



ANÁLISE DA REGULAMENTAÇÃO, DA ESTRUTURA DA INDÚSTRIA E DA DINÂMICA DE FORMAÇÃO DOS PREÇOS DO GAS NATURAL NO BRASIL

Coordenadoria de Defesa da Concorrência

e

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

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

DEZEMBRO 2011

Chefe da Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC)

Lúcia Navegantes Bicalho

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM)

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunta da SCM

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica Conjunta

Bruno Conde Caselli (CDC)

Eduardo Roberto Zana (CDC)

Guilherme de Biasi Cordeiro (SCM)

José Cesário Cecchi (SCM)

Lúcia Navegantes Bicalho (CDC)

Luciano de Gusmão Veloso (SCM)

Marco Antonio Barbosa Fidelis (SCM)

Maria Tereza Alves de Oliveira Filha (CDC)

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias (SCM)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	4
2. O PAPEL DA ANP NA DEFESA DA CONCORRÊNCIA.....	4
2.1 - <i>SOBRE A EXISTÊNCIA DE PODER DE MERCADO E DA APTIDÃO PARA AFETAR A CONCORRÊNCIA</i>	6
2.2 – <i>CONCEITOS BÁSICOS DE PRÁTICAS RESTRITIVAS VERTICAIS.....</i>	7
2.3 – <i>PRÁTICAS RESTRITIVAS VERTICAIS NAS INDÚSTRIAS DE REDE.....</i>	12
3. A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL	14
3.1 - <i>ESTRUTURA DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DO GÁS NATURAL</i>	14
3.2 – <i>O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....</i>	21
3.2.1 - <i>Mercado de Distribuição de Gás Canalizado.....</i>	23
3.3 – <i>PARTICIPAÇÕES DA PETROBRAS NA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL</i>	25
3.4 – <i>CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE GÁS NATURAL ENTRE A PETROBRAS E AS DISTRIBUIDORAS</i>	29
4. HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO E DA FORMAÇÃO DE PREÇOS	31
4.1 – <i>HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL</i>	31
4.2 – <i>FORMAÇÃO DO PREÇO DO GÁS NATURAL PÓS-LIBERAÇÃO LEGAL.....</i>	33
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	40
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43



ASSUNTO: ANÁLISE DA REGULAMENTAÇÃO, DA ESTRUTURA DA INDÚSTRIA E DA DINÂMICA DE FORMAÇÃO DOS PREÇOS DO GÁS NATURAL NO BRASIL.

1. INTRODUÇÃO

A presente Nota Técnica Conjunta, elaborada pela Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC) e pela Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM) da ANP, tem o objetivo de apresentar informações relevantes acerca do mercado de gás natural, em especial, do processo de formação de preços do produto.

Para tanto, o presente trabalho divide-se em quatro seções além desta introdutória. A seção seguinte explicita o papel da ANP no processo de defesa da concorrência na indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis, incluindo as observações pertinentes à nova Lei n.º 12.529/2011, que reestrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC). A seção três apresenta o funcionamento e a estrutura da indústria do gás natural no Brasil, apontando as diferentes esferas de regulação desta indústria, bem como a estrutura de mercado atual, com participação preponderante da Petrobras nas distintas atividades da cadeia. Também nesta seção é feita uma discussão a respeito da comercialização do produto e das modalidades contratuais utilizadas pela Petrobras para a venda do gás natural às distribuidoras e/ou consumidores finais. A quarta seção detalha o processo de formação de preço do gás natural a partir de uma perspectiva histórica, na qual o preço era regulado por força de lei, até o momento atual no qual os preços do produto são livremente negociados entre os vendedores e compradores. As considerações finais contemplam os principais aspectos destacados ao longo de todo o texto, com ênfase nas alterações promovidas pelas normas recentemente publicadas pela ANP, no processo de regulamentação da Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás).

2. O PAPEL DA ANP NA DEFESA DA CONCORRÊNCIA

Dentre as competências específicas da ANP - conforme estabelecido na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo” -, estão a promoção da livre concorrência, a garantia do abastecimento nacional e a defesa dos interesses do consumidor quanto a preço, oferta e qualidade. Cabe ressaltar que os preços estabelecidos nas diversas etapas da cadeia de produção do petróleo e seus derivados e do gás natural são livres e, portanto, os agentes econômicos estabelecem os preços em função, principalmente, dos seus custos e das especificidades de cada mercado. À exceção das competências instituídas pela nova Lei do Gás¹, esta Agência não possui competência legal

¹ Lei n.º 11.909, de 04 de março de 2009.

para regular preços, ou seja, estabelecer preços ou margens a serem praticados pelos agentes que atuam nas diversas etapas da cadeia produtiva.

A garantia de concorrência é fator essencial para o sucesso dos modelos implementados tanto nos segmentos de *upstream* quanto nos segmentos integrantes do *downstream*. Nesse sentido, são de extrema importância as ações da Agência tanto em seu aspecto preventivo (buscando evitar o surgimento de estruturas de mercado que afetem o processo concorrencial) quanto em seu aspecto repressivo (através das ações de acompanhamento dos mercados regulados pela ANP).

No que se refere à Lei de Defesa da Concorrência (Lei nº 8.884, de 30 de junho de 1994), sua aplicação no âmbito da Administração Pública Federal é competência do chamado Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), atualmente, formado pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), autarquia vinculada ao Ministério da Justiça, pela Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça (SDE) e pela Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE). No entanto, é oportuno salientar que o Sistema será objeto de reestruturação a partir da entrada em vigor da Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011², a qual promove significativas modificações na composição do SBDC e nas estruturas e competências dos órgãos atualmente integrantes. Neste sentido, além da implementação de um novo desenho institucional para a defesa da concorrência no Brasil, as alterações terão impacto nos processos de análise dos atos de concentração e nos procedimentos de investigação de condutas anticompetitivas.

No que tange às agências reguladoras, por exemplo, tornou-se explícito que tais entidades poderão encaminhar representação junto ao CADE com vistas à instauração imediata de inquérito ou processo administrativo³, bem como interpor recurso das decisões do Conselho, quando tratar-se de análise relativa ao mercado regulado da respectiva agência⁴. Por outro lado, dentre as competências instituídas pelo artigo 19 da Lei nº 12.529/2011, caberá à SEAE “... *opinar, nos aspectos referentes à promoção da concorrência, sobre propostas de alterações de atos normativos de interesse geral dos agentes econômicos, de consumidores ou usuários dos serviços prestados submetidos a consulta pública pelas agências reguladoras e, quando entender pertinente, sobre os pedidos de revisão de tarifas e as minutas*”.

Desta forma, considerando a vigência da Lei nº 8.884/94, embora seja de competência do SBDC a defesa da concorrência no âmbito dos mercados regulados pela ANP, o art. 10 da Lei n.º 9.478/97 estabelece que a Agência, no exercício de suas atribuições, deverá comunicar ao CADE e à SDE fatos que possam configurar infrações contra a ordem econômica, para a adoção das medidas cabíveis no âmbito da mencionada Lei. Na estrutura atual, cabe à SDE a instauração e a instrução do processo administrativo e ao CADE seu julgamento^{5,6}.

Com base nos indícios de infração à ordem econômica apresentados pela ANP, a SDE pode instaurar um processo administrativo contra as empresas representadas (caso julgue que há indícios suficientes para eventual condenação), ou, caso decida que os indícios de que teve conhecimento não são fortes o suficiente para instauração imediata de um processo

² De acordo com o artigo 128 da citada Lei, a vigência ocorrerá 180 dias após a publicação oficial, que ocorreu em 01/11/2011.

³ Conforme parágrafo 6º do artigo 66 da Lei n.º 12.529/2011.

⁴ Nos termos do inciso I do artigo 65 da Lei n.º 12.529/2011.

⁵ Cabe à SDE a instauração de processos administrativos, bem como a investigação de denúncias de ilícitos antitrustes. Ao final da investigação, a SDE emite um parecer com suas conclusões, nas quais sugere ou não a condenação dos envolvidos. Esse parecer é então enviado ao CADE, órgão responsável pelo julgamento.

⁶ A partir da nova estrutura criada por meio da Lei nº 12.529/2011, a instauração e instrução do processo administrativo será atribuição da Superintendência-Geral, unidade criada e que integrará a nova estrutura do CADE, tendo como atribuições aquelas definidas no artigo 13 da respectiva Lei. Nesta configuração, as atribuições da SDE no que se refere à defesa econômica, assim como a estrutura do Departamento de Proteção e Defesa Econômica (DPDE) daquela Secretaria serão incorporados à nova autarquia.

administrativo, a Secretaria pode promover averiguações preliminares⁷ para obter informações adicionais acerca da conduta investigada e dos mercados atingidos pela alegada prática anticoncorrencial. Alguns aspectos relevantes das análises de práticas anticompetitivas serão expostos a seguir.

2.1 - Sobre a Existência de Poder de Mercado e da Aptidão para Afetar a Concorrência

Inicialmente, cabe expor que a defesa da concorrência não é um fim em si mesma, mas uma forma de obter maior eficiência econômica no funcionamento dos mercados e, por conseguinte, resultados positivos relacionados ao bem estar social. Assim, "... assegurar a *livre concorrência* não é um fim em si, mas um *meio* para a obtenção de resultados idealmente associados a ela (conjuntamente a outros princípios orientadores da ordem econômica); o *fim* da ordem econômica é o *bem de todos*." (SCHUARTZ, 1998, *apud* MELLO E POSSAS, 2002).

A lei de defesa da concorrência, segundo MELLO E POSSAS (2002), busca limitar o exercício do poder de mercado pois, em princípio, firmas que o detêm são capazes de prejudicar o processo competitivo, gerando ineficiências como resultado do seu exercício. A lei objetiva evitar que o processo concorrencial seja restringido por agentes que possuem poder para fazê-lo.

A análise de indícios de práticas anticompetitivas por parte de uma ou de várias empresas tem início com o exame do poder de mercado desses agentes econômicos em determinado mercado relevante. Cabe destacar que a detenção de poder de mercado, por parte da empresa ou grupo de empresas analisadas, é considerada condição necessária, mas não *per se* suficiente para a caracterização de um ilícito antitruste.

O poder de mercado é, geralmente, definido como sendo a capacidade de fixar preços significativa e persistentemente acima do nível competitivo (MELLO, 2001)⁸. Esse poder pode ser entendido como sendo a capacidade de uma empresa ou grupo de empresas restringir a produção e aumentar preços, mantendo-os acima do nível competitivo, de maneira a obter lucros acima do normal sem, com isso, atrair a entrada de novos concorrentes.

Na caracterização dos mercados para a análise antitruste, o uso de índices de concentração e participação de mercado (*market share*), permite uma primeira avaliação da possibilidade estrutural de poder de mercado, ou seja, tais índices podem indicar, preliminarmente, os setores para os quais se espera que o poder de mercado seja significativo, todavia, não constituem, por si só, comprovação de sua existência ou não (ESTEVES, 2011)⁹.

De forma geral, considera-se que empresas com elevadas participações de mercado são capazes de adotar práticas comerciais e/ou contratuais que podem resultar em prejuízo à livre concorrência e redução do bem estar social. Entretanto, as condições de exercício de poder de mercado por parte de uma determinada empresa, ou grupo de empresas, não estão ligadas somente à concentração industrial em determinado mercado, mas também à

⁷ Com a vigência da Lei n.º 12.529/2011, a Superintendência-Geral ficará responsável pela promoção, em face de indícios de infração da ordem econômica, de procedimento preparatório de inquérito administrativo e de inquérito administrativo para apuração de infrações à ordem econômica.

⁸ Segundo MELLO (2001), o poder de mercado pode se expressar de várias outras formas, que não apenas em preços. Essa definição é utilizada por ser simples e de fácil aplicação e supõe que a empresa, ou grupo de empresas, capaz de elevar preços significativa e persistentemente acima dos custos possui poder de mercado e pode exercê-lo por qualquer outro meio disponível.

⁹ A autora também destaca que, apesar da própria Lei 8.884/94 em seu art. 20 § 3º presumir como posição dominante a participação de 20% do mercado, a simples verificação de índices de concentração e de *market share*, isoladamente, não é muito significativa para precisar poder de mercado.

capacidade de uma empresa ou grupo de empresas restringir a produção e aumentar preços de modo a obter lucros acima do normal, conforme já exposto (ESTEVES, 2011)¹⁰.

Dessa forma, a identificação das características estruturais dos mercados, que incluem a investigação acerca da existência de barreiras à entrada no mercado relevante e da dinâmica concorrencial é essencial para a análise antitruste no tocante à identificação de poder de mercado e seus possíveis prejuízos à concorrência.

Importante expor que a lei antitruste não objetiva combater o poder de mercado¹¹, em si, mas o uso abusivo desse poder. Conforme expõem MELLO E POSSAS (2002), é amplamente aceito que,

“...a lei antitruste não torna ilegal o poder de mercado – nem os monopólios – mas apenas tenta controlar a *forma* pela qual esse poder é adquirido e mantido. Reprime-se o exercício *abusivo* de poder de mercado, e não o poder em si; o poder de mercado não deve ser reprimido quando resultante da maior eficiência de um agente em relação a seus competidores, pois isso significaria coibir um resultado positivo do ponto de vista social, decorrente do próprio funcionamento do processo competitivo.”

Segundo ESTEVES (2011), o abuso do poder de mercado ou da posição dominante está associado à idéia de que a ilicitude, do ponto de vista da análise antitruste, é caracterizada pelos efeitos de atos e/ou condutas sobre a concorrência em um dado mercado relevante, que constitui o *locus* (produto/região) no qual um hipotético monopolista pode manter seu preço acima do nível competitivo por um período significativo de tempo, ou seja, o espaço no qual é razoável supor a possibilidade de abuso de posição dominante de um determinado agente.

Assim, o uso abusivo do poder econômico é avaliado pelos efeitos que provoca sobre um determinado mercado relevante. Nesse sentido, de acordo com o princípio da razoabilidade (*rule of reason*), deve-se avaliar os efeitos líquidos das práticas atribuídas aos agentes, ponderando se os efeitos restritivos da concorrência derivados da conduta podem ser compensados por ganhos de eficiências relativos a essa mesma conduta, de forma a identificar a existência de efeitos anticompetitivos líquidos. MELLO E POSSAS (2002), explicam que

“O princípio da razoabilidade (*rule of reason*) implica a necessidade de avaliação – caso a caso – dos efeitos das práticas investigadas e de suas eventuais justificativas em termos de eficiências compensatórias: só é considerada ilícita a prática cujos efeitos líquidos sejam negativos. É aplicável a condutas restritivas que, supostamente, possam apresentar ganhos de eficiências, e permite tratar a diversidade de efeitos possíveis de uma mesma conduta por uma análise caso a caso.”

Segundo ESTEVES (2011), os ganhos de eficiência estão, em geral, relacionados à economia de custos de transação para os produtores/ofertantes, à redução de custos associados a economias de escala e de escopo, aumentos de produtividade e aperfeiçoamentos tecnológicos.

2.2 – Conceitos Básicos de Práticas Restritivas Verticais

A teoria econômica costuma dividir as condutas anticompetitivas em horizontais e verticais. São condutas anticompetitivas horizontais aquelas que reduzem a concorrência em um

¹⁰ Ainda segundo a autora, medidas de concentração industrial são úteis, portanto, para indicar preliminarmente os setores para os quais se espera que o poder de mercado seja significativo. A análise antitruste parte do pressuposto de que maior concentração da oferta (estrutura) implica numa maior probabilidade de colusão (conduta) e, conseqüentemente, de aumento de preços e lucros (logo, o poder de mercado seria função crescente da concentração industrial). A aproximação, entretanto, é precária, e, sendo os indicadores incompletos, exigem, posteriormente, que sejam analisadas outras características estruturais do mercado.

¹¹ Para mais informações, ver ESTEVES (2011).

mesmo mercado, com diferentes firmas atuando como compradoras ou vendedoras de produtos similares entre si, com o fito de aumentar o poder de mercado. Já as condutas anticompetitivas verticais, tema desta seção, são definidas como aquelas capazes de afetar o processo concorrencial ao longo da cadeia, praticadas por ofertantes de bens e/ou serviços de um mercado (de origem) que afetam outro mercado relacionado verticalmente - a montante e a jusante, chamado de *mercado-alvo*. Como pressuposto, é necessária a existência de poder de mercado no mercado *de origem*, cujo uso abusivo pode resultar em efeitos anticompetitivos, seja no *mercado-alvo*, seja no próprio mercado de origem (MELLO E POSSAS, 2002).

Com a emergência da teoria dos custos de transação, desenvolvida por Williamson¹², em retomada ao artigo de Coase¹³ dos anos 30, os economistas passaram a perceber a economia de mercado como sendo em essência um conjunto de relações contratuais - envolto em um ambiente de incerteza, com agentes detentores de racionalidade limitada (SIMON, 1984) - e não como um mercado “puro”, cujo hiato em relação à realidade inviabiliza a sua própria reprodução prática. Deste modo, no afã de auferirem maiores lucros, os agentes econômicos realizariam, assim, suas escolhas considerando não somente as variáveis de âmbito tecnológico e financeiro, mas também quais transações econômicas seriam realizadas no interior da própria firma, regidas de forma hierárquica, e, no extremo oposto, quais seriam realizadas no mercado *spot* de forma impessoal.

O grande desafio das firmas, quando da realização de arranjos contratuais, consiste em cotejar *incentivos econômicos* com *adaptabilidade*, sendo que o mercado geralmente revela-se melhor no tocante ao primeiro, ao passo que a adaptabilidade é mais bem atendida em arranjos contratuais hierárquicos. A obtenção do sucesso na tomada desse tipo de decisão está relacionada a essa capacidade da firma de identificar e implementar arranjos contratuais específicos dependendo do ativo envolvido e do nível de complexidade da operação, de acordo com o nível de incentivo almejado e levando-se em consideração os custos incorridos em caso de salvaguardas para que se possa fazer cumprir (*enforcement*) o contrato estabelecido. O mercado assim, na sua forma “pura”, perde a sua preeminência em relação aos demais arranjos contratuais, mostrando-se diversas vezes indesejável.

Ademais, de modo a reduzir os custos de transação, várias são as transações econômicas realizadas sob a forma de contratos de longa duração, regidos por cláusulas de salvaguardas e de natureza cooperativa, com comprometimentos de ambas as partes no tocante à redução de riscos frente a contingências imprevistas.

O que se pode compreender, face ao exposto, é que a redução de custos de transação através de variados mecanismos contratuais apresenta-se como forma não somente de gerar proveitos para particulares, mas também proporciona elevação do nível de bem-estar, em decorrência da melhora na eficiência alocativa. Numa economia de mercado, aumentos de competitividade não decorrem somente de inovações tecnológicas, produtivas e organizacionais, mas são resultado, também, de novos arranjos contratuais, com “... *maior ganho de eficiência na gestão da coordenação das partes envolvidas em transações duradouras, que não se esgotam numa operação de compra e venda como num mercado spot*” (MELLO E POSSAS, 2002)

Essa nova percepção sobre os ganhos econômicos oriundos dessas novas formas contratuais, nas quais são requeridas maior grau de coordenação entre os agentes econômicos, tem levado a um reexame da avaliação negativa, por partes de analistas e juízes na área de Defesa da Concorrência, quanto à adoção de práticas contratuais verticais por parte das firmas. Assim, se antes tais práticas eram vistas como *per se* negativas, com a

¹² Para mais informações ver WILLIAMSON, O. (1975) *Markets and Hierarchies: analysis and antitrust implications*, New York: The Free Press, e WILLIAMSON, O. (1968) *Economies as an Antitrust Defense: the welfare trade offs*, *American Economic Review*, 58.

¹³ Para mais informações, ver COASE, R. (1960) *The Problem of Social Cost*, *Journal of Law and Economics* 3 (1): 1–44. e COASE, R. (1937) *The Nature of the Firm*, *Economica*, 4 (16): 386–405;

demonstração de possíveis ganhos de eficiência, tornou-se *mister* contrapor os dois efeitos opostos para avaliar os potenciais efeitos anticompetitivos em decorrência da adoção de tais práticas, sob o princípio da razoabilidade.

A questão da ilicitude de práticas restritivas verticais é bastante controversa na literatura especializada. Na jurisprudência internacional, foi-se abandonando paulatinamente o critério de ilegalidade *per se* para o julgamento de práticas verticais diante do reconhecimento dos possíveis benefícios com ganhos de eficiência, em favor do critério da razoabilidade (“*rule of reason*”), sob a qual se avalia os efeitos líquidos sob o critério de eficiência alocativa, considerando, de um lado, os efeitos nocivos ao processo concorrencial e, de outro, os possíveis ganhos de eficiência relacionados geralmente à redução dos custos de transação, para proferir decisão acerca da ilegalidade da conduta (PONDÉ *et al*, 2001).

No que concerne à legalidade da prática de tais condutas, no ordenamento jurídico brasileiro, as infrações à ordem econômica são fixadas nos artigos 20 e 21 da Lei nº 8.884/94¹⁴. O artigo 20, transcrito abaixo, trata de uma regra geral de tipificação da infração, enquanto o artigo 21 exemplifica as condutas passíveis de infração.

“Art. 20. Constituem infração da ordem econômica, independentemente de culpa, os atos sob qualquer forma manifestados, que tenham por objeto ou possam produzir efeitos, ainda que não sejam alcançados:

I – limitar, falsear ou de qualquer forma prejudicar a livre concorrência ou a livre iniciativa;

II – dominar mercado relevante de bens ou serviços;

III – aumentar arbitrariamente os lucros;

IV – exercer de forma abusiva posição dominante.

§ 1º A conquista de mercado resultante de processo natural fundado na maior eficiência de agente econômico em relação a seus competidores não caracteriza o ilícito prevista no inciso II”

Nota-se que tal artigo é restrito em sua hermenêutica, bastando que o ato enquadre-se nas hipóteses previstas no artigo 20 para que seja considerado ilícito (ou seja, as condutas identificadas no artigo 21 são passíveis de condenação desde que estejam tipificadas no artigo 20¹⁵).

Assim, prevalece a convicção por parte de vários especialistas na área de defesa da concorrência, tanto na literatura acadêmica quanto na jurisprudência, de que a Lei 8.884/94, no seu artigo 20, não contempla a possibilidade de empregar o critério *per se*, tendo assim as autoridades antitruste que, necessariamente, realizar análise sobre os efeitos líquidos com base no princípio da razoabilidade¹⁶.

A Lei nº 8.884/94, em seu artigo 21, elenca uma série de práticas restritivas consideradas infrações. Dentre os numerosos tipos de práticas anticompetitivas verticais, destacamos a seguir as principais delas (MELLO, 2001):

Fixação de preços de revenda: esta prática consiste no estabelecimento, por parte do produtor, de preços máximos, mínimos ou rígidos, a serem adotados pelos distribuidores ou revendedores de seus produtos. Diferentemente da mera sugestão de preços, a fixação de preços pode ter efeitos anticompetitivos distintos. No caso da imposição de preços máximos,

¹⁴ Tais definições ficam mantidas com a Lei nº 12.529/2011, nos termos do seu artigo 36.

¹⁵ Vale lembrar que a listagem de condutas presentes no artigo 21 é meramente exemplificativa e não exaustiva. Como explica o ex-conselheiro Fernando Marques (2003): “Assim, as condutas ali arroladas tão-somente servem de exemplo, ou ainda, são as condutas mais comumente verificadas na experiência nacional e internacional, buscando, assim, influenciar a conduta dos agentes econômicos na função preventiva da política antitruste”.

¹⁶ “Como no caso das restrições horizontais, as práticas verticais pressupõem, em geral, a existência de poder de mercado sobre o mercado relevante “de origem”, bem como efeito sobre parcela substancial do mercado “alvo” das práticas, de modo a configurar risco de prejuízo à concorrência. Embora tais restrições constituam em princípio limitações à livre concorrência, podem também apresentar benefícios (“eficiências econômicas”) que devem ser ponderados *vis-à-vis* os efeitos potenciais anticompetitivos, de acordo com o princípio da razoabilidade” (Resolução CADE nº 20/1999, Anexo I).

e considerando uma estrutura de mercado em que os agentes não possuem, isoladamente, substancial poder de mercado, a adoção de tal prática restritiva ao comportamento dos agentes à jusante pode ser justificável e, em até certa medida, benéfica aos consumidores finais, evitando, por um lado, o comportamento oportunista pelos ofertantes e, por outro lado, que a fixação de preços superiores por distribuidores e revendedores possa resultar em perda de vendas. Dessa forma, admite-se, atualmente, que a adoção desta prática não gera efeitos anticompetitivos relevantes (MELLO E POSSAS, 2002).

Já no que tange à fixação de preços mínimos, há possibilidade que a competição seja restringida de maneira significativa, em virtude da redução intra-marca do produtor, ou seja, com redução da competição entre os agentes à jusante da cadeia. Não obstante, a cartelização entre produtores e destes com distribuidores ou revendedores, sob o prisma dos incentivos econômicos, parece de difícil concretização, tendo em vista que os próprios produtores seriam os maiores prejudicados com tal conluio, implicando perda de vendas com o aumento das margens de comercialização dos agentes à jusante da cadeia. Contudo, há de se considerar a hipótese de que a fixação de preços mínimos pelo produtor, ao contrário da situação anterior, atenda aos seus objetivos no que concerne à proteção dos ativos específicos detidos – como reputação da marca e de seus produtos, evitando, por exemplo, que os revendedores adotem estratégias oportunistas de redução de preços, vindo a prejudicar a qualidade dos serviços prestados, seja no momento da própria venda do produto (com atendentes com menor nível de capacitação, por exemplo) seja com a deterioração da qualidade dos serviços de pós-venda (MELLO E POSSAS, 2002).

Acordos de exclusividade: consistem no estabelecimento de acordo entre duas empresas para comercialização de produtos de forma exclusiva, sendo o exemplo mais comum disso a celebração de contrato de exclusividade entre um fornecedor que passa a comercializar um ou mais produtos somente com determinado distribuidor ou revendedor. A prática de tal conduta é capaz, concomitantemente, de trazer prejuízos à concorrência e de redundar em ganhos de eficiência, cuja análise dos efeitos líquidos só podem ser realizados mediante estudo de caso concreto (MELLO E POSSAS, 2002).

Todavia, dentre os efeitos adversos mais comuns dessa prática sobre o ambiente competitivo podemos listar: a) o fechamento do mercado para concorrentes efetivos e potenciais, com o controle do produto sobre os canais de venda e de distribuição; b) com menos distribuidores ou revendedores ofertando determinado produto, em virtude da celebração de acordos de exclusividade, torna-se muito mais fácil a concentração de poder de mercado em poucos agentes, o que favorece a coordenação de preços de forma tácita ou através da formação de cartel. Já quanto aos possíveis efeitos benéficos com a celebração de tais acordos, podemos lembrar, primeiramente, a redução dos custos de transação, pois o estabelecimento de acordos com vários agentes faria com que a empresa fornecedora aumentasse substancialmente os custos relacionados à gestão contratual, além da ampliação do risco de comportamentos oportunistas (com o aproveitamento de tecnologia, equipamentos, marcas, investimentos em publicidade, etc. do fornecedor), além de servir como incentivo aos distribuidores/ revendedores de realizar maiores esforços de venda (MELLO E POSSAS, 2002).

Venda Casada: consiste esta prática na venda conjugada de produtos e/ou serviços sem que haja a opção de adquirir, da empresa ofertante, cada produto separadamente. Supõe-se, para a adoção dessa prática, que a empresa possua poder de mercado em pelo menos um dos produtos e, ainda, que de alguma maneira os consumidores sejam compelidos a obter o segundo produto, em decorrência da complementaridade entre os dois produtos. Atendendo a estes dois requisitos, tal prática anticompetitiva torna-se capaz de promover, artificialmente, as vendas do segundo produto, contribuindo para elevar o faturamento e os lucros da firma (MELLO E POSSAS, 2002).

Os principais efeitos anticompetitivos derivados da prática de venda casada são: primeiro, bloqueio de acesso aos canais de distribuição, já que o consumidor é forçado a escolher a opção *second-best*, o que mina a capacidade de concorrer de novos entrantes, mesmo estes oferecendo produtos com melhor relação entre custo e benefício; segundo, aumento das barreiras à entrada aos novos entrantes, já que, para competir sob as mesmas condições, torna-se forçoso o desenvolvimento do produto adicional, já que quem não oferece os dois produtos não consegue colocar o seu produto principal no mercado.

Quanto às vantagens econômicas oriundas de tal prática anticompetitiva, podemos citar, primeiramente, a redução dos custos de transação, visto que a venda em conjunto dos produtos envolve economias atinentes à obtenção de informações, à celebração de contratos e, ainda, à logística e gestão de estoques. Em segundo lugar, com a venda em conjunto de ambos os produtos a firma evita danos à sua reputação ocasionados pelo uso de produtos de qualidade inferior, adquiridos pelo consumidor de outro concorrente, capazes de trazer dano ao funcionamento do primeiro produto. Em terceiro lugar, a prática de venda casada pode ser justificável no caso de franquias de marca, como maneira de a firma detentora dos ativos intangíveis assegurar os padrões de qualidade, evitando que a marca seja maculada. Quarto, a existência de economias de escopo de magnitude expressiva podem resultar em importantes ganhos de eficiência de tipo tecnológico. Por fim, em quinto lugar, as interdependências tecnológicas entre os dois produtos, constituindo sistemas integrados, o que se traduz em maior eficácia quando o desenvolvimento dos produtos é realizado de modo integrado (MELLO E POSSAS, 2002).

Recusa de Negociação: tal prática consiste na recusa na venda ou compra de um bem ou serviço por um determinado agente, sob condições consideradas normais de mercado. A recusa de venda pode resultar em danos ao processo concorrencial se ela for concertada – e não uma decisão unilateral – ou ainda quando tal prática estiver aliada a uma estratégia para adquirir ou sustentar posição dominante no mercado relevante. Adicionalmente, tal prática pode estar associada a outras estratégias de concentração horizontal, como o estabelecimento de *joint-ventures* ou, até mesmo, como maneira de assegurar a cartelização do mercado. No tocante às relações comerciais verticais, é bastante comum que a recusa de negociação seja decorrente da adoção de outras práticas restritivas verticais, tais como a fixação de preço de revenda e a celebração de contratos de exclusividade, o que requer o enquadramento em uma das categorias apresentadas para realização de análise sobre os possíveis efeitos negativos sobre a concorrência, bem como, por outro lado, dos possíveis efeitos benéficos atinentes aos ganhos de eficiência (MELLO E POSSAS, 2002).

Discriminação de preços: diz respeito à prática de imposição, por parte do ofertante, de preços distintos de um mesmo produto para compradores diferentes. As diferenças de preços podem estar associadas à capacidade da firma, quando a mesma detém vultoso poder de mercado, de identificar e segmentar o mercado de acordo com as respectivas elasticidades-preço da demanda. Porém, sem embargo de tal prática não ser de difícil identificação, o seu enquadramento como prática anticompetitiva não é automática e nem mesmo trivial, sendo necessária avaliação particular de cada situação. Em relações contratuais verticais, pode-se considerar a discriminação de preços como danosa ao processo concorrencial caso esteja inserida dentro de uma estratégia da empresa com posição dominante para inviabilizar o acesso ao mercado de novas firmas ofertantes (MELLO E POSSAS, 2002).

No que concerne aos serviços de utilidade pública, a discriminação de preços reflete, na grande maioria dos casos, a presença de categorias de consumidores com níveis de consumo muito diferenciados; e, nos casos em que há elevadas economias de escala na comercialização de um bem ou serviço, torna-se, em geral, eficiente do ponto de vista econômico, praticar tarifas/preços mais baixos para os consumidores que adquirem volumes maiores. Na mesma direção, quando o custo marginal de fornecimento de um bem ou

serviço aumenta significativamente em certos intervalos de tempo, os quais podem ser denominados "períodos de pico", o estabelecimento de preços diferenciados constitui prática eficiente.

Por fim, em situações nas quais uma empresa tem controle parcial ou total sobre uma rede ou infra-estrutura essencial, a discriminação de preços e/ou a discriminação por meio de fixação diferenciada de condições operacionais de venda ou de prestação de serviços pode servir para elevar o custo do concorrente, com efeitos nocivos à livre concorrência, e, no limite, impedir sua atuação no mercado à jusante da cadeia.

2.3 – Práticas Restritivas Verticais nas Indústrias de Rede

De início, pode-se definir indústria de rede como aquela que depende da implantação de redes ou malhas para que seja possível tanto o transporte quanto a distribuição dos seus respectivos produtos. De acordo com PINTO JR. *et al* (2007), dentre as características da indústria de transporte de gás por gasodutos, podemos destacar as seguintes:

- a) Custos de investimentos elevados;
- b) Baixa flexibilidade; e
- c) Grandes economias escala.

A configuração da própria estrutura da indústria de rede (número de empresas, participações de mercado, quantidade de serviços ofertados) está relacionada a questões de âmbito tecnológico, ao tamanho do mercado, às estratégias das empresas no setor, além, é claro, do próprio regime regulatório em vigor. Dessa maneira, o conjunto das tecnologias disponíveis demarca os limites de exploração dos potenciais de economia de escala, escopo e densidade por parte das empresas participantes, sendo que o nível efetivo de exploração dessas tecnologias dependerá da interação entre tecnologia, dimensão do mercado e das estratégias das empresas (TAVARES DE ARAUJO JR., 2004).

Assim sendo, tanto a indústria do gás natural quanto a de energia elétrica são consideradas indústrias de rede. Todavia, ao contrário do que ocorre com a eletricidade, na indústria do gás natural há a possibilidade de estocagem do produto. Esta estocagem pode ser feita tanto dentro dos próprios gasodutos de transporte e distribuição quanto em centros artificiais (gasômetros) e naturais¹⁷ de estocagem. A viabilidade de estocagem do gás natural implica uma maior flexibilidade para a gestão dos aspectos de segurança da rede quando comparada com a rede elétrica. (PINTO JR. *et al*, 2007).

Especificamente, a atividade de transporte de gás natural por dutos caracteriza-se por ser uma indústria de rede, com integração espacial pouco flexível e forte interdependência de ativos, acarretando a necessidade de coordenação entre os diferentes elos da cadeia de modo a viabilizar a operação e expansão desse conjunto de atividades. A especificidade dos ativos e o fato da atividade ser exercida em regime de monopólio natural, além da forte concorrência interenergética (dificuldade de desenvolvimento de mercados exclusivos e preço do gás natural correlacionado com o preço de combustíveis concorrentes), tornam necessária a coordenação setorial e estimulam a integração vertical (estabilidade de suprimento) e a adoção de contratos de longo prazo (estabilidade de demanda) (ANP, 2001).

Nesse sentido, fica claro, então, que a indústria "... enfrenta custos de transação muito elevados devido à presença de ativos específicos (comuns aos outros tipos de rede) em um

¹⁷ Pode ser armazenado em cavernas de sal, campos de óleo e gás depletados, falhas geológicas. Para mais informações sobre o assunto ver CONFORT, M. J. F., Estocagem Geológica de Gás Natural e seus Aspectos Técnicos e Regulatórios Internacionais. Dissertação de Mestrado. UFRJ. Rio de Janeiro, 2006.

contexto de forte concorrência interenergética. Para contornar estes custos de transação, a indústria adota, tradicionalmente, a integração vertical ou contratos de longo prazo como mecanismos de coordenação. Estes custos de transação são exacerbados nos períodos iniciais de desenvolvimento da indústria, quando o gás natural deve deslocar a demanda de outros combustíveis concorrentes” (PINTO JR. *et al.*, 2007).

O enfrentamento das condutas anticompetitivas em indústrias de rede, tal como é o caso do gás natural, não pode ser considerado tarefa trivial. Vários são os expedientes que podem ser utilizados pelas empresas detentoras de poder de mercado com o objetivo de fortalecer sua posição em detrimento dos demais concorrentes, dentre os quais se destacam a discriminação de preços, a demora em se realizar uma tarefa entendida como essencial, a deterioração na qualidade dos serviços prestados, a recusa de negociação, ou ainda, qualquer expediente cujo resultado seja a elevação de custos para os seus concorrentes. Por exemplo, a literatura econômica destaca a ocorrência do *hold-up problem*¹⁸ em determinadas relações contratuais, o que ocorre quando uma determinada empresa realiza investimentos numa instalação que sirva exclusivamente para receber determinado insumo oriundo de um determinado fornecedor. Nestas situações, em caso de problemas na relação contratual e comercial entre fornecedor e comprador, o poder de barganha de preço é exercido pelo vendedor do insumo, haja vista a dependência comercial e produtiva do comprador e o fato de que, se a planta não for operada, o valor da instalação torna-se igual a zero (TAVARES DE ARAUJO JR., 2004).

Tal distorção pode se fazer mais presente em setores onde existam empresas verticalizadas e não verticalizadas e quando estas últimas dependem de recursos essenciais que estão sob o controle das primeiras. Nessa situação, as empresas verticalizadas tenderão a utilizar dessa vantagem para eliminar as suas concorrentes mais frágeis, isto é, não-verticalizadas, do mercado, de forma a ampliar, num primeiro momento, participação de mercado artificialmente, e, no longo prazo, consolidar sua posição dominante, aumentando as barreiras à entrada para potenciais entrantes (TAVARES DE ARAUJO JR., 2004).

Assim, é considerado requisito básico para o sucesso da ação regulatória que o órgão regulador disponha de instrumentos de forma a coibir as tentativas de impedimento do acesso de recursos essenciais no setor, a partir da qual geralmente se engendram as práticas anticompetitivas nas indústrias de rede. Não é por acaso que, no bojo do processo de mudança na forma de atuação do Estado nos setores regulados a partir dos anos 80 nos países desenvolvidos, regulamentações de vários países tenham instituído regras no mercado de gás natural de forma a impedir o controle do transporte pelos agentes à montante e à jusante da cadeia, de forma a propiciar o desenvolvimento de um ambiente competitivo.

Outra maneira de obstruir a emergência de tal assimetria de poder na indústria de gás natural é simplesmente criando mecanismos para evitar qualquer possibilidade de integração vertical no setor, tal como no caso da Argentina, onde foi notória a preocupação do legislador de assegurar as condições de competitividade do setor, com a introdução de uma série de restrições à participação majoritária de produtores, armazenadores, distribuidores e consumidores nas empresas de transporte de gás natural, bem como restrições à participação dos entes da cadeia nas empresas de distribuição. Nesse contexto, a regra de livre acesso pode se tornar mais efetiva.

A próxima seção apresentará as características estruturais da indústria de gás natural no Brasil.

¹⁸ Para mais informações, ver COASE, R. (1937) The Nature of the Firm, *Economica*, 4 (16).

3. A INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1 - Estrutura da Indústria Brasileira do Gás Natural

Tal como já exposto na seção 2.3, a indústria do gás natural (produção, importação, exportação, processamento, transporte, estocagem, comercialização e distribuição) é uma indústria de rede. Tais indústrias são caracterizadas pela presença de um conjunto de atividades distintas, mas com interdependência entre elas para que haja eficiência na prestação do serviço. Este é o caso das atividades compreendidas nas indústrias de infraestrutura, em especial as atividade de transporte e distribuição de gás natural, as quais estão correlacionadas, gerando, portanto, uma interdependência sistêmica, o que traz à tona a questão da coordenação entre estas diferentes atividades. A prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria¹⁹.

Exatamente para auferir dos benefícios da coordenação, de ganhos de escala e escopo e da redução de custos de transação, a lógica econômica caminha no sentido da integração das atividades da cadeia.

Há que se destacar que as distintas atividades da indústria do gás natural possuem caráter diferenciado, uma vez que em algumas destas atividades é possível haver competição entre os agentes e outras são caracterizadas por serem monopólios naturais. Este é o caso das atividades de transporte e distribuição de gás natural, nas quais a estrutura de mercado em forma de monopólio é a mais eficiente do ponto de vista econômico²⁰.

A combinação dos elementos acima resulta na possibilidade de existência de uma empresa integrada (dada a lógica da coordenação das atividades) que controla atividades potencialmente sujeitas à competição bem como atividades naturalmente monopólicas simultaneamente.

Esta forma de organização da indústria permite à empresa integrada auferir os benefícios gerados pela coordenação, mas, ao mesmo tempo, pode resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como a possibilidade do exercício do poder de mercado e a adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria. Por meio desta última, uma empresa verticalizada poderia subsidiar uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopólica, que não está sujeita à competição. Desta forma, ela estaria adotando uma estratégia de competição para eliminar ou impedir a entrada de outras empresas no mercado competitivo.

No caso do Brasil, durante mais de quatro décadas, a Petrobras exerceu o monopólio legal sobre as atividades que compõem as indústrias de petróleo e gás natural. Obedecendo à lógica econômica de integração dessas indústrias, buscando ganhos de escala e escopo, bem como ganhos derivados da coordenação e da diminuição dos custos de transação, o modo de organização industrial prevalecente foi a integração vertical e horizontal das distintas atividades da cadeia. Neste contexto de empresa integrada e não sujeita à concorrência desenvolveram-se as indústrias de petróleo e gás natural no país.

Nas duas últimas décadas, entretanto, uma série de países reestruturou suas indústrias de infraestrutura e este foi também o caso do Brasil. De maneira geral, o objetivo das reformas foi a introdução da competição nas atividades potencialmente concorrenciais e a regulação das atividades naturalmente monopólicas. Para tanto, era necessário separar os diferentes

¹⁹ É importante salientar que o segmento da distribuição local de gás canalizado, o qual depende dos elos anteriores da cadeia de valor do gás natural, é considerado um serviço de utilidade pública e, portanto, não pode sofrer interrupção em seu fornecimento.

²⁰ O monopólio natural está ligado ao tamanho do mercado em relação ao tamanho (ou escala) mínimo de eficiência da firma. Ele ocorre quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso o mercado não comporta mais de uma firma operando em escala e escopo eficientes, tornando desejável a existência de um só agente monopolista.

segmentos da indústria. Desta maneira, as reformas estruturais nas indústrias de infraestrutura basearam-se no *unbundling* das atividades²¹, que pode ocorrer em três níveis: i) separação contábil; ii) separação jurídica; e iii) separação societária.²² Esse receituário básico de reformas, que vai diretamente contra a lógica econômica de integração das atividades da cadeia, foi também adotado no Brasil.

Os dois marcos principais de reforma da indústria gasífera no país são a Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás)²³, regulamentada pelo Decreto nº 7.382/10. No tocante ao *unbundling*, ou separação das atividades da cadeia, o Art. 65 da Lei nº 9.478/97 exigiu da Petrobras não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a Petrobras constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte do energético. No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites à participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do gás natural.

A Lei do Gás estendeu aos demais agentes da indústria tratamento semelhante ao conferido à Petrobras²⁴ (art. 3º, §3º), quando determinou que o exercício do transporte do gás natural é exclusivo de empresas transportadoras de combustíveis e que podem, também exercer a atividade de estocagem de gás natural, mas mantendo contabilidade separada.

A indústria brasileira de gás natural é composta, portanto, por uma série de agentes independentes (juridicamente, mas não necessariamente independentes do ponto de vista do controle acionário), mas com elevado grau de interdependência, havendo relações físicas e/ou contratuais entre elas, como mostrado na figura 1.

²¹ Ao mesmo tempo em que a separação das atividades da cadeia permite maior transparência na formação dos preços e inibe práticas discriminatórias entre os diferentes elos da indústria, esta separação também resulta em perdas, em especial aquelas relacionadas à coordenação dos distintos segmentos de uma indústria de rede. Há, portanto, um paradoxo no *unbundling* vertical das atividades de uma indústria de rede (GÓMEZ-IBAÑEZ, 2006).

²² Para uma discussão mais pormenorizada a respeito da importância da separação das atividades da cadeia de valor do gás natural no Brasil e seus efeitos sobre a regulação, ver Nota Técnica nº 013/2009-SCM, intitulada “Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnicos, Econômicos e Jurídicos” e disponível na página eletrônica da ANP na internet.

²³ Destaca-se também o art. 25, §2º da Constituição da República, o qual determina que os serviços locais de gás canalizado são de responsabilidade das Unidades da Federação. Ou seja, a atividade de distribuição de gás canalizado está fora do escopo da regulação federal.

²⁴ A exigência de pessoa jurídica com objeto social exclusivo para habilitar-se como transportador já havia sido estabelecida em regulamentação da ANP em 1998. A Portaria ANP nº170/98, em seu artigo 6º, determina que “a autorização [para construção, operação e a operação de instalações de transporte de gás natural] só será concedida à pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte”.

de qualidade, antes de ser introduzido na rede de transporte, em procedimento análogo ao tratamento dado ao petróleo nas refinarias.

No caso da importação dutoviária, o país detém infraestrutura para importar gás de origem Argentina, por meio do Uruguiana-Porto Alegre (trecho 1), e gás proveniente da Bolívia, através dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Bolívia-Brasil (GASBOL). Contudo, devido a problemas relacionados ao abastecimento interno na Argentina e na Bolívia, a importação de origem Argentina está suspensa desde meados de 2008, e a importação via Lateral-Cuiabá foi reduzida à valores pouco significativos²⁶.

A importação de GNL implica, necessariamente, a existência de terminais regaseificadores, responsáveis pela transformação do gás em estado liquefeito para seu estado gasoso, a fim de introduzi-lo na malha de transporte.

Após ser processado ou regaseificado, o gás natural é destinado a gasodutos de transporte²⁷ que serão responsáveis por movimentá-lo até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e até pontos de entrega às distribuidoras estaduais de gás natural (“city-gates”). Aqui, faz-se necessário esclarecer a organização industrial do segmento de transporte de gás natural no Brasil, pois o mesmo tem implicações diretas na concorrência no mercado.

Como mencionado acima, de acordo com o arcabouço legal atualmente vigente no Brasil, o transporte de gás natural implica, necessariamente, a existência de dois tipos de agentes, denominados transportador²⁸ e carregador²⁹. O primeiro detém a propriedade e o controle das atividades de transporte, ou seja, é o responsável por receber o gás natural na entrada de suas instalações (o ponto de recebimento do gasoduto de transporte) e disponibilizá-lo no ponto de entrega acordado com o carregador. O carregador, por sua vez, é o proprietário do gás natural³⁰ e contratante do serviço de transporte.

Em razão do estado ainda incipiente da indústria do gás natural brasileira e da concentração da propriedade dos ativos de produção e processamento por um único agente, o exercício da atividade de carregador é, historicamente, realizado por um produtor (ver Subseção 3.2, a seguir), o qual se utiliza dos serviços prestados pelo transportador para entregar o gás ao agente comprador do gás natural, que pode ser uma distribuidora estadual, um comercializador ou um consumidor livre³¹.

Não obstante, como se observa na Figura 1, a atividade de carregador também pode ser exercida pelos agentes autoprodutores, autoimportadores, importadores e exportadores, em atendimento às suas necessidades específicas.

²⁶ Em 2010, a importação via gasoduto Lateral-Cuiabá representou menos de 0,1% do total de gás importado pelo Brasil.

²⁷ “Gasoduto de Transporte: gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII e XIX do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal,” (grifos nossos) (Inciso XVIII do Art. 2º da Lei nº 11.909/09).

²⁸ “Transportador: empresa autorizada ou concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto,” (Inciso XXVI do Art. 2º da Lei nº 11.909/09).

²⁹ “Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP,” (Inciso V do Art. 2º da Lei nº 11.909/09).

³⁰ O transportador não poderá comprar ou vender gás natural, com exceção dos volumes necessários ao consumo próprio das instalações de transporte e para formação e manutenção de seu estoque operacional (Art. 3º da Resolução ANP nº 027, de 14 de outubro de 2005).

³¹ O consumidor livre é um grande consumidor de gás natural que decide negociar diretamente com um produtor ou um comercializador a compra do gás, pagando à distribuidora apenas o serviço de distribuição. Nesse caso, é a legislação estadual que define sobre a existência ou não da figura do consumidor livre e quais as condições (em especial o consumo mínimo) para que um agente seja classificado como tal. A Lei nº 11.909/09 define tal consumidor da seguinte maneira: “Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador,” (Inciso XXXI do Art. 2º).

Neste sentido, constitui uma obrigação dos transportadores celebrar com os carregadores contratos de transporte, padronizados para cada modalidade de serviço oferecida, os quais deverão ser previamente homologados pela ANP (Inciso I do Art. 22 da Lei nº 11.909/2009)³² e conter, minimamente, as seguintes cláusulas (Art. 6º da Resolução ANP nº 027, de 14 de outubro de 2005):

- I - tipo de serviço contratado;
- II - termos e condições gerais de prestação do serviço;
- III - capacidades contratadas de transporte entre zonas de recebimento e zonas de entrega;
- IV - capacidades contratadas de entrega por ponto de entrega;
- V - tarifas de transporte; e
- VI - prazo de vigência.

Em especial, com relação às tarifas de transporte cobradas pelos transportadores, a Resolução ANP nº 029 (RANP nº 029/2005), de 14 de outubro de 2005, estabelece regras que visam assegurar a transparência, a não-discriminação das tarifas, a refletividade dos custos e a eficiência na prestação do serviço de transporte, como se pode observar do texto dos Artigos 3º, 4º e 11 abaixo:

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

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

I - os custos da prestação eficiente do serviço;

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

(...)

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

Outros dois conceitos importantes contidos na RANP nº 029/2005 são o conceito de tarifa compartilhada³³ e o repasse integral das reduções na tarifa de transporte ao preço de venda do gás, tendo como objetivo repassar aos consumidores finais o efetivo custo da disponibilização do gás natural, evitando, assim, ganhos extraordinários tanto no segmento de transporte, quanto na comercialização de gás natural (por meio de subsídios cruzados – das receitas auferidas no transporte decorrentes da redução de custos). Esses conceitos estão expressos nos Artigos 8º e 10:

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

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

³² Constitui, ainda, “(...) obrigação dos transportadores submeter à aprovação da ANP a minuta de contrato padrão a ser celebrado com os carregadores, que deverá conter cláusula para resolução de eventuais divergências, podendo prever a convenção de arbitragem, nos termos da Lei nº 9.307, de 23 de setembro de 1996” (Inciso III do Art. 24 da Lei nº 11.909/2009).

³³ A opção pela tarifa compartilhada pode ser feita com a condição de que sejam igualadas as condições operacionais àquelas previstas nos novos contratos de serviço firme de transporte.

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

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

(...)

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

É importante ressaltar que a Lei nº 11.909/2009 inseriu no arcabouço jurídico brasileiro a figura do regime de concessão precedida de licitação para gasodutos de transporte, e manteve, não obstante, o regime de autorização aplicável aos dutos existentes na data de publicação da Lei (que tenham iniciado processo de licenciamento ambiental até 04 de março de 2009, mas que ainda não tenham recebido a autorização da ANP – Art. 30, §2º) e novos gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais, tal como dispõe o Art. 3º:

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

I - concessão, precedida de licitação; ou

II - autorização.

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

(...)”

Ademais, sob o novo marco legal, a proposição de gasodutos a serem construídos ou ampliados não será mais feita diretamente por particulares, mas diretamente pelo MME, responsável pelo planejamento do setor. Desta forma, o processo para a construção de um novo gasoduto, então, tem as seguintes etapas:

- i) Proposição do empreendimento por parte do MME (que pode ser provocado por terceiros);
- ii) Realização de Chamada Pública³⁴, para a identificação da capacidade do gasoduto (que dependerá do interesse dos carregadores). Durante a chamada pública os Carregadores para os quais for alocada capacidade assinarão com a ANP um Termo de Compromisso de compra de capacidade;
- iii) Licitação, conduzida pela ANP, para a escolha do transportador, que será responsável por construir e operar o gasoduto;
- iv) Assinatura de contrato de concessão de transporte de gás natural entre o transportador vencedor da licitação e a ANP; e
- v) Assinatura de contratos de transporte de gás natural entre o transportador, vencedor da licitação, e os carregadores, vencedores da Chamada Pública.

Outra inovação trazida pela Lei nº 11.909/2009 diz respeito à determinação da tarifa aplicável ao serviço de transporte para os dois regimes de outorga (concessão e

³⁴ A Chamada Pública é o “procedimento com garantia de acesso a todos os interessados, que tem por finalidade a contratação de capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados” (Lei nº 11.909/09, Art. 2º, inciso VII). A Chamada Pública instituída pela Lei do Gás substitui o Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC), procedimento criado pela Resolução ANP nº 27/2005, o qual visava garantir o acesso à infraestrutura de transporte. Ao introduzir tal mecanismo na Lei, o legislador confirmou a importância e a eficácia do processo originalmente proposto pela ANP em sua regulamentação.

autorização), que embora distintos, exige a intervenção direta da ANP. No caso do regime de concessão, cabe à ANP estabelecer a tarifa aplicável, com base no resultado do processo licitatório que antecede a concessão, conforme o §2º do Art. 13 da Lei nº 11.909/2009. No caso do regime de autorização, o cálculo da tarifa deve obedecer aos critérios estabelecidos pela ANP e ser submetido à aprovação da Agência, segundo o disposto no Art. 28. Ambos artigos encontram-se transcritos a seguir:

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

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

§ 2º As tarifas de transporte de gás natural a serem pagas pelos carregadores para o caso dos gasodutos objeto de concessão serão estabelecidas pela ANP, aplicando à tarifa máxima fixada no processo de chamada pública o mesmo fator correspondente à razão entre a receita anual estabelecida no processo licitatório e a receita anual máxima definida no edital de licitação.

(...)

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

Pela leitura do §2º do Art. 13 da Lei nº 11.909/2009, no caso da concessão, faz-se necessária a promoção de uma Chamada Pública para a contratação de capacidade de transporte, a qual antecede o processo de licitação para a concessão da atividade de transporte. Durante a Chamada Pública, a ANP é responsável por fixar a tarifa máxima aplicável aos carregadores interessados em contratar capacidade de transporte, devendo estes assinarem um Termo de Compromisso com a ANP em atendimento ao disposto no §3º do Art. 5º, dessa mesma Lei.

Por fim, a partir da figura 1, pode-se observar as possíveis transações de comercialização de gás natural entre agentes do mercado, representadas pelas linhas de contratos de compra e venda. A seguir, dá-se relevo, de modo não exaustivo, a algumas possibilidades da ocorrência da comercialização de gás natural na esfera de competência da União:

- a) comercialização entre o agente produtor (*upstream*) e o distribuidor (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade situar-se entre a produção e o *city-gate*;
- b) comercialização entre o agente importador (*midstream*) e o distribuidor (*downstream*), podendo o ponto de transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto;
- c) comercialização entre o agente produtor (*upstream*) e o agente comercializador, podendo o ponto da transferência de propriedade situar-se entre a produção e o *city-gate*, inclusive em instalações de estocagem de gás natural;
- d) comercialização entre o agente produtor/importador/comercializador, por um lado, e o consumidor livre, de outro, podendo o ponto da transferência de propriedade ser o *city-gate* de um gasoduto; e
- e) comercialização entre o distribuidor de GNC ou GNL e o consumidor final, uma vez que apenas os serviços locais de gás canalizado estão sujeitos ao monopólio estadual.

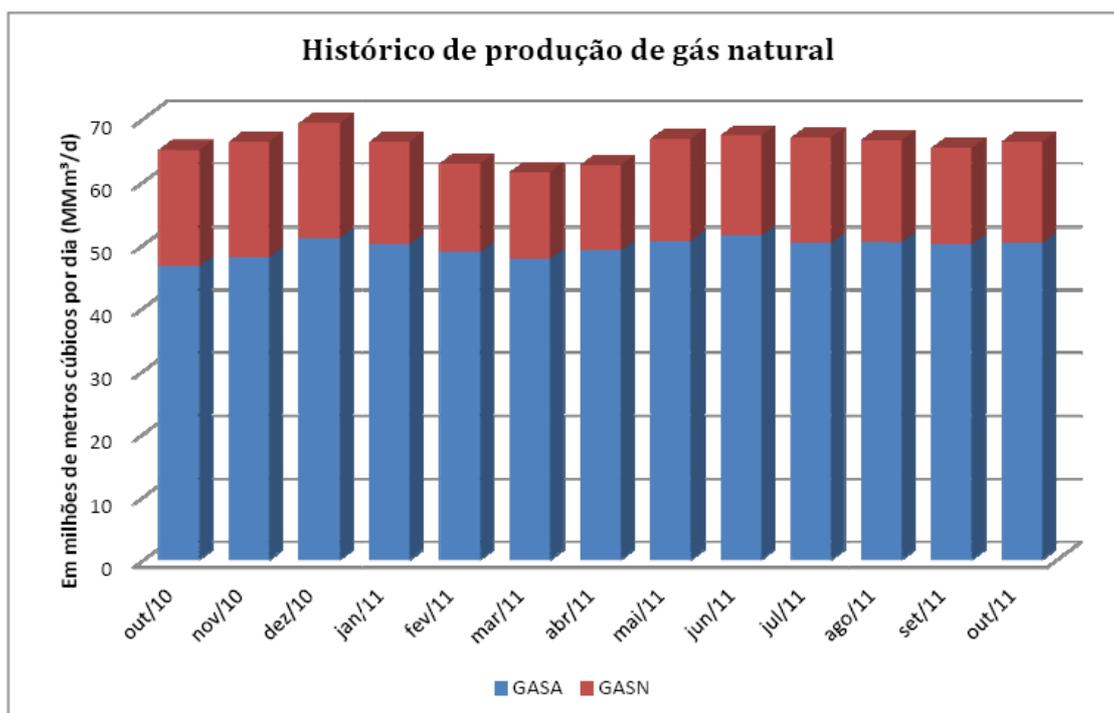
Feitas as considerações acima, a próxima seção tem o objetivo de tratar das participações da Petrobras nos diversos segmentos da cadeia de valor do gás natural no Brasil.

3.2 – O Mercado de Gás Natural no Brasil

No que tange à produção nacional de gás natural, o volume total produzido em outubro de 2011 foi de aproximadamente 66,3 MMm³/dia (milhões de m³/dia), sendo o campo terrestre Rio do Urucu, localizado no estado do Amazonas, o maior campo produtor. Todavia, a maior parte da produção de gás natural no país permanece ocorrendo nos campos localizados em mar, correspondendo a 74% do total produzido³⁵.

O Gráfico 1, apresenta o histórico da produção de gás natural, dividido em gás natural associado (GASA)³⁶ e gás natural não associado (GASN)³⁷. Verifica-se que a maior parte da produção de gás nacional é composta por gás natural associado ao petróleo.

Gráfico 1 – Histórico da Produção de Gás Natural no Brasil (out/10 a out/11)



Fonte: Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural – Outubro de 2011 – SDP/ANP.

Cumprе salientar que os dados agregados disponíveis, referentes à produção do gás natural, não representam, necessariamente, os volumes integralmente destinados à comercialização do produto como combustível. Isso ocorre porque parte do volume produzido pode ser utilizado no próprio processo de produção, ou na fabricação de derivados mais pesados do gás natural (os Líquidos de Gás Natural – LNG), na reinjeção nos próprios campos de produção de petróleo e/ou gás natural, ou ainda queimados, como forma de manter a segurança operacional das instalações de produção.

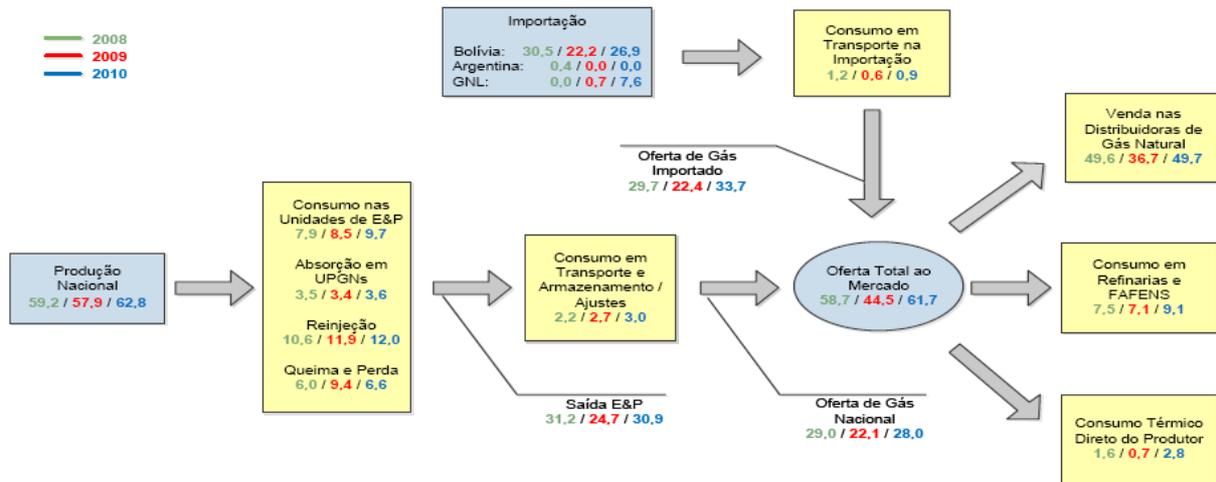
A Figura 2 abaixo mostra que no ano de 2010 foi produzido no país, em média, 62,8 milhões de m³/dia de gás natural, mas apenas 30,9 milhões de m³/dia de gás chegaram às instalações de transporte.

³⁵ Boletim da Produção de Petróleo e Gás. Outubro de 2011. SDP/ANP. Disponível em www.anp.gov.br.

³⁶ Gás associado é gás natural produzido de jazida onde o gás é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com petróleo subjacente saturado de gás (de acordo com o glossário da ANP, disponível em: <http://www.anp.gov.br>: Página Principal > Gás Natural > Glossário).

³⁷ Gás não associado é o gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado (gás úmido) (de acordo com o glossário da ANP, disponível em: <http://www.anp.gov.br>: Página Principal > Gás Natural > Glossário).

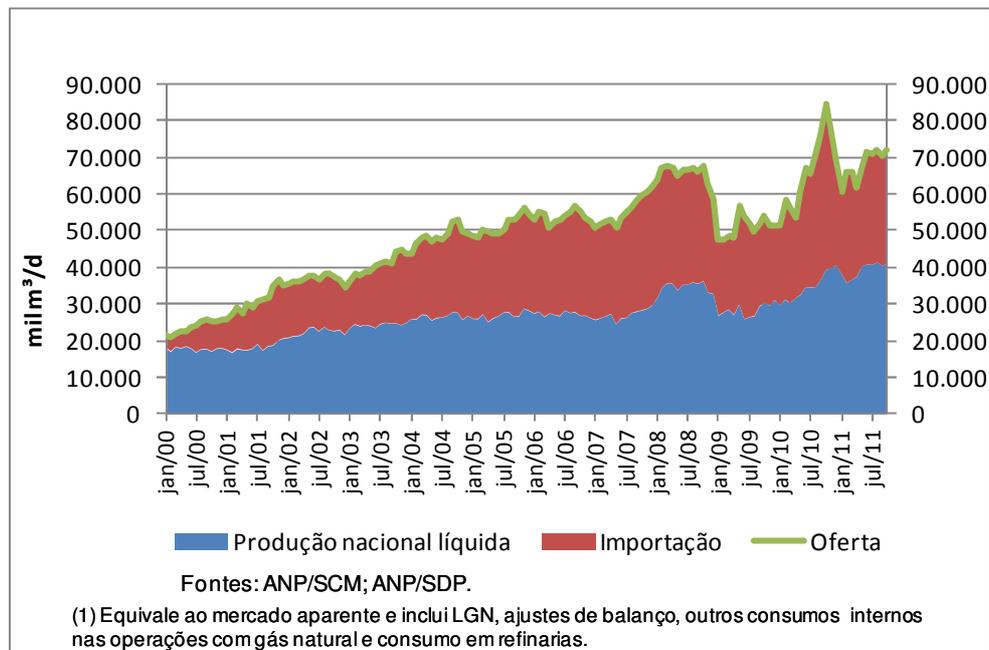
Figura 2 – Balanço de Gás Natural no Brasil (em milhões de m³/dia)



Fonte: MME (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia, novembro de 2011).

As informações sobre oferta de gás natural no país estão disponíveis em dois boletins elaborados por áreas técnicas da ANP. São eles: o Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural³⁸, da Superintendência de Desenvolvimento da Produção (SDP), e o Boletim Mensal do Gás Natural³⁹, da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM). O Gráfico 2, a seguir, expõe os dados históricos de oferta de gás natural.

Gráfico 2 – Oferta de Gás Natural (jan/00 a out/11)



³⁸ Disponível no sítio da ANP na internet (www.anp.gov.br): Página Principal > Petróleo e Derivados > Desenvolvimento e Produção.

³⁹ Disponível no sítio da ANP na internet (www.anp.gov.br): Página Principal > Gás Natural > Boletim Mensal do Gás Natural.

Ao observar o gráfico acima, percebe-se um aumento da variabilidade na quantidade ofertada nos últimos três anos, com a exacerbação da diferença entre picos e vales. Tal comportamento da curva de oferta relaciona-se, principalmente, ao crescimento da interface entre os mercados de gás natural e de energia elétrica, derivado do aumento da participação de usinas termelétricas a gás natural no segmento de geração de energia elétrica.

Tendo em vista a predominância da geração de origem hidráulica na indústria elétrica brasileira, e, em especial, sua competitividade *vis-à-vis* às alternativas de geração de eletricidade, a geração termelétrica é utilizada de maneira complementar à hidrelétrica. Assim, a demanda pela energia proveniente das usinas termelétricas depende, basicamente, do regime hidrológico: em períodos mais secos há menos disponibilidade de água nos reservatórios das hidrelétricas e aumenta a necessidade de despacho termelétrico. Na situação oposta, na qual as chuvas são abundantes, a geração de energia elétrica se dá, em grande parte, por meio das hidrelétricas e, portanto, a demanda pela energia das usinas térmicas a gás natural é bastante reduzida (ver Gráfico 4, mais adiante, para uma análise do comportamento da demanda por gás natural entre o 1º trimestre de 2002 e o 2º trimestre de 2011).

Neste sentido, para adaptar a oferta à variabilidade na demanda são geralmente utilizados dois instrumentos principais: (i) a variação da produção de gás natural não associado, e (ii) a importação de GNL com vistas ao atendimento da demanda térmica pelo combustível gasífero.

3.2.1 - Mercado de Distribuição de Gás Canalizado

A atividade de distribuição de gás canalizado é responsabilidade das Unidades da Federação, por força da Constituição. O texto legal vigente determina que cabe aos Estados da Federação exercer o monopólio sobre a distribuição de gás canalizado⁴⁰, de forma que as Unidades da Federação podiam criar empresas públicas estaduais que tinham o direito de monopólio sobre a distribuição. Em 1995, a Emenda Constitucional nº 5, alterou o § 2º do artigo 25 da Constituição Federal (CF), permitindo que os Estados concedessem a empresas privadas a exploração dos serviços locais de gás canalizado⁴¹. Na prática isso significou que a Petrobras não mais poderia vender diretamente a consumidores finais. Todavia, para manter-se presente neste segmento, esta empresa adotou a estratégia de deter participação societária em quase todas as companhias de distribuição (ANP, 2009).

A Tabela 1 a seguir, mostra a relação de distribuidoras de gás canalizado atuantes no país, com indicação da área de atuação e da participação acionária.

⁴⁰ O § 2º do artigo 25 continha a seguinte redação quando da publicação da Constituição: “Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, a empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado.”

⁴¹ O § 2º passou a vigorar com a seguinte redação: “§ 2º - Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”

Tabela 1 – Distribuidoras de Gás Natural atuantes no Brasil

DISTRIBUIDORA/	CAPITAL ACIONÁRIO VOTANTE
CIGÁS – Companhia de Gás do Amazonas	51% Estado do AM; 49% CS Participações
RONGÁS – Companhia Rondoniense de Gás S.A. (*)	51% Estado do RO; 24,5% Gaspetro; 24,5% Termogás
ALGÁS – Gás de Alagoas S.A.	51% Estado do AL; 24,5% Gaspetro; 24,5% Mitsui
BAHIAGÁS – Companhia de Gás da Bahia	51% Estado da BA; 24,5% Gaspetro; 24,5% Mitsui(**)
CEGÁS – Companhia de Gás do Ceará	51% Estado do CE; 24,5% Gaspetro; 24,5% Vicunha S.A.
COPERGÁS – Companhia Pernambucana de Gás	51% Estado do PE; 24,5% Gaspetro; 24,5% Mitsui
GASMAR – Companhia Maranhense de Gás (*)	51% Estado do MA; 28% Termogás; 21% Gaspetro
GASPISA – Companhia de Gás do Piauí (*)	51% Estado do PI; 24,5% Termogás; 24,5% Gaspetro
PBGÁS – Companhia Paraibana de Gás	51% Estado da PB; 24,5% Gaspetro; 24,5% Mitsui
POTIGÁS – Companhia Potiguar de Gás	51% Estado do RN; 49% Gaspetro
SERGÁS – Sergipe Gás S.A.	51% Estado de SE; 24,5% Gaspetro; 24,5% Mitsui
CEBGÁS – Companhia Brasileira de Gás (*)	51% CEB; 28% Brasiliagás; 21% Gaspetro
GOIASGÁS – Agência Goiana de Gás Canalizado (*)	51% Estado de GO; 29,5% Gasgoiano S/A; 19,5% Gaspetro
MTGÁS – Companhia Mato-grossense de Gás	100% Estado do MT
MSGÁS – Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul	51% Estado do MS; 49% Gaspetro
BR Distribuidora S.A. – ES	100% Petrobras
CEG – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	54,2% Gás Natural; 34,6% BNDESPAR; 8,8% Dinâmica Energia; 2,3% Pluspetrol; 0,2% Outros
CEG RIO S.A.	70,5% Gás Natural; 26,2% Gaspetro; 3,4% Pluspetrol
COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo	71,9% Integral Investments BV (83,5% BG e 16,5% Shell); 6,3% Shell; 21,8% Outros
GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A.	100% Gaspetro
GASMIG – Companhia de Gás de Minas Gerais	55,2% Cemig; 40% Gaspetro; 4,4% MG Particip. S/A; 0,4% Município de BH
GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A.	100% Gás Natural SDG
COMPAGÁS – Companhia Paranaense de Gás	51% Copel Participações S/A (Estado do PR); 24,5% Gaspetro; 24,5% Mitsui
SCGÁS – Companhia de Gás de Santa Catarina	51% CELESC (Estado de SC); 23% Gaspetro; 23% Mitsui; 3% Infragas
SULGÁS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	51% Estado do RS; 49% Gaspetro

(*) Distribuidoras que ainda não iniciaram suas operações.

(**) Participação indireta por meio da Bahia Participações Ltda.

Fonte: CARVALHO (2010).

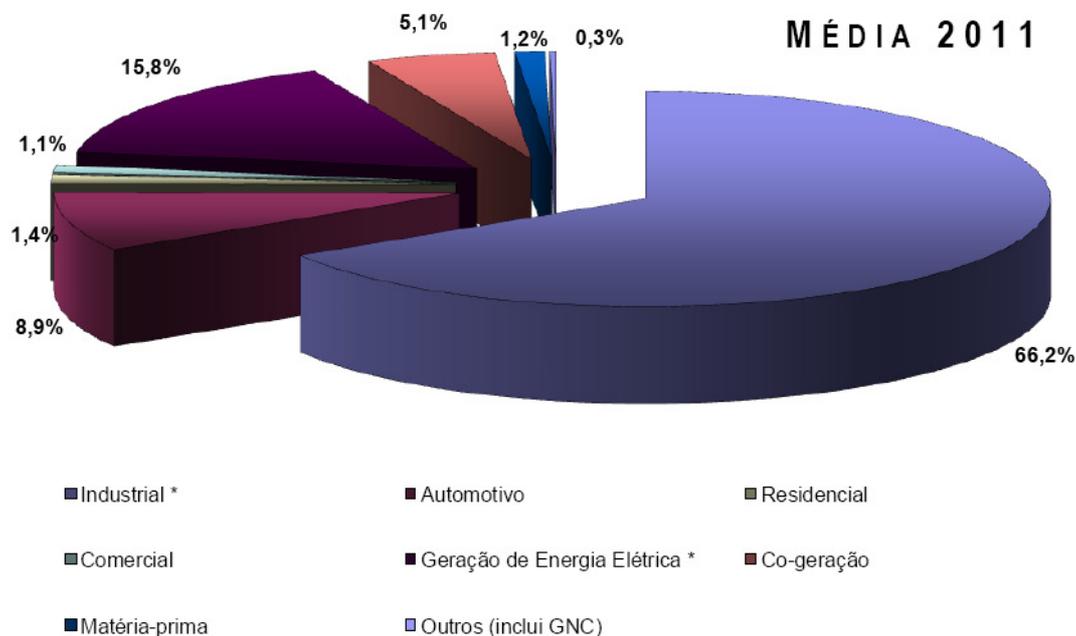
Do ponto de vista regulatório há, portanto, uma importante distinção da ação da ANP na indústria do petróleo e na indústria do gás natural. Diferentemente do que ocorre na indústria do petróleo, na qual a ação regulatória da ANP abrange toda a cadeia de valor, a regulação da indústria gasífera nacional encontra-se dividida entre a esfera federal e a estadual. A partir da edição da Lei nº 9.478/97, a ANP passou a ser responsável pela regulação das atividades de exploração, produção, importação e transporte de gás natural até o *city-gate* (ponto de entrega do gasoduto de transporte para os gasodutos de distribuição). Já a regulação do segmento de distribuição de gás canalizado é atribuição dos Estados e pode ser exercida por meio de agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes.

Segundo dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME, 2011), o consumo nacional médio de gás natural, de janeiro a agosto de 2011, foi de 63 MMm³/dia (milhões de m³/dia), dos quais cerca de 78% foram destinados às distribuidoras de gás canalizado⁴².

⁴² O consumo médio de gás pelas distribuidoras, no primeiro quadrimestre de 2011, foi de 45,27 milhões de m³/dia., considerando o segmento termelétrico, conforme dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, Ministério de Minas e Energia (MME, 2011).

O consumo de gás natural por setor está ilustrado no Gráfico 3 a seguir, a partir do qual se verifica que os setores industrial e de geração de energia elétrica, juntos, foram responsáveis por cerca de 82% do consumo de gás, seguidos do setor automotivo, com 8,9%.

Gráfico 3 – Consumo de Gás Natural por Setor (média - janeiro a agosto de 2011)



Fonte: MME (2011)

Nota: O consumo dos setores Industrial e Geração de Energia Elétrica inclui o consumo direto do produtor⁴³.

3.3 – Participações da Petrobras na Indústria do Gás Natural no Brasil

A Petrobras possui amplo controle sobre o fornecimento de gás natural no país, sendo responsável por aproximadamente 97% da produção nacional de gás natural⁴⁴ (como pode ser visto na Tabela 2), por praticamente toda a importação por meio de gasodutos e pela totalidade da importação via GNL.

⁴³ O consumo direto do produtor consiste no consumo das refinarias e unidades de produção de fertilizantes (de que trata o Art. 56 da Lei 11.909/09) e do consumo termelétrico (UTES Fafen, Termobahia, Canoas, Termo Ceará, Termo açú e Euzébio Rocha – Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME de junho de 2011).

⁴⁴ Dado referente à produção por operador em outubro de 2011, disponível no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP.

Tabela 2 – Distribuição da Produção de Petróleo e Gás Natural por Operador**Outubro/2011**

Nº	Operador	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mil m ³ /d)	Produção Total (boe/d)
1	Petrobras	1.897.044	64.410,43	2.302.186
2	Chevron Frade	70.258	859,89	75.667
3	Shell Brasil	62.864	800,71	67.900
4	Statoil Brasil	51.254	81,00	51.763
5	BP Energy	20.403	47,21	20.700
6	Sonangol Starfish	843	1,67	853
7	Petrosynergy	656	14,39	747
8	Partex Brasil	373	0,12	374
9	Gran Tierra	231	4,11	257
10	W. Petróleo	220	0,87	225
11	Petrogal Brasil	183	0,58	187
12	Panergy	0	26,33	166
13	Recôncavo E&P	131	0,47	134
14	UTC Engenharia	46	5,01	78
15	UP Petróleo Brasil	64	1,07	70
16	UTC Óleo e Gás	43	1,05	50
17	Severo Villares	41	1,20	48
18	Silver Marlin	20	0,64	24
19	Cheim	20	0,64	24
20	Alvorada	14	0,01	14
21	Central Resources	12	0,04	12
22	Egesa	7	0,01	7
23	Nord	6,5	0,004	7
24	Vipetro	4	0,01	4
25	Orteng	3,1	0,00	3,1
26	Genesis 2000	2	0,004	2
Total geral		2.104.743	66.257	2.521.502

Fonte: (ANP, 2011).

Em decorrência da posição dominante da Petrobras no processamento – a empresa é a única proprietária de UPGNs no território nacional – sua participação na oferta de gás natural é ainda maior que sua participação na produção, pois os volumes produzidos por outras empresas são vendidos a ela “na boca do poço”. Tal situação eleva a Petrobras à condição atual de única comercializadora de gás natural de origem nacional na esfera de competência da União.

Como afirmado no início desta seção, a quase totalidade da importação dutoviária de gás natural dá-se por meio do GASBOL, de propriedade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), que tem como acionista majoritário Petrobras Gás S.A. - Gaspetro (51%), subsidiária integral da Petrobras, além das *holdings* BBPP (29%), Transredes do Brasil (12%), AEI América do Sul (4%) e Bear Gás Participações (4%).

No GASBOL, a Petrobras também figura, atualmente, como carregadora e comercializadora exclusiva do gás boliviano, pois é o único agente detentor de contratos de transporte com a TBG⁴⁵. Os contratos de transporte firmados entre a Petrobras e a TBG – TCQ, TCX e TCO⁴⁶

⁴⁵ A Petrobras passou à condição de único carregador do GASBOL em 31 de agosto de 2010, quando foi encerrado o contrato de acesso da BG à 650 Mm³/dia de Capacidade de Transporte.

– totalizam 30,08 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/dia) de capacidade contratada até 2019.

Já com relação à importação de GNL, até o momento, o país conta com dois terminais de regaseificação, localizados em Pecém (com capacidade de regaseificação de 7,00 MMm³/dia) e na Baía de Guanabara (14,00 MMm³/dia de capacidade de regaseificação), ambos de propriedade da Transportadora Associada de Gás (TAG), empresa subsidiária integral da Petrobras, e utilizados exclusivamente para regaseificação do gás importado pela petrolífera⁴⁷.

Entretanto, cabe mencionar que a Lei nº 11.909/2009, por meio dos seus Arts. 45 e 58, tendo este último alterado o Art. 58 da Lei do 9.478/1997, excetuou os operadores dos terminais de GNL da obrigatoriedade de facultar sua utilização aos terceiros interessados, o que pode representar uma barreira à entrada ao mercado de gás natural, dado o volume considerável de investimentos exigidos na construção destas instalações.

Com relação ao segmento de transporte de gás natural no Brasil, diferente da produção e da importação, o que se percebe é a influência da Petrobras exercida por meio de companhias controladas por ela, uma vez que esta, por força da legislação em vigor, não pode atuar diretamente em atividades de transporte. Dessa forma, para satisfazer as exigências legais, em especial o Art. 65 da Lei nº 9.478/1997, a empresa criou diversas subsidiárias, cada qual desempenhando um papel distinto no segmento, onde se destacam a TBG, acima descrita, e a Transportadora Associada de Gás (TAG).

A TAG, subsidiária integral da Gaspetro, foi instituída em 30 de janeiro de 2008, a partir da incorporação da Transportadora Nordeste e Sudeste (TNS) e da Transportadora Capixaba de Gás S.A (TCG). Desta forma, a TAG passou a deter a propriedade dos ativos de transporte antes sob o controle da TNS e TCG, além de figurar como a líder do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste (“Consórcio Malhas”)⁴⁸.

Esta transportadora é responsável, ainda, pela subcontratação da capacidade de transporte dos gasodutos Cabiúnas-Vitória (GASCAV) e Cacimbas-Catu (GASCAC) de propriedade da Transportadora GASENE S.A. (GASENE), uma SPE subsidiária integral da GASENE Participações Ltda., e constituída no âmbito da 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, sendo o primeiro de propriedade da TAG após a

⁴⁶ Os contratos de transporte firmados entre a TBG e a Petrobras são denominados TCQ (*Transportation Capacity Quantity*), TCO (*Transportation Capacity Option*) e TCX (*Transportation Capacity Extra*). O TCQ representa o bloco básico, correspondendo ao fornecimento de uma quantidade crescente de gás natural, iniciando de 8,0 milhões de m³/dia, atingindo 18,08 milhões de m³/dia no oitavo ano e permanecendo neste patamar até o vigésimo ano. O TCO é uma opção pela qual o comprador, pagando de forma antecipada, poderia transportar gás numa faixa de 6,0 milhões de m³/dia, acima das quantidades contratuais, arcando apenas com os custos operacionais variáveis, desde que esta capacidade adicional não fosse necessária ao abastecimento interno da Bolívia. Por sua vez, o contrato TCX representa a capacidade remanescente do gasoduto, ou seja, 6,0 milhões de m³/dia.

⁴⁷ Um terceiro terminal, também de propriedade do grupo Petrobras, está planejado para entrar em operação em 2013, na Bahia.

⁴⁸ O Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste foi originalmente constituído pelas seguintes empresas:

- A Sociedade de Propósito Específico (SPE) Transportadora do Nordeste e Sudeste S.A. - TNS: subsidiária da Gaspetro que seria a líder do Consórcio e para a qual se transfeririam todos os ativos de transporte existentes, pertencentes, originalmente, à Petrobras;

- As SPEs Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS e Nova Transportadora do Nordeste S.A. - NTN: as quais seriam as proprietárias dos ativos resultantes dos novos investimentos nas regiões Sudeste e Nordeste, respectivamente. Ambas responsabilizar-se-iam pela captação de recursos, em grande parte provenientes do Japan Bank for International Cooperation (JBIC), e contratação do responsável pela a realização dos investimentos em expansão e pertenceriam às tradings japonesas Mitsui & Co., Ltd., Itochu Corporation e Mitsubishi Corporation; e

- Petrobras Transportadora S.A. - Transpetro: operadora e mantenedora das instalações de transporte das malhas existentes e suas expansões.

Para uma análise detalhada da formação do Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste, ver o sítio da ANP na internet (www.anp.gov.br): Página Principal > Gás Natural > Projeto Malhas.

incorporação da TCG, e tem como objetivo a interligação das malhas de transporte do Sudeste e do Nordeste, possuindo a seguinte configuração:

Tabela 3 - Configuração do Sistema GASENE

Denominação do Gasoduto	Diâmetro Nominal (polegadas)	Vazão Nominal (MMm ³ /dia)	Extensão (km)
Vitória-Cacimbas	26/12	20,0	116,7/12,7
GASCAV	28	20,0	300
GASCAC	28	20,0	946

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das Autorizações de Operação outorgadas pela ANP.

Dessa forma, a TAG configura-se como a principal transportadora sob controle da Petrobras, que além de atuar como líder do Consórcio Malhas, é responsável pelos aspectos comerciais do segmento de transporte de gás natural, cabendo-lhe gerenciar os Contratos de Serviço de Transporte celebrados junto aos carregadores usuários das instalações de sua propriedade e das instalações de titularidade GASENE, estando toda infraestrutura sob administração da TAG apresentada na Figura 3.

Figura 3 – Infraestrutura de Transporte de Gás Natural sob Responsabilidade da TAG



Fonte: TAG.

A TAG, no entanto, não detém pessoal próprio para a operação e manutenção dos ativos de transporte sob sua responsabilidade. Esta atividade é desempenhada pela Petrobras Transportadora S.A. - Transpetro, através da celebração de um Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção, como parte dos requisitos para a outorga, pela ANP, das Autorizações de Operação em nome da TAG. Cabe salientar, que a Transpetro já possui a responsabilidade dentro do Consórcio Malhas Nordeste de realizar a atividade de operação, manutenção e inspeção das redes de gasodutos e das instalações de transporte que constituem o Consórcio Malhas, as denominadas Malhas Sudeste e Nordeste.

Dos 9.328,3 km de rede de transporte atualmente existentes, 68,9% da extensão são gasodutos operados pela Transpetro e o restante pelas demais transportadoras atuantes no setor: TBG, Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB e GasOcidente do Mato Grosso Ltda. – Gasocidente. Destas últimas, a única que não possui participação da Petrobras é a Gasocidente, conforme pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4 - 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 TEGGÁS (15%)
GasOcidente	Ashmore Energy International (100%)
GASENE	GASENE Participações Ltda. (100%)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados das próprias transportadoras.

As informações apresentadas evidenciam o controle detido pelo grupo Petrobras no segmento de transporte, já que, dentre as instalações existentes, apenas o gasoduto Lateral-Cuiabá não possui a Petrobras entre seus acionistas.

3.4 – Contratos de Compra e Venda de Gás Natural entre a Petrobras e as Distribuidoras

A partir de 2007 a Petrobras adotou um conjunto de contratos de venda de gás natural que oferecem aos clientes quatro modalidades diferentes de suprimento para proporcionar à companhia flexibilidade para uma adequação maior das vendas de gás natural aos volumes disponíveis em seu segmento de Exploração e Produção, nas importações da Bolívia e de GNL. A partir dessa data foram introduzidas as seguintes modalidades contratuais:

- **Firme Inflexível:** contrato que 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 bi-combustível se dispõe a utilizar um combustível alternativo por determinado período de tempo. Dessa forma, a demanda energética do consumidor pode ser satisfeita 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 parte vendedora não é responsável pelo fornecimento de um combustível substituto ao gás natural que não será entregue. 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.

A Tabela 5, a seguir, sumariza as modalidades contratuais praticadas pela Petrobras no atendimento às distribuidoras locais de gás canalizado e aos consumidores livres, nas Unidades da Federação onde a legislação estadual permite a sua atuação.

Tabela 5 – Modalidades de Contratos de Compra e Venda Praticadas pela Petrobras

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

Obs: Curto Prazo - contrato com período de vigência inferior a 2 anos
 Longo Prazo - contrato com período de vigência igual ou superior a 2 anos

Fonte: Novas Modalidades de Contratação de Gás Natural (Petrobras, 2007).

De acordo com a Petrobras, o preço do gás nos primeiros três contratos (firme flexível, firme inflexível e interruptível) inclui um componente fixo, que é revisado anualmente com base no índice de inflação IGP-M, e um componente variável, que é revisado trimestralmente baseado em uma cesta de óleos combustíveis e variação da taxa de câmbio. A aplicação de periodicidade e indexadores distintos para as parcelas que compõem o preço do gás natural comercializado não é fato inédito, uma vez que tais critérios de reajustes já foram aplicados nos contratos de comercialização vigentes anteriormente, como será visto na Subseção 4.2, mais adiante.

Os contratos preferenciais têm seus preços estabelecidos com base em um componente fixo, que é revisado anualmente baseado no índice de inflação IPCA, e um componente variável baseado no preço do GNL importado, que é revisado mensalmente com base na taxa de *Henry Hub* e na variação da taxa de câmbio.

Em 2009, a Petrobras criou um mecanismo de venda de gás natural de curto prazo, com foco no mercado industrial como alternativa às entregas previstas, porém não concretizadas pela falta de despacho termelétrico, ao mercado de geração de energia. As vendas em conformidade com esses contratos de curto prazo foram realizadas através de um sistema de leilão eletrônico realizado pela Internet. Esses leilões comercializaram volumes de gás natural reservados, mas não utilizados de outra forma por distribuidoras locais de gás canalizado. Em média, 4,4 milhões de m³/dia de gás natural foram vendidos em conformidade com os contratos de curto prazo em 2009, com volumes que chegaram a

7,8 milhões de m³/dia em 2010. O último leilão resultou em um recorde de vendas de 9,4 milhões de m³/dia para um período de entrega de quatro meses.

Em abril de 2010, a companhia implantou um novo método para vender gás natural de curto prazo. A empresa oferece, semanalmente, para venda ao mercado não-termelétrico volumes de gás natural que estavam originalmente reservados para usinas termelétricas a gás, mas que não foram despachadas nos níveis previstos. De acordo com esse método, as vendas semanais começam com pedidos de empresas de distribuição de gás para entregas a serem realizadas dentro do período subsequente de quatro meses. Dependendo da disponibilidade e do custo do gás natural durante aquele período, a companhia tem a opção de aceitar ou recusar os pedidos. Esse novo método permite à empresa vender uma média de 300.000 m³/dia de gás natural, com um recorde de vendas de 1,6 milhões de m³/dia em maio de 2010.

Assim, terminada a breve descrição acerca da estrutura da indústria e do mercado do gás natural, bem como da participação da Petrobras no mercado, em especial no segmento de comercialização de gás natural, e das formas de contrato de compra e venda do produto, a próxima seção dedicar-se-á à apresentação do histórico da regulamentação da indústria do gás no Brasil, bem como mostrará aspectos relativos à formação de preços.

4. HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO E DA FORMAÇÃO DE PREÇOS

4.1 – Histórico da Regulamentação do Preço do Gás Natural⁴⁹

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

Esta Portaria estabelecia uma paridade de 75% entre o preço máximo de venda do gás natural para fins combustíveis e o preço do Óleo Combustível A1, na base de distribuição primária, considerada a equivalência energética entre esses produtos. O preço de venda do gás natural referenciado na Portaria DNC nº 24/1994 não identificava separadamente a parcela do preço referente ao transporte do gás até os pontos de entrega.

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

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

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

⁴⁹ Esta seção se baseia em ANP (2002).

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

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

Cabe ressaltar que cada parcela era corrigida de uma forma diferente, tendo sido atribuído à ANP o papel de estabelecer os valores da parcela denominada Parcela Referencial de Transporte (T_{ref}). Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia ficaram responsáveis pela determinação da parcela relativa ao preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte (P_{gt}). O preço máximo do gás natural cobrado às distribuidoras estaduais nos pontos de entrega seria o resultado da soma destas parcelas.

Deste modo, é importante esclarecer que nenhuma das duas parcelas representou, isoladamente, um preço máximo. O preço controlado continuava sendo o preço máximo nos pontos de entrega. As parcelas definidas na Portaria MME/MF nº 003/00 representaram instrumentos visando à correção diferenciada para cada componente e a introdução da distância na determinação do preço.

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

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

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

Contudo, a Portaria Interministerial MME/MF nº 003/00 e, conseqüentemente, a regulação tarifária, estava prevista para vigorar até o fim do ano de 2001, data na qual a Lei nº 9.478/1997 previa a liberação de preços dos combustíveis, incluindo o gás natural.

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

A ausência, portanto, de uma Lei que tratasse do tema consolidou, na prática, um ambiente de preços livres para o gás natural nacional vendido às distribuidoras, em que um único ofertante (monopolista) detinha todo o poder de fixá-los. Assim sendo, tais preços passaram

a ser negociados entre os carregadores e as referidas concessionárias estaduais, sendo suas metodologias de formação e reajuste, respectivamente, previstas nos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural celebrados entre as partes signatárias.

Sem embargo, o ambiente concorrencial pretendido por esta regra não foi atingido, tendo em vista que a Petrobras figura, até o presente momento, como praticamente a única carregadora atuante na malha dutoviária nacional⁵⁰, constituindo-se, portanto, como o agente que efetivamente dita os preços do gás natural de origem nacional cobrados às distribuidoras, ainda que, em tese, este decorra de um processo negocial entre as contratantes.

4.2 – Formação do Preço do Gás Natural Pós-Liberação Legal

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

Neste sentido, o preço do gás natural permaneceu praticamente inalterado nos anos de 2003 e 2004. Tal política estava em consonância com os objetivos da Petrobras de maximizar a utilização do GASBOL, em razão dos compromissos de *take-or-pay* de 80%⁵¹ e *ship-or-pay* de 100%⁵², firmados, respectivamente, com a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) e a Gas TransBoliviano S.A. (GTB) na Bolívia e com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) no Brasil.

Ademais, na esteira desta política de incentivo, a empresa instituiu, em 2004, o “Programa de Massificação do Uso do Gás Natural”, o qual apresentava como objetivos (i) acelerar a auto-suficiência energética nacional e diversificar o suprimento de energia; (ii) gerar divisas a partir tanto da redução das importações de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e de óleo diesel, como da exportação dos derivados substituídos; (iii) melhorar a qualidade dos processos industriais, elevando a competitividade da indústria nacional; (iv) fomentar novos segmentos industriais relacionados ao setor gasífero; (v) permitir o acesso da população de baixa renda ao gás natural residencial; (vi) gerar emprego e renda; (vii) reduzir os índices de poluição nos grandes centros urbanos; (viii) desenvolver novas tecnologias e capacitação de pessoal; e (ix) monetizar as reservas brasileiras de gás (SAUER, 2004).

Nos anos de 2005 e 2006, observou-se uma elevação gradual dos preços praticados pela Petrobras, devida, principalmente, aos ajustes de preço relativo, necessários à correção da defasagem resultante da política de massificação de seu consumo.

⁵⁰ Os demais carregadores atuantes no mercado são a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás), contrante do serviço de transporte de gás natural prestado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás Natural S.A. (TSB) e a Transborder Gas Services Ltd. (Transborder), contrante do serviço de transporte de gás natural prestado pela Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. (GOM). Entretanto, enquanto a Sulgás é contratante da capacidade de transporte de 2,8 MMm³/dia e de 0,31 MMm³/dia referentes aos trechos 1 e 3 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, respectivamente, a capacidade contratada pela Transborder encontra-se em 0,00 MMm³/dia em razão do término antecipado do Contrato de Fornecimento de Energia da Usina Termelétrica Cuiabá, abastecida pelo Gasoduto Lateral-Cuiabá. Para uma relação de todos os Contratos de Serviço de Transporte atualmente em vigor e suas respectivas Tarifas de Transporte ver no sítio eletrônico da ANP: *Página Principal > Gás Natural > Divulgação das tarifas de transporte e dos critérios de reajuste já definidos até a publicação da Lei nº 11.909/2009*.

⁵¹ Uma cláusula *take-or-pay* obriga o comprador a pagar pelo gás, mesmo quando este não tenha sido efetivamente consumido.

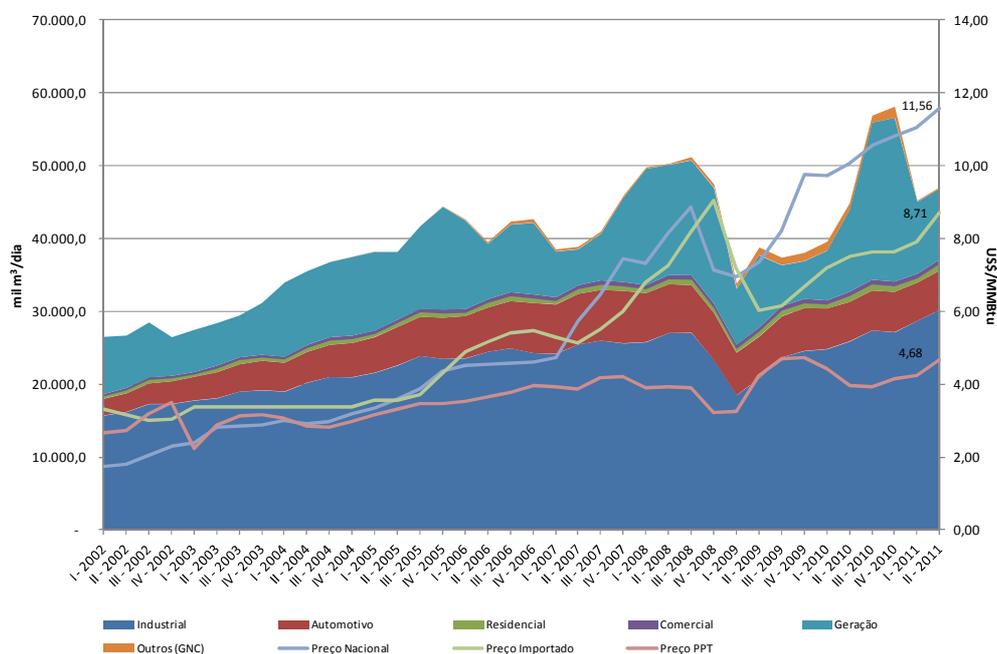
⁵² Os contratos de transporte usualmente contêm cláusulas de pagamento mínimo independentemente do volume de fato transportado, referidas no mercado como *ship-or-pay*, que consiste em um encargo pago em contrapartida à reserva de capacidade no gasoduto. Esse tipo de encargo está relacionado ao serviço de transporte firme.

O gráfico 4 apresenta os preços finais referentes aos usos industrial, automotivo, residencial, comercial, geração de energia e outros. O exame dos respectivos dados nos permite verificar que, após um longo período de preços relativamente estáveis e demanda crescente, resultantes, principalmente, da política de massificação do uso do gás natural, a partir do ano de 2007 iniciou-se a recomposição do preço do gás natural pela Petrobras. Neste processo, somente após 1º de janeiro de 2008, houve a negociação de novos contratos de fornecimento com as distribuidoras estaduais, com a instituição de uma nova política de preços adotada pela Petrobras.

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

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

Gráfico 4 - Preços Finais no City Gate do Gás Natural x Demanda por Setor – 2002-2011



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

Notas: Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados com PIS/COFINS e sem ICMS.

Gás Natural vendido para as térmicas: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

Gás Natural vendido como importado: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

Apesar da disponibilidade de dados de demanda para o terceiro trimestre de 2011, estes não foram apresentados no gráfico em virtude da indisponibilidade dos dados da PETROBRAS sobre preço nesse período.

Observa-se, ainda, no Gráfico 4, que a demanda por gás natural pelos consumidores finais (indústria, automóveis, geração termelétrica, residência, comércio etc.) atingiu seu pico no 4º

trimestre de 2010, coincidentemente no mesmo período em que o preço do energético vendido como sendo de origem nacional mostra comportamento ascendente, medido em US\$/MMBtu..

Como pode ser visto, a principal razão para este aquecimento do consumo reside na demanda por geração térmica observada no 2º semestre de 2010, ao passo que os demais segmentos de consumo apenas nos últimos trimestres retornaram aos seus níveis de consumo do final do 3º semestre de 2008.

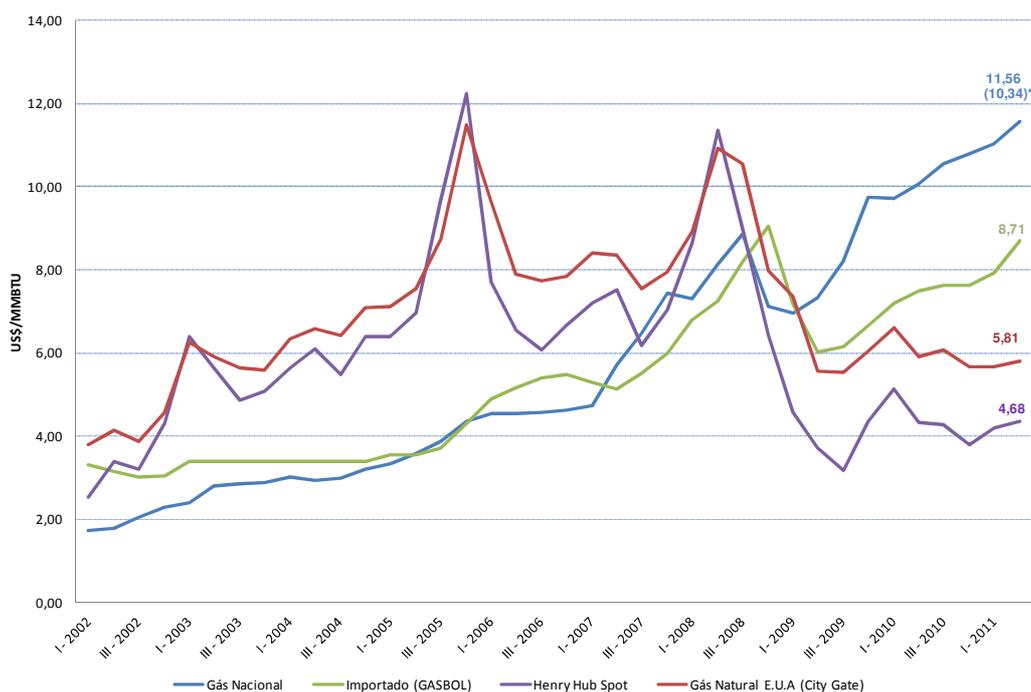
Cabe lembrar que foi ao final do 3º trimestre de 2008 que foi deflagrada a crise financeira internacional, a qual se refletiu imediatamente na produção industrial brasileira, em função da escassez de crédito e das expectativas negativas de crescimento da economia mundial. Desta forma, a queda na demanda se apresentou tão severa que o volume consumido no 1º trimestre de 2009 recuou ao patamar do 1º trimestre de 2004 e representou uma redução de 34,0% em relação ao 3º trimestre de 2008. Entretanto, desde o 2º trimestre de 2009, a demanda passou a se recuperar de forma gradual.

Em que pese esta recuperação, o consumo observado no 2º trimestre de 2011 encontra-se, ainda, em um patamar 6,3% inferior ao mesmo período de 2008⁵³, tendo como causas mais prováveis: (i) o fato de o preço do gás natural de origem nacional ter sofrido, entre estas datas, uma elevação de 42,0% (US\$ 11,56/MMBtu contra US\$ 8,14/MMBtu); (ii) a gradual recuperação da demanda não-termelétrica que ainda encontra-se apenas 6,3% acima do nível de atividade verificado no 2º semestre de 2008, anterior à crise econômica mundial de 2008; e (iii) uma menor demanda para geração termelétrica a gás natural.

O Gráfico 5 apresenta a evolução, entre o 1º trimestre de 2002 e 1º trimestre de 2011, dos preços do gás natural no *city gate* vendido como sendo de origem nacional e importado da Bolívia por meio do GASBOL e os preços nos Estados Unidos (EUA), tendo como referência o gás natural negociado no *Henry Hub* (Louisiana-EUA) e os preços negociados no *city gate*.

⁵³ Procedeu-se a uma comparação entre os segundos trimestres dos anos de 2008 e 2011 para excluir os efeitos da sazonalidade do consumo.

Gráfico 5 - Preços do Gás Natural no Brasil x nos Estados Unidos – 2002-2011



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da PETROBRAS e da *U.S. Energy Information Administration* (EIA).

Nota: * Gás Natural vendido como nacional: Preços médios não ponderados sem PIS/COFINS e ICMS.

Pelo gráfico observa-se que enquanto o preço do gás natural negociado nos EUA apresentou uma tendência de queda desde o 2º trimestre de 2008, sendo negociado no 2º trimestre de 2011 a um valor entre 46,8% (*city gate*) e 61,5% (*Henry Hub*) inferior ao observado no 2º semestre de 2008, o preço do gás natural de origem nacional (com a incidência de PIS e Cofins) apresentou uma tendência crescente ao longo dos últimos trimestres, passando de US\$ 8,14/MMBTu, no 2º trimestre de 2008, para US\$ 11,56/MMBTu, no 2º trimestre de 2011, ou seja, uma variação de 42,1%.

Uma das razões para a redução observada no preço do gás natural nos EUA está relacionada com o aumento das reservas provadas e da produção deste produto nos últimos anos, em particular devido à entrada de chamado “*shale gas*” no mercado. Isto representou um incremento da oferta em um mercado caracterizado pela concorrência entre todas as fontes de fornecimento de gás natural (relação oferta x demanda). Contudo, esta forma de precificação do gás natural não se verifica no mercado brasileiro, onde predominam os contratos de longo prazo com cláusulas de preço e reajuste estabelecidas no momento de sua celebração, refletindo as condições do momento de sua negociação.

Como resultado, a razão entre os preços do gás natural negociado no *city gate* nos EUA e do gás natural vendido como sendo de origem nacional ao final de 2008 (4º trimestre), ambos líquidos de impostos, que era de 1,4 (US\$ 8,92/MMBTu e US\$ 6,54/MMBTu, respectivamente nos EUA e no Brasil), passou, recentemente, para 0,6 (US\$ 5,81/MMBTu e US\$ 10,34/MMBTu, respectivamente nos EUA e no Brasil). Entretanto, deve-se levar em consideração a valorização neste período do real frente ao dólar norte-americano da ordem de 30,0%. Isso representou um impacto direto na parcela do preço do gás natural vendido como sendo de origem nacional não indexada ao dólar (a Parcela de Transporte e a Parcela Fixa, respectivamente, na sistemática da Portaria MME/MF nº 003/2000 e na nova política de preços praticada pela PETROBRAS – ver Quadro 1, a seguir), e foi, em parte, responsável pelo aumento de 62,4% no preço do gás natural de origem nacional entre o 4º trimestre de 2008 e o 2º trimestre de 2011.

No caso do preço do gás de origem nacional, os aumentos registrados ao longo de 2007 e início de 2008 ocorreram em paralelo ao processo de negociação dos novos Contratos de Compra e Venda de Gás Natural (conforme Subseção 3.4). Por estes contratos, fica alterada a formação do preço final do gás natural que, a partir de então, passou a ser revisto a cada trimestre iniciado pelos meses de fevereiro, maio, agosto e novembro. Como mencionado, o preço do gás natural passou a ser constituído pela soma de uma Parcela Fixa, atualizada anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas (FGV), e de uma Parcela Variável, reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio.

O quadro a seguir apresenta a formação do preço do gás natural pela sistemática dada pelas Portarias MME/MF nº 003/2000 e ANP nº 045/2002 (“Sistemática Anterior”) e pela sistemática dada pela nova política de preços do gás natural levada à cabo pela PETROBRAS (“Nova Política da PETROBRAS”):

Quadro 1 – Sistemática Anterior x Nova Política de Preços da Petrobras

Sistemática Anterior	Nova Política da PETROBRAS
Parcela de Transporte (T_{REF}): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV (Portaria ANP nº 045/2002)	Parcela Fixa (PF): atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV
Parcela de Produto (P_{GT}): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio (Portaria MF/MME nº 003/2000)	Parcela Variável (PV): reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio

Fonte: Elaboração própria.

Como pode ser visto no quadro acima, a Nova Política da PETROBRAS abandonou a separação explícita entre a Parcela de Transporte e a Parcela de Produto, substituindo-as por parcelas denominadas Parcela Fixa e Parcela Variável.

Não obstante aos distintos posicionamentos da empresa, por meio da leitura do Quadro 1, percebe-se pela Nova Política que a Petrobras aplica, na prática, os mesmos indexadores e periodicidade de reajuste às parcelas que já compunham o preço final do gás natural vendidos às distribuidoras de gás canalizado, sem, contudo, explicitar como as mesmas foram determinadas. Fato este agravado pela uniformização dos valores correspondentes aos componentes do preço final do gás, contrariando um dos princípios norteadores da publicação da Portaria MME/MF nº 003/2000, qual seja, o de dar maior transparência à formação de preços e a correta sinalização dos custos incorridos ao longo da cadeia de valor do gás natural.

Conforme já exposto na Nota Técnica nº 013/2009-SCM (disponível na página eletrônica da ANP na internet), um patamar mínimo aceitável para a comercialização de gás natural contempla:

“(…) a publicidade, a todos os agentes, da metodologia adotada para o cálculo⁵⁴ e o valor das tarifas de transporte aplicáveis⁵⁵, calculadas de maneira a refletir os custos atribuíveis à prestação do serviço de transporte⁵⁶; a transparência dos contratos de compra e venda de gás natural, que devem possibilitar a distinção, no preço total, de cada parcela de custo relacionado à contribuição dos elos da cadeia da indústria, inclusive o transporte” (ANP, 2009).

⁵⁴ O cálculo das tarifas deve ser reproduzível por qualquer agente do mercado interessado na contratação dos serviços de transporte objetivando a plena transparência e isonomia, não sendo tal cálculo reservado apenas ao transportador.

⁵⁵ A Portaria ANP nº 01/2003 determina o fornecimento, pelo transportador, de várias informações relacionadas ao serviço de transporte ao mercado, inclusive as informações relativas às tarifas e descontos aplicados a cada carregador.

⁵⁶ A Portaria ANP nº 29/2005 prevê que as tarifas as tarifas aplicáveis a cada serviço e/ou carregador sejam compostas por uma estrutura de encargos relacionados à natureza dos custos atribuíveis a sua prestação, devendo refletir os custos da prestação eficiente do serviço, assim como os determinantes de custo do serviço.

Ademais, o Fator Distância, inicialmente considerado na regulamentação da ANP, não se encontra explicitamente contemplado na nova fórmula de determinação do preço do gás natural, não estando aderente aos critérios para o cálculo da tarifa de transporte estabelecidos pela Resolução ANP nº 029, de 14 de outubro de 2005, em especial o disposto no inciso II do Artigo 4º, transcrito a seguir:

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

(...)

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

É mister observar que o abandono da distinção, no preço do gás, das parcelas relacionadas ao custo da molécula do gás natural e ao custo do seu transporte representou um retrocesso em relação à transparência na comercialização do hidrocarboneto, sendo, portanto, razoável a argumentação de que esta mudança produziu reflexos indesejáveis na formação do preço do energético e contrariou, em última instância, os interesses dos seus compradores.

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

Dessa forma, em função da vigência de contratos de fornecimento que ainda prevêm a separação explícita entre as parcelas de produto e transporte, apenas o gás natural comercializado de origem boliviana preserva os princípios que nortearam a edição da Portaria MME/MF nº 003/2000.

A Tabela 6 a seguir apresenta os preços finais cobrados das concessionárias estaduais pela PETROBRAS em agosto de 2011, identificando a origem do gás fornecido e, quando possível, os valores das parcelas que as compõem.

Tabela 6 - Preços de Gás Natural (referência: agosto de 2011)

Região	Contrato	Composição da Tarifa	Tarifa US\$/MMbtu
Nordeste	Gás Nacional	Parcela Fixa + Parcela Variável	13,5398
Sudeste ²	Gás Nacional	Parcela Fixa + Parcela Variável	13,1385
Sudeste	Gás Importado	Produto	7,6962
		Transporte	1,7703
Sul	Gás Importado	Produto	7,6934
		Transporte	1,7691
Centro-Oeste ³	Gás Importado	Produto	8,9398
		Transporte	1,7979

Fonte: MME - Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº 54, de setembro de 2011.

Nota: 1) Dólar de conversão R\$/US\$ (agosto/11): 1,5970; 2) Na região Sudeste o único Estado que contratualmente recebe gás natural proveniente da Bolívia é São Paulo; 3) Na região Centro-Oeste o único Estado que contratualmente recebe gás natural proveniente da Bolívia através do GASBOL é Mato Grosso do Sul.

De acordo com a Tabela 6, a região do Brasil onde o preço do gás natural é mais elevado é o Nordeste (US\$ 13,5398MMBtu), sendo o gás de origem 100% nacional. O segundo maior preço é o do gás, também de origem nacional, comercializado no Sudeste (US\$ 13,1385/MMBtu). Por sua vez, os preços do gás natural importado mais competitivos são aqueles praticados na região Sul (US\$ 9,4625/MMBtu) e em São Paulo (US\$ 9,4665/MMBtu). Chama a atenção o fato de o gás natural importado e comercializado no Mato Grosso do Sul (US\$ 10,7377/MMBtu), Estado que faz fronteira com a Bolívia, ter seu preço situado acima daqueles praticados nas regiões Sul e Sudeste.

Como pode ser visto, além do fato de os consumidores de gás natural de origem boliviana, localizados nos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul adquirirem o gás a um preço mais baixo que o de outras regiões, eles se deparam com regras conhecidas e estáveis de reajuste, tanto no que se refere à parcela de transporte⁵⁷, quanto à parcela do produto⁵⁸. Os consumidores do gás de origem nacional, por sua vez, não detêm mais a informação acerca do quanto pagam, por exemplo, a título de custo de transporte da área de produção até o *city gate*. Como consequência, tem-se a perda de informações fundamentais para a tomada correta de decisão por parte dos agentes da indústria, na medida em que é impraticável, por exemplo, estabelecer o valor do produto no local de produção (“preço na boca do poço”).

Dado o exposto, percebe-se que a formação do preço do gás natural no Brasil é o resultado de um processo negociado entre as concessionárias estaduais e o agente dominante nos segmentos de produção e comercialização do produto, a Petrobras, sendo que grande parte destas distribuidoras possui participação acionária da própria Petrobras. Além disso, a

⁵⁷ De acordo com o contrato de transporte celebrado junto à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) a parcela de transporte é composta por dois encargos: capacidade e movimentação, sendo que a primeira sofre um escalonamento de 0,5% ao ano e anualmente é reajustada pela taxa de câmbio e a segunda, que possui um peso consideravelmente menor na formação da parcela de transporte, também anualmente atualizada a partir da média da variação: (a) do IGP-DI - Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna; (b) do IGP-M - Índice Geral de Preços de Mercado; e (c) do IPA-DI Índice de Preços no Atacado - Disponibilidade Interna, como tais índices estejam publicados pela Fundação Getúlio Vargas na revista Conjuntura Econômica.

⁵⁸ A parcela referente ao produto está atrelada ao reajuste da cesta de óleos combustíveis composta de um óleo pesado (HSFO) e dois óleos leves (LSFO) com cotações no golfo americano e no sul e no norte da Europa, onde o óleo HSFO tem um peso de 50% na fórmula enquanto os dois óleos LSFO têm um peso de 25% cada um.

companhia detém o controle das duas principais companhias transportadoras do Brasil⁵⁹: a TBG e a TAG. Assim, constata-se que a indústria de gás natural no Brasil ainda pode ser considerada bastante verticalizada, com a Petrobras atuando segundo o conceito de um “monopólio desregulado” no segmento de comercialização⁶⁰.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente Nota Técnica foi elaborada com a finalidade de analisar a dinâmica de formação de preços no mercado de gás natural, considerando tanto a regulamentação vigente e quanto a estrutura da indústria de gás natural no país.

Face ao exposto nas seções anteriores, a formação dos preços do gás natural no Brasil pode ser compreendida a partir de dois componentes de natureza estrutural: o primeiro, a organização da indústria do gás natural, concentrada com a Petrobras (e suas respectivas subsidiárias), que detém participação de mercado expressiva nos diferentes segmentos (produção, importação, gaseificação, transporte, carregamento), além de participações minoritárias em várias distribuidoras de gás nos Estados; e o segundo, o fato do arcabouço legal vigente até a regulamentação da Lei do Gás pelo Decreto nº 7.382/10 não possuir instrumentos capazes de impedir condutas (na comercialização de gás natural, que era livre até a publicação da Lei do Gás) potencialmente infringentes à ordem econômica. Deste modo, a elevada concentração do mercado permitiu à Petrobras impor condições para a venda do gás natural que, no que tange ao processo de formação dos preços, impossibilita a distinção das parcelas do preço relacionadas ao valor da molécula do gás natural e ao custo do seu transporte.

Com relação à estrutura concentrada da indústria do gás, é possível identificar que a ausência de limites à participação cruzada dos agentes ao longo da cadeia de valor da indústria, em especial à atuação de forma simultânea na atividade naturalmente monopólica (transporte) e nos segmentos potencialmente competitivos, tais como produção e comercialização, produz fortes incentivos para a adoção de práticas anticompetitivas. Destarte, apesar de a Lei nº 9.478/97 haver promovido reformas na indústria do gás natural, facultando a entrada de novos agentes na indústria e introduzindo um período de transição com o objetivo de promover a desregulamentação dos preços, a indústria de gás natural permaneceu concentrada. Ou seja, à luz do arcabouço legal vigente, não há vedação para que a Petrobras (e suas subsidiárias) atue de maneira verticalizada, conferindo-lhe grande poder de mercado⁶¹.

No entanto, vale ressaltar que a Lei nº 11.909/09 trouxe novos instrumentos que permitirão uma maior participação da ANP na regulação da indústria do gás natural no país. Por exemplo, no tocante à construção de novos gasodutos, os mesmos serão realizados após licitação, precedida de Chamada Pública, ambas conduzidas pela ANP. Também caberá ao regulador a determinação da tarifa máxima aplicável a cada novo gasoduto que será objeto de Chamada Pública.

O processo de Chamada Pública garantirá um tratamento isonômico aos agentes no que diz respeito ao acesso à capacidade de transporte nos gasodutos. Este mecanismo dificulta a criação de barreiras à entrada por parte do transportador. No novo modelo instituído pela Lei do Gás o transportador será escolhido por meio de um processo licitatório, já que a proposição para a construção de gasodutos de transporte não é mais de iniciativa de um

⁵⁹ A Petrobras também detém o controle da Transpetro, a qual atua como prestadora de serviço de operação e manutenção para o sistema de transporte de gás de origem predominantemente nacional, bem como para os terminais de GNL.

⁶⁰ Ver FIDELIS *et al.* (2010) para uma discussão acerca deste tema.

⁶¹ Ressalta-se que o legislador, quando da elaboração da Lei do Gás, preferiu não aprofundar a reforma da estrutura da indústria, tal como ocorrera na Argentina, no sentido de restringir a participação no capital social nas empresas de transporte de gás natural por parte dos agentes integrantes dos demais segmentos da cadeia.

particular, mas cabe ao Ministério de Minas e Energia. O transportador que vencer a licitação terá que assinar contratos de transporte de gás natural com os carregadores para os quais tenha sido alocada capacidade no processo de Chamada Pública.

Desta maneira, para os novos gasodutos, haverá uma definição clara da formação da tarifa de transporte de gás natural e, conseqüentemente, será possível separar de forma clara e transparente os valores referentes ao transporte de gás natural e à molécula, quando da comercialização do gás natural.

Com relação aos gasodutos existentes, a ANP vem trabalhando na tentativa de introduzir a transparência na formação de preços, buscando incluir, em sua regulamentação, a exigência de que haja uma separação clara entre o preço do transporte e o preço da molécula de gás natural. A atividade de comercialização de gás natural, na esfera de competência da União, não era regulada até a publicação da Lei do Gás. No entanto, este marco legal determinou que a comercialização do produto no âmbito da União deve ser regulada e fiscalizada pela ANP (Art. 1º, §1º). Neste sentido, a Agência iniciou um processo, atualmente em curso, de regulamentar a Lei nº 11.909/09 e o Decreto nº 7.382/10, promovendo a transparência na indústria.

Sobre o tema da comercialização, cabe destacar a recente publicação da Resolução ANP nº 052/2011, de 29 de setembro de 2011, a qual trata da autorização da atividade de comercialização de gás natural dentro da esfera de competência da União, bem como do registro de agente vendedor e dos contratos de comercialização. Esta Resolução foi publicada depois de um processo de Consulta Pública e Audiência Pública, tendo recebido contribuições de agentes da indústria.

O texto originalmente proposto pela ANP para a norma determinava a existência de cláusulas mínimas nos contratos de comercialização de gás natural⁶², a separação das parcelas referentes ao transporte de gás e da molécula na cláusula de preços, o envio integral dos contratos de comercialização de gás natural no âmbito federal à ANP, entre outros aspectos, e a manutenção de registros contábeis da atividade de comercialização de gás natural separados das demais atividades.

Tal minuta de resolução ficou disponível na página eletrônica da ANP, na internet, por um período de 30 dias, para consulta pública. Qualquer agente interessado no tema pôde remeter à ANP críticas e sugestões à mesma, propondo alterações no texto e justificando tais proposições. Após a análise dos comentários recebidos foi realizada a Audiência Pública nº 018/2011, no dia 17 de agosto de 2011, no Escritório Central da ANP.

A partir dos comentários recebidos pela ANP e das discussões ocorridas na própria Audiência Pública, verificou-se uma forte resistência de alguns agentes de mercado, notadamente, a Petrobras, a BG E&P Brasil Ltda. e o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, à presença de cláusulas mínimas nos contratos de comercialização de gás natural. Os agentes alegaram que não caberia à ANP estabelecer cláusulas mínimas nos contratos uma vez que a atividade de comercialização não é um monopólio natural e que o mercado é dinâmico.

A atividade de comercialização, de fato, não é monopólio natural, mas é objeto de regulação por parte da ANP, conforme determina o Art. 1º, §1º da Lei do Gás. Não há qualquer impedimento para que as atividades potencialmente competitivas sejam objeto de regulação. Ademais, de forma a preservar o princípio da transparência na indústria, a ANP

⁶² As cláusulas mínimas propostas pela ANP para os contratos de comercialização de gás natural na esfera de competência da União foram: I. Modalidade de prestação do serviço; II. Termos e condições gerais de prestação do serviço; III. Volumes; IV. Preço: a) Parcela do preço referente à molécula; b) Parcela do preço referente ao transporte; V. Critérios de reajuste das parcelas de preço; VI. Ponto de transferência de propriedade; VII. Cláusula de solução de controvérsias, podendo, inclusive, prever a convenção de arbitragem; e VIII. Prazo de vigência.

optou pela manutenção da exigência das cláusulas mínimas nestes contratos de comercialização.

Também ao longo da Consulta Pública e da Audiência Pública pôde ser percebida resistência dos agentes produtores (ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia, BG E&P Brasil Ltda., IBP, MPX Energia S.A. e Petrobras) à separação no preço das parcelas referentes ao transporte e à molécula. Mais uma vez, os agentes defendiam que a atividade de comercialização se dá por meio da negociação direta dos contratos entre os agentes e que o mercado é dinâmico, não cabendo à ANP intervir nos contratos e exigir a explicitação, de forma separada, das parcelas que compõem o preço do gás natural comercializado. Houve uma ampla discussão a esse respeito na referida Audiência Pública (cuja súmula está disponível no sítio eletrônico da ANP na internet).

A este respeito é essencial esclarecer que a distinção das parcelas referentes à molécula e ao transporte do gás é fundamental para a promoção da transparência no mercado e para a efetividade da regulação das tarifas de transporte no elo transporte da cadeia de valor do gás natural. Ademais, não é necessário o estrito atrelamento dos contratos de transporte aos de comercialização para que possam ser apurados os custos relacionados ao transporte pelo carregador/vendedor, uma vez que é apenas necessário apurar o custo de transporte para o volume movimentado a cada par “ponto de recebimento/ponto de entrega”, a partir do portfólio de contratos de transporte do carregador.

A separação das duas parcelas dificulta a ocorrência de subsídio cruzado entre esses dois elos da cadeia de valor do gás natural, de modo que a viabilização dos mercados seguirá a lógica do uso eficiente da infraestrutura, pelo lado do transporte, e da correta sinalização dos preços pelo lado da comercialização da molécula. A precificação do gás, segundo as condições de concorrência vigentes, deve ser feita por meio da parcela do preço referente à molécula do gás natural apenas, uma vez que as tarifas de transporte são objeto de regulação. Por esta razão, a Resolução ANP nº 052/2011 determina que os contratos de comercialização na esfera de competência da União que sejam assinados após a data de publicação da referida Resolução (30 de setembro de 2011) devem conter a cláusula de preços, explicitando a separação entre a parcela referente à molécula e a parcela referente ao transporte.

Finalmente, com relação ao envio integral dos contratos de comercialização ao órgão regulador, houve vasta discussão e tanto os agentes produtores quanto os consumidores mostram-se reticentes ao envio desses contratos à ANP, alegando a existência de dados de caráter comercial e desnecessários para o conhecimento do regulador. Questionou-se, inclusive, se cabe ao regulador conhecer os preços acordados pelos agentes para a comercialização, citando-se que no setor elétrico o regulador não tem conhecimento dos preços negociados no ambiente de contratação livre e não recebe os contratos na sua forma integral, mas apenas um extrato dos mesmos.

Durante a discussão, observou-se que a comparação entre o setor elétrico e o de gás natural deve ser feita com parcimônia, uma vez que o primeiro mercado é bastante maduro e possui a presença de um grande número de comercializadores, ao passo que o segundo é ainda incipiente e concentrado, havendo apenas um comercializador de gás natural para distribuidoras ou consumidores finais: a Petrobras. Importa, neste sentido, buscar a redução das barreiras à entrada no segmento de comercialização e monitorar eventuais abusos de poder de mercado decorrentes da posição dominante da Petrobras.

A este respeito, cabe mencionar a Resolução CNPE nº 06/2001, a qual propunha a manutenção do controle de preços do gás natural de origem nacional, justificada pela ausência de pressões concorrenciais no segmento de comercialização de gás natural

suficientes para a completa liberação dos preços deste energético, devendo a matéria ser tratada no âmbito de lei específica, tal como dispõe o art. 2º do mencionado ato normativo.

Cerca de uma década se passou desde a realização do diagnóstico da atividade de comercialização de gás natural elaborado pelo CNPE, permanecendo as condições concorrenciais praticamente inalteradas, período no qual se observou a consolidação, na prática, de um ambiente em que um único ofertante detém poder de mercado suficiente para fixar o preço e as condições de fornecimento do produto, segundo seu próprio objetivo de maximização global de lucros.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. (2011) Boletim da Produção de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro, ANP, out. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=58630&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1324402254039>>. Acesso em: 15 dez 2011.

_____. (2009) **Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnicos, Econômicos e Jurídicos**. Nota Técnica nº 013/2009-SCM. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da ANP, nov.

_____. (2002) **Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços até dezembro de 2001**. Séries ANP Número IV. Rio de Janeiro. ANP.

_____. (2001) **Regulação**. Séries ANP Número I. Rio de Janeiro. ANP.

BRASIL ENERGIA. Indicadores. **Revista Brasil Energia**, diversos números.

CARVALHO, R. A. L. (2010). **Regulação Estadual de Gás Natural no Brasil: Metodologia Tarifária e Marcos Regulatórios Regionais**. Monografia. Departamento de Ciências Contábeis, Faculdade de Ciências Econômicas, UFMG, *mimeo*.

EIA. (2011) **Natural Gas Prices**. U.S. Energy Information Administration. Department of Energy, set. Disponível em: <<http://www.eia.gov>>.

ESTEVES, H. B. B. (2011). **Principais Práticas Anticompetitivas nos Segmentos de Distribuição e Revenda de Combustíveis Automotivos**. Coordenadoria de Defesa da Concorrência, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2586>>. Acesso em: 30 ago 2011.

FIDELIS, M. A. B.; MATHIAS, M. C. P. P.; VELOSO, L. G.; CECCHI, J. C. (2010) Regulação e Poder de Mercado na Indústria Brasileira do Gás Natural. In: **Boletim do Gás da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural da ANP**, Nº 17, maio.

GÓMEZ-IBAÑEZ, J. A. (2006) **Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion**, Cambridge, Harvard University Press.

MELLO, M. T. L. (2001). **Notas sobre o Sistema de Defesa da Concorrência no Brasil**. Texto para Discussão nº 458, Instituto de Economia, UFRJ. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/notas_sobre_o_sistema_de_defesa_da_concorrncia_no_brasil.doc>. Acesso em: 30 ago 2011.

- MELLO, M. T. L.; POSSAS, M. L. P. (2002). **Direito e Economia na Análise de Condutas Anticompetitivas**. São Paulo: Singular.
- MME. (2011) **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Departamento de Gás Natural, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Ministério de Minas e Energia, Nº 54, set. 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/spg/galerias/arquivos/publicacoes/boletim_mensal_acompanhamento_industria_gas_natural/Boletim_Gas_Natural_nr_54_set_11.pdf>. Acesso em 26 dez 2011.
- PETROBRAS. (2011) **Preço de venda do Gás Natural no city gate para as distribuidoras**. Petróleo Brasileiro S.A. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=hHMoloKj894HEVvSVyw9bQ==&id_canal=bTGUGfB1IWzfGrlGkyuiOw==&id_canal_pai=BCfjUWXpdumoiDWOXizKag>. Acesso em: set 2011.
- _____. (2007) **Novas Modalidades de Contratação de Gás Natural. Gerência Executiva de Marketing e Comercialização da Diretoria de Gás e Energia da Petróleo Brasileiro S.A.** Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/NOVAS_MODALIDADES_PETROBRAS-04-01.pdf>. Acesso em: set 2011.
- PINTO JR, H. Q. (Org.); ALMEIDA, E. F.; BOMTEMPO, J. V.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. G. (2007). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier.
- PONDÉ, J; FAGUNDES, J; POSSAS, M. (2001) **Política de Defesa da Concorrência e Práticas Restritivas Verticais**. Disponível em <<http://www.anpec.org.br/encontro2001/artigos/200104158.pdf>>. Acesso em: 30 ago 2011.
- SAUER, I. (2004) **Programa de Massificação do Uso do Gás Natural**. IV Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Itajubá, março. Disponível em <<http://www.iee.usp.br/biblioteca/producao/2004/Trabalhos/Sauer.pdf>>.
- SCHUARTZ, L. (1998). Dogmática Jurídica e Lei 8.884/94. In: **Cadernos de Direito Tributário e Finanças Públicas**. Ano 6, n. 23, abr./jun. *apud* MELLO, M. T. L.; POSSAS, M. L. P. (2002). **Direito e Economia na Análise de Condutas Anticompetitivas**. São Paulo: Singular.
- SIMON, H. (1984) “A Racionalidade do processo decisório em empresas”. **Revista Brasileira de Economia**, Rio de Janeiro, n. 1, p. 111-142, jan./mar.
- TAVARES DE ARAUJO JR., J. (2004) **Condutas Anticompetitivas em Indústrias de Rede: o caso do Porto de Santos**. Ecostrat Consultores. Disponível em: http://www.ecostrat.net/files/Condutas_Anticompetitivas_em_Industrias_de_Rede.pdf . Acesso em: 30 ago 2011.