expansão do consumo resulta em taxas de crescimento com menor intensidade e próxima à evolução da taxa média nacional.

A fim de estimar a demanda total de gás natural, é preciso considerar, além do tradicional consumo de gás natural no mercado das distribuidoras, o consumo energético relacionado à atividade de geração termelétrica e o consumo não energético do gás natural utilizado como matéria prima nas refinarias e unidades de fertilizantes.

É possível observar no Gráfico 4.2 que todas as atividades apresentam perspectiva de crescimento da demanda de gás natural, sendo que o segmento industrial permanece sendo o principal setor com consumo de 53 MM m³/dia e se destaca entre todas as classes de consumo do mercado nacional.

A demanda de gás natural nas fábricas de fertilizantes e refinarias, composta pelo consumo não energético (matéria- prima), apresenta um rápido crescimento e ganha destaque no

período em função dos novos projetos da Petrobras de entrega de gás natural para suas próprias FAFENs e refinarias localizadas na extensão da malha de transporte existente. Além disso, o consumo energético nas próprias refinarias se torna mais expressivo, impulsionado pela ampliação das unidades existentes e entrada em operação de novas plantas nas regiões Nordeste e Sudeste.

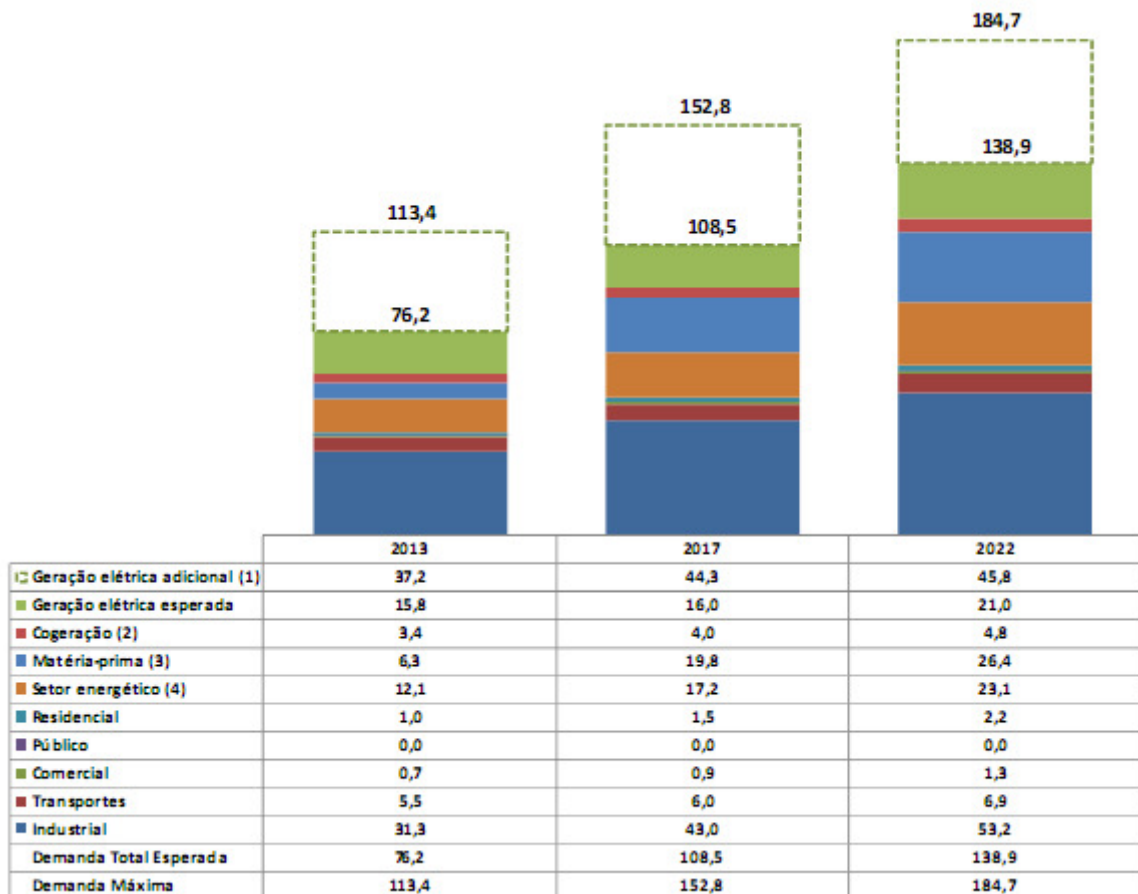


Gráfico 4.2 Consumo Total de Gás Natural (10^6 m³/dia)

Fonte: MME (Plano Decenal de Energia 2013-2022)

No que se refere ao consumo energético de gás natural direcionado para a geração elétrica, a participação atualmente importante das usinas termelétricas no mercado de gás natural se mantém expressiva ao longo da década. A demanda de gás natural para o despacho das usinas, embora esteja relacionada a fatores conjunturais do setor elétrico, apresenta perspectiva de crescimento significativa do consumo médio de gás natural e da geração termelétrica esperada de modo a contribuir no equilíbrio do planejamento da operação do sistema hidrotérmico nacional.

Importante destacar que, apesar da geração termelétrica esperada ser a principal referência para a estimação do consumo total de gás natural, o Plano apresenta também uma perspectiva do consumo adicional termelétrico associado à operação das usinas na potência nominal. Esta análise se mostra de extrema relevância uma vez que, além do caráter prioritário estabelecido pelo governo para o fornecimento de gás natural no atendimento das usinas do setor elétrico, a determinação do nível máximo de despacho térmico é uma variável relevante na determinação do futuro do mercado de gás natural e do dimensionamento da infraestrutura de transporte no país.

Dessa maneira, com base nos cenários de ofertas e demandas previstos, o Gráfico 4.3 apresenta o balanço consolidado de gás natural brasileiro elaborado para as regiões que estão integradas por gasodutos, excluindo-se os sistemas isolados.

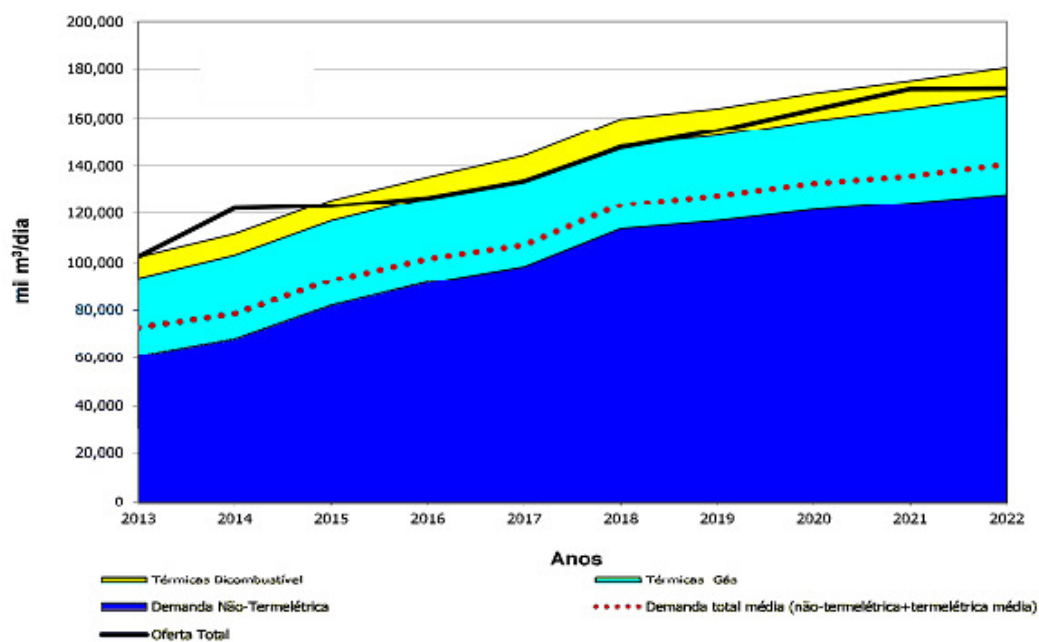


Gráfico 4.3 Balanço de Gás Natural no Brasil (Malha Integrada)

Fonte: MME (Plano Decenal de Energia 2013-2022)

A região Nordeste apresenta, no médio-prazo, uma expectativa de queda gradual na oferta de gás natural e aumento da demanda, especialmente no segmento não termelétrico e downstream. A produção do campo de Manati contribuiu para elevar a oferta da região no curto-prazo e consolidar o mercado de gás da região Nordeste, sendo que a oferta dos campos

descobertos em operação mantêm tendência de queda natural da produção.

A manutenção do equilíbrio do balanço do mercado de gás natural na região será alcançada com a transferência de gás pela região Sudeste, através do gasoduto GASENE, e complementarmente com a importação de GNL pelo novo terminal de regaseificação na Bahia com capacidade de 14 MM m³/dia, previsto para entrar em operação em 2014.

Em relação ao balanço de gás natural nas regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste, a expectativa é que a oferta local (gás nacional e importado) se mantenha superior à demanda, gerando um superávit que permita abastecer parcela do consumo de gás nos estados da região Nordeste.

A oferta de gás natural nacional apresentará crescimento significativo no decênio, em função da entrada em operação de unidades de produção das Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, sendo que a viabilização de campos com recursos contingentes (áreas do Pré-Sal) poderão alterar consideravelmente o cenário de oferta de gás no Brasil.

Além da oferta nacional, é preciso considerar que o gás natural da Bolívia manterá sua importância estratégica no mercado dessas regiões, assim como a possibilidade de aumento da importação através do terminal de GNL, situado na Baía de Guanabara (RJ), o qual teve sua capacidade ampliada de 14 MM m³/dia para os atuais 20 MM m³/dia, proporcionando maior segurança e flexibilidade no atendimento do mercado brasileiro.

Em relação à demanda, a previsão é de elevação do consumo para no conjunto das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, em função da ampliação tanto da demanda termelétrica quanto da não-termelétrica. A construção do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), a previsão de implantação de três novas unidades de fertilizantes e o aumento das demanda de gás na REDUC para novos projetos de refino representam as principais atividades para a ampliação do consumo de gás natural.

A região Norte, por não estar interligada às demais, é totalmente independente quanto ao atendimento da sua demanda. A expectativa de crescimento do mercado no período do PDE 2013-2022 está atrelado ao aumento da demanda não-termelétrica da concessionária de distribuição estadual com a ampliação da malha de atendimento aos consumidores, tendo em vista a utilização de gás natural para fins comerciais, assim como a previsão da construção de uma unidade de GTL PARAFINAS no estado do Amazonas.

Ao considerar a elevação produção de gás natural no estado do Amazonas, a região apresenta

uma oferta capaz de atender plenamente à demanda projetada, sendo que a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus solucionou a principal dificuldade que se impunha ao aproveitamento dessas reservas frente ao isolamento das áreas produtoras aos centros consumidores.

Dessa maneira, a fim de atender as expectativas de crescimento da oferta e demanda de gás natural no país, a infraestrutura de transporte deverá ser expandida para conciliar a movimentação do gás natural, desde a fonte produtora, até os mercados consumidores de forma otimizada e confiável para o atendimento do balanço de gás natural. Com isso, nos tópicos 4.3 e 4.4 o trabalho aponta a realidade brasileira em termos de extensão de malha, considerando os agentes proprietários das principais instalações, e as expectativas futuras de expansão.

4.3 Aspectos da Infraestrutura de Transporte de Gás Natural: Classificação de Dutos, Evolução da Malha e Principais Agentes Transportadores

O aproveitamento econômico do gás natural torna imperativo o seu escoamento por meio da construção de uma infraestrutura de rede de gasodutos através do transporte de cilindros em alta pressão (Gás Natural Comprimido- GNC), ou a modificação de seu estado físico para a sua condução em navios criogênicos (Gás Natural Liquefeito- GNL) e desembarque em terminais de regaseificação. O transporte dutoviário se mostra uma das principais formas de transporte do insumo energético em grandes volumes e distâncias de forma eficiente e eficaz entre as regiões produtoras e os centros consumidores de gás natural (SANTOS et al., 2002).

O segmento de transporte por gasodutos apresenta características técnicas e econômicas que determinam a estrutura de funcionamento da indústria e a estrutura organizacional das atividades ao longo da cadeia produtiva. A atividade de transporte apresenta (i) elevada interdependência técnica entre as distintas atividades; (ii) elevada intensidade de capital nos investimentos; (iii) elevada especificidade e irreversibilidade dos ativos; e (iv) elevado tempo de maturação e retorno financeiro dos projetos (FERRARO, 2009).

A Lei nº 11.909/2009 estabelece três definições de gasodutos: (i) gasodutos de transferência, (ii) gasodutos de escoamento da produção e (iii) gasodutos de transporte.

A Figura 4.3 apresenta um esboço da classificação dos gasodutos e as principais definições das regras de acordo com a Lei nº 11.909/2009 e o Decreto nº 7382/2010, os quais provocaram alterações no arranjo da malha de dutos da indústria de gás natural.

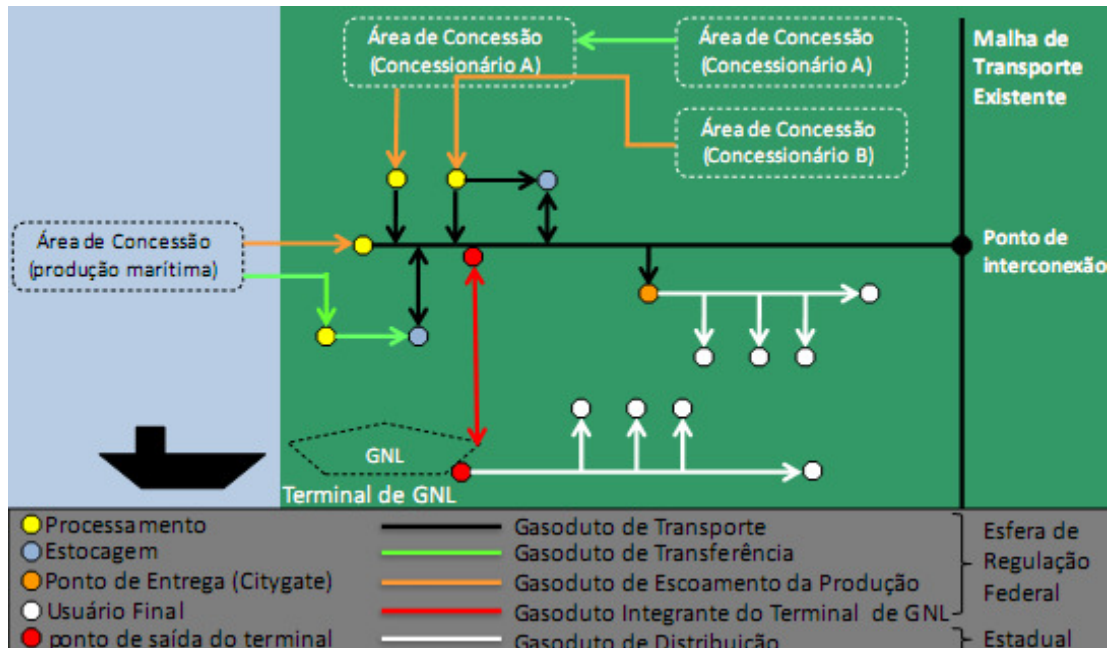


Figura 4.3 Classificação da Malha de Gasodutos

Fonte: FIDELIS (2011)

De acordo com a definição, gasodutos de transferência são dutos destinados à movimentação de gás natural, considerados de interesse específico e exclusivo de seu proprietário, iniciando e terminando em suas próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento de gás natural. Anteriormente à publicação da Lei do Gás, existia apenas a necessidade da declaração de que o gasoduto fosse de interesse específico e exclusivo do proprietário.

Em relação aos gasodutos de escoamento da produção, estes são definidos como dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação. Os gasodutos de escoamento da produção não integrantes de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural são autorizados pela ANP. Além disso, o marco regulatório não obriga os agentes operadores a permitir o acesso de terceiros.

Por sua vez, os gasodutos de transporte são classificados como dutos que realizam a movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural.

Os terminais de GNL não constam da definição de gasodutos de transporte, sendo que os gasodutos iniciados em terminais de GNL e interligados à malha de transporte que não integrem o terminal serão considerados como gasodutos de transporte. A classificação dos gasodutos que integram os terminais de GNL será definida pela ANP por meio de regulação específica, apresentada pela Resolução ANP nº 50/2011.

Além disso, o Decreto nº 7.382/2010 determinou à ANP a tarefa de providenciar a reclassificação de todos os gasodutos que não se enquadravam nas novas definições previstas na Lei do Gás. Em atendimento ao Decreto, em 2011 foi instaurado o processo de reclassificação para transporte do gasoduto que interliga a Estação Coletora de Lagoa Parda ao Gasoduto Cacimbas-Vitória, anteriormente classificado como gasoduto de transferência.

No que tange à definição dos gasodutos, observa-se que a Lei do Gás apresenta aspectos conceituais mais abrangentes e claros na classificação dos dutos em relação à forma genérica proposta pela Lei do Petróleo. Dessa maneira, os interesses que nortearam a redação da Lei do Gás encontram-se participantes do desenvolvimento da indústria de gás natural, tendo em vista a necessidade de expansão dos dutos e o incremento da competição por meio de uma regulação mais transparentes à entrada de terceiros na malha de transporte.

No Brasil, o principal modal de transporte do insumo energético ao longo da indústria de gás natural é a rede dutoviária de transporte, a qual apresenta atualmente uma extensão superior a 9.200 km. Ao considerar a vasta extensão do território nacional, a extensão total da malha de transporte ainda é ínfima e evidencia o processo de desenvolvimento tardio da indústria no país e a construção da malha de maneira a atender a demanda dos mercados consumidores das regiões metropolitanas próximas à costa do litoral do brasileiro. O Gráfico 4.4 apresenta a evolução da malha de transporte e distribuição de gás natural no Brasil ao longo da última década.

A reestruturação dos serviços de distribuição de gás natural canalizado e a privatização das distribuidoras nos estados de São Paulo e no Rio de Janeiro (maiores centros consumidores de gás natural), provocaram mudanças significativas no mercado e resultaram em investimentos

expressivo na expansão da malha de distribuição, apresentando um crescimento médio de 14% a.a., enquanto que a malha de transporte apresentou crescimento de apenas 6% a.a., o que reflete na disparidade na abrangência da extensão da malha de dutos construída no Brasil.

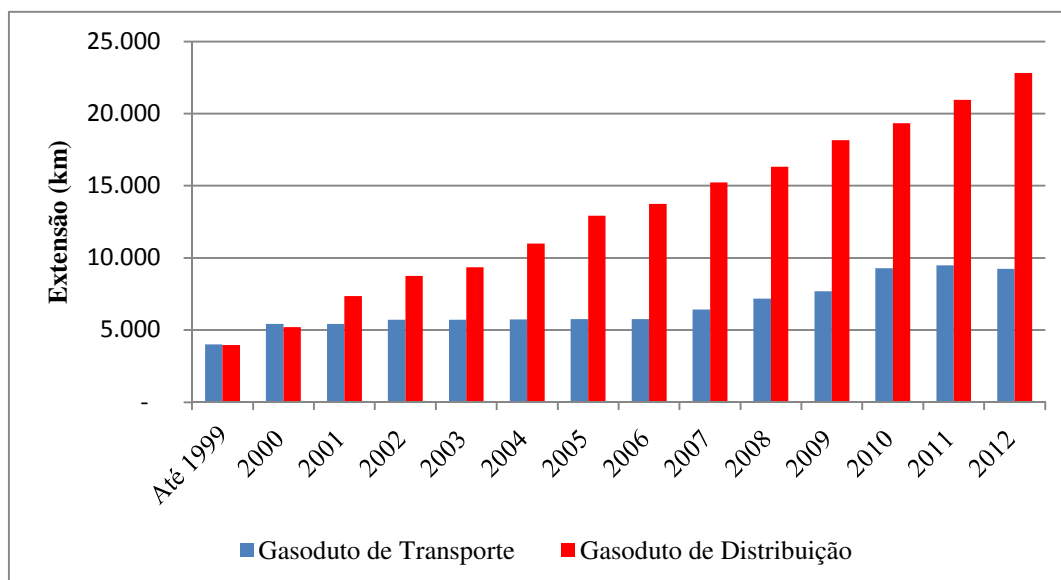


Gráfico 4.4 Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição de Gás Natural
 Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2013)

O mercado de gás natural no Brasil começa a se tornar relevante a partir de 1990 com o aumento da produção nacional e com as importações da Bolívia e da Argentina. No contexto interno, as descobertas de gás natural não associado no litoral da região Sudeste e a elevação da produção de petróleo torna imperativo a necessidade de realizar maior controle da queima do gás na boca dos poços e de intensificar o aproveitamento econômico do gás associado na matriz energética. No contexto externo, as descobertas de gigantescas reservas de gás natural na Bolívia levaram o Brasil a retomar antigo projeto de integração dos mercados discutido desde a década de 1930 (SANTOS et al., 2002).

O projeto do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) representa um marco histórico na indústria de gás natural com a construção da maior rede de transporte em operação no país. O GASBOL, com seus 3.150 km de extensão (557 km em solo boliviano e 2.593 km em solo brasileiro), interliga Rio Grande (Bolívia) a Porto Alegre (Brasil), atravessando os estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, com uma capacidade de transporte de até 30 MM m³/dia (ANP, 2011).

A infraestrutura desse gasoduto é formada por dois trechos, sendo que o primeiro estágio (Trecho Norte), inaugurado em 1999, vai até a cidade de Campinas- SP com 1.413 km de extensão, enquanto que o segundo estágio (Trecho Sul), inaugurado em 2000, com 1.180 km de extensão, atinge a cidade de Triunfo (RS). A operação do gasoduto é realizada pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), constituída em 1997 com a finalidade principal de atuar no transporte de gás natural proveniente da Bolívia (ANP, 2011).

A segunda metade da década de 2000 marca profundamente a ampliação da capacidade de transporte de gás natural, sendo que os principais acontecimentos que motivaram esses investimentos estão atrelados a distintos fatores em diferentes contextos da política econômica do país. O primeiro fator foi a crise energética ocorrida entre o final da década de 1990 e início da década de 2000, que resultou na criação de programas emergenciais de infraestrutura para o setor. O segundo fator, por sua vez, está relacionado aos investimentos internos da Petrobras nos setores de gás e energia, alinhados com o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), instituído pelo governo federal (LINS, 2011).

Em 1999, diante do cenário de insuficiência de oferta de energia elétrica e sua repercussão negativa na economia, o governo criou a primeira versão do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) a fim de fomentar uma maior participação do gás natural na matriz energética nacional, enfatizando a utilização do insumo como combustível para as usinas termelétricas. Além de garantir a confiabilidade do sistema elétrico, o PPT visava diversificar as fontes de eletricidade do país, extremamente dependente da geração hídrica.

Após demonstração de pouco interesse por parte dos investidores e a eminência de uma crise no setor elétrico, o governo lançou uma nova versão do PPT em 2000. O segundo PPT buscou ser mais ambicioso que o primeiro, projetando um aumento de 17 GW da capacidade de energia elétrica do país a partir da construção de 49 novas termelétricas, sendo que 44 seriam movidas a gás natural. A expectativa era de que as usinas termelétricas pudessem atuar como clientes âncoras para alocar os elevados compromissos contratuais assumidos pela Petrobras na construção do GASBOL e desenvolver o mercado consumidor de gás natural de modo a atingir uma participação superior a 10% na matriz energética brasileira em 2010.

A criação do PPT levou ao estabelecimento de regras pelo Ministério de Minas e Energia (MME) de maneira a definir as garantias de fornecimento de gás natural por parte da Petrobras junto aos produtores de energia. A portaria determinava um preço fixo para o gás

natural destinado aos projetos do PPT, sendo que a Petrobras se obrigava a entregar um volume total de até 40 MM m³/dia para as usinas térmicas do Programa, durante um prazo de 20 anos (ANP, 2002).

A fim de garantir o atendimento da demanda de gás para as usinas do PPT instaladas em diferentes regiões do país, a Petrobras propôs à ANP um modelo de negócio para o transporte de gás natural de modo a ampliar a malha dutoviária operada pela Transpetro. O modelo previa a criação do “Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste”, sendo constituído por três sociedades de propósito específico transportadoras de gás natural. A Transportadora do Nordeste e Sudeste (TNS), líder do consórcio e subsidiária integral da Gaspetro, seria a herdeira de todos os ativos de transporte existentes da Petrobras. As duas outras empresas do consórcio seriam a Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e a Nova Transportadora do Nordeste S.A. (NTN), as quais seriam proprietárias dos novos empreendimentos a serem realizados na região Sudeste e Nordeste, respectivamente.

O modelo proposto pela Petrobras foi, em um primeiro momento, rejeitado pela ANP devido a estrutura de negócio apresentar divergência em relação à Lei 9478/1997. Enquanto a Lei do Petróleo estabelecia a separação contábil e jurídica da atividade de transporte, os gasodutos que pertenciam a Petrobras permaneceriam sob o controle da estatal com o novo modelo com os ativos de transporte transferidos para a empresa TNS, controlada pela Gaspetro, essa última também subsidiária integral da Petrobras. No entanto, após reunião entre a Petrobras, o BNDES e a ANP, o modelo de negócio proposto pelo MME foi integralmente aceito, dada a relevância do Projeto Malhas para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil.

A formalização do Projeto Malhas foi estabelecida em 2003, condicionada à assinatura de termo de compromisso entre a Petrobras e a ANP. A partir da criação do Consórcio Malhas, a Petrobras iniciou a ampliação da malha de gasodutos na região Sudeste e Nordeste. Inicialmente elaborado para atender das usinas do PPT, o Projeto tornou-se a principal ferramenta para garantir o suprimento da demanda do setor industrial e estimular a massificação do uso do gás natural nos segmentos residencial e comercial.

Em 2006, o modelo original do Projeto Malhas sofreu alterações, resultando na criação da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG). A TAG, subsidiária integral da Gaspetro, foi criada em 2006 com o propósito de unificar toda a estrutura de transporte de maneira a absorver sete transportadoras nas quais a estatal tem participação acionária relevante, controle

acionário ou 100% das ações. Em função da complexidade de arranjos acionários e operacional observado entre as diferentes empresas transportadoras, até 2011 a TAG havia incorporado apenas a Transportadora do Nordeste e Sudeste (TNS) e a Transportadora Capixaba de Gás S.A. (TCB), configurando como a líder do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste (“Consórcio Malhas”).

A Figura 4.4 apresenta a atual rede de gasodutos de transporte controlada pela TAG. Em 2011, com a entrada em operação comercial dos gasodutos Gastau (Caraguatatuba - Taubaté), Gasan II (Mauá - São Bernardo do Campo/SP) e Gaspal II (Guararema - Mauá/SP), foi concluído o ciclo de investimentos estruturantes e a integração das malhas de gasodutos da região Nordeste com a região Sudeste, consolidando assim a posição de maior transportadora de gás natural do país, com uma extensão total de 6.334 km de malha.

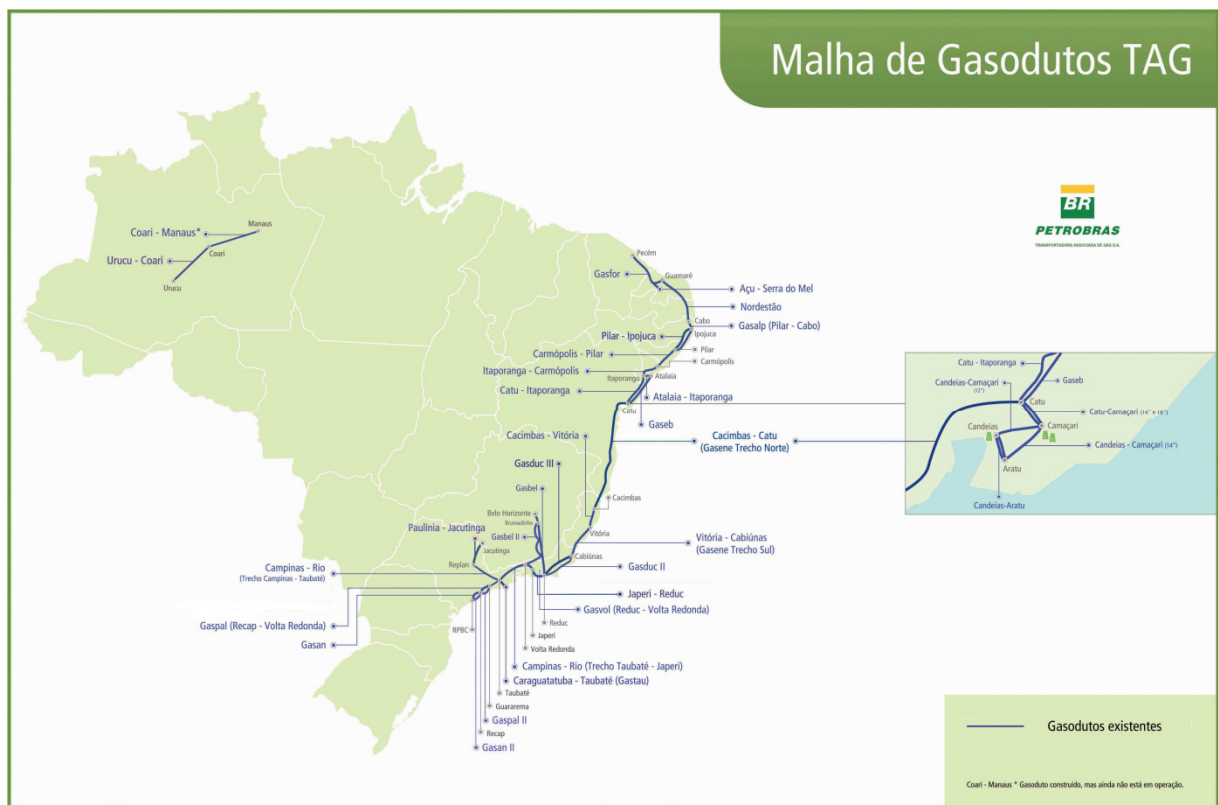


Figura 4.4 Infraestrutura de Transporte de Gás Natural sob Responsabilidade da TAG
Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

A TAG também é responsável pela subcontratação da capacidade de transporte dos gasodutos Cabiúnas-Vitória (GASCAV) e Cacimbas-Catu (GASCAC) de propriedade da Transportadora

GASENE S.A. (GASENE), empresa estabelecida na estruturação do projeto do Sistema GASENE de Transporte de Gás Natural (“Sistema GASENE”).

O projeto do Sistema GASENE consiste na construção e operação dos gasodutos Vitória-Cacimbas, GASCAV e GASCAC, totalizando 1.387 km de dutos, considerado o maior gasoduto em extensão construído nos últimos 10 anos, sendo o primeiro de propriedade da TAG após a incorporação da TCG, e tem papel estratégico na interligação das malhas de transporte do Sudeste e do Nordeste (ANP, 2011).

Além de ser a principal transportadora sob o controle da Petrobras e atuar como líder no Consórcio Malhas, a TAG também é responsável por administrar os aspectos comerciais dos Contratos de Serviço de Transporte acordados junto aos carregadores usuários das suas redes de transporte e das instalações de propriedade da GASENE (ANP, 2011)

No que tange ao processo de operação e manutenção dos ativos de transporte, a responsabilidade pela prestação desses serviços fica a cargo da Transpetro, uma vez que a TAG não possui mão de obra própria para a realização dessas atividades. Além de realizar as atividades na malha de gasodutos, através da celebração de Contrato de Prestação e Serviço de Operação em nome da TAG, a Transpetro opera os dois terminais regaseificação de GNL existentes no país. A Tabela 4.2 apresenta as empresas transportadoras de gás natural nacional e importado em operação no país, assim como seus principais controladores.

Tabela 4.2 - Transportadoras de Gás Natural em Operação no Brasil

Transportadora	Participação Acionária
TAG	Gaspetro (100%)
TBG	Gaspetro (51%), BBPP Holding (29%), Transredes (12%) e Ashmore Energy International (8%)
Nova Transportadora do Sudeste – NTS Nova Transportadora do Nordeste – NTN	Mitsui (35%), Mitsubishi (25%), Itochu (25%) e Tokyo Gas (15%)
TSB	Gaspetro (25%), TotalFinaElf (25%), Ultrapar (20%), Repsol YPF (15%) e TECGÁS (15%)
GasOcidente	Ashmore Energy International (100%)
GASENE	GASENE Participações Ltda. (100%)

Fonte: MME (2011)

De acordo com as últimas informações disponibilizadas pelo MME¹¹, dos 9.244 km de rede de transporte atualmente existentes no país, 68,5% corresponde a gasodutos operados pela Transpetro, seguido pela TBG (28%), GasOcidente do Mato Grosso Ltda. - GasOcidente (3%) e Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB) (0,5%), sendo que essas empresas operam apenas gás natural importado proveniente dos países vizinhos.

Dessa maneira, o controle do mercado de transporte de gás natural ainda continua com a PETROBRAS, visto que a TAG é controlada pela holding, sendo que apenas no gasoduto Lateral-Cuiabá, operado pela GasOcidente, o qual interliga a Bolívia ao Brasil, a Petrobras não possui participação acionária. O item a seguir apresenta os principais aspectos da evolução da malha de gasodutos de transporte no país.

4.4 Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil

Como visto nos itens anteriores, a construção do gasoduto GASBOL e o abastecimento de parcela significativa do mercado interno com gás natural importado, a expansão da atividade de transporte se torna uma questão relevante para o desenvolvimento do mercado e da indústria de gás natural do país.

O Projeto Malhas, inicialmente concebido para atender à demanda das usinas incluídas no Programa Prioritário de Termelétricidade, se tornou uma importante ferramenta utilizada pela própria PETROBRAS a fim de garantir o atendimento da demanda do setor industrial e estimular a massificação da utilização do gás natural com o aproveitamento do combustível no segmento automotivo, em projetos de cogeração e geração distribuída e para processos de aquecimento e refrigeração nos segmentos residencial e comercial.

O Projeto Malhas teve início em 2005 e contemplava a expansão das malha de gasodutos das Regiões Sudeste e Nordeste, estabelecendo a construção de sete gasodutos, totalizando inicialmente cerca de 3.120 km de extensão.

Na malha Nordeste, um dos principais projeto do PAC foi a realização do GASENE, que liga

¹¹ Publicação do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, edição nº79 2013, da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM).

as malhas Sudeste e Nordeste por meio dos gasodutos Vitória-Cacimbas, Cabiúnas-Vitória (GASCAV) e Cacimbas-Catu (GASCAC), totalizando cerca de 1.365 km de extensão. O Projeto determinava ainda a construção do Gasfor II, do Rio Grande do Norte ao Ceará; o Nordeste II, ligando Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte; e também o gasoduto de Catu (BA) a Pilar (AL).

Na malha Sudeste, os investimentos concentram-se na ampliação da rede e na construção do gasoduto Campinas-Japeri (GASCAR), com 453 km de extensão. O projeto previa também construções na ampliação do sistema de compressão de gás da Bacia de Campos (RJ).

Além do Projeto Malhas nas regiões Nordeste e Sudeste, a Petrobras planejou a construção de gasodutos na região Norte de maneira a permitir o aproveitamento dos campos de Urucu na região amazônica e introduzir o gás natural como alternativa para o setor industrial e para a substituição do óleo diesel utilizado para o abastecimento das usinas termelétricas da região.

A massificação do uso do gás natural e o aumento da utilização do insumo energético na geração termelétrica impulsionaram o crescimento da indústria de gás e intensificaram o debate acerca da necessidade de ampliação da infraestrutura de transporte e diversificação da oferta de gás, tendo em vista a instabilidade política-institucional na Bolívia e as dúvidas quanto à segurança do abastecimento do mercado consumidor brasileiro.

Diante de um ambiente de incertezas e demanda crescente, a Petrobras lançou, em 2007, o Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGÁS) a fim de evitar a descontinuidade do suprimento de gás natural no Brasil. O Plano tinha como meta a ampliação progressiva da produção de gás natural para patamares de 40 MM m³/dia em 2008 e, posteriormente, para 55 MM m³/dia em 2010, o que proporcionaria menor dependência frente ao gás natural importado da Bolívia, através do aumento da produção proveniente das Bacias de Campos, Santos e do Espírito Santo (PETROBRAS, 2007).

O PLANGÁS, inserido no PAC, apresentava uma carteira de projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural na região Sudeste do Brasil. O principal benefício seria o incremento da oferta e o aumento da confiabilidade do sistema elétrico nacional, assim como a segurança do atendimento da demanda do mercado industrial (PETROBRAS, 2007).

Dentre os projetos de infraestrutura dutoviária, o PLANGÁS determinava, além dos investimentos na malha de gasodutos da região sudeste, a construção do gasoduto GASENE na interligação das malhas de gás natural a fim de ampliar a flexibilidade do sistema e garantir o escoamento da produção das Bacias de Campos, Santos e do Espírito Santo para o estados da região Nordeste do país.

Nesse contexto, a malha de dutos de transporte de gás natural nacional compreende uma rede de 6.571 km de extensão, formada por um sistema interligado que vai de Pecém (CE) até a Refinaria Presidente Arthur Bernardes (RPBC), em Cubatão (SP), com ramificações para o interior, alcançando as cidades de Belo Horizonte e Jacutinga ao sul do estado de Minas Gerais. Além da malha integrada, o sistema isolado formado pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus transporta gás natural para a capital do estado do Amazonas, atendendo a demanda das usinas termelétricas na geração de energia elétrica para a região (LINS, 2011).

Atualmente, a infraestrutura da rede de transporte da operado pela TAG no Brasil está dividida em quatro malhas, formada pelas (i) Malha Sudeste; (ii) Malha Nordeste Setentrional; (iii) Malha Nordeste Meridional e (iv) Malha Norte.

A Malha Sudeste, conforme apresentada na Figura 4.5, é composta por um conjunto de 15 gasodutos interligados com 2.842 km de extensão, os quais abrangem os estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais e Espírito Santo. A capilaridade da rede possibilita tanto o transporte de gás nacional quanto de gás importado (Bolívia e GNL), com 11 pontos de recebimento de gás natural destinado ao abastecimento dos 51 pontos de entrega, atendendo o mercado consumidor das distribuidoras estaduais e seus grandes clientes, usinas termelétricas e unidades da Petrobras (refinarias e usinas térmicas).



Figura 4.5 Mapa Malha Sudeste

Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

A Malha Nordeste Setentrional apresenta uma infraestrutura de transporte entre os estados de Alagoas e Ceará, totalizando 1.512 km. Essa região é atendida com gás proveniente do GASENE e da Malha Nordeste Meridional, em razão da grande flexibilidade do sistema interligado. Além disso, a malha permite o fluxo bidirecional com suprimento de GNL em Pecém (CE), como também o suprimento através da UPGN Guararé (RN). A infraestrutura de transporte, conforme pode ser observado na Figura 4.6, compreende 4 pontos de recebimento de gás natural destinado ao abastecimento dos 30 pontos de entrega, o que permite o suprimento de gás para as distribuidoras estaduais e seus grandes clientes, usinas termelétricas de terceiros e unidades da Petrobras (refinarias, unidades de fertilizantes e usinas termelétricas).

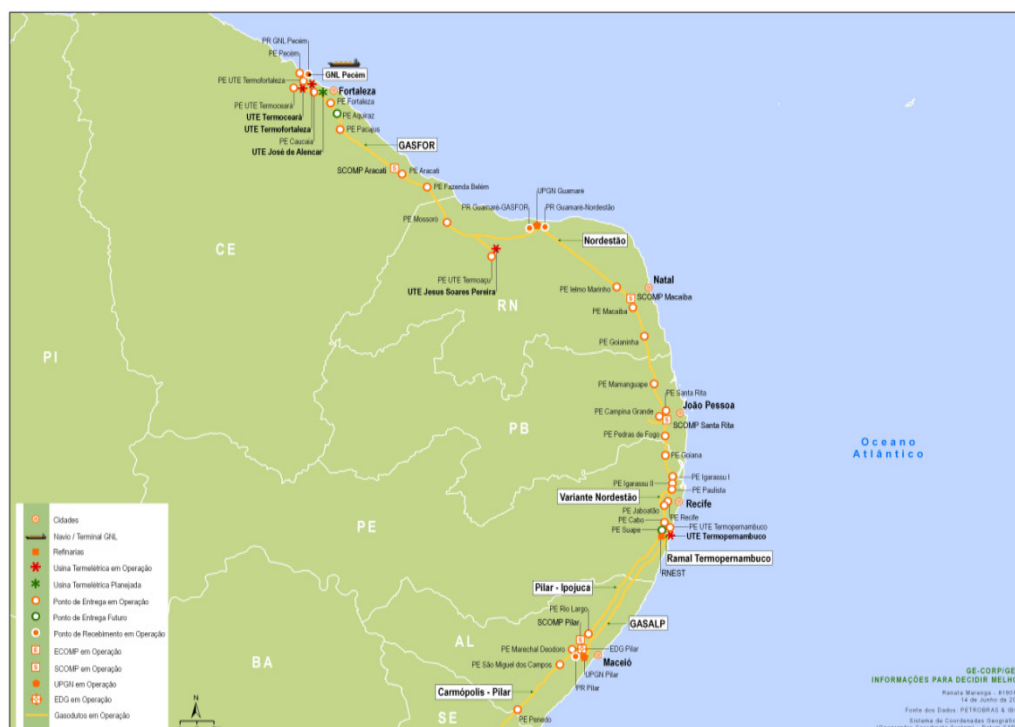


Figura 4.6 Mapa Malha Nordeste Setentrional
Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

A Malha Meridional, apresentada na Figura 4.7, abrange grande trecho dos gasodutos do Sistema GASENE (interligação entre as malhas sudeste e nordeste), o complexo petroquímico de Camaçari (BA) e contará com o terminal de regaseificação de GNL a ser instalado na Bahia, projeto este integrante do PAC. A infraestrutura de transporte totaliza 1.666 km, 30 pontos de entrega de gás e 4 pontos de suprimento.



Figura 4.7 Mapa Malha Nordeste Meridional
 Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

A Malha Norte, por sua vez, apresenta uma rede com 803 km, interligando as jazidas da Bacia do Solimões à cidade de Manaus. A Figura 4.8 permite observar que o gasoduto representa uma mudança na matriz energética do estado do Amazonas ao substituir o óleo diesel e o óleo combustível pelo gás natural na geração de energia elétrica em Manaus e nos diversos municípios localizados ao longo do traçado. O gasoduto apresenta um único ponto de recebimento e compreende 12 pontos de entrega, os quais abastecem, além da demanda térmica, o mercado não-térmico da distribuidora estadual e a refinaria da Petrobras em Manaus.



Figura 4.8 Mapa Malha Norte
 Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

Em razão do que foi exposto, enxerga-se como fundamental o planejamento da expansão da malha de gasodutos no país com vistas ao incremento da oferta e à geração de benefícios ocasionados pelo aumento da competitividade em prol do consumidor.

Seguindo essa linha, o MME publicou em 13 de Janeiro de 2014, a versão preliminar do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT), ciclo 2013-2022, elaborado com base nos estudos realizados pela EPE, que permanecerá em consulta pública até o dia 26 de Fevereiro (MME, 2014). No próximo item, o trabalho faz algumas considerações sobre o PEMAT, assim como aponta o papel ainda secundário dado ao gás natural nas descobertas do Pré-Sal.

4.5 Perspectivas de Expansão da Malha de Gasodutos: PEMAT

Apesar do crescimento da rede de transporte ao longo dos últimos 20 anos, impulsionado pela entrada em operação do GASBOL e do GASENE, a atual malha de gasodutos, com seus 9.244 km de rede, é ainda muito reduzida tendo em vista as dimensões territoriais do Brasil e em relação a outros países¹² em diferentes estágios de desenvolvimento da indústria e do mercado de gás natural.

Nesse contexto, o PEMAT surge como o principal instrumento do MME no papel de agente formulador de políticas públicas para o setor de gás natural. A partir dos estudos desenvolvidos pela EPE, o PEMAT apresentará propostas de traçados, de sistemas de compressão a serem instalados e de localização de pontos de entrega, assim como servirá de estimativa para a definição dos investimentos e de referência para a construção de novos gasodutos na malha do país.

A criação do PEMAT está em linha com a perspectiva do governo de abrir o mercado de gasodutos aos investimentos privados. Ao colocar em consulta pública o primeiro PEMAT, abrangendo o período de 2013 a 2022, o governo inicia, desde a aprovação da Lei do Gás, a primeira discussão acerca da expansão da malha de gasodutos para o atendimento do mercado consumidor de gás natural.

¹² A Argentina possui uma rede com 15 mil km, enquanto que os EUA, que têm a maior malha, a extensão dos dutos já alcançou 485 mil km.

A publicação do documento possibilita uma ampla discussão com o mercado acerca das simulações de investimentos nos gasodutos e propostas de traçados para a nova rede, assim como dos preços dos projetos, o que poderá gerar um grande debate em relação aos preços atuais do gás natural comercializado e as perspectivas futuras na sua participação na matriz energética nacional.

Apesar das expectativas do setor, porém, a versão preliminar do PEMAT não indica uma ampla gama de projetos de gasodutos a serem licitados, uma vez que não há oferta de gás disponível ou competitivamente viável no país. Além disso, o Plano não apresenta uma previsão global dos investimentos para a infraestrutura de rede de transporte, uma vez que dependendo das ligações a serem feitas, os investimentos nas conexões podem oscilar entre R\$ 7,3 bilhões e R\$ 8,6 bilhões.

Na primeira versão do PEMAT, o estudo identificou sete alternativas que envolvem a construção e a ampliação de gasodutos, conforme se observa nas características descritas na Tabela Figura 4.3.

Tabela 4.3 - Caracterização básica das alternativas identificadas nos estudos do PEMAT 2013-2022

Alternativa	Distância (km)	Diâmetro (pol.)	Capacidade (MMm ³ /d)
Bacia do São Francisco ou Malha Integrada Sudeste – MG			
Bacia do São Francisco (João Pinheiro/MG) – Betim/MG	337	20,00	7,00
Ampliação do GASBEL	160	16,00	1,50
GASBOL ou Malha Integrada Sudeste – Região Sul			
Ampliação Trecho Sul do GASBOL	1.170	24,00	8,50
Penápolis/SP-Canoas/RS (“Chimarrão”)	1.051	24,00	8,50
Malha Integrada Sudeste, ES ou RJ – Vale do Aço/MG			
Piúma/ES –Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	250	10 (150km) 8 (100km)	1,20
Macaé/RJ(Cabiúnas) – Manhuaçu/MG – Ipatinga/MG	379	10 (279km) 8 (100km)	1,20
Sistemas Isolados			
Bacia do Parnaíba/MA-PI (Santo Antônio dos Lopes/MA)– Barcarena/PA	750	22 (260km) 18 (490km)	4,60
Total Projetos	4.097		

Fonte: EPE (PEMAT 2013-2022)

Entre os projetos que possibilitariam o atendimento da demanda de gás no Pará, Minas Gerais e dos estados da região Sul, o gasoduto mais importante, tanto em termos de extensão quanto em valor total dos investimentos, localiza-se entre a malha integrada Sudeste e a região Sul. Nesse percurso, duas alternativas são consideradas no estudo, ambas com capacidade de transporte de 8,5 MM m³/dia.

A primeira envolve a ampliação do GASBOL, em um trecho de 1.170 km, ligando Campinas (SP) a Canoas (RS), com investimento de R\$ 4,6 bilhões, sendo que essa duplicação apresenta como vantagem a possibilidade de utilizar a faixa de passagem do duto já existente.

A segunda opção envolve a construção de um novo gasoduto, interligando Penápolis (SP) a Canoas (RS), em um trecho de 1.051 km, com investimento de R\$ 4,2 bilhões, o que poderia aumentar a complexidade do projeto ao demandar a construção de um corredor de passagem, sendo que, em contrapartida, essa obra poderia trazer benefícios ao estabelecer um “anel de dutos” na malha de transporte.

Os futuros leilões de concessão de gasodutos serão realizados nos moldes das licitações de projetos de transmissão de energia elétrica, sendo que as concorrências para os dutos de transporte serão organizadas pela ANP.

A previsão da EPE é que o primeiro leilão ocorra ainda em 2014, o qual deverá ofertar o trecho Guapimirim-Itaboraí (RJ), com 11 km de extensão e capacidade de movimentação de 17,4 MM m³/dia. A inclusão desse empreendimento, com estimativa de investimentos na ordem de R\$ 112,3 milhões, foi proposto pela Petrobras a fim de permitir o escoamento de gás natural do Pré-Sal, na Bacia de Santos, para o COMPERJ.

Apesar dos cenários promissores de ampliação da produção de petróleo no Brasil a partir dos grandes reservatórios do Pré-Sal, é preciso salientar que a expansão da oferta de gás natural continuará a depender essencialmente das atividades da Petrobras, uma vez que a empresa produz em torno de 90% do gás nacional. Além disso, uma vez que a Petrobras apresenta de forma clara que o Pré-Sal é fundamentalmente um projeto de óleo, a prioridade do uso do gás será para aumentar a produtividade dos poços de extração de petróleo.

Ao considerar as estimativas oficiais do estudo (Anexo), a demanda potencial por gás saltaria de 102,2 MM m³/dia, em 2013, para 180,4 MM m³/dia, enquanto a oferta de gás deve aumentar de 102,3 MM m³/dia para 172,1 MM m³/dia. Dessa maneira, conforme aponta o

balanço de demanda e oferta potencial para o sistema integrado, poderia ocorrer um déficit de 2,5 MM m³/dia a partir de 2015, o qual cresceria gradativamente até 2018, quando alcançará 12 MM m³/dia, com a demanda permanecendo superior à oferta até 2022.

No entanto, ao considerar as premissas adotadas pelo governo para a demanda não-térmica (crescimento de 20,4% entre 2014 e 2015) e para a demanda térmica (acionamento de 100% das usinas termelétricas), a ocorrência do déficit no setor de gás parece pouco provável em razão do baixo crescimento da economia brasileira. Além disso, a ABEGÁS¹³ aponta que o estudo não considera a possível expansão na oferta resultante das rodadas de licitação realizadas pela ANP em 2013.

Dessa maneira, o Ministério de Minas e Energia espera publicar a versão definitiva do primeiro PEMAT 2013 - 2022 até o 1º trimestre de 2014. Quando estiver concluído, o Plano se constituirá na primeira ferramenta de planejamento centralizado para o setor de gás natural.

¹³ Reportagem publicada no jornal O Estado de São Paulo “ABEGÁ descarta déficit no mercado de gás natural”, disponível em <<http://economia.estadao.com.br/noticias/economia-geral,abegas-descarta-deficit-no-mercado-de-gas-natural,175759,0.htm>>.

5 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DA COMPETITIVIDADE ENTRE O GÁS NACIONAL E IMPORTADO

5.1 Histórico da Regulação e da Formação dos Preços

A partir da década de 1990 o governo procurou introduzir alguma liberdade aos agentes na fixação dos preços dos combustíveis, eliminando gradativamente o complexo sistema de subsídios. Até 1999, o preço máximo de venda do gás natural para as concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado era determinado pela Portaria DNC nº 24 de 1994, a qual determinava uma paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural e o óleo combustível A1, considerando a equivalência energética entre os produtos. Esse preço de venda do gás natural não identificava separadamente a parcela referente ao serviço de transporte até os pontos de entrega. Enquanto o governo manteve o controle de preços dos óleos combustíveis, essa regra trouxe estabilidade e evitou fortes oscilações ao preço do gás natural.

A partir da publicação das Portarias Interministeriais MME/MF nº 90, 91 e 92 de 1999, a flexibilização das regras para a fixação dos preços determinou que os preços dos óleos combustíveis passassem a ser vinculados às cotações do mercado internacional, variando mensalmente. No entanto, o período de forte volatilidade dos preços do petróleo no mundo provocou considerável oscilação do preço máximo de venda do gás natural, o que tornou necessário a definição de mecanismos que retratassem com maior clareza a estrutura de custos da cadeia produtiva e reduzissem as distorções na formação do preço do gás natural.

A Lei do Petróleo procurou de modo mais efetivo caminhar para a desregulamentação dos preços dos combustíveis e determinou um período de transição até o final de 2001, a partir do qual os preços seriam liberalizados. A Portaria MME/MF nº 003/2000 estabeleceu uma regulação específica para o gás natural nacional e buscou implantar a separação e abertura do preço do gás natural nacional vendido para as distribuidoras. A liberação legal dos preços dos combustíveis no início de 2002 marcou a introdução de uma nova sistemática de política de preços para o gás natural nacional a partir do estabelecimento de Contratos de Compra e Venda e preços negociados entre carregadores e concessionárias distribuidoras.

Atualmente existem três formas distintas de determinação das parcelas que compõem o preço do gás natural no país: o preço do gás natural de produção nacional, o qual deixou de ser regulamentado pela Portaria MME/MF nº 003/2000 e atualmente é livremente determinado pela Petrobras; o preço do gás natural importado, estabelecido por meio de contratos e negociado de maneira livre entre as partes; e o preço médio do gás natural destinado ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), determinado pela Portaria MME/MF nº 176/2001, a qual estabelece o preço máximo do gás entregue ao abastecimento das usinas, independente da origem do produto (nacional ou importado). Em virtude desse arcabouço histórico diferenciado, os itens seguintes abordarão cada etapa, assim como cada mecanismo tarifário acima especificado.

5.1.1 Preço do Gás Natural Nacional até 2001

A Portaria Interministerial MME/MF nº 003/2000 passou a regular o preço máximo do gás natural de origem nacional para a venda às concessionárias distribuidoras de gás natural canalizado. Essa Portaria tinha como proposta manter a correlação entre o preço do óleo combustível e o preço do gás natural; possibilitar maior transparência na formação de preços; aplicar diferentes mecanismos de correção para cada parcela que compõe o preço nos pontos de entrega; reduzir os subsídios cruzados entre os usuários; e incrementar a eficiência na utilização da malha de gasodutos de transporte ao separar as atividades de comercialização e transporte de gás na formação do preço (ANP, 2011).

Ainda, a Portaria nº 003/2000 tinha como principal objetivo reduzir as distorções no processo de formação do preço do gás natural ao proporcionar maior clareza na estrutura de custo e favorecer o processo de desregulamentação da indústria. As condicionantes previstas nessa Portaria buscavam a redução da volatilidade de preços em relação à regulamentação anterior; a separação ao menos referencial, das atividades de comercialização e transporte de gás natural na formação do preço; a introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte para reduzir os subsídios cruzados; a eliminação dos preços diferenciados por uso final; e o compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural ao longo do desenvolvimento do mercado no país (ANP, 2002).

Ao determinar preços máximos para a venda do gás natural de origem nacional às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega, a Portaria MME/MF nº 003/2000 definiu o

critério de cálculo através da soma entre a parcela referente aos custos de transporte e a parcela referente ao produto, a qual agrega todos os demais custos (produção, transferência e processamento) até a entrada do gás no sistema de transporte. As parcelas eram corrigidas de maneira distinta, ficando a cargo da ANP a determinação da parcela de transporte, enquanto o Ministério da Fazenda e de Minas e Energia ficaram responsáveis pela determinação da parcela relativa ao preço do gás. Além disso, é importante ressaltar que nenhuma parcela representava, isoladamente, um preço máximo, uma vez que o preço controlado continuava sendo o preço máximo nos pontos de entrega das distribuidoras.

O preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras locais nos pontos de entrega seria o resultado da soma de duas parcelas:

$$P_G = P_{GT} + T_{REF}$$

Onde: P_{GT} = preço do gás na entrada do gasoduto de transporte (commodity);

T_{REF} = tarifa de transporte de referência, calculada pela ANP.

A parcela relativa ao transporte, inicialmente determinada de Tarifa de Transporte de Referência (T_{REF}), tinha como base de cálculo o valor estimado do custo de reposição dos ativos do sistema de transporte. A parcela era determinada de modo a remunerar os custos operacionais eficientes na prestação do serviço e garantir um adequado retorno sobre os investimentos prudentes realizados na malha de gasodutos de transporte.

A parcela de custos do produto (P_{GT}), por sua vez, denominada preço do gás na entrada do gasoduto de transporte, era calculada residualmente como a diferença entre o preço nos pontos de entrega praticado ao longo do segundo semestre de 1999 e a parcela de transporte. O valor inicial da P_{GT} foi indexado à taxa de câmbio e à mesma cesta de óleos combustíveis aplicada no contrato de importação de gás boliviano firmado pela Petrobras.

É importante destacar que a parcela de Transporte (T_{REF}) considerava apenas os custos da malha de gasodutos classificada como sistema de transporte. Os custos de movimentação e de transferência de gás natural eram considerados na parcela de produto. A carência de informações e a inadequada classificação de dutos da malha impediam a correta determinação dos custos reais da parcela de transporte e provocavam distorções na metodologia. Um melhor entendimento dos componentes de fórmula será apresentado nos tópicos a seguir.

5.1.1.1 Cálculo da Parcela Referente ao Produto do Preço do Gás

O preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte foi estabelecido pela Portaria MME/MF nº 003/2000 como a diferença entre o preço nos pontos de entrega entre os meses de agosto e dezembro de 1999, de R\$ 130,20/mil m³, e a parcela referencial de transporte determinada pela ANP. A parcela referente ao produto representa a remuneração dos produtores com a venda do combustível, porém no Brasil não pode ser denominada como “preço na boca do poço”, uma vez que incorpora os custos de transferência e do processamento do gás ao preço da molécula de gás natural.

O reajuste de preço do produto passaria a ser trimestral e a fórmula utilizada seria baseada na metodologia aplicada sobre o gás natural da Bolívia de maneira a proporcionar maior estabilidade e previsibilidade ao mercado. A determinação do preço do gás na entrada da rede de transporte seria ajustada da seguinte maneira:

$$P_{GT} = 0,50xP_{GT(ant)} + 0,50xP_{GT(0)}x \left[0,50x \frac{F1}{F1_0} + 0,25x \frac{F2}{F2_0} + 0,25x \frac{F3}{F3_0} \right] x \frac{TC}{TC_0}$$

Onde: $P_{GT(ant)}$ = o valor de P_{GT} vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo PGT;

$P_{GT(0)}$ = o valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80 / mil m³;

$F1, F2$ e $F3$ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

$F1$ = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

$F2$ = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

$F3$ = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NWE;

$F1_0, F2_0$ e $F3_0$ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos

produtos a que correspondem a $F1$, $F2$ e $F3$ acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), relativa aos meses $m-4$, $m-3$ e $m-2$, sendo “ m ” o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC_0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800, publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN), no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

5.1.1.2 Cálculo da Parcela Referente de Transporte do Preço do Gás

A Portaria Interministerial determina, em seu Artigo 3º, que as tarifas de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural seriam regulamentadas pela ANP, sendo que para o período de abril a junho de 2000, a tarifa passaria a ser única e igual a R\$ 19,40/ mil m^3 para todas as regiões do país.

A responsabilidade atribuída à ANP de estabelecer os valores da parcela referencial de transporte resultou na publicação da Portaria ANP nº108/2000 a fim de implantar gradualmente os sinais locacionais na rede de transporte de gás natural e introduzir a variável distância no cálculo de tarifas estaduais de transporte. A Portaria determinou que as tarifas deveriam ser atualizadas pelo índice IGP-M e revisadas anualmente de maneira a identificar e alocar eficientemente os custos entre os usuários da malha de gasodutos de transporte.

A determinação da parcela referencial de transporte e a introdução do Fator Distância (FD) foram realizadas mediante a consolidação de todos os gasodutos da rede como um gasoduto fictício único. A aplicação desse modelo de malha hipotética, ao invés de aplicar o cálculo separado para cada gasoduto, busca reduzir as discrepâncias e diluir as imprecisões das estimativas de custos de reposição utilizadas na definição do valor de cada gasoduto. Além disso, esse critério é consistente com a lógica de abastecimento integrada sob a qual foi construída a malha de transporte durante o regime de monopólio natural exercido pela Petrobras na indústria de gás natural no país.

A metodologia de cálculo da parcela referencial de transporte considera todos os gasodutos classificados como de transporte de gás natural nacional com licença de operação emitida pela ANP na data de publicação da Portaria. A implantação de um sistema de transporte demonstra que os principais determinantes dos custos de investimentos e dos custos fixos de operação e manutenção estão associados à extensão do gasoduto (Km) e ao volume máximo a ser transportado na rede (diâmetro) em um dia de pico.

A identificação desses fatores determina a introdução de zonas tarifárias, onde cada zona é coincidente com cada Estado da união atendido por um gasoduto de transporte. Essa abordagem metodológica e a inclusão do fator distância buscam reduzir os subsídios cruzados entre os consumidores ao vincular os investimentos na malha e os custos de prestação do serviço. A Tabela 5.1 permite observar que uma consequência imediata dessa aplicação é o benefício direto aos estados produtores (centro de carga) de gás natural frente aos estados consumidores (centro de demanda).

Tabela 5.1 - Parcelas Referenciais de Transporte (R\$ / mil m³)

ESTADO	Portaria MME/MF 003/2000	Portaria ANP 08/2000	Portaria ANP 101/2001	Portaria ANP 045/2002
Ceará	19,40	22,13	19,40	26,94
Rio Grande do Norte	19,40	18,67	18,99	19,20
Paraíba	19,40	23,74	26,50	30,46
Pernambuco	19,40	27,51	32,08	38,84
Alagoas	19,40	-	12,11	-
Sergipe	19,40	16,46	12,83	14,29
Bahia	19,40	16,84	16,29	15,15
Espírito Santo	19,40	16,80	16,23	15,05
Rio de Janeiro	19,40	17,31	16,25	16,18
São Paulo	19,40	23,97	26,85	30,98
Minas Gerais	19,40	26,49	30,57	36,56
Média	19,40	-	20,19	22,20

Fonte: ANP (2002)

A fim de evitar o impacto de possíveis imprecisões a partir da introdução de grandes mudanças nas tarifas, a Portaria ANP nº108/2000 inicialmente determinou a alocação parcial do Fator Distância na ordem de 30% dos custos proporcionais à distância. A reavaliação das

parcelas referenciais de transporte pela Portaria ANP nº101/2001 elevou os sinais locacionais para 40%, enquanto que a Portaria ANP nº045/2002 estabeleceu o patamar de 60% na correlação entre os custos de investimentos e os valores das tarifas de transporte para cada Estado.

Apesar da tentativa de reestruturação das relações contratuais e separação efetiva das atividades de comercialização e de transporte de gás natural, alguns agentes mostraram-se contrários às medidas propostas pela ANP. Alguns Estados argumentaram que a metodologia tarifária poderia causar graves distorções na sinalização econômica e onerar os consumidores, enquanto questionavam a cobrança e pleiteavam a eliminação da tarifa de referência de transporte no preço máximo do gás natural nos pontos de entrega.

Adicionalmente, outra crítica ao modelo está relacionada aos aspectos da classificação dos gasodutos, uma vez que grande parte dos gasodutos classificados como de transferência são na verdade gasodutos de transporte de interesse geral, uma vez que movimentam o gás para as distribuidoras. Ao considerar a grande extensão dos dutos classificados indevidamente como de transferência, a incorporação destes elevados custos na parcela de produto (P_{GT}) resulta na prática de subsídios cruzados ao dividir proporcionalmente os custos entre Estados, inclusive entre aquelas que não utilizam essa infraestrutura.

Em contrapartida, a ANP ressaltou que a metodologia de cálculo da parcela referencial de transporte representava um mecanismo temporário durante o período de transição até a separação efetiva das atividades entre carregadores e transportadores de gás natural. Os custos reais de prestação dos serviços seriam definidos a partir do estabelecimento dos contratos de transporte para a malha de gasodutos entre a Petrobras e a Transpetro.

A Portaria MME/MF nº 003/2000 foi revogada no final de 2001, o que marcou o início do processo de liberação dos preços do gás de produção nacional, os quais passariam a ser livremente negociados entre os agentes por meio de contratos, assim como verificado na precificação do gás importado. A partir desse momento, diante do impasse na elaboração das parcelas referenciais de transporte, a ANP passou a concentrar seus esforços na arbitragem de conflitos contratuais e a acompanhar as tarifas negociadas nos contratos de transporte no processo de desregulamentação do mercado de gás natural.

5.1.2 Preço do Gás Natural Importado

O preço do gás natural importado não é regulamentado no Brasil. Os preços são livremente negociados entre as partes e expressos contratualmente ficando à cargo da agência reguladora a responsabilidade de arbitrar eventuais conflitos de acesso ao gasoduto e tarifa de transporte.

A maior parte do gás natural importado no Brasil é de origem boliviana, transportado no gasoduto Bolívia-Brasil e operado em território brasileiro pela TBG. O GASBOL foi estruturado a partir de contratos de compra e venda de gás natural firmados entre a YBFB e a Petrobras e contratos de transporte, no lado boliviano, entre GTB e a Petrobras, e no lado brasileiro, entre TBG e Petrobras.

A comercialização do gás boliviano é regida por condições estipuladas em dois tipos de contratos. O primeiro se refere à compra e venda da commodity e o segundo diz respeito ao transporte da commodity até os *city gates* no Brasil. Esses contratos foram firmados por blocos de capacidade de transporte.

O primeiro bloco, denominado TCQ (Transportation Capacity Quantity), refere-se a um volume de gás contratado entre a YPFB e a Petrobras. Nesse contrato a empresa boliviana se compromete a vender e a Petrobras a comprar, em regime de *take-or-pay*, quantidades crescentes de gás, iniciando com 8 MM m³/dia, até atingir 18 MM m³/dia, no oitavo ano, permanecendo nesse patamar até o vigésimo ano do contrato.

No mesmo contrato, a YPFB coloca à disposição da Petrobras uma opção de compra de quantidades adicionais de gás (até o limite de 12 MM m³/dia), provenientes de reservas bolivianas, desde que garantido o abastecimento interno da Bolívia. Nessa opção, associou-se aos primeiros 6 MM m³/dia uma opção de capacidade de transporte (Transportation Capacity Option - TCO), exercida pela Petrobras, que ao pagar antecipadamente, garantiu o direito de transportar gás numa faixa de 6 MM m³/dia, acima do TCQ, durante os 20 anos.

À capacidade de transporte acima dos volumes TCQ e TCO, até atingir a capacidade contratada de 30 MM m³/dia, ou seja, 6 MM m³/dia, dá-se o nome de TCX (Transportation Capacity Extra).

O preço do gás natural entregue no *city gate*, sem impostos, a ser pago pelas distribuidoras à Petrobras divide-se em preço da commodity e tarifa de transporte. A forma de tarifação relevante do Serviço de Transporte Firme (STF) é do tipo postal, ou seja, não varia com a

distância e é uniforme em toda a extensão do gasoduto, sendo dividida em tarifa de capacidade e tarifa de movimentação. As fórmulas de preço do gás são as seguintes:

$$\text{Preço City Gate (PCG)} = PG + TT$$

Onde: PG = Preço do produto (commodity);

TT = Tarifa de Transporte postal.

O gás importado da Bolívia tem uma modalidade de reajuste própria, que separa o preço entre o valor da commodity e o custo da tarifa de transporte. A commodity é reajustada trimestralmente por uma cesta de óleos norte-americanos e europeus, semelhante à fórmula de cálculo da parcela produto do preço do gás natural nacional.

Para a entrega dos primeiros 16 MM m³/dia de gás importado (TCQ), o preço varia no intervalo entre US\$ 0,95 e 1,06 /MMBTU nos 20 anos do contrato. Para a entrega dos demais 14 MM m³/dia (TCO e TCX) o preço é de US\$ 1,2/MMBTU.

A tarifa de transporte, dividida no ramal boliviano (GTB) e no ramal brasileiro (TBG), é corrigida por um índice que mede a inflação dos Estados Unidos e é atualizada anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$TT_t = TC_{t-1} \times (1 + 0,5\%) + TM_t \times (1 + 3,5\%)$$

Onde: TC_{t-1} = Tarifa de Capacidade no ano t-1;

TM_t = Tarifa de Movimentação no ano t.

A parcela correspondente à Tarifa de Capacidade (TC) será atualizada, ano a ano, na proporção de 40% da inflação do dólar americano, até 2007, inclusive, e a 15% da inflação do dólar americano a partir de 2008, assegurando-se uma correção mínima de 0,5% a.a. para todo o período. Já a parcela correspondente à Tarifa de Movimentação (TM) será atualizada na proporção de 100% da inflação do dólar americano, assegurando-se uma correção mínima de 3,5% a.a. para todo o período.

5.1.3 Preço do Gás Natural Destinado ao PPT

O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), criado pelo Decreto nº 3371 de Fevereiro de 2000, visava estimular a implantação de usinas termelétricas movidas a gás natural. O estabelecimento da Portaria MME/MF 176/2001 definiu que para todo o país haveria um único preço para o gás natural ofertado pela Petrobras destinado ao atendimento das usinas integrantes do PPT, independente da origem do produto, nacional ou importado, e do custo real de transporte.

A Portaria fixou o preço do gás em US\$ 2,581/MMBTU, o qual deveria ser corrigido anualmente de acordo com o índice da inflação norte-americana, sendo que cerca de 58% do preço final do energético corresponde ao produto (commodity), enquanto os 42% restante do preço total corresponde à parcela referente ao transporte.

A fim de amortecer os impactos das variações cambiais sobre o preço do gás natural e o custo de geração termelétrica, a Portaria MME/MF nº176/2001 introduziu um mecanismo de compensação de forma a alinhar os reajustes de preço da molécula com os reajustes das tarifas de energia elétrica. Dessa maneira, buscava eliminar o risco de perdas cambiais no período de ajuste de preços e trazer segurança ao desenvolvimento de novos projetos de geração térmica no país.

Entre as prerrogativas do Programa, a Portaria MME/MF nº176/2001 garantiu o suprimento de gás natural e assegurou o compromisso da Petrobras em fornecer até 40 MM m³/dia, durante um período de vinte anos, para as plantas que entrassem operação comercial até junho de 2003. Dessa maneira, a Portaria estabelece duas parcelas para o cálculo do preço do gás natural. A primeira é referente ao gás natural importado e corresponde a 80% do preço total do gás para as térmicas, sendo reajustada de acordo com as variações cambiais e pela inflação norte-americana. A segunda, por sua vez, representa o gás natural nacional e completa os 20% restante do preço total do gás e o reajuste tem como base o IGP-M.

5.1.4 Preço do Gás Natural Nacional Pós- Liberação Legal

A abertura do mercado de combustíveis e a eliminação gradual dos subsídios entre as atividades da indústria de gás natural são etapas essenciais no processo de transição para a desregulamentação dos preços. A diversificação da oferta e a liberação de preços permitem às

distribuidoras contestar o poder de mercado do agente dominante na oferta de combustíveis e obriga os agentes a praticarem preços com base na paridade da cotação do mercado internacional.

A regulação tarifária determinada pela Portaria MME/MF nº003/2000, prevista para vigorar até o final de 2001, coincide com a data de liberação do preço dos combustíveis, incluindo o gás natural de produção nacional, estabelecida pela Lei do Petróleo. O marco regulatório e a revogação da Portaria trazem a perspectiva de uma nova dinâmica na estrutura institucional da indústria, na qual os preços passariam a ser negociados entre carregadores e distribuidoras estaduais por meio de Contratos de Compra e Venda de Gás Natural celebrado entre os agentes do mercado de gás natural (ANP, 2011).

A consolidação de um ambiente de preços livres marca uma nova fase na política tarifária adotada pela Petrobras e reflete na adoção de mecanismos a fim de manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda dos mercados consumidores diante do novo contexto da indústria gasífera brasileira. Após o fim do controle das tarifas, a manutenção dos preços do gás natural estáveis pela Petrobras durante um longo período e os programas de incentivo à massificação do consumo de gás buscaram contribuir na otimização da capacidade produtiva da indústria nacional e na alocação dos significativos volumes adicionais de gás natural importado contratados junto à Bolívia e disponibilizados antecipadamente ao mercado como alternativa à crise energética vivida pelo Brasil no início da década de 2000.

A fim de adequar as necessidades de seus mercados e empenhada em garantir o suprimento de gás natural, com confiabilidade e custos competitivos, a Petrobras apresentou em 2007 novas modalidades de contratos de comercialização de gás natural. Enquanto por um lado a política de massificação contribuiu de maneira significativa para aumentar a competitividade do gás natural no País e sua penetração na matriz energética brasileira, por outro lado, a falta de investimentos da Petrobras no aumento da produção doméstica e a forte dependência frente ao suprimento de gás da Bolívia trouxeram questionamentos quanto à capacidade de atendimento e cumprimento das obrigações contratuais da Petrobras com as distribuidoras e intensificou o risco associado à imprevisibilidade das variações no preço do energético no mercado nacional.

No final de 2007, a Petrobras renegociou os contratos de fornecimento de gás natural de origem nacional com as companhias distribuidoras estaduais, implementando novas

modalidades de fornecimento e uma nova política de preços.

O novo contexto da indústria gasífera levou a Petrobras a ofertar contratos mais adequados ao perfil de produção e de demanda dos consumidores. A crescente capilaridade da malha de transporte e a constante competição entre o gás natural e seus substitutos diretos favorecem a criação de novas variantes contratuais frente aos tradicionais contratos Firmes e Flexíveis como mecanismo de ajuste da oferta e da demanda de gás natural.

A partir desta proposta, a Petrobras estabeleceu um ambiente de negócios propício para explorar a flexibilidade operacional da malha de gasodutos e adotou um conjunto de contratos de venda de gás natural que oferecem aos clientes quatro modalidades de suprimento a fim de atender o perfil de demanda do mercado e adequar a venda de gás natural em relação aos volumes produzidos no país e importado via GASBOL e GNL (PETROBRAS, 2007).

A Petrobras determinou, a partir de Janeiro de 2008, a negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais e foram introduzidas as seguintes modalidades contratuais:

Firme Inflexível: estabelece um compromisso de comercialização com pagamento por quantidades mínimas contratadas por parte do cliente e a respectiva garantia de entrega por parte do fornecedor.

Firme Flexível: por este contrato, o consumidor bicomustível se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. Dessa forma, o serviço energético do consumidor pode ser satisfeito a partir de outras fontes de energia. Trata-se de um contrato que oferece alternativas de suprimento compatíveis com as particularidades de cada cliente, respeitando as condições presentes na região.

Interruptível: neste modelo, o suprimento de gás natural pode ser interrompido apenas pelo fornecedor, de acordo com as condições negociadas previamente em contrato. A diferença entre este e o contrato Firme Flexível é que, na modalidade Interruptível, a responsabilidade pela substituição do combustível alternativo fica a cargo do cliente. O preço do gás natural para o consumidor interruptível poderá incorporar um desconto em relação ao preço que seria praticado em um contrato padrão do tipo Firme Inflexível.

Preferencial: nesta nova modalidade, o consumidor é que detém a prerrogativa de interromper o fornecimento. É interruptível apenas pelo cliente, estando o fornecedor obrigado a providenciar o suprimento de gás disponível quando demandado. O preço do gás neste contrato será composto por duas parcelas: uma referente ao custo associado à manutenção da capacidade e outra relativa à energia. Além disso, o contrato detalhará a antecedência e as condições de nominação do gás. A expectativa da Petrobras é que o contrato Preferencial seja predominantemente destinado ao consumo termelétrico, com suprimento via GNL.

Dentro da perspectiva demonstrada pela Figura 5.1, importante ressaltar que o termo “Curto Prazo” significa contrato com período de vigência inferior a 2 anos, já o termo “Longo Prazo” significa contrato com período de vigência igual ou superior a 2 anos.

		CLIENTE	
FORNECEDOR		PODE INTERROMPER	NÃO PODE INTERROMPER
PODE INTERROMPER	X	FRME FLEXÍVEL LONGO PRAZO	INTERRUPTÍVEL LONGO PRAZO
		FRME FLEXÍVEL CURTO PRAZO	INTERRUPTÍVEL CURTO PRAZO
NÃO PODE INTERROMPER	PREFERENCIAL LONGO PRAZO	FIRME INFLEXÍVEL LONGO PRAZO	
	PREFERENCIAL CURTO PRAZO	FIRME INFLEXÍVEL CURTO PRAZO	

Figura 5.1 Modalidades de Contratos de Compra e Venda Praticadas pela Petrobras
Fonte: PETROBRAS (2007)

A fórmula de preços de gás natural estabelecida pela Petrobras para os primeiros três contratos (firme flexível, firme inflexível e interruptível), determina um componente fixo de remuneração dos investimentos em infraestrutura de transporte, ajustado anualmente pelo índice de inflação IGP-M; e uma componente variável relativa ao valor da molécula de gás natural, revisada a cada trimestre com base em uma cesta de óleos combustíveis e variação da taxa de câmbio.

O cálculo de preço do gás natural para os contratos preferenciais apresenta um componente fixo para a remuneração da disponibilidade da infraestrutura, revisado anualmente pelo índice

de inflação IPCA; e uma componente variável, vinculada ao preço do GNL no mercado internacional, ajustada mensalmente com base na taxa *Henry Hub* e na variação da taxa de câmbio. É importante observar que todos os custos associados à capacidade do sistema de regaseificação transporte e gerenciamento do suprimento de GNL serão pagos pelo consumidor durante o período de vigência do contrato.

Além da introdução de novas formas de contratação do carregamento da malha de transporte e fornecimento de gás natural, a Petrobras alterou a formação do preço final do gás natural entregue para as concessionárias distribuidoras. A nova metodologia de preço do gás natural nacional estabelecida pela Petrobras nos novos contratos com as empresas concessionárias distribuidoras de gás natural é formada por duas parcelas, conforme se observa:

$$\text{Preço do Gás (PG)} = \text{Parcela Fixa (PF)} + \text{Parcela Variável (PV}_t\text{)}$$

Onde: *PF* = Parcela fixa postal;

PV = Parcela variável, referente à commodity.

A Parcela Fixa (*PF*) estabelece uma única tarifa idêntica a todos os Estados, a qual deve ser reajustada anualmente pelo IGP-M, sempre em 1º de maio, pela aplicação da seguinte fórmula:

$$PF = PF_0 \times (IGPM / IGPM_0)$$

Onde: *PF* = parcela fixa atualizada.

*PF*₀ = parcela fixa básica, relativa a 1º de maio de 2007, igual a R\$ 171,55 /mil m³.

IGMP = valor definitivo do número índice do Índice Geral de Preços-Mercado (IGP-M), referente ao segundo mês anterior ao mês de atualização.

*IGPM*₀ = valor definitivo desse mesmo índice de preços, referente ao mês de março de 2007 (segundo mês anterior a maio de 2007, mês-base da parcela fixa básica), igual a 351,717.

A Parcela Variável (*PV*_{*t*}), por sua vez, deverá ser reajustada trimestralmente, nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro, pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio, conforme a aplicação da seguinte fórmula:

$$PV_t = 0,50xPV_{(t-1)} + 0,50xPV_{(0)} \left[0,50x \frac{F1}{F1_0} + 0,25x \frac{F2}{F2_0} + 0,25x \frac{F3}{F3_0} \right] x \frac{TC}{TC_0}$$

Onde: PV_t = parcela variável, atualizada nos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro de cada ano.

PV_{t-1} = parcela variável vigente no trimestre anterior àquele em que é devida a atualização. Base inicial = R\$ 403,80 /mil m³.

$PV_{(0)}$ = parcela variável básica, igual a R\$ 391,61 /mil m³.

$F1, F2$ e $F3$ = média das cotações do fuel oil referente aos meses m-4, m-3, m-2, sendo “m” o primeiro mês de atualização da parcela variável (fevereiro, maio, agosto e novembro), onde:

$F1$ = fuel oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy (Europa –Mediterrâneo – Itália).

$F2$ = fuel oil #6 Sulphur 1% 6° API US Gulf Coast Waterborne (EUA – Golfo Americano).

$F3$ = fuel oil #6 Sulphur 1% Cargoes FOB NWE (Europa – Noroeste).

$F1_0, F2_0$ e $F3_0$ = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem a acima designados. Base fixa igual a $F1_0=US\$302,4303 / t$, $F2_0 = US\$ 46,7853 / barril$ e $F3_0=US\$315,2500 / t$.

TC = média das taxas de câmbio comercial relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo “m” o mês de atualização do valor da parcela variável (fevereiro, maio, agosto e novembro). Base fixa inicial iguala $TC_0 = R\$ 2,0896 /US\$$.

É importante observar que durante o período de Novembro/2007 a Outubro/2009, a Petrobras aplicou um redutor sobre o preço do gás (PG), calculado conforme a seguinte fórmula:

$$R = K x (PG - PG_{ant})$$

Onde: R = redutor aplicado sobre o preço do gás (PG);

PG = preço do gás natural;

K = fator de redução.

A Tabela 5.2 apresenta a tabela com os trimestres de referência para atualização do Preço do gás natural (PG) e o fator de redução.

Tabela 5.2 - Fator de Redução da Parcela Variável

Trimestre de Referência	Fator K
nov./2007 a jan./2008	1,000
fev./2008 a abr./2008	0,875
maio/2008 a jul./2008	0,750
ago./2008 a out./2008	0,625
nov./2008 a jan./2009	0,500
fev./2009 a abr./2009	0,375
maio/2009 a jul./2009	0,250
ago./2009 a out./2009	0,125
nov./2009 a jan./2010	-

Fonte: Cartilha ABRACE (2009)

O redutor aplicado sobre o preço do gás foi uma forma encontrada pela Petrobras para amortecer o reajuste (aproximadamente 30%) decorrente da transição do método anterior para a nova metodologia. A aplicação do redutor pela Petrobras foi crescente durante dois anos, por meio de oito reajustes trimestrais, findando em Novembro/2009, quando todo o gás natural nacional passaria a ter o mesmo preço final, independentemente do estado da federação ser produtor ou consumidor de gás natural.

O preço de venda do gás natural nacional da Petrobras para as distribuidoras, estabelecido em R\$/mil m³, deverá ser reajustado nos meses de Fevereiro, Maio, Agosto e Novembro. As concessionárias distribuidoras, por sua vez, repassam os reajustes trimestrais para os consumidores, à exceção das distribuidoras de São Paulo, as quais absorvem os reajustes da Petrobras e repassam as variações para os consumidores somente uma vez por ano.

A Tabela 5.3 apresenta as características e os componentes do processo de formação do preço do gás natural segundo os critérios determinados pelas Portarias MME/MF 003/2000 e ANP 045/2002 (Sistemática Anterior) e pela sistemática adotada pela Petrobras na definição da

nova política de preços do gás natural (Nova Política da Petrobras).

Tabela 5.3 Sistemática Anterior x Nova Política de Preços da Petrobras

SISTEMÁTICA ANTERIOR	NOVA POLÍTICA DA PETROBRAS
Parcela de Transporte (T_{REF}): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV (Portaria ANP n° 45/2002)	Parcela Fixa (PF): atualizada pelo IGP-M da FGV
Parcela de Produto (P_{GT}): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleo e do câmbio (Portaria MF/MME n° 003/2000)	Parcela Variável (PV): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio

Fonte: ANP (2011)

Embora a política de preços da Petrobras aplique na prática os mesmos indicadores e a periodicidade de ajustes aos componentes do preço final do gás natural vendido para as distribuidoras, a nova metodologia abandona a separação explícita entre a Parcela de Transporte e a Parcela de Produto, sem explicitar como são determinadas as parcelas denominadas de Parcela Fixa e Parcela Variável.

Além da instabilidade quanto aos aspectos das modalidades contratuais de fornecimento, a uniformização dos valores dos diferentes componentes do preço final do gás contraria os princípios que norteiam a Portaria MME/MF n°003/200 e limitam os benefícios do alcance de maior transparência na formação de preços e a correta sinalização dos custos das atividades ao longo da cadeia produtiva da indústria de gás natural¹⁴. A utilização do Fator Distância nos critérios de cálculo da tarifa de transporte da Resolução ANP n°029/2005 não se encontra explicitamente aplicado na nova fórmula de determinação do preço do gás natural, conforme pode ser observado na Tabela 5.4.

¹⁴ O Projeto de Lei n° 6407, de 2013, em discussão na Câmara dos Deputados, dispõe sobre medidas para fomentar a indústria de gás natural e alterar a Lei n° 11909/2009, sendo que as principais propostas de mudanças estão relacionadas à transferência do processo de formação dos preços e da metodologia de precificação do gás natural para o Ministério da Fazenda e para o Ministério de Minas e Energia, além da criação de um Mercado Secundário de Gás Natural e de um Operador do Sistema Nacional de Transporte de Gás Natural- ONGÁS. Ver mais em: <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>

Tabela 5.4 - Comparativo das Tarifas de Transporte (R\$/mil m³)

Estado	(A) ANP n° 45/2002 (Dez/2007)	(B) Nova Metodologia (Jan/2008)	Impacto (B)/(A)
PE	62,76	171,55	173%
SP	50,06	171,55	243%
PB	49,22	171,55	249%
CE	43,52	171,55	294%
RN	31,02	171,55	453%
RJ	26,14	171,55	556%
BA	24,48	171,55	601%
ES	24,32	171,55	605%
SE	23,09	171,55	643%
AL	-	171,55	-
Média	33,46	171,55	413%

Fonte: Cartilha ABRACE (2009)

A nova formulação de preços da Petrobras embute em alguns estados uma tarifa exagerada de transporte em relação ao preço até então praticado no sistema anterior. Além disso, apesar da ANP exigir que as tarifas de transporte sejam acordadas por meio de Contratos de Serviços de Transporte e levem em consideração o Fator Distância na determinação dos custos da infraestrutura de transporte, o abandono da distinção das parcelas, conforme Portaria MME/MF nº003/200, representa um retrocesso em relação à transparência na comercialização do gás natural nacional e torna praticamente insignificante a regulação econômica do segmento de transporte de gás natural no Brasil (ANP, 2011).

5.2 Análise da Competitividade entre Tarifas de Gás Natural

Como já abordado nos capítulos anteriores, o estágio ainda incipiente da indústria de gás natural brasileira e a concentração do mercado por um único agente criaram barreiras na implantação do ambiente concorrencial e no processo de desenvolvimento da infraestrutura de transporte. A ausência de um marco regulatório adequado para a indústria de gás natural e a inexistência de pressões concorrenciais consolidaram um ambiente de preços livres para o gás natural nacional, caracterizado pela presença de uma empresa monopolista detentora do poder de formação dos preços do energético vendido para as distribuidoras.

Atualmente, a Petrobras continua a figurar como praticamente a única empresa transportadora e carregadora atuante na malha de gasodutos de transporte, o que amplia o seu poder de mercado na indústria e permite que dite os preços do gás natural de origem nacional entregue às distribuidoras. Após a liberação dos preços, em 2002, a política adotada pela empresa passou a ter como objetivo o fortalecimento e a diversificação do uso do gás natural na matriz energética a fim de desenvolver novos mercados consumidores e a maximizar a utilização da rede de gasodutos, principalmente em função da ampliação da capacidade da malha de transporte com a construção do GASBOL.

A entrada em operação comercial do GASBOL provocou uma inversão nos tradicionais condicionantes que limitavam o crescimento do mercado de gás natural. A existência de elevada capacidade ociosa de transporte na fase inicial de operação do gasoduto e os compromissos contratuais de longo prazo firmados pela Petrobras, com cláusulas do tipo *take-or-pay* de 80% e *ship-or-pay* de 100%, tornaram necessário a adoção de estratégias de comercialização e sustentação da demanda potencial brasileira a fim de minimizar as penalidades resultantes por eventual descumprimento das cláusulas contratuais.

A estratégia de expansão da demanda interna foi marcada pela implementação de políticas de incentivo via desconto no preço do gás boliviano contratado pela Petrobras, os quais tiveram início em Janeiro de 2003, com a adoção do preço-teto do gás boliviano, e vigaram até o final de Agosto de 2005.

O Gráfico 5.1 permite observar que, durante o período de funcionamento desses mecanismos de abatimentos tarifários, o preço do gás natural importado permaneceu praticamente inalterado, sendo que a Petrobras absorveu as correções e reajustes previstos nos contratos de compra de gás acordados com a empresa boliviana YPFB, acordos que determinavam a vinculação do preço do gás natural a uma cesta de óleos combustíveis derivados de petróleo.

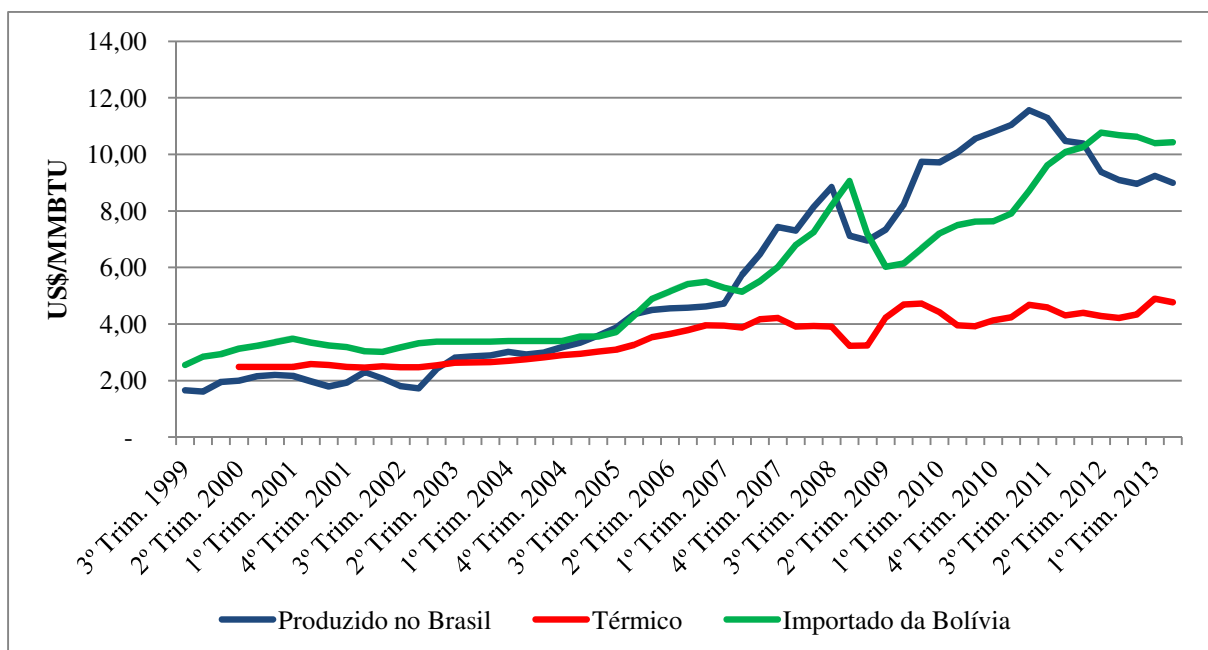


Gráfico 5.1: Evolução Preços Gás Natural Nacional e Importado (Commodity + Transporte)

Fonte: Petrobras (2013)

Na mesma direção dessa política de incentivos, a Petrobras lançou, em 2004, o “Programa de Massificação do Uso do Gás Natural” para promover a expansão e o desenvolvimento do mercado de gás natural, e dessa maneira congelou os preços do combustível até 2005. Este Programa contou com o apoio do Governo Federal e dos governos estaduais na concessão de incentivos fiscais aos potenciais clientes a fim de estimular a utilização do gás (conversão de indústrias para o uso do gás natural e adequação de veículos automotores para a utilização do GNV), confiantes de que haveria estabilidade nos preços do gás natural e estes se manteriam competitivo no mercado interenergético no longo-prazo (SAUER, 2004).

No intervalo entre 2005 e 2006, entretanto, a Petrobras estabelece um processo gradual de elevação dos preços praticados de maneira a incorporar os ajustes necessários à correção da defasagem resultante das políticas de incentivo à utilização e do programa de massificação do consumo de gás natural. O preço-teto do gás boliviano foi substituído por um sistema de descontos temporário, implicando em reajustes médios sobre o preço final, sendo que em Janeiro de 2006, após 32 meses da decisão tomada pela Petrobras de absorver os reajustes previstos sobre os preços, as condições contratuais (sem descontos) do preço de venda do gás natural voltaram a ser praticadas para as concessionárias distribuidoras. As cláusulas contratuais de reajuste voltaram a ser aplicadas integralmente, com reajuste trimestral do preço da *commodity* e reajuste anual da tarifa de transporte, o que trouxe maior volatilidade ao

preço do insumo boliviano e uma perspectiva de elevação de preço do gás importado no curto-prazo.

Além das alterações na condução da política nacional de precificação dos combustíveis, a nacionalização da produção de gás natural pelo governo da Bolívia e o aumento dos impostos incidentes sobre a produção de gás local introduziram um elevado grau de incerteza nas operações da Petrobras e de outras empresas de petróleo atuantes no país. As dúvidas em relação ao cumprimento dos contratos de fornecimento de gás natural boliviano postergaram a proposta do projeto de expansão de capacidade de transporte do GASBOL e trouxeram uma nova perspectiva acerca da importância da ampliação da segurança energética ao mercado brasileiro e da necessidade de diversificação da oferta de gás natural.

Em relação gás natural nacional, após um longo período de preços relativamente estáveis que ajudaram a impulsionar o crescimento da demanda, a Petrobras também determinou um processo de ajustes dos preços e recomposição gradual das tarifas negociadas junto às distribuidoras. Enquanto a política de massificação contribuiu de maneira significativa para aumentar a competitividade do gás natural na matriz energética e ampliar a demanda, a atualização dos preços se tornou necessária diante da significativa evolução dos custos de exploração, produção, aquisição e transporte de gás natural.

A fim de garantir a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da empresa e o retorno de seus investimentos ao longo da cadeia produtiva da indústria de gás natural, a Petrobras, a partir de 2007, passou a aplicar na sua totalidade os reajustes no preço do gás natural nacional como forma de assegurar a sustentabilidade para o desenvolvimento do mercado desse combustível. A Petrobras considerava que, mesmo após os ajustes incidentes no preço, o gás natural ainda se manteria competitivo em relação aos demais combustíveis, independentemente de suas significativas vantagens sob o ponto de vista econômico como de preservação ambiental.

Nesse contexto, a criação de modelos contratuais mais complexos entre a Petrobras e as concessionárias distribuidoras e a adoção de uma nova política tarifária em 2008 elevaram os preços do gás natural no mercado nacional. A adoção de novos modelos de contratos flexíveis buscava introduzir mecanismo de ajuste entre a produção e a demanda de gás natural, assim como otimizar os recursos energéticos ao permitir que um conjunto significativo de consumidores bicompostível pudessem realizar o intercâmbio entre diferentes fontes de

energia. Por sua vez, a nova sistemática de formação do preço do gás natural implantada pela Petrobras representou um retrocesso na busca pela eficiência econômica na política tarifária ao abandonar a distinção e separação explícita das parcelas, o que intensificou os riscos aos consumidores em relação à imprevisibilidade das flutuações dos preços e provocaram impactos na competitividade do gás natural frente aos demais energéticos (ANP, 2011).

Ao eliminar os subsídios na concessão de descontos para as distribuidoras estaduais, as mudanças na política tarifária provocaram impactos diretos na relação entre os preços do gás natural nacional e importado. A inversão na relação de paridade entre os preços do gás nacional e importado no início de 2007 se torna muito mais acentuada no período entre 2009 e 2011, sendo que o gás natural produzido no país e negociado pela Petrobras chega a ser cerca de 50% (4º Trim. 2009) mais caro em relação ao gás natural importado da Bolívia. Os preços de gás natural no mercado doméstico permaneceram congelados em 2011, sendo que a partir de 2012 (2º Trim. 2012), a relação de preço entre o gás natural nacional e importado se inverte novamente, influenciada pelo desconto provisório de 32% aplicado pela Petrobras ao gás natural nacional vendido para as distribuidoras nas regiões Sudeste e Nordeste, enquanto que o gás boliviano continuou a ser vinculado à variação do dólar e da cesta de óleos, o que aumentou o desequilíbrio em relação ao preço do gás nacional.

Considerando o mercado interno, como pode ser visto no Gráfico 5.2, há uma tendência geral de elevação do preço do gás natural vendido pela Petrobras às concessionárias de distribuição em todas as regiões do país. Os mercados da região Sudeste são atendidos tanto por gás natural nacional quanto por gás natural importado, enquanto que os Estados da região Nordeste são atendidos apenas por gás natural nacional e os Estado da região Sul e o Centro-Oeste (Mato Grosso do Sul) são supridos exclusivamente por gás natural importado da Bolívia.

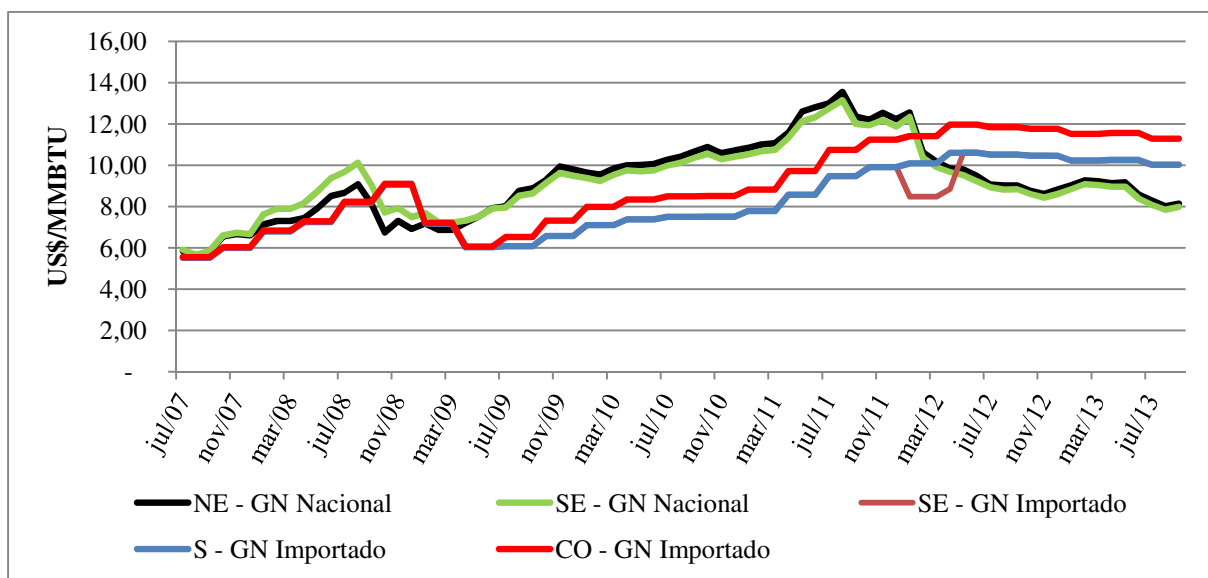


Gráfico 5.2 Evolução Preços Petrobras para Distribuidoras (Commodity + Transporte)

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2013)

O preço do gás natural importado destinado para as concessionárias das regiões Sudeste, o Sul e Centro-Oeste apresentam um comportamento semelhante ao longo dos anos, uma vez que os valores são ajustados de acordo com a cotação do dólar e do petróleo no mercado internacional e definidos pelos contratos de suprimento de gás entre a Petrobras e as distribuidoras estaduais. Apesar do gás natural entregue para a região Centro-Oeste apresentar uma elevação no patamar de preços (2º Trim. 2009), os valores apresentam movimentos de oscilação e trajetórias de elevação equiparável em relação às demais regiões, sendo que os preços nas regiões Sul e Sudeste permanecem praticamente idênticos.

A análise da evolução dos preços do gás natural permite observar que os descontos atualmente praticados pela Petrobras nos preços de venda para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste provocam alterações significativas não apenas na competitividade do gás natural frente aos demais combustíveis, mas também dentro do próprio mercado de gás natural. Os subsídios tarifários ao gás nacional provocam alterações nas vantagens competitivas entre os mercados consumidores nas diferentes regiões do país, assim como impactam a democratização da oferta do insumo energético e interferem nas decisões de alocação de investimentos de potenciais consumidores no mercado de gás natural.

Ao introduzir mudanças na sistemática de formação do preço de venda do gás natural para as concessionárias distribuidoras, a nova política tarifária da Petrobras provocou um retrocesso em relação à transparência na estrutura tarifária e na comercialização do gás natural. A partir

de 2008, a estrutura de preços do gás natural nacional adotada pela Petrobras resultou em um aumento substancial do preço do gás natural, em parte motivado pela alteração da metodologia que transformou a Parcela de Transporte em Parcela Fixa.

A Tabela 5.5 apresenta o cálculo da estimação dos valores que seriam aplicados caso a mudança não houvesse ocorrido (Parcela de Transporte), assim como o valor cobrado de fato no período (Parcela Fixa) nas tarifas de gás nacional em diferentes estados do Brasil.

Tabela 5.5 - Valores Estimados para a Parcela de Transporte e Parcela Fixa (US\$/MMBTU)

Estado	Parcela de Transporte					Parcela Fixa					(B) / (A)				
	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
Ceará	0,69	0,74	0,75	0,79	0,86	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	293%	294%	312%	310%	301%
Rio Grande do Norte	0,49	0,53	0,54	0,56	0,61	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	451%	453%	477%	476%	463%
Paraíba	0,78	0,84	0,85	0,89	0,97	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	247%	249%	264%	263%	255%
Pernambuco	0,99	1,07	1,09	1,13	1,23	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	172%	174%	185%	185%	178%
Alagoas	-	-	-	-	-	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43					
Sergipe	0,37	0,39	0,40	0,42	0,45	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	640%	643%	676%	674%	656%
Bahia	0,39	0,42	0,42	0,44	0,48	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	598%	602%	632%	631%	612%
Espírito Santo	0,39	0,42	0,42	0,44	0,48	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	603%	605%	638%	636%	618%
Rio de Janeiro	0,41	0,45	0,45	0,47	0,51	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	554%	556%	585%	584%	568%
São Paulo	0,79	0,85	0,87	0,91	0,99	2,71	2,93	3,11	3,23	3,43	242%	243%	258%	257%	249%

Fonte: Firjan (2011)

A substituição da Portaria MME/MF nº003/2000 e da Portaria ANP nº045/2002 pela “Nova Política da Petrobras” provocou um abandono dos princípios que balizavam a transparência e a separação explícita entre as parcelas de remuneração do insumo energético (commodity) e de remuneração dos serviços de transporte na malha de gasodutos. Até o final de 2007, os relatórios publicados pela ANP apresentavam a abertura e separação do preço do gás natural vendido pela Petrobras no *city gate* para as distribuidoras, assim como as tarifas do serviço de transporte referente a cada estado, sendo que a partir de 2008 estas parcelas foram agregadas sob um único valor na formação do preço do gás nacional vendido para as concessionárias distribuidoras estaduais.

É interessante observar que essas mudanças penalizaram principalmente os estados com maior produção de gás natural (Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia e Sergipe), uma vez que o Fator Distância não se encontra claramente definido na nova fórmula de preços do gás nacional. Para a Parcela Fixa, a qual não apresenta muita clareza, o mercado estima que esta represente a remuneração da infraestrutura e a expansão da malha de gasoduto de transporte. Além disso, a Parcela Fixa estabelece uma equalização das tarifas de serviço de transporte e

adota uma tarifa postal única para todo o país, o que marca um processo pontual de elevação muito significativo nas tarifas de gás natural no país.

A partir do Gráfico 5.3 é possível observar detalhadamente os valores e a participação relativa dos quatro grupos componentes que estruturam a tarifa para as diferentes classes de consumidores no país. A determinação das tarifas médias estaduais de gás natural canalizado tem como base a demanda e o consumo dos clientes no segmento industrial¹⁵, sobre os quais incidem o encargo fixo e os encargos variáveis aplicados em cascata praticados pelas concessionárias de distribuição de gás natural.

A tarifa industrial de gás natural no Brasil apresenta uma variação significativa de 31% entre o estado mais caro (Ceará) e o estado mais barato (Mato Grosso do Sul). Essa amplitude de valores está relacionada não apenas às diferenças nas margens de distribuição e tributos, mas também em relação às diferenças do preço da commodity e do custo da prestação dos serviços, uma vez que a região Nordeste é atendida apenas por gás natural nacional, enquanto que o gás natural importado abastece a região Centro Oeste do país.

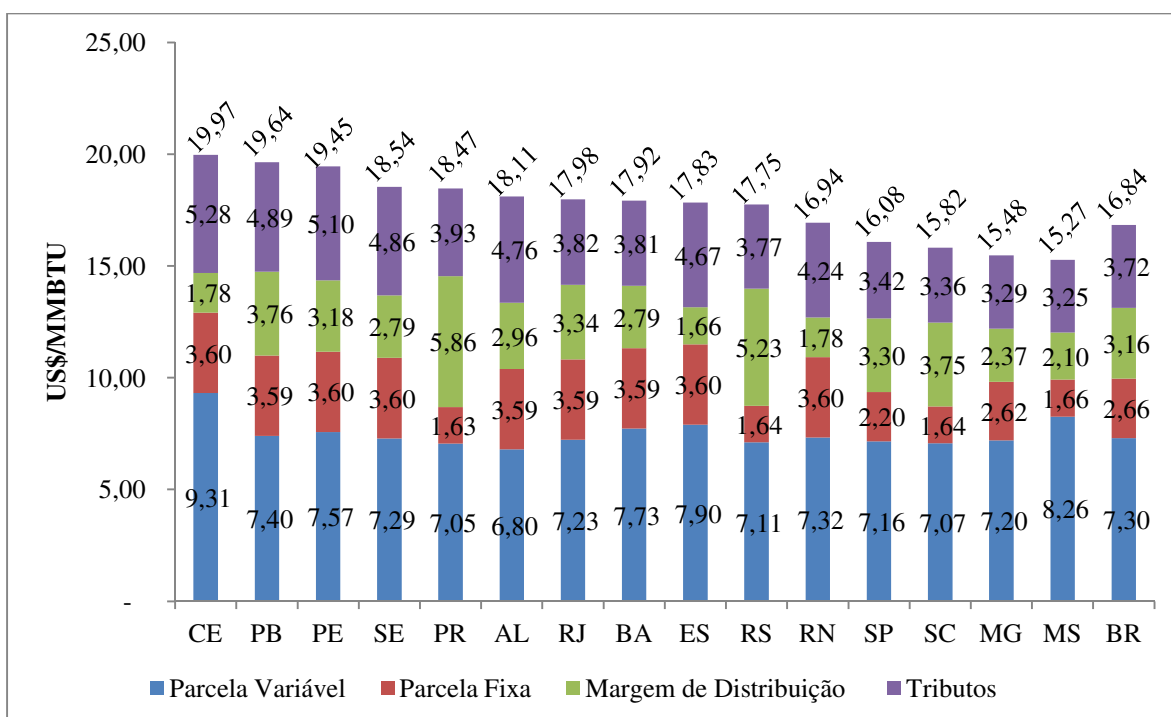


Gráfico 5.3: Tarifa Industrial de Gás Natural Canalizado

Fonte: Firjan (2011)

¹⁵ A análise considera as tarifas aplicadas pelas distribuidoras no segmento industrial, com base em um consumidor industrial hipotético na faixa de consumo de 50.000 m³/dia de gás natural.

A Parcela Variável representa aproximadamente 43% da composição do preço final do gás natural vendido para os consumidores industriais no país. Interessante observar que, embora aos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia sejam considerados os maiores produtores de gás natural (68% da produção nacional em 2012), não são estes os estados que pagam os menores valores pelo insumo energético. Em contrapartida, estados com participação reduzida, tal como Alagoas, cuja produção representa apenas cerca de 3% do total nacional, apresenta o menor preço cobrado pela molécula de gás natural, seguido pelos estados abastecidos pelo gás natural importado.

A Parcela Fixa, corresponde em média a cerca de 16% do valor da composição do preço final do gás natural vendido para os consumidores industriais no país. Os estados da região do Sul e o Mato Grosso Sul possuem a menor parcela fixa comparativamente aos demais estados, enquanto que o estado de São Paulo e Minas Gerais, ambos atendidos por um mix de gás natural nacional e importado, apresentam uma parcela fixa intermediária em função da ponderação dos custos dos contratos de serviço de transporte das malhas de gasodutos.

Além disso, é importante ressaltar que a nova política tarifária adotada pela Petrobras aplica uma metodologia de cálculo que determina uma única tarifa de prestação do serviço de transporte do gás natural nacional para todas as regiões e estados do país. A equalização das tarifas em todo o território onera de maneira significativa os principais estados produtores, uma vez que as indústrias do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia estão remunerando relativamente mais o custo da malha do que a indústria de outras regiões. Isso implica em dizer que as indústrias desses estados estão sendo sobretaxadas a fim de promover a expansão da malha de gasodutos e o crescimento da indústria de gás natural no país.

O processo de formação do preço final do gás natural entregue aos consumidores inclui não apenas as Parcela Fixa e Parcela Variável referentes ao gás natural vendido pela Petrobras para as distribuidoras, mas apresenta também a Margem de Distribuição e Tributos cobrados pelos governos. A alíquota média dos tributos federais e estaduais (PIS/COFINS e ICMS, respectivamente), cobrada na tarifa de gás natural industrial no Brasil é de 22,1%, o que corresponde a uma alíquota efetiva de 28,4%¹⁶ sobre a soma dos três componentes da tarifa de gás natural ex- tributos.

¹⁶ O ICMS apresenta alíquotas diferenciadas entre os estados, variando de 12% a 17%, enquanto que PIS/COFINS apresentam alíquotas equivalentes a 9,25% para todos os estados.

A análise comparativa das tarifas praticadas entre os estados permite observar que a região Nordeste, além de ser atendida apenas com gás natural nacional (molécula mais cara que a do gás importado), apresenta uma carga tributária superior às alíquotas praticadas nos demais estados do país (com exceção da Bahia). Dessa maneira, a política tributária adotada nessa região tem como propósito privilegiar a arrecadação em detrimento da competitividade do setor industrial, o que reflete na diminuição da atratividade das indústrias intensivas no uso do gás natural e na migração da demanda para outras regiões.

Diante desse contexto, no que diz respeito aos aspectos que influenciam a modelagem das políticas tarifárias, os Gráficos 5.4 e 5.5 apresentam a formação dos preços do gás importado e do gás nacional entregue pelas concessionárias distribuidoras aos mercados consumidores nos segmentos industriais na região sudeste. Ao considerar o importante papel exercido pelos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo na manutenção do equilíbrio entre a oferta¹⁷ e a demanda¹⁸ na indústria de gás natural no país, a participação expressiva do gás importado na composição dos volumes vendidos pelas distribuidoras provoca impactos na relação de custos e na competitividade no mercado de gás natural.

A partir do Gráfico 5.4 é possível observar as parcelas que formam o preço do gás natural importado vendido pela Petrobras às distribuidoras e aos consumidores indústrias da região Sudeste.

É importante observar que a região sudeste, diferentemente dos estados da região Sul e Centro-Oeste, os quais são abastecidos exclusivamente por gás importado, os estados de São Paulo e Minas Gerais apresentam um mix de oferta do produto. Em Minas Gerais, o gás importado representa cerca de 50% do volume disponibilizado para a GASMIG. Já em São Paulo, a participação do gás importado na COMGÁS, maior distribuidora de gás canalizado do país, representa cerca de 65% do volume total ofertado aos consumidores, enquanto que as demais distribuidoras do estado (Gás Brasileiro Distribuidora e Gás Natural Fenosa) utilizam 100% de gás importado.

¹⁷ A produção de gás natural dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo representam cerca de 63% da produção nacional em 2012.

¹⁸ O consumo de gás natural nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo representam cerca de 70% do volume total ofertado vendido pelas distribuidoras em 2012.

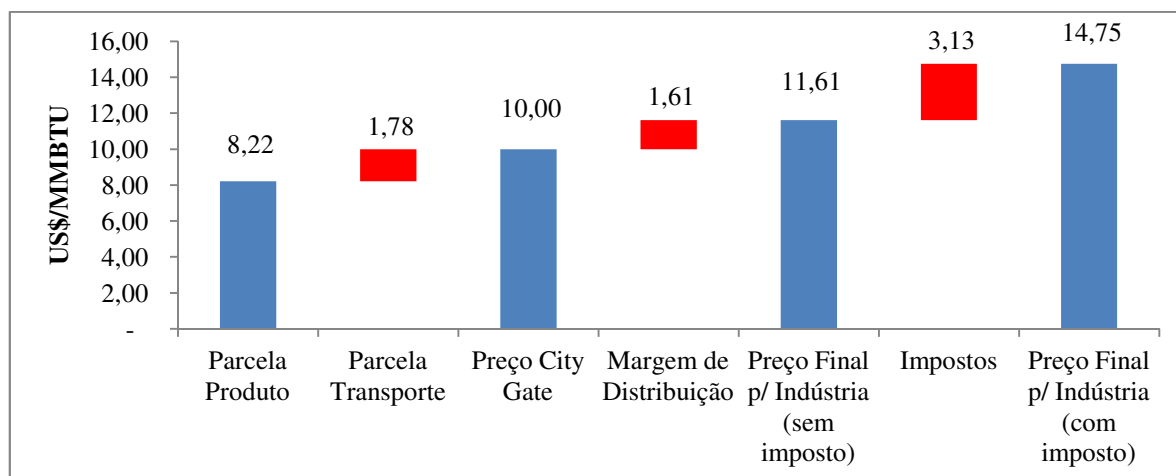


Gráfico 5.4: Formação de Preço - Gás Natural Importado (3º Trim. 2013)

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2013)

Ao analisar a Parcela de Produto, o preço do gás natural importado da Bolívia (8,22US\$/MMBTU) se mostra superior em relação ao valor da média brasileira, enquanto esse valor destoa significativamente em relação ao preço da molécula de gás nacional atualmente praticado na região Sudeste (5,03US\$/MMBTU).

A Parcela de Transporte, estabelecida nos Contratos de Serviço de Transporte entre a TBG e a Petrobras, reflete os valores praticados na formação do preço do gás importado nas distribuidoras da região Sul, uma vez que estes estados são atendidos apenas pela malha de transporte do GASBOL. Da mesma forma, os valores da Parcela Fixa nas regiões atendidas pelo gás importado se mostram inferior aos demais estados, tendo em vista que as mudanças determinadas pela nova política tarifária da Petrobras uniformizaram as tarifas de transporte em todo o país.

A adição da Margem de distribuição às duas parcelas gera uma tarifa “ex-tributo” do gás importado de 11,61US\$/MMBTU, a qual corresponde a uma margem efetiva de 16%. Além disso, a margem de distribuição se mostra inferior à margem média das distribuidoras no país, assim como em relação ao valor médio praticado pelas distribuidoras na região sudeste (3,65US\$/MMBTU).

Ao incorporar as alíquotas de tributos, o valor do gás natural importado alcança o preço final de 14,75US\$/MMBTU aos consumidores da classe industrial. É importante destacar que a tarifa do gás boliviano apresenta valores idênticos ao preço final do gás nacional aos consumidores industriais praticado nas regiões Nordeste e Sudeste. Essa igualdade não é

apenas mera coincidência, uma vez que as tarifa do gás importado tem sido utilizada como parâmetro de referência na estruturação do preço e na manutenção da competitividade do mercado de gás natural, o que ajuda a explicar a formação do preço do gás natural nacional.

No que diz respeito ao gás natural nacional, o Gráfico 5.5 apresenta a formação do preço na região Sudeste. Assim como já discutido anteriormente, a tarifa do gás nacional nos estados dessa região apresenta um preço da commodity (5,03US\$/MMBTU) muito inferior em relação ao gás importado (8,22US\$/MMBTU). Esses valores refletem no preço de venda no *city gate*, sendo que no caso do gás nacional representa cerca de 55% da tarifa final aos consumidores, enquanto que no caso do gás importado, a soma dessas parcelas (commodity + transporte) é muito superior e alcança valores próximos a cerca de 68% da tarifa final.

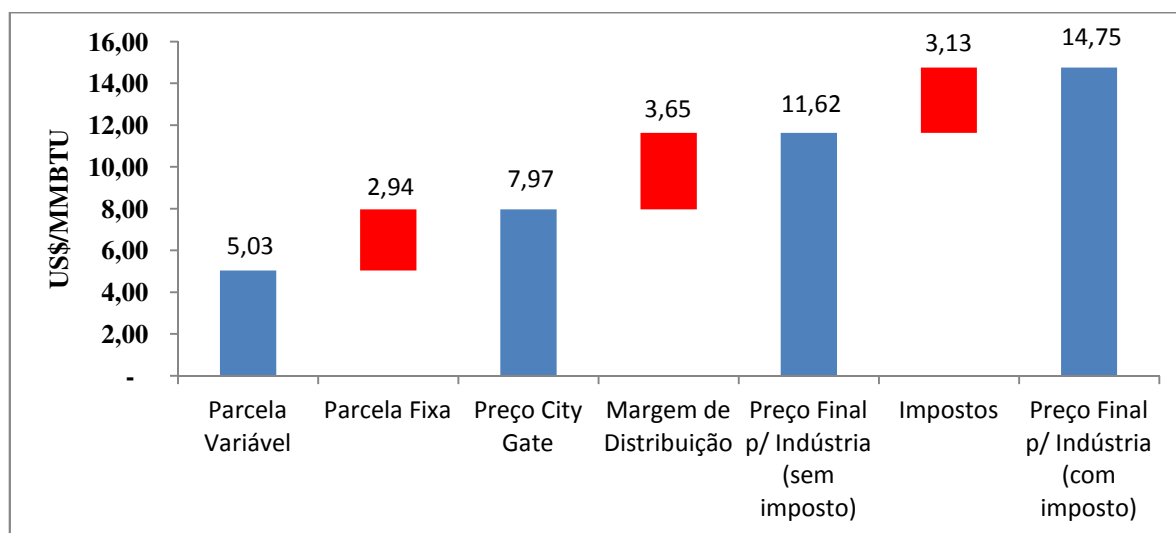


Gráfico 5.5: Formação de Preço - Gás Natural Nacional (3º Trim. 2013)

Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2013)

A Margem de Distribuição, a qual busca remunerar tanto o serviço de distribuição quanto a expansão da malha, apresenta uma parcela efetiva significativa de cerca de 45%, muito superior aos cerca de 16% do gás importado. Esses valores podem ser em parte explicados pela fase ainda incipiente da indústria de gás natural e pelo processo de expansão da malha de gasodutos de distribuição no país. Já em relação aos valores das alíquotas dos tributos federais e estaduais, estes corresponde a uma parcela efetiva de cerca de 27%, independente da origem do gás natural.

É importante salientar, entretanto, que a competitividade do gás nacional frente ao gás importado não é fato resultante de vantagens econômicas ou de uma estrutura produtiva com menores custos ao longo da indústria de infraestrutura de gás natural no país. As tarifas aplicadas ao gás natural têm sido subsidiadas pela Petrobras desde Fevereiro de 2012, a qual concede, a seu exclusivo critério, “descontos provisórios” de aproximadamente 32% sobre o preço de vendido para as distribuidoras (Preço City Gate).

Ao considerar a hipótese de realização de ajustes e eliminação dos descontos concedidos pela Petrobras¹⁹, a Parcela Variável saltaria para cerca de 8,72US\$/MMBTU, uma elevação de mais de 70% em relação aos preços atuais, atingindo valores próximos ao patamar de preços do gás natural importado. A Parcela Fixa não sofreria alterações, uma vez que os descontos da Petrobras se aplicam apenas ao preço da molécula de gás natural (commodity). Com a manutenção das margens de distribuição e da cobrança dos encargos, o preço da tarifa final ao consumidor saltaria para cerca de 19,53 US\$/MMBTU, com base nos valores praticados na região sudeste.

As correções na defasagem das tarifas de gás natural nacional provocariam impactos não apenas dentro dos mercados regionais de gás natural, mas também na relação de competitividade frente aos principais concorrentes energéticos no mercado brasileiro. Dessa maneira, a busca por maior transparência no processo de formação das tarifas e na comercialização do gás natural permanece sendo um dos grandes desafios a serem enfrentados pela ANP na indústria de gás natural.

¹⁹ Gráfico com a formação do preço do natural nacional, sem a aplicação do desconto, descrito no ANEXO A.

6 CONCLUSÃO

No item introdutório dessa dissertação, foram abordadas as hipóteses relacionadas à questão central do trabalho. Após toda a pesquisa realizada, pode-se concluir que, no tocante à primeira hipótese, que a ANP, em relação aos novos gasodutos, definiu de maneira clara o processo de formação da tarifa de transporte. Porém, em relação aos gasodutos existentes, a Lei do Gás, não aborda questões relacionadas ao cálculo das tarifas de transporte dos gasodutos existentes.

No que diz respeito à terceira hipótese, verificou-se que a substituição da Portaria MME/MF nº003/2000 e da Portaria ANP nº045/2002 pela “Nova Política da Petrobras” provocou um abandono dos princípios que balizavam a transparência e a separação explícita entre as parcelas de remuneração do insumo energético (commodity) e de remuneração dos serviços de transporte na malha de gasodutos. E, a hipótese quatro, consistente na abertura e separação explícita entre as parcelas de produto e transporte apenas no contrato de serviço de transporte de gás natural importado também foi confirmada. Diante disso, tem-se a confirmação de todas as hipóteses dessa pesquisa.

Ainda, como os resultados apontaram a evolução dos preços do gás natural permite observar que os descontos atualmente praticados pela Petrobras nos preços de venda para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste provocam alterações significativas, não apenas na competitividade do gás natural frente aos demais combustíveis, mas também dentro do próprio mercado de gás natural.

As tarifas aplicadas ao gás natural têm sido subsidiadas pela Petrobras desde Fevereiro de 2012, a qual concede, a seu exclusivo critério, “descontos provisórios” de aproximadamente 32% sobre o preço de venda para as distribuidoras (Preço City Gate). Também, esses descontos tarifários ao gás nacional provocam alterações nas vantagens competitivas frente ao gás natural importado consumido na região Sul, assim como impactam a democratização da oferta do insumo energético e interferem nas decisões de alocação de investimentos de potenciais consumidores no mercado de gás natural.

Interessante observar que, embora os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia sejam considerados os maiores produtores de gás natural (68% da produção nacional em 2012), não

são estes os estados que pagam os menores valores pelo insumo energético. Em contrapartida, estados com reduzida produção, tal como Alagoas, cuja participação representa apenas cerca de 3% do total nacional, apresenta o menor preço cobrado pela molécula de gás natural, seguido pelos estados abastecidos pelo gás natural importado.

A análise comparativa das tarifas praticadas entre os estados permite observar que a região Nordeste, além de ser atendida apenas com gás natural nacional (molécula mais cara que a do gás importado), apresenta uma carga tributária superior às alíquotas praticadas nos demais estados do país (com exceção da Bahia). Dessa maneira, a política tributária adotada nessa região tem como propósito privilegiar a arrecadação em detrimento da competitividade do setor industrial, o que reflete na diminuição da atratividade das indústrias intensivas no uso do gás natural e na migração da demanda para outras regiões.

Além disso, constatou-se que ao introduzir mudanças na sistemática de formação do preço de venda do gás natural para as concessionárias distribuidoras, a nova política tarifária da Petrobras provocou um retrocesso em relação à transparência na estrutura tarifária e na comercialização do gás natural. Até o final de 2007, os relatórios publicados pela ANP apresentavam a abertura e separação do preço do gás natural vendido pela Petrobras no *city gate* para as distribuidoras, assim como as tarifas do serviço de transporte referente a cada estado.

A partir de 2008, as parcelas foram agregadas sob um único valor na formação do preço do gás nacional vendido para as concessionárias distribuidoras estaduais, sendo que a estrutura de preços do gás natural nacional adotada pela Petrobras resultou em um aumento substancial do preço do gás natural nacional, em parte motivado pela alteração da metodologia que transformou a Parcela de Transporte em Parcela Fixa.

No que diz respeito à terceira hipótese, verificou-se que a substituição da “Sistemática Anterior” pela “Nova Política da Petrobras” levou não apenas ao abandono da separação da Parcela de Transporte e a Parcela de Produto, mas também à uniformização (através da adoção da Tarifa Postal) dos valores componentes do preço final do gás aos consumidores. Assim, averigua-se que o Fator Distância, o qual não se encontra claramente definido na nova fórmula de preços do gás nacional, acaba sendo um dos principais fatores que penalizam os maiores produtores de gás natural (Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia e Sergipe) frente aos demais estados.

Ainda em relação à Parcela Fixa, a qual não apresenta muita clareza em virtude da ausência do Fator Distância na fórmula, o mercado estima que esta represente a remuneração da infraestrutura e os custos da expansão da malha de gasoduto de transporte. Além disso, a Parcela Fixa estabelece uma equalização das tarifas de serviço de transporte e adota uma tarifa postal única para todo o país, o que marca um processo pontual de elevação muito significativo nas tarifas de gás natural no país.

Dessa maneira, a análise dos resultados da pesquisa permite observar que o abandono da distinção das parcelas na formação do preço de venda do gás natural nacional impacta negativamente a regulação tarifária no segmento de transporte e produz reflexos indesejáveis na transparência e na comercialização. Associado a estes fatores, a manutenção da figura hegemônica e o grande poder de mercado exercido pela Petrobras permitem a companhia atuar, de modo simultâneo, em atividades naturalmente monopolísticas (transporte, distribuição) e potencialmente competitivas (produção e comercialização), o que torna o processo de formação do preço do gás natural um acordo negociado entre os segmentos da cadeia produtiva e as concessionárias distribuidoras.

No cenário atinente ao gás natural de origem boliviana, os consumidores se deparam com regras contratuais claras de reajustes dos componentes de cada parcela, diferente da realidade vivida pelos consumidores de gás natural nacional, os quais não mais detêm a informação acerca do quanto pagam no custo de serviço de transporte. Contudo, aproxima-se o término do contrato boliviano em 2019, o que traz incertezas na perpetuação desse cenário em razão das alterações na condução de política de precificação dos combustíveis e da nacionalização da produção de gás natural pela Bolívia na última década.

Apesar das evidências no setor de gás natural preveem alterações pouco significativas no curto e médio-prazo, tanto nos aspectos organizacionais da cadeia produtiva quanto no ambiente institucional da indústria, atitudes proativas devem ser pautadas no fortalecimento do agente regulador em direção à introdução de maior transparência no processo de formação da tarifa do gás natural nacional. Entende-se que a outorga pela ANP de competências relacionadas ao acompanhamento e formação das tarifas de gás no Brasil deve assegurar que os fatores, os quais determinam a remuneração do insumo energético e da prestação dos serviços, sejam definidos de acordo com os critérios de distância (tarifa locacional) ao invés da uniformização dos valores (tarifa postal), em toda a malha de gasodutos de transporte.

Nessa mesma direção, além do papel da ANP em garantir a transparência do sistema tarifário de transporte e disponibilizar essas informações ao conhecimento público, a elaboração de um planejamento pelo MME deve balizar a elaboração do Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário- PEMAT e de um plano nacional de gás, os quais permitam construir cenários futuros de oferta e demanda, além de determinar as diretrizes para o desenvolvimento da infraestrutura e da competitividade do mercado de gás natural.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros.** superintendência de comercialização e movimentação de gás natural - Rio de Janeiro: ANP, 2001.

_____. **Indústria brasileira de gás natural: histórico recente da política de preços até dezembro de 2001.** ANP: Rio de Janeiro. 2002. . (Séries ANP ; nº IV)

_____. **Cálculo da tarifa de transporte dutoviário de gás natural: critérios aplicáveis e proposta de política de preços.** Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro : ANP, 2010.

_____. **Análise da regulamentação, da estrutura da indústria e da dinâmica de formação dos preços do gás natural no brasil.** Coordenadoria de Defesa da Concorrência e Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural. Dezembro 2011.

ALMEIDA, Marco Antônio Martins. **Visão geral do novo marco regulatório do gás natural: avanços e desafios.** Seminário: Gás Natural - A Lei do Gás e o Planejamento de Expansão da Malha de Transporte. Novembro 2011. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/Seminario-de-Gas-Natural/seminario.htm>>. Acesso em: 18 jul. 2012.

ALMEIDA, E. F. de; FERRARO, M. C. **A indústria de gás natural no brasil: fundamentos técnicos e econômicos.** Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ALVEAL, C., BORGES, H. **Indústria brasileira de gás: rumos recentes e perspectivas.** Cenários Macroeconômicos e Estudos Setoriais. Rio de Janeiro. Projeto IE/UFRJ – PREVI. 2001.

ARAÚJO, João Lizardo R. H. Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DO NÚCLEO DE ECONOMIA DA INFRAESTRUTURA, 1997, Rio de Janeiro. **Anais.** Rio de Janeiro: Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1997.

ARAÚJO, Symone; CECCHI, José Cesário. Processo de outorga de gasodutos. In: SEMINÁRIO GÁS NATURAL: a lei do gás e o planejamento de expansão da malha de transporte, 2011, Brasília . **Anais.** Brasília : MME, 2011. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/Seminario-de-Gas-Natural/seminario.html>>. Acesso em: 18 jul. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. Estatísticas. 2013 Disponível em: < <http://www.abegas.org.br/Site/?cat=27>>. Acesso em: 12 maio 2013.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical review of world energy 2013**. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy-2013.html>>. Acesso em: 24 jun. 2013.

BRATTLE GROUP. **Methodologies for establishing national and cross-border systems of pricing of access to the gas system in europe**. London, February, 2000.

BRITTO, Mônica Pinto Toscano de. **Desenvolvimento da indústria de gás natural no brasil: estratégia empresarial e seus desafios**. 2002. 111 f.. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Engenharia de Produção, Rio de Janeiro, 2002.

BROWN, J. B.; SIBLEY, D. S. **The theory of public utility pricing**. Cambridge: Cambridge University Press, 1986.

CECCHI, J. C. **Indústria brasileira de gás natural: regulação atual e desafios futuros**.. Rio de Janeiro. 2001.(Séries ANP, nº 2)

COSTA, Heloíse Helena Lopes Maia da. **A Regulação da indústria de gás natural no brasil: fatos e desafios**. 2003. 134 f.. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Planejamento Energético da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

COSTA, Hirdan Katarina de Medeiros. **A regulação do livre acesso na distribuição de gás natural canalizado: o caso de São Paulo**. 2006. 220 f.. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

CREMER, H.; LAFFONT, J.J, France. Competition in gas market. **European Economic Review**, v. 46, p.928-935, 2002.

LINS, Rodolfo Luiz Ferreira. **Panorama da malha dutoviária de gás natural no estado da bahia e sua interligação ao gasoduto Sudeste-Nordeste – GASENE**. 2011. 92 f.. Monografia (Pós Graduação)- Universidade Federal da Bahia, Bahia, 2011.

EUROPEAN COMMISSION. **Transport and energy infrastructure in South East Europe**. Brussels: Working Group of the Commission Services, 2001.

Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN). Quanto custa o gás natural para a indústria do Brasil ?. **Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro**, Rio de Janeiro, n. 9, dez. ,2011.

FERRARO, Marcelo Colomer. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro**. 2010. 316 f.. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e da Tecnologia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

FREITAS, Kátia Regina do Valle. **Definição tarifária como instrumento regulatório: precificação do transporte dutoviário de gás natural no Brasil**. 2004. 206 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

FIDELIS, Marco Antônio. Classificação de Gasodutos. In: SEMINÁRIO: GÁS NATURAL - A LEI DO GÁS E O PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA MALHA DE TRANSPORTE, 2011, Brasília. **Anais**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/Seminario-de-Gas-Natural/seminario.html>>. Acesso em: 18 jul. 2012.

GÓIS, L. F. de. A Gênese do Princípio do open access a gasodutos no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador. **Anais**. Salvador: IBP, 2005. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0441_05.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2012.

GORDON, D.V.; PAWLUCK, C.V.; GUNSCH, K. A natural monopoly in natural gas transmission. **Energy Economics**, v.25, p. 473-485, 2003.

HAGE, F. el; FERRAZ, L. P. C.; DELGADO, M. A. P. **A Estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

HART. O.D.; MOORE, J. Incomplete contracts and the theory of the firm. *Journal of Law, Economics & Organization*, v. 4, nº1. p. 119–139. 1998.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY . **Natural gas transformation: organization and regulation**. Paris: OCDE, 1994.

LAPUERTA, C.; MOSELLE, B. **Convergence of non-discriminatory tariff and congestion management systems in the European gas sector**. Brattle Group. London, September, 2002.

LIMA, Ricardo (Coord) **Cartilha do Gás Natural**. Rio de Janeiro: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES. 2009

LORA, E. **A Decade of structural reforms in Latin America**. Washington, D. C.: Inter-American Development Bank. Working Paper, nº 348. 1997.

LOSS, Giovani Ribeiro. **A Regulação setorial do gás natural**. Belo Horizonte: Fórum, 2007.

LOSS, G. R.; STRINGHINI, A., SANTOS, E. MOUTINHO DOS. **A Regulação do direito de acesso aos gasodutos no Brasil**. JUR SP 2004. Disponível em: <<http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CBPE2004/Artigos/Giovani%20Ribeiro%20Loss%20ok.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2013.

MARTINS, Daniela Couto. **A Regulação da indústria do petróleo segundo o modelo constitucional brasileiro**. Belo Horizonte: Fórum, 2006.

MELLO, M. T. L.; POSSAS, M. L. P. **Direito e economia na análise de condutas anticompetitivas**. São Paulo: Singular, 2002.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural**. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis - Departamento de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html>>. Acesso em: 18 fev. 2013.

_____. **Balanco Energético Nacional 2013**. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 26 ago. 2013.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2013- 2022**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme/menu/pde2022.html>>. Acesso em: 25 maio 2013.

_____. **Plano Decenal de Expansão da Malha de Gasodutos 2013-2022**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2013/PEMAT_2013-2022.pdf>. Acesso em: 19 jan. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA . **MME abre consulta pública para o PEMAT 2013-2022**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/pemat_2013_-_2022.html>. Acesso em: 18 jan. 2014.

NUNES, Elson Ronaldo. O Plano de expansão da Malha, PEMAT, e os estudos de expansão da malha. In: SEMINÁRIO: GÁS NATURAL - A LEI DO GÁS E O PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA MALHA DE TRANSPORTE, 2011. **Anais**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/spg/menu/Seminario-de-Gas-Natural/seminario.html>. Acesso em: 18 jul. 2012.

ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT. . **Natural gas transportation: organization and regulation**. Paris: IEA, 1994.

PETROBRAS. **Preço de venda do gás natural no city gate para as distribuidoras**.

Petróleo Brasileiro S.A, 2011 Disponível em:

<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos/preco-de-venda-do-gas-natural-no-city-gate-para-as-distribuidoras/preco-de-venda-do-gas-natural-no-city-gate-para-as-distribuidoras.htm>>. Acesso em: 14 nov. 2013.

_____. **Novas modalidades de contratação de gás natural**. Publicação da Área de Negócios de Gás & Energia da Petrobras. Rio de Janeiro. 2007.

_____. **Principais projetos da petrobras no plano de aceleração do crescimento** .

Disponível em:

<http://www.acionista.com.br/home/petrobras/230107_principais_projetos.pdf>. Acesso em: 08 dez. 2012.

PINTO JR, H. Q.; ALMEIDA, E. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. G. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PINTO JR., H. Q.; SILVEIRA, J. P. **Aspectos teóricos de regulação econômica: controle de preços**. Nota Técnica ANP nº 8. 1999.

PINTI Jr., H. Q., FIANI, R. Regulação econômica. In:Kupfer, D., Hasenclever, L. (orgs.) **Economia industrial. fundamentos teóricos e Práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2002.

PIRES, J. C. L. e PICCININI, M. S. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 1998. Texto para Discussão, nº 64.

POSSAS, M.L.; PONDE, J.L.S.P.; FAGUNDES, J. **Regulação da concorrência nos setores de infraestrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual**. Perspectivas da Reestruturação Financeira e Institucional dos setores de infraestrutura. Parte I: regulação p. 81-114. Brasília: IPEA, 1997.

SANTOS, E. M. dos; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, M. T. W. **Gás natural: estratégias para uma energia nova no Brasil**. São Paulo: Annablume, Fapesp, Petrobrás, 2002.

SAUER, I. (2004). Programa de massificação do uso do gás natural. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 4., Itajubá, 2012. **Anais**. Itajubá, 2012. Disponível em: <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2004/Trabalhos/Sauer.pdf>>. SILVEIRA, Joyce Perin. **Reestruturação das indústrias de infraestrutura energética: um estudo sobre a convergência da regulação de monopólios e defesa da concorrência**. 2000. 165f. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

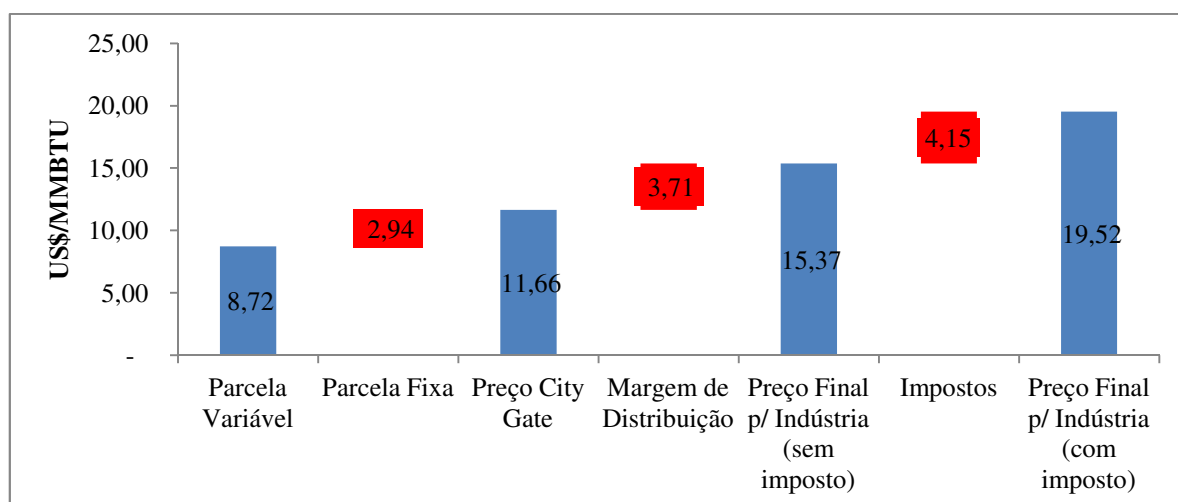
TAVARES DE ARAUJO JR., J. **Condutas anticompetitivas em indústrias de rede: o caso do Porto de Santos**. Ecostrat Consultores, 2004.. Disponível em: <http://www.ecostrat.net/files/Condutas_Anticompetitivas_em_Industrias_de_Rede.pdf> Acesso em: 12 Ago. 2013.

TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS **Informações à ANP**. Disponível em: <<http://tag.petrobras.com.br/main.jsp?lumChannelId=8A95ECEB2260CD61012266064C477B86>>. Acesso em: 28 set. 2013.

VELOSO, Luciano. Acesso de terceiros: troca operacional de gás natural (swap) - ampliação de capacidade. In: SEMINÁRIO: GÁS NATURAL - A LEI DO GÁS E O PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA MALHA DE TRANSPORTE, 2011. **Anais**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/spg/menu/Seminario-de-Gas-Natural/seminario.html>>. Acesso em: 18 jul. 2012.

VISCUSI, W. K.; VERNON, J. M.; HARRINGTON JR., J. E. **Economics of regulation and antitrust**. 2nd. edition; The MIT Press, 1995.

WILLIANSO, O. E. **Transaction costs economics**. Nova Iorque: Oxford University Press, 1996.

ANEXO A - PREÇO FINAL DO GÁS NATURAL NACIONAL SEM DESCONTO

Preço do Gás Natural Nacional Sem Desconto - Região Sudeste (3º Trim. 2013)
Fonte: Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2013)

ANEXO B - MALHA DE GASODUTOS EM OPERAÇÃO NO BRASIL

Gasodutos em Operação na Malha Sudeste

Gasoduto	Origem – Destino	Estado	Extensão (km)	Diâmetro (pol.)
GASVOL	Duque de Caxias - Volta Redonda	RJ	100	18
GASPAL	Volta Redonda - Capuava	RJ / SP	326	22
GASAN	Capuava - Cubatão	SP	43	12
GASBEL	Duque de Caxias - Betim	RJ / MG	357	16
Lagoa Parada-Vitória	Lagoa Parada-Vitória	ES	81	8
GASJAP	Japeri - REDUC	RJ	45	28
GASDUC III	Cabiúnas - REDUC	RJ	181	38
GASCAR	Campinas-Rio	SP / RJ	457	28
GASCAV + ramais	Cabiúnas-Vitória	RJ / ES	313	28
Cacimbas-Vitória	Cacimbas-Vitória	ES	130	26
Paulínia-Jacutinga	Paulínia-Jacutinga	SP / MG	93	14
GASBEL II	Volta Redonda - Queluzito	RJ / MG	269	18
GASTAU	Caraguatatuba - Taubaté	SP	96	28
GASAN II	Capuava - Cubatão	SP	39	22
GASPAL II	Guararema - Capuava	SP	54	22
RAMAIS DE CAMPOS ELÍSEOS	Duque de Caxias	RJ	5	1

Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

Gasodutos em Operação na Malha Nordeste - Meridional

Gasoduto	Origem - Destino	Estado	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)
GASEB	Sergipe-Bahia	SE / BA	230	14
Catu-Carmópolis	Catu-Carmópolis	BA / SE	287	26
Catu-Camaçari 14"	Catu-Camaçari	BA	32	14
Catu-Camaçari 18"	Catu-Camaçari	BA	34	18
Candeias-Camaçari 12"	Candeias-Camaçari	BA	37	12
Candeias-Camaçari 14"	Candeias-Camaçari	BA	42	14
Candeias-Aratu	Candeias-Aratu	BA	22	12
GASCAC	Cacimbas-Catu	ES / BA	954	28
Atalaia-Laranjeiras	Atalaia-Laranjeiras	SE	28	14

Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

Gasodutos em Operação na Malha Norte

Gasoduto	Origem - Destino	Estado	Extensão (km)	Diâmetro (pol.)
GASCOM	Coari-Manaus	AM	383	20
GARSOL	Urucu-Coari	AM	280	18
Ramais Diversos	Coari-Manaus	AM	139	3, 4 e 14

Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

Gasodutos em Operação na Malha Nordeste - Setentrional

Gasoduto	Origem - Destino	Estado	Extensão (Km)	Diâmetro (pol)
GASFOR e ramais NORDESTÃO e ramais	Guamaré-Pecém	RN / CE	422	12/10
	Guamaré-Cabo	RN / PB/ PE	481	12
GASALP	Pilar-Cabo	PE / AL	215	12
Atalaia-Itaporanga	Atalaia-Itaporanga	SE / AL	29	14
Carmópolis-Pilar	Carmópolis-Pilar	SE / AL	176	26
Pilar-Ipojuca	Pilar-Ipojuca	AL/PE	189	24

Fonte: Transportadora Associada de Gás (TAG, 2013)

ANEXO C - CONTRATOS DE SERVIÇO DA MALHA DE TRANSPORTE

A relação comercial entre a TAG e seus clientes é regida por Contratos de Serviço de Transporte de Gás Natural, regulados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Por se tratar de uma atividade de capital intensivo, o retorno dos investimentos realizados pela transportadora na construção dos gasodutos deve ser garantido contratualmente, independentemente das eventuais flutuações da demanda de transporte de gás. Assim sendo, os Contratos de Transporte contam com cláusula de Encargo de Capacidade Não Utilizada (*ship-or-pay*), ou seja, condição contratual que garante ao transportador uma receita calculada com base na capacidade de transporte contratada e não somente no volume efetivamente movimentado. Os contratos de transporte em vigor são: Malha Sudeste, Malha Nordeste, Sistema GASENE, Novo Sistema de Transporte, Paulínia-Jacutinga, Sistema Urucu-Coari-Manaus, GASDUC III, GASTAU, Pilar-Ipojuca e Atalaia-Laranjeiras; todos assinados entre a TAG, na qualidade de Transportador, e a Petróleo Brasileiro S/A - PETROBRAS, na qualidade de Carregador.

Contratos de Serviço de Transporte – Consórcio Malhas Sudeste Nordeste

Contratado	Razão Social:	Consórcio Malhas Sudeste Nordeste		
	CNPJ:	06.226.808/0001-78		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Sudeste			
Gasoduto(s):	Campinas-Rio; REDUC-Volta Redonda (GASVOL); Volta Redonda-RECAP (GASPAL); RECAP-RPBC (GASAN); REDUC-REGAP (GASBEL); RECAB-REDUC (GASDUC II); RAMAL ANEL DE GÁS RESIDUAL.			
Tipo de Serviço Contratado:	Serviço de Transporte Firme			
Local e Data de Assinatura do Contrato:	Rio de Janeiro, 1º de julho de 2003.			
Data de Início da Prestação do Serviço:	1º de janeiro de 2006			
Prazo de Vigência do Contrato:	20 anos			
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/01/2006	28/02/2006	26,80	0,86687	
01/03/2006	31/12/2006	27,37	0,86687	
01/01/2007	30/06/2007	27,37	0,76138 ^c	
01/07/2007	31/07/2007	32,37	0,76138	
01/08/2007	30/06/2008	32,37	1,03497 ^d	
01/07/2008	31/12/2008	37,69	1,03497	
01/01/2009	31/05/2009	37,69	1,20357	
01/06/2009	31/12/2009	41,34	1,20357	
01/01/2010	31/12/2010	41,34	1,18287	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte, líquida de tributos;

c) Alteração no valor da Tarifa de Transporte de acordo com o item 11.5.1 do Contrato de Serviço de Transporte;

d) Tarifa de Transporte constante do "Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Sudeste Aditado e Consolidado – firmado entre Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste e Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS – celebrado em 1º de agosto de 2007" (Item 11.2 do Contrato de Serviço de Transporte).

Contratado	Razão Social:	Consórcio Malhas Sudeste Nordeste		
	CNPJ:	06.226.808/0001-78		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Nordeste			
Gasoduto(s):	Atalaia-Itaporanga, Candeias-Aratu, Candeias-Camaçari, Candeias-Dow, Carmópolis-Pilar, Catu-Camaçari (14"), Catu-Camaçari (18"), Catu-Carmópolis, Dow-Aratu-Camaçari, Guamaré-Cabo (NORDESTÃO), Guamaré-Pecém (GASFOR), Loop-Nordestão, Pilar-Cabo (GASALP), Sergipe-Bahia (GASEB), Ramal Termoçu, Ramal Aracati, Ramal Fafen II, Ramal TermoFortaleza, Ramal TermoFortaleza II, Ramal Termopernambuco, Ramal Santa Rita-São Miguel de Taipu			
Tipo de Serviço Contratado:	Serviço de Transporte Firme			
Local e Data de Assinatura do Contrato:	Rio de Janeiro, 1º de julho de 2003			
Data de Início da Prestação do Serviço:	1º de janeiro de 2006			
Prazo de Vigência do Contrato:	20 anos			
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a)	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/01/2006	28/02/2006	15,81	1,72137	
01/03/2006	30/11/2006	15,82	1,72137	
01/12/2006	31/12/2006	18,24	1,72137	
01/01/2007	31/07/2007	18,24	1,51189 ^b	
01/08/2007	30/06/2008	18,24	2,08920 ^c	
01/07/2008	30/09/2008	18,92	2,08920	
01/10/2008	31/12/2008	20,14	2,08920	
01/01/2009	31/12/2009	20,14	2,42953	
01/01/2010	31/12/2010	20,14	2,38775	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Alteração no valor da Tarifa de Transporte de acordo com o item 11.5.1 do Contrato de Serviço de Transporte;

c) Tarifa de Transporte constante do "Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Nordeste Aditado e Consolidado – firmado entre Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste e Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS – celebrado em 1º de agosto de 2007" (Item 11.2 do Contrato de Serviço de Transporte).

Contratos de Serviço de Transporte - Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG		
	CNPJ:	01.891.441/0001-93		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de transporte de Gás TCQ Brasil		
Gasoduto(s):		Bolívia-Brasil		
Tipo de Serviço Contratado:		Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 25 de fevereiro de 1999		
Data de Início da Prestação do Serviço:		15/12/1998 (data de início para contagem do prazo)		
Prazo de Vigência do Contrato:		31/12/2019		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
15/12/1998	31/12/1998	18,08	1,2487	<p>Tarifa de Capacidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valor no ano-base 1996 = 1,14 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Reajustada anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertida para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil ano em vigor.^c <p>Tarifa de Movimentação:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
01/01/1999	31/12/1999	18,08	1,3573	
01/01/2000	31/12/2000	18,08	2,0339	
01/01/2001	31/12/2001	18,08	2,1999	
01/01/2002	31/12/2002	18,08	2,6308	
01/01/2003	31/12/2003	18,08	4,0370	
01/01/2004	31/12/2004	18,08	3,3253	
01/01/2005	31/12/2005	18,08	3,0902	
01/01/2006	31/12/2006	18,08	2,7208	
01/01/2007	31/12/2007	18,08	2,4977	
01/01/2008	31/12/2008	18,08	2,0858	
01/01/2009	31/12/2009	18,08	2,7544	
01/01/2010	31/12/2010	18,08	2,0499	

Contratado	Razão Social:	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG		
	CNPJ:	01.891.441/0001-93		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de transporte de Gás TCO Brasil		
Gasoduto(s):		Bolívia-Brasil		
Tipo de Serviço Contratado:		Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 25 de fevereiro de 1999		
Data de Início da Prestação do Serviço:		05/09/2001 (data de início para contagem do prazo)		
Prazo de Vigência do Contrato:		04/09/2041		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
05/09/2001	31/12/2001	6,00	0,0030	Tarifa de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Convertida para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
01/01/2002	31/12/2002	6,00	0,0033	
01/01/2003	31/12/2003	6,00	0,0043	
01/01/2004	31/12/2004	6,00	0,0046	
01/01/2005	31/12/2005	6,00	0,0052	
01/01/2006	31/12/2006	6,00	0,0052	
01/01/2007	31/12/2007	6,00	0,0054	
01/01/2008	31/12/2008	6,00	0,0059	
01/01/2009	31/12/2009	6,00	0,0064	
01/01/2010	31/12/2010	6,00	0,0063	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.192,8;

b) Tarifa de Movimentação, líquida de impostos. A Tarifa de Capacidade foi 100% pré-paga.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG			
	CNPJ:	01.891.441/0001-93			
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.			
	CNPJ:	33.000.167/0001-01			
Contrato:		Contrato de transporte de Gás TCX Brasil			
Gasoduto(s):		Bolívia-Brasil			
Tipo de Serviço Contratado:		Firme			
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 25 de fevereiro de 1999			
Data de Início da Prestação do Serviço:		01/01/2003 (data de início para contagem do prazo)			
Prazo de Vigência do Contrato:		31/12/2021			
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu) ^a		Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)		Matogrosso do Sul	São Paulo	
1/01/2003	31/12/2003	6,00	3,8000	4,1430	<p>Tarifas de Capacidade :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Matogrosso do Sul: valor no ano-base 1996 = 1,073 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - São Paulo: valor no ano-base 1996 = 1,17 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Reajustadas anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertida para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil ano em vigor. <p>Tarifas de Movimentação:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
01/01/2004	31/12/2004	6,00	3,1302	3,4127	
01/01/2005	31/12/2005	6,00	2,9091	3,1716	
01/01/2006	31/12/2006	6,00	2,5612	2,7923	
01/01/2007	31/12/2007	6,00	2,3513	2,5634	
01/01/2008	31/12/2008	6,00	1,9636	2,1406	
01/01/2009	31/12/2009	6,00	2,5930	2,8268	
01/01/2010	31/12/2010	6,00	1,9298	2,1036	

Contratado	Razão Social:	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG		
	CNPJ:	01.891.441/0001-93		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de serviço de transporte firme de gás – CPAC 2007		
Gasoduto(s):		Bolívia-Brasil		
Tipo de Serviço Contratado:		Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 28 de maio de 2008		
Data de Início da Prestação do Serviço:		01/10/2010 (data de início para contagem do prazo)		
Prazo de Vigência do Contrato:		30/09/2030		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/10/2009	31/12/2009	5,20	0,9838	Encargo de capacidade, entrada e saída no ano base 2008, líquidas de impostos: Encargo de Capacidade = 0,3429 US\$/MMBtu Encargo de Entrada = 0,0324 US\$/MMBtu Encargo de Saída = 0,0394 US\$/MMBtu - Reajustados anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertidos para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte- americano (PTAX800) do 1º dia útil ano em vigor.
01/01/2010	31/12/2010	5,20	0,7347	Encargo de Movimentação: - Valor no ano-base 2008 = 0,0119 R\$/MMBtu; - Reajustado anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI; - Conversão para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte- americano (PTAX800) do dia 12/11/2007 (US\$ 1,00 = R\$ 1,7736).

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.192,8.

b) Tarifa de Serviço de Transporte líquida de impostos.

Contratos de Serviço de Transporte – Transportadora Associada de Gás S.A.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.		
	CNPJ:	06.248.349/0001-23		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – GASDUC III		
Gasoduto(s):		GASDUC III		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 1º de dezembro de 2009		
Data de Início da Prestação do Serviço:		12/11/2010		
Prazo de Vigência do Contrato:		20 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
12/11/2010	31/12/2010	40,0	0,9110	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte, líquida de tributos.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.		
	CNPJ:	06.248.349/0001-23		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Paulínia Jacutinga		
Gasoduto(s):		Paulínia-Jacutinga		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 1º de dezembro de 2009		
Data de Início da Prestação do Serviço:		15/01/2010		
Prazo de Vigência do Contrato:		20 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
15/01/2010	31/12/2010	1,25 ^c	1,0559	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte, líquida de tributos;

c) Após a data de 09/2011 a Capacidade Contratada de Transporte do gasoduto Paulínia-Jacutinga passará a ser igual a 5,0 Milhões de m³/dia (Cláusula Sétima e Anexo V do Contrato de Serviço de Transporte).

Contratado	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.		
	CNPJ:	06.248.349/0001-23		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – NOVO SISTEMA DE TRANSPORTE		
Gasoduto(s):		Japeri-Reduc, GASAN II, GASPAL II e GASBEL II		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 1º de dezembro de 2009		
Data de Início da Prestação do Serviço:		01/12/2009		
Prazo de Vigência do Contrato:		20 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/12/2009	31/12/2010	25,3 – Japeri-Reduc 7,1 – GASAN II 12,0 – GASPAL II 5,0 – GASBEL II ^c	1,295 ^d	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte, líquida de tributos;

c) De 2016 a 2022 a Capacidade Contratada de Transporte do gasoduto GASBEL II passará a ser igual a 6,3 Milhões de m³/dia, passando a 7,0 Milhões de m³/dia a partir de 2022 até 2030 (Cláusula Sétima e Anexo V do Contrato de Serviço de Transporte);

d) Até que todos os gasodutos objetos deste Contrato entrem em operação, o Encargo de Capacidade de Transporte Não Utilizada será cobrado apenas pela tarifa de entrada (0,0928 R\$/MMBtu), conforme item 4.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.		
	CNPJ:	06.248.349/0001-23		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Urucu-Manaus		
Gasoduto(s):		Urucu-Coari e Coari-Manaus		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 1º de dezembro de 2010		
Data de Início da Prestação do Serviço:		01/12/2010		
Prazo de Vigência do Contrato:		20 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/12/2010	31/12/2011	6,069 ^c	13,1721 ^d	As tarifas são reajustadas a partir de janeiro de 2012, em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação média entre IPCA e IGP-M conforme o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 8.318;

b) Tarifa de Serviço de Transporte, líquida de tributos;

c) Para o período de 01/01/2012 a 31/12/2012 a Capacidade Contratada de Transporte passará a ser igual a 6,096 Milhões de m³/dia, passando a 6,286 Milhões de m³/dia para o período de 01/01/2013 a 31/12/2019 e para 6,695 Milhões de m³/dia a partir de 01/01/2020 (Clausula Sétima e Anexo V do Contrato de Serviço de Transporte);

d) Eventuais benefícios advindos da CCC-Isol, decorrentes da sub-rogação dos direitos ou de outros mecanismos, a serem homologados pelo órgão regulador do setor elétrico, deverão refletir na Tarifa de Serviço de Transporte. De acordo com a Clausula 8.2.4 do Contrato de Serviço de Transporte, caso ocorram tais benefícios, as partes, através de aditivos no Contrato, buscarão a alteração da Tarifa de Serviço de Transporte de maneira a incorporar o repasse do valor de tais benefícios, com sua redução.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.		
	CNPJ:	06.248.349/0001-23		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Sistema GASENE		
Gasoduto(s):		Cabiúnas-Vitória e Cacimbas-Vitória (Trecho Sul do Sistema GASENE de Transporte)		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2008		
Data de Início da Prestação do Serviço:		10 de novembro de 2008		
Prazo de Vigência do Contrato:		25 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
10/11/2008	30/06/2009	13,2	1,3672	
01/07/2009	30/11/2009	13,2	1,4644 ^c	
01/12/2009	30/04/2010	13,2	1,3843	
01/05/2010	15/07/2010	13,2	2,0883 ^d	
16/07/2010	30/11/2010	20,0 ^e	2,0883	
01/12/2010	30/11/2011	20,0	2,1655	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte líquida de tributos;

c) Alteração do valor da Tarifa de Transporte referente à operação dos gasodutos que constituem o Trecho Sul do Sistema GASENE de Transporte em função da revisão: (i) da rampa originalmente projetada para a Quantidade Diária Contratada decorrente da postergação na obtenção das outorgas das Autorizações de Operação para as Estações de Compressão de Piúma e de Aracruz, previstas para 1º de julho de 2009 (Item 8.2.2.i do Contrato de Serviço de Transporte); e (ii) dos investimentos efetivamente incorridos no Trecho Sul decorridos 180 (cento e oitenta) dias após a data de início da operação comercial dos gasodutos Cabiúnas-Vitória e Cacimbas-Vitória (Item 8.2.2.iii do Contrato de Serviço de Transporte);

d) Alteração do valor da Tarifa de Transporte referente à operação dos gasodutos que constituem o Trecho Sul do Sistema GASENE de Transporte em função da: (i) entrada em operação do gasoduto Cacimbas-Catu (Trecho Norte do Sistema GASENE de Transporte) (Item 8.2.1 do Contrato de Serviço de Transporte); (ii) revisão do cálculo tarifário prevista no Contrato de Serviço de Transporte considerando a proporção de 70% dos investimentos totais do projeto e 30% dos determinantes de custo específicos para cada Trecho (Norte e Sul), em consonância com o Art. 4º da Resolução ANP nº 029, de 14 de outubro de 2005, adotando-se uma Taxa Interna de Retorno igual a 8,43% a.a., em termos reais, para o projeto (Item 8.2.3 e Anexo IV do Contrato de Serviço de Transporte); e

e) Alteração da Quantidade Diária Contratada de 13,2 milhões de m³/dia para 20,0 milhões de m³/dia em função da entrada em operação das Estações de Compressão de Aracruz (Autorização ANP nº385, de 29/06/2010, publicada no DOU nº123, de 30/06/2010) e de Piúma (Autorização ANP nº 439, de 15/07/2010, publicada no DOU nº135, de 16/07/2010) (Item 7.1.1 do Contrato de Serviço de Transporte).

Contratado	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.		
	CNPJ:	06.248.349/0001-23		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Sistema GASENE		
Gasoduto(s):		Cacimbas-Catu (Trecho Norte do Sistema GASENE de Transporte)		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2008		
Data de Início da Prestação do Serviço:		10 de novembro de 2008		
Prazo de Vigência do Contrato:		25 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (RS/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/05/2010	21/10/2010	8,7	3,0593 ^c	
22/10/2010	30/11/2010	10,5 ^{d,e}	3,0593	
01/12/2010	30/11/2011	10,5	3,1636	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte líquida de tributos;

c) Cálculo do valor da Tarifa de Transporte referente à operação do gasoduto Cacimbas-Catu (Trecho Norte do Sistema GASENE de Transporte) considerando a proporção de 70% dos investimentos totais do projeto e 30% dos determinantes de custo específicos para cada Trecho (Norte e Sul), em consonância com o Art. 4º da Resolução ANP nº 029, de 14 de outubro de 2005, adotando-se uma Taxa Interna de Retorno igual a 8,43% a.a., em termos reais, para o projeto (Item 8.2.3 e Anexo IV do Contrato de Serviço de Transporte);

d) Alteração da Quantidade Diária Contratada de 8,7 milhões de m³/dia para 10,5 milhões de m³/dia em função da entrada em pré-operação da Estação de Compressão de Prado (Autorização ANP nº 637, de 21/10/2010, publicado no DOU nº 203, de 22/10/2010) (Item 7.1.2 do Contrato de Serviço de Transporte); e

e) A Quantidade Diária Contratada será alterada para 20,0 milhões de m³/dia após a entrada em operação das Estações de Compressão de São Mateus, Itapebi, Itajuípe e Tancredo Neves (Item 7.1.2 do Contrato de Serviço de Transporte).

Contratos de Serviço e Transporte – Transportadora GASENE S.A.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Gasene S.A.			
	CNPJ:	07.295.604/0001-51			
Contratante	Razão Social:	Transportadora Associada de Gás S.A.			
	CNPJ:	06.248.349/0001-23			
Contrato:	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural por Redespacho				
Gasoduto(s):	Cabiúnas-Vitória (Trecho Sul) e Cacimbas-Catu (Trecho Norte)				
Tipo de Serviço Contratado:	Serviço de Transporte Firme por Redespacho				
Local e Data de Assinatura do Contrato:	Rio de Janeiro, 10 de novembro de 2008				
Data de Início da Prestação do Serviço:	10 de novembro de 2008				
Prazo de Vigência do Contrato:	17 anos				
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)		Tarifa de Serviço de Transporte (RS/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
		Cabiúnas-Vitória	Cacimbas-Catu		
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)				
10/11/2008	30/06/2009	13,2	-	0,8511	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do <i>PPI-Industry</i> e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
01/07/2009	30/11/2009	13,2	-	0,9613 ^c	
01/12/2009	30/04/2010	13,2	-	0,9084	
01/05/2010	15/07/2010	13,2	8,7	1,8107 ^d	
16/07/2010	21/10/2010	20,0 ^e	8,7	1,8107	
22/10/2010	30/11/2010	20,0	10,5 ^{f,g}	1,8107	
01/12/2010	30/11/2011	20,0	10,5	1,8799	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte líquida de tributos;

c) Alteração do valor da Tarifa de Serviço de Transporte referente à operação do gasoduto Cabiúnas-Vitória em função da revisão: (i) da rampa originalmente projetada para a Quantidade Diária Contratada decorrente da postergação na obtenção das outorgas das Autorizações de Operação para as Estações de Compressão de Plúma e de Aracruz, previstas para 1º de julho de 2009 (item 8.2.2.1 do Contrato de Serviço de Transporte);

d) Alteração do valor da Tarifa de Transporte referente em função da: (i) entrada em operação do gasoduto Cacimbas-Catu (Item 8.2.1 do Contrato de Serviço de Transporte); e (ii) postergação na obtenção das outorgas das Autorizações de Operação para as Estações de Compressão de Plúma e de Aracruz (ver nota acima);

e) Alteração da Quantidade Diária Contratada de 13,2 milhões de m³/dia para 20,0 milhões de m³/dia em função da entrada em operação das Estações de Compressão de Aracruz (Autorização ANP nº 385, de 29/06/2010, publicada no DOU nº 123, de 30/06/2010) e de Plúma (Autorização ANP nº 439, de 15/07/2010, publicada no DOU nº 135, de 16/07/2010) (item 7.1.1 do Contrato de Serviço de Transporte);

f) Alteração da Quantidade Diária Contratada de 8,7 milhões de m³/dia para 10,5 milhões de m³/dia em função da entrada em pré-operação da Estação de Compressão de Prado (Autorização ANP nº 637, de 21/10/2010, publicado no DOU nº 203, de 22/10/2010) (item 7.1.2 do Contrato de Serviço de Transporte); e

g) A Quantidade Diária Contratada será alterada para 20,0 milhões de m³/dia após a entrada em operação das Estações de Compressão de São Mateus, Itapebi, Itajuípe e Tancredo Neves (item 7.1.2 do Contrato de Serviço de Transporte).

Contratos de Serviço de Transporte – Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB		
	CNPJ:	03.146.349/0001-24		
Contratante	Razão Social:	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS		
	CNPJ:	72.300.122/0001-04		
Contrato:		Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS		
Gasoduto(s):		Trecho 1 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Porto Alegre, 30 de maio de 2000		
Data de Início da Prestação do Serviço:		01/06/2000		
Prazo de Vigência do Contrato:		01/06/2000 a 01/12/2019		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^b)	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/06/2000	31/12/2000	2,80	0,01801	
01/01/2001	31/12/2001	2,80	0,01980	
01/01/2002	31/12/2002	2,80	0,02295	
01/01/2003	31/12/2003	2,80	0,02583	
01/01/2004	31/12/2004	2,80	0,02960	
01/01/2005	31/12/2005	2,80	0,02925	
01/01/2006	31/12/2006	2,80	0,02386	
01/01/2007	31/12/2007	2,80	0,02356	
01/01/2008	31/12/2008	2,80	0,01900	
01/01/2009	31/12/2009	2,80	0,02477	
01/01/2010	31/12/2010	2,80	0,01888	
01/01/2011	31/12/2011	2,80	0,01762	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.300;

b) Tarifa de Serviço de Transporte com ICMS e PIS/COFINS incluídos.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB		
	CNPJ:	03.146.349/0001-24		
Contratante	Razão Social:	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS		
	CNPJ:	72.300.122/0001-04		
Contrato:	Termos Aditivos nºs 1 e 2 ao Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS			
Gasoduto(s):	Trecho 3 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre			
Tipo de Serviço Contratado:	Serviço de Transporte Firme			
Local e Data de Assinatura do Contrato:	Porto Alegre, 05 de julho de 2000			
Data de Início da Prestação do Serviço:	05/07/2000			
Prazo de Vigência do Contrato:	05/07/2000 a 04/01/2005			
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (RS/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
05/07/2000	31/12/2000	0,220	0,1028	
01/01/2001	31/12/2001 ^c	0,220	0,1130	
01/01/2002	31/12/2002	0,220	0,1247	
01/01/2003	04/07/2003	0,220	0,1563	
05/07/2003	31/12/2003	0,298	0,2869 ^d	
01/01/2004	31/12/2004	0,278 ^e	0,2945	
01/01/2005	04/01/2005	0,278	0,3243	
05/01/2005 ^f	31/12/2005	0,278	0,3243	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.300;

b) Tarifa de Serviço de Transporte com ICMS e PIS/COFINS incluídos;

c) A partir de novembro de 2001 a Tarifa de Transporte do Trecho 3 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre passou a contemplar o efeito da adição do ICMS de 12%, tendo a diferença passada sido reconhecida pela SULGÁS e paga em janeiro de 2002;

d) Alteração do preço da tarifa básica para R\$ 9,06/mil m³, de acordo com a cláusula 2º do Aditivo nº 2;

e) Alteração da Quantidade Diária Contratada de 298 mil m³/dia para 278 mil m³/dia em função rampa de capacidade contratada;

f) O item k do contrato assinado em 01 de junho de 2006 regulamentou a operação neste período em que as partes se encontravam em fase de negociação.

Contratado	Razão Social:	Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.		
	CNPJ:	03.146.349/0001-24		
Contratante	Razão Social:	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS		
	CNPJ:	72.300.122/0001-04		
Contrato:		Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS (3º Trecho)		
Gasoduto(s):		Trecho 3 do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Porto Alegre, 16 de março de 2006		
Data de Início da Prestação do Serviço:		01/01/2006		
Prazo de Vigência do Contrato:		01/01/2006 a 30/06/2011		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/01/2006	31/12/2006	0,31	0,5538 ^c	
01/01/2007	31/12/2007	0,31	0,5751	
01/01/2008	31/12/2008	0,31	0,6197	
01/01/2009	31/12/2009	0,31	0,6804	
01/01/2010	31/12/2010	0,31	0,6687	
01/01/2011 ^d	30/06/2011	0,31	0,7444	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.300;

b) Tarifa de Serviço de Transporte com ICMS e PIS/COFINS incluídos;

c) Tarifa de Transporte decrescente até o volume de 450 mil m³/dia, sendo o valor para este volume igual a 0,4094 R\$/MMBtu (Item XI, item 11.1 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS);

d) O 1º Termo de Aditamento ao Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS (3º Trecho) prorrogou o prazo de vigência do contrato original por 6 (seis) meses, levando a que o mesmo passasse a ter validade até a data de 30 de junho de 2011.

Contratos de Serviço de Transporte – Gasocidente do Mato Grosso Ltda.

Contratado	Razão Social:	Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.		
	CNPJ:	01.717.813/0001-60		
Contratante	Razão Social:	Transborder Gas Services Ltd.		
	CNPJ:	N/D		
Contrato:		Contrato de Transporte de Gás Natural		
Gasoduto(s):		Gasoduto Lateral-Cuiabá		
Tipo de Serviço Contratado:		Serviço de Transporte Firme		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Houston, 04/06/1999		
Data de Início da Prestação do Serviço:		15/07/2001		
Prazo de Vigência do Contrato:		25 anos		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^{a,b,c})	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
04/05/2001	03/05/2002	2,821	1,1100	
04/05/2002	03/05/2003	2,821	1,2330	
04/05/2003	03/05/2004	2,821	1,5496	
04/05/2004	03/05/2005	2,821	1,5726	
04/05/2005	03/05/2006	2,821	1,3571	
04/05/2006	03/05/2007	2,821	1,1714	
04/05/2007	03/05/2008	2,821	1,1784	
04/05/2008	03/05/2009	2,821	1,0018	
04/05/2009	04/11/2009	2,821	1,2980	
05/11/2009	03/05/2010	0 ^d	1,2980	
04/05/2010	03/05/2011	0	1,0949	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.200;

b) Convertido para R\$/MMBtu através da aplicação do taxa de câmbio de venda do dólar norte-americano (PTAX-800) do dia da data de reajuste da tarifa ou do dia útil seguinte, em caso de fim de semana ou de feriado;

c) Tarifa de Capacidade + Tarifa de Movimentação, líquida de tributos; e

d) Em 05 de novembro de 2009, em consequência da rescisão antecipada do Acordo de Compra de Energia firmado entre a Empresa Produtora de Energia (EPE) e Furnas Centrais Elétricas S.A., a Transborder Gas Services Ltd. requereu a redução da capacidade contratada de transporte para 0 (zero), nos termos da cláusula 5.5.2 do contrato de transporte.

Contratado	Razão Social:	Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.		
	CNPJ:	01.717.813/0001-60		
Contratante	Razão Social:	Companhia Mato-Grossense de Gás - MTGÁS		
	CNPJ:	06.023.921/0001-56		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS		
Gasoduto(s):		Gasoduto Lateral-Cuiabá		
Tipo de Serviço Contratado:		Contrato de Serviço de Transporte Interruptível		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Cuiabá-MT, 5/12/2008		
Data de Início da Prestação do Serviço:		5/12/2008		
Prazo de Vigência do Contrato:		5/12/2008 até 31/03/2009		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^a)	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
05/12/2008	31/03/2009	0,035	1,5053 ^{b,c}	A Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível será mantida fixa em Reais, estando a MTGÁS responsável por arcar com o custo decorrente do aumento, criação e/ou exigibilidade de quaisquer tributos ou quaisquer gravames que sejam devidos em decorrência, direta ou indiretamente, do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, sejam incidentes no transporte de gás natural no Brasil, incluindo, mas não se limitando, ao ICMS, PIS e COFINS incidentes no Brasil (item 16.5 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS)

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.200;

b) Tarifa de Serviço de Transporte convertido para R\$/MMBtu através da aplicação da taxa de câmbio de R\$ 2,4905/US\$ pela Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível de 0,6044 US\$/MMBtu.

c) A Cláusula 18 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS estabelece um acompanhamento mensal da variação cambial através de um mecanismo de "Conta Gráfica", cujo saldo acumulado será acrescido da Taxa SELIC desde o primeiro dia do mês operacional seguinte à data de apuração de cada mês de competência até a data de vencimento do contrato.

Contratado	Razão Social:	Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.		
	CNPJ:	01.717.813/0001-60		
Contratante	Razão Social:	Companhia Mato-Grossense de Gás - MTGÁS		
	CNPJ:	06.023.921/0001-56		
Contrato:		Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS		
Gasoduto(s):		Gasoduto Lateral-Cuiabá		
Tipo de Serviço Contratado:		Contrato de Serviço de Transporte Interruptível		
Local e Data de Assinatura do Contrato:		Cuiabá-MT, 21/12/2009		
Data de Início da Prestação do Serviço:		21/12/2009		
Prazo de Vigência do Contrato:		21/12/2009 até 31/03/2011 ^a		
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu ^b)	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
21/12/2009	31/03/2011	0,020	1,0611 ^{c,d}	A Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível será mantida fixa em Reais, estando a MTGÁS responsável por arcar com o custo decorrente do aumento, criação e/ou exigibilidade de quaisquer tributos ou quaisquer gravames que sejam devidos em decorrência, direta ou indiretamente, do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, sejam incidentes no transporte de gás natural no Brasil, incluindo, mas não se limitando, ao ICMS, PIS e COFINS incidentes no Brasil (item 15.5 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS).

Nota: a) O Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, celebrado em 21 de dezembro de 2009, entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS sofreu sete aditamentos, os quais prorrogaram a validade do contrato até a data de 31 de março de 2011;

b) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9.200;

c) Tarifa de Serviço de Transporte convertido para R\$/MMBtu através da aplicação da taxa de câmbio de R\$ 1,75570/US\$ pela Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível de 0,6044 US\$/MMBtu;

d) A Cláusula 17 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS estabelece um acompanhamento mensal da variação cambial através de um mecanismo de "Conta Gráfica", cujo saldo acumulado será acrescido da Taxa SELIC desde o primeiro dia do mês operacional seguinte à data de apuração de cada mês de competência até a data de vencimento do contrato.

