

REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO NO ESTADO DE SÃO PAULO: MODELO PARA ESTIMULAR A COMPETIÇÃO A PARTIR DE 2011.

Paulo Henrique de Mello Sant Ana¹ (Nipe/Unicamp), Gilberto De Martino Jannuzzi² (Unicamp), Sérgio Valdir Bajay³ (Unicamp)

¹ Rua Shigeo Mori, 2013 - Cidade Universitária - 13083-770, Campinas-SP, pasantana@fem.unicamp.br

^{2,3} Faculdade de Engenharia Mecânica - Unicamp. Rua Mendeleiev, s/n, Barão Geraldo, 13083-770, Campinas-SP, ² jannuzzi@fem.unicamp.br, ³ bajay@fem.unicamp.br

Atualmente, o Estado de São Paulo possui três concessionárias responsáveis pela distribuição e comercialização de gás natural, em três áreas de concessão distintas. Esta estrutura monopolista, juntamente com o início de operação do gasoduto Brasil-Bolívia, permitiu com que a infra-estrutura de distribuição se desenvolvesse rapidamente, e o volume de gás comercializado aumentasse de 3,2 para 15 milhões de m³/dia desde o início da privatização em 1999 até o final de 2006. A exclusividade na comercialização de gás natural, excetuando-se os segmentos residencial e comercial, definida nos contratos de concessão, termina 12 anos após sua assinatura, quando a infra-estrutura de distribuição e o mercado já estão maturados e o retorno do investimento dos acionistas das distribuidoras assegurado. A Comgás é responsável por aproximadamente 90 % do total de gás natural vendido no Estado, e será a primeira a enfrentar a abertura de mercado a partir de maio de 2011. Este trabalho tem como objetivo propor um modelo regulatório que propicie a modicidade tarifária e a segurança de suprimento, através de medidas que fomentem a competição na comercialização de gás natural a partir de 2011 no Estado. Esta análise é baseada na projeção da oferta e demanda de gás natural em 2011 e nas atuais políticas e regulação vigentes. Os resultados mostram que em 2011 haverá um excesso de oferta na região Sudeste; esta situação favorece a introdução da competição na comercialização, já que o excesso de capacidade e a disponibilidade de gás natural são duas condições necessárias para que a competição ocorra efetivamente nesta etapa da cadeia. As mudanças regulatórias propostas neste trabalho visam estabelecer um cenário que propicie o desenvolvimento efetivo da competição a partir de 2011, que, se bem regulado, aumentará a eficiência econômica através da diminuição a tarifa de gás natural, além de uma maior segurança de suprimento.

Gás natural-1, regulação-2, desregulamentação-3, competição.

1. INTRODUÇÃO

A indústria de gás natural e sua regulação são recentes no Brasil. Alguns agentes da cadeia de gás natural e reguladores frequentemente discutem o papel do gás natural no desenvolvimento do país, e uma das divergências mais comuns é em como considerar o gás natural: uma *commodity* ou não. O gás natural em si (sua molécula) pode ser considerado uma *commodity*, o que o diferencia do GLP ou da gasolina é apenas o número de moléculas de carbono em sua estrutura. Entretanto, o custo de se transportar a molécula de gás natural até o usuário final é bem maior do que no caso dos derivados de petróleo. De acordo com (GORDON et al, 2003) e (IEA, 2000), o transporte e a distribuição de gás natural têm características de monopólios naturais. Outro ponto a ser considerado é que o gás natural, diferentemente da energia elétrica, não é um bem insubstituível; isto torna sua discussão mais complexa. Ainda, sendo o gás natural considerado um bem público pelo seu caráter sócio-ambiental e estratégico, este produto é importante na definição de políticas públicas, planejamento energético e regulação no país.

Atualmente, o Estado de São Paulo possui três concessionárias responsáveis pela distribuição e comercialização de gás natural, em três áreas de concessão distintas. Esta estrutura monopolista, juntamente com o início de operação do gasoduto Brasil-Bolívia, permitiu com que a infra-estrutura de distribuição se desenvolvesse rapidamente, e o volume de gás comercializado aumentasse de 3,2 para 15 milhões de m³/dia desde o início da privatização em 1999 até o final de 2006. A exclusividade na comercialização de gás natural no Estado termina após 12 anos da assinatura do contrato de concessão. A partir de 2011, novos agentes poderão participar da comercialização de gás natural nos setores industrial e de termogeração. Entretanto, há muitos desafios a serem enfrentados para que a competição efetivamente ocorra nesta etapa da cadeia, não se tornando apenas um marco regulatório. Primeiramente, este trabalho realiza uma projeção da oferta e da demanda de gás na região Sudeste, para verificar se a partir de 2011 haverá excesso de capacidade e a disponibilidade de gás natural – estas são duas condições vitais para que a competição se estabeleça efetivamente. Posteriormente, o trabalho analisa a atual regulação e mercado de gás natural no Brasil, com foco no Estado de São Paulo, para então, propor um modelo de regulação que fomente a competição na comercialização de gás a partir de 2011 no Estado.

2. REVISÃO DA LITERATURA

A indústria de gás natural está sofrendo mudanças fundamentais em todo o mundo, como resultado de reformas estruturais que buscam aumentar a eficiência econômica através do estabelecimento da competição no fornecimento de gás (IEA, 1998). Destacam-se, neste processo, os Estados Unidos e o Reino Unido. As seções 2.1 e 2.2 detalham o processo de desregulamentação da indústria de gás natural nesses países.

2.1 Desregulamentação do mercado de gás natural nos Estados Unidos

A portaria da Federal Energy Regulatory Commission (FERC) 436 de 1985 mudou o modo de como a rede de transporte interestadual era regulada nos Estados Unidos. Antes desta portaria, as empresas transportadoras atuavam também como carregadoras, comprando gás natural diretamente do poço e revendendo-o às distribuidoras locais, usuários finais e agentes comercializadores. A portaria FERC 436 elaborou um modelo que incentivou as empresas transportadoras de gás a oferecer apenas serviços de transporte aos produtores e usuários finais, bem como às distribuidoras de gás locais. As empresas transportadoras que concordassem em prover apenas o serviço de transporte baseado na ordem de chegada para os consumidores, recebiam certificados opcionais que os permitiam arranjar o transporte sem autorização prévia da FERC. Os certificados expedidos exigiam que o transportador permitisse que seus clientes pudessem converter seus contratos de direito de compra de gás para níveis equivalentes de serviço de transporte por um período de cinco (5) anos. Os carregadores que não quisessem utilizar o transporte poderiam continuar a revender o gás – aquele em que as companhias compravam dos produtores e revendiam aos consumidores após o transporte. Os transportadores que não quisessem oferecer o livre acesso a infra-estrutura de transporte poderiam apenas oferecer o serviço de revenda. Outra medida desta portaria foi considerar que os novos gasodutos de transporte seriam considerados como bens públicos se a empresa assumisse o risco do projeto (FERC, 1985).

Os impactos da portaria FERC 436 foram positivos, tornando-se mais fácil para as distribuidoras e outras companhias a comprarem gás diretamente dos produtores e dos comercializadores. Entretanto, isto levou a uma reestruturação parcial, já que as empresas transportadoras eram encorajadas, e não obrigadas a prover o livre acesso. Pagamentos do tipo *take-or-pay* aumentaram para as transportadoras, já que menos consumidores compravam gás delas devido ao incentivo dado ao livre acesso, além da sobra de capacidade de transporte e gás natural na década de 80. A portaria FERC 500, de 1987, criou um mecanismo para as transportadoras transferirem as responsabilidades de seus contratos de longo prazo para os produtores, consumidores e distribuidoras de gás. No final de 1987, 80% de todas as responsabilidades do tipo *take-or-pay* já tinham sido voluntariamente renegociadas (FERC, 1987). Na maioria dos casos, as autoridades estaduais permitiram que as distribuidoras repassassem estes custos diretamente aos consumidores.

Em 1992, a FERC publicou a portaria 636, que ficou conhecida como a “regra da reestruturação”. Esta portaria foi elaborada para permitir o uso mais eficiente do sistema de transporte interestadual, mudando fundamentalmente a maneira de como as empresas conduziam seus negócios. Portarias anteriores encorajavam os transportadores a proverem seus serviços de uma forma não discriminatória, sem favorecer seu próprio suprimento. A portaria 636 exigia que as transportadoras interestaduais separassem juridicamente suas vendas do serviço de transporte. O motivo era assegurar que o gás de outros carregadores obtivesse a mesma qualidade nos serviços de transporte. Esta desverticalização aumentou a competição entre os carregadores, diminuindo o poder de mercado das transportadoras de gás natural. A portaria também exigia que os carregadores tivessem acesso na infra-estrutura de armazenamento de gás. A portaria 636 também encorajou o desenvolvimento de centros de mercados nas interconexões do sistema interestadual (os chamados *Hubs*¹), desenvolvendo o mercado *spot*. Foi estabelecida a liberação da capacidade de transporte e de armazenamento com a liberação da capacidade firme não desejada, e também a substituição do carregador na re-liberação da capacidade, caso fosse permitido pelos termos da liberação inicial. Para auxiliar no desenvolvimento dos *Hubs*, FERC exigiu que as companhias transportadoras de gás publicassem boletins diários para que os carregadores pudessem obter acesso às informações sobre a disponibilidade da capacidade do sistema de transporte. A portaria 636 exigiu que as transportadoras redesenhassem suas tarifas de transporte, para que a maior parte dos custos fixos fosse recuperada através da reserva de capacidade cobrada dos consumidores firmes; esta taxa era cobrada mensalmente com base na reserva de capacidade diária, baseada nas exigências do período de pico. Para os clientes interruptíveis, obviamente nenhuma taxa de reserva de capacidade era cobrada. Os custos variáveis eram recuperados através de taxas aplicadas numa base volumétrica do gás efetivamente transportado. Este sistema

¹ Hubs são centros de mercado que ficam normalmente localizados próximos das plantas de armazenamento de gás. Os Hubs fornecem aos novos transportadores de gás os serviços de capacidades físicas e administrativas, que eram anteriormente realizados pelas próprias empresas de transporte. Os dois serviços principais das Hubs são: a) diferentes possibilidades de transportes e interconexões entre redes, e b) balanço físico de gás no curto prazo.

tarifário pretendia auxiliar no desenvolvimento da competição entre os fornecedores de gás, eliminando quaisquer distorções de preço inerentes da tarifação anterior, que alocava certos custos fixos na cobrança do uso da *commodity* gás. Por fim, foi exigido que as companhias de gás que tivessem suas vendas de gás firme desverticalizadas nos *city gates*², oferecessem um novo serviço de transporte firme, chamado de gás “não informado”. O gás “não informado” permitia que os consumidores recebessem mais gás do que o máximo contratado, atingindo seus picos de demanda sem ter que efetuar sua nominação (FERC, 1992).

A reestruturação da indústria de gás natural nos Estados Unidos se iniciou com a portaria 434 e foi completada pela portaria 636, que mudou as tendências do transporte de gás e sua tarifação. O aumento da competição entre os fornecedores de gás foi nutrido pela nova flexibilidade que o mercado teve nas tendências da produção, transporte e consumo de gás; isso aumentou a eficiência da utilização da infra-estrutura de transporte, contribuindo, portanto, para a modicidade tarifária e a segurança de suprimento.

Em nível federal, gasodutos interestaduais precisam ser autorizados pela FERC antes de seja permitida sua construção e operação. Um “certificado de necessidade e conveniência pública” é emitido pela FERC, que é o órgão que determina se o projeto atende o interesse público. Certificados ambientais também são exigidos pela FERC, que são emitidos pelos organismos competentes (BROSE et ROSS, 2007).

2.2 Desregulamentação do mercado de gás natural no Reino Unido

Na década de 80, já com as redes de distribuição maturadas e amortizadas, o governo britânico iniciou a abertura do mercado, que também foi influenciada pela necessidade de recursos em curto prazo para o tesouro nacional. O *Gas Act* de 1986 retornou a indústria de gás natural para o setor privado, mudando o nome da estatal *British Gas Corporation* para *British Gas Plc* (BG), arrecadando mais de 9 bilhões de libras para o tesouro britânico. Na época, a empresa era responsável por 100% da transmissão, distribuição e comercialização de gás canalizado na Grã Bretanha, além de possuir campos produtores significativos deste energético no país e contratos de importação da Noruega. Simultaneamente à privatização da empresa, foi estabelecido um conjunto de normas e foi criado um órgão regulador setorial, o *Office of the Gas Regulator* (OFGAS). A *Gas Act* de 1986 dividiu o mercado em duas categorias: 1) mercado regulado, que incluía os consumidores com demanda inferior a 25.000 termais/ano³ (cuja tarifa era regulada pelo OFGAS), e 2) mercado competitivo, contemplando os consumidores com uma demanda superior a 25.000 termais/ano, não havendo regulação tarifária (DTI, 2005).

Em 1987, o *Gas Consumers Council* encaminhou ao *Office of Fair Trading* (OFT) uma denúncia de que a BG estava efetuando práticas monopolísticas com seus consumidores livres, através da falta de transparência de suas tarifas, da sua recusa em propiciar fornecimentos interruptíveis a alguns de seus consumidores, da sua falha em propiciar informações sobre os custos de produção e da posição dominante da empresa, que era o único comprador de gás natural junto aos produtores na Grã Bretanha. Sentindo a dificuldade de sustentar politicamente a tese da vantagem do monopólio privado sobre o estatal, o governo britânico passou a criar, via regulação da BG, condições para a emergência da competição no “mercado livre”, regido por contratos negociados entre a empresa concessionária e seus consumidores (DTI, 2005).

A partir de 1988, o *Monopoly and Mergers Commission* (MMC) obrigou a British Gas a entrar num programa de entrega de gás, em que no mínimo 10% de gás proveniente de poços novos deveria ser vendido ao mercado livre (revendedores ou consumidores finais). O programa evoluiu no início da década de 90, fazendo com que a cada ano uma quantidade fixa de gás fosse reservada para outros agentes (DTI, 2005).

Através do *Gas Act* de 1992, o órgão regulador liberou todos os usuários que tinham uma demanda anual maior do que 2.500 termais (algo em torno de 6,7 milhões de metros cúbicos/ano). Em 1994 foi exigida a separação contábil nas atividades de comercialização, transporte e distribuição desenvolvidos pela BG. O *Gas Act* de 1995 exigiu a separação jurídica: uma mesma entidade legal não poderia possuir uma licença de transporte e uma de comercializador ou carregador, ao mesmo tempo. Posteriormente houve a liberação de todos os usuários restantes, por etapas (DTI, 2005).

No Reino Unido, a construção e operação de gasodutos de transporte são realizadas através de autorizações do Secretário de Estado, que avalia a necessidade da construção considerando: 1) evitar a proliferação desnecessária de redes de transporte; 2) encorajar os agentes interessados a cooperar no dimensionamento e construção do gasoduto, considerando o potencial futuro; 3) permitir o livre acesso e fomentar a competição de gás. Os termos em que o gás natural é transportado são negociados entre os agentes; entretanto, caso algum carregador, distribuidora ou usuário não concordar com a tarifa aplicada ou com a forma

² O termo em inglês não foi modificado para não alterar seu sentido. *City gate* é o divisor físico da rede de transporte para a rede de distribuição de gás natural. Neste local, a pressão do gás é rebaixada e é colocado um odorante, para que, caso haja vazamento de gás, ele possa ser identificado. A jurisdição, neste ponto, é transferida do âmbito federal para o estadual.

³ 250.000 termais por ano é aproximadamente 67 milhões de metros cúbicos de gás/ano, considerando-se que 1 m³ de gás tenha um PCS = 9.400 kcal/m³.

de acesso ao gasoduto, o mesmo pode recorrer ao Secretário de Estado para que o acesso seja garantido e a tarifa analisada. Certificados ambientais também são exigidos pela Secretaria do Estado, que são emitidos pelos organismos competentes (PICTON-TUBERVILL et JOHNS, 2007).

3. METODOLOGIA

O mercado de gás natural no Estado de São Paulo, em 2011, é estimado através da projeção da demanda e oferta deste energético na região Sudeste. Para estimar sua oferta, é utilizado o plano de expansão da Petrobrás 2007-2011, mais especificamente o PLANGAS para a região Sudeste.

A projeção da demanda é realizada através do modelo de curva logística simples. Este modelo é frequentemente utilizado para estimar a taxa de adoção de certa tecnologia, ou ainda a penetração de mercado de um produto ou tecnologia no decorrer do tempo. A equação (1) ilustra o modelo considerado.

$$C(t) = \frac{K}{1 + \exp(-\alpha(t - \beta))} \quad (1)$$

Onde: K é a capacidade de suporte, i.e., o limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema. O parâmetro α determina o tempo de crescimento da curva: o tempo que a curva leva para crescer de 10% a 90% da capacidade de suporte (k). Finalmente, o β é o tempo médio de crescimento, quando a curva chega a 50% do parâmetro k.. É importante ressaltar que o modelo logístico básico é simétrico em torno do seu ponto médio β (HOSMER et al, 2000).

Posteriormente, é realizada uma análise crítica da atual regulação *upstream* no Brasil e *downstream* no Estado de São Paulo, considerando-se a atração de investimentos, desenvolvimento de mercado, modicidade tarifária, segurança de suprimento e estímulo à competição como enfoque nas análises.

Para o modelo regulatório proposto, é considerada a experiência internacional na desregulamentação do setor, além das especificidades do mercado e regulação no Brasil e no Estado de São Paulo.

4. RESULTADOS

O mercado e a regulação de gás natural são ainda recentes no Brasil. Foi apenas no final da década de 90 que a indústria de gás natural foi estruturada, com a criação de agências reguladoras no âmbito estadual e federal. Antes disso, as atividades de prospecção, exploração e transporte de gás eram monopólios legais da PETROBRÁS. As atividades de distribuição e comercialização de gás natural, neste período, eram monopólios dos Estados e também exercidas através de empresas Estatais.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) foi criada através da Lei 9.478, em 06/08/1997, para regular, fiscalizar e monitorar os mercados de petróleo, gás natural e outros combustíveis. Esta mesma Lei também quebrou o monopólio da Petrobrás, permitindo com que outras empresas pudessem participar das atividades de exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural.

A emenda da constituição de 1988 nº 5 de 15/08/1995 estabelece que os Estados Federativos são os responsáveis pela exploração, direta ou indiretamente através de concessão, dos serviços de distribuição e comercialização de gás natural. Os Estados, através de suas agências reguladoras estaduais, regulam, fiscalizam e monitoram as companhias distribuidoras de gás natural.

O consumo total de gás natural no Brasil, em 2005, foi de 20,98 bilhões de m³ de gás natural (excluindo-se as perdas e re-injeção), (BEN, 2006). O consumo de gás natural no Estado de São Paulo, neste mesmo ano, foi de 4,74 bilhões de m³, sendo que a indústria foi responsável por 80,3% desse total, seguido pelo setor de transporte (10,1%), geração termelétrica (4,8%), setor residencial (2,3%), setor comercial (2,1%) e setor público (0,4%), (BESP, 2006). Para se ter uma idéia da rápida evolução do mercado de gás natural, em 1997, o consumo deste energético no Brasil e no Estado de São Paulo foram, respectivamente, de 5,4 bilhões e 1,23 de m³ apenas.

4.1 Projeção da oferta e demanda de gás natural na região Sudeste em 2011

Esta seção projeta a oferta e a demanda de gás natural para a região Sudeste em 2011, para que seja possível mostrar que há grande probabilidade de que haja um excesso de gás natural na região a partir deste ano. O excesso de gás natural e capacidade de transporte são importantes para que a competição possa se estabelecer efetivamente no Estado de São Paulo, que se iniciará a partir de 2011 na comercialização de gás natural nos setores industrial e de termogeração.

Com relação à oferta de gás natural, a situação atual não é reconfortante. Com os investimentos de expansão de oferta na Bolívia suspensos desde a nacionalização dos hidrocarbonetos naquele país, a Petrobrás está

colocando em prática um plano agressivo de expansão de oferta de gás nacional, mas que levará certo tempo para ser completado. O plano estratégico da Petrobrás (2007-2011) pretende aumentar a oferta dos atuais 45,4 milhões de m³/dia em 2005 para 121,0 milhões de m³/dia em 2011 de gás, dentre os quais 20 milhões de m³/dia seriam de gás natural liquefeito (GNL), com a finalidade de se aumentar a segurança de suprimento no país em situações de escassez. Especificamente, para a região Sudeste, há um plano de aceleração dentro deste plano estratégico, chamado de PLANGAS. Este plano prevê a expansão dos atuais 15,8 milhões de m³/dia em 2005 para 55,0 milhões de m³/dia a partir de 2009 para a região Sudeste, isto sem considerar os atuais 11,5 milhões de m³/dia provenientes da Bolívia para a região (mais especificamente para o Estado de São Paulo). Portanto, a partir de 2011, a região Sudeste terá disponível aproximadamente 66,5 milhões de m³/dia de gás nacional e importado da Bolívia.

Uma vez que a oferta para 2011 foi estimada, é necessário prever como será a demanda para este ano na região. O modelo logístico utilizado neste trabalho é frequentemente utilizado para estimar a taxa de adoção de certa tecnologia, ou ainda a penetração de mercado de um produto ou tecnologia no decorrer do tempo. O desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil é recente, por isso a escolha deste modelo é pertinente. A tabela 1 ilustra a evolução do consumo nos quatro Estados da região Sudeste.

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
São Paulo	477	687	922	1.097	1.231	1.202	1.308	1.638	2.243	2.971	3.500	4.079	4.740
Rio	1.232	1.177	1.191	1.194	1.242	1.161	1.307	1.559	2.054	2.702	2.765	3.177	3.611
Espírito Santo	160	152	163	199	206	221	219	263	337	353	391	410	386
Minas Gerais	0	0	469	469	469	469	469	469	469	469	469	750	667
TOTAL (em milhões de m ³)	1.869	2.016	2.745	2.959	3.148	3.053	3.303	3.929	5.103	6.495	7.124	8.415	9.404

Fonte: BESP e GasNet

Tabela 1: Evolução do consumo de gás natural nos Estados da região Sudeste, em milhões de m³.

Com relação à expansão da demanda, é necessário fazer algumas ponderações para que seja possível estimar o valor de K (limite superior) na fórmula da curva logística. O primeiro ponto, é que a escassez temporária de gás natural está freando muitas das novas expansões das redes de distribuição, e com isso também freando a demanda de gás; esta situação perdurará, pelo menos, até final de 2008, quando a Petrobrás iniciará o fornecimento de gás natural proveniente das expansões previstas no PLANGAS. O segundo ponto, é que as grandes expansões para os setores industriais, principalmente nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, já estão em fase de maturação, já que a maior parte de sua demanda reprimida já foi suprida. O último ponto, é que a geração termelétrica da região não gerou em sua plena capacidade devido aos altos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, e também devido à escassez temporária de gás natural. Com base na evolução histórica e nos fatores apontados, considera-se um K = 19.000 milhões de m³ em como sua capacidade de suporte (limite para onde tende e se estabiliza o crescimento do sistema), o que pode ser considerado um cenário otimista, já que supera em mais do que duas vezes o gás natural consumido em 2005 na região. Este cenário otimista visa assegurar que, em 2011, haverá um excesso da *commodity* gás. A figura 1 ilustra a curva logística, estimando a demanda de gás natural para a região Sudeste em 2011.

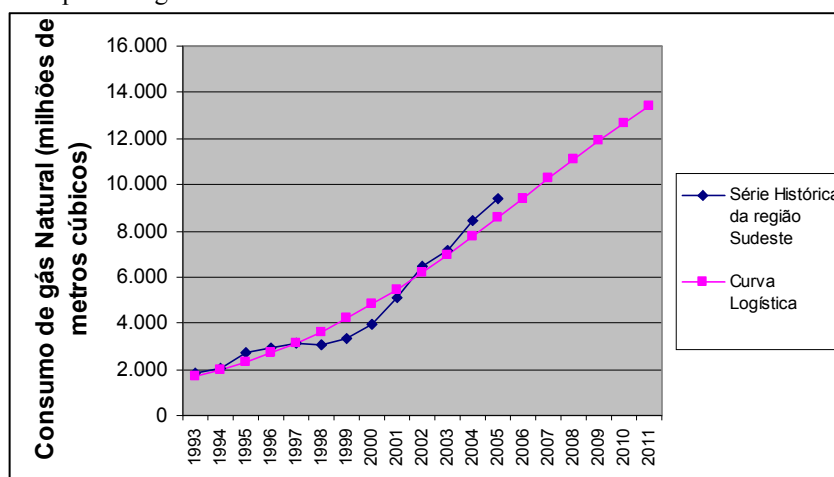


Figura 1: Projeção da demanda de gás natural na região Sudeste, em milhões de m³.

Portanto, a demanda de gás natural em 2011 é estimada em 13.406 milhões de m³, o que perfaz uma média diária de 36,7 milhões de m³/dia. Esta demanda seria tranquilamente suprida pelos 66,5 milhões de m³/dia fornecidos para a região Sudeste a partir de 2011. Os 29,8 m³/dia restantes poderiam ser mais facilmente comercializados com a introdução da competição, que pressionaria os preços para baixo, aumentando assim, a demanda por gás natural. Este fenômeno foi observado em países como os EUA e o Reino Unido (IEA, 1998).

Com relação à capacidade do sistema de distribuição, considera-se que não haverá problemas graves, já que as redes do Estado de São Paulo são recentes, e foram, em sua maioria, projetadas com certa folga para suportar aumentos de demanda futuros.

4.2 A regulação *upstream* no Brasil e a Lei do Gás

No Brasil, a exploração e produção de gás natural devem ser concedidas através de leilões públicos transparentes, processados pela ANP; as regras são definidas pela Lei nº 9.478/97, conhecida como a “Lei do Petróleo”. O vencedor assina um contrato de concessão, cuja fase de exploração pode durar entre três (3) a (8) anos e o desenvolvimento/produção em até vinte e sete (27) anos, podendo ser estendido mediante requerimento da concessionária e aceito pela ANP. Até 2006, a Petrobrás era a única empresa a produzir gás natural no país, apesar de algumas outras companhias estarem atualmente no processo de exploração (ANP, 2001).

O transporte interestadual de gás natural é também regido pela Lei 9.478/97 e regulado pela ANP. Esta Lei descreve que a ANP outorga a construção e operação de gasodutos de transporte através de uma autorização. O acesso à rede de transporte é considerado livre, porém, deve negociado entre os agentes interessados. Até 31 de dezembro de 2001, havia um teto de preços do gás vendido nos *city gates*; atualmente, a tarifa é negociada entre os agentes (ANP, 2001).

A Lei 9.478/97 trata o gás natural como um derivado do petróleo, por isso os poderes executivo e legislativo propuseram dois projetos de Lei que visam criar uma “Lei do Gás”. O projeto do executivo (do Ministério das Minas e Energia) é o PL 6.673/06, o projeto do Legislativo (do Senado) é o PL 334/07. A tabela 2 descreve a Lei vigente e as propostas de mudanças.

	Lei 9.478/97	PL 6.673/06	PL 334/07
Regime de Outorga para gasodutos de transporte e atividades de armazenamento	Autorização	Autorização ou concessão (definido pelo MME)	Concessão
Planejamento da expansão	Empresa	Determinativo (MME)	Participativo
Acesso e prazo de carência	Não há prazo de carência, e o acesso de terceiros é permitido, devendo ser negociado entre as partes	10 anos de exclusividade, para posteriormente liberar o acesso à terceiros	Nenhum para novos gasodutos (oferta pública de capacidade). 8 a 15 anos de exclusividade para os existentes
Tarifas	Gás nacional e importado: tarifas negociadas entre os agentes (desde 31/12/2001)	Tarifas reguladas	Tarifas reguladas
Participações cruzadas	Exige separação contábil das atividades de produção e transporte	Não modifica a Lei 9.478/97	O transportador, além de separação contábil, é limitado a participar em atividades de produção, armazenamento e comercialização de gás
Operador do sistema	Agência Nacional do Petróleo (ANP)	Não modifica a Lei 9.478/97	Criação de um Operador do Sistema Nacional de Transporte de gás (ONGÁS)

Tabela 2: Quadro comparativo da Lei existente para o setor de gás natural com as propostas para uma Lei do Gás

Como é possível notar, o PL 334/07 é um projeto mais liberal, proporcionando um maior fomento à competição; o regime de concessão é mais transparente, fornecendo mecanismos para que novos investidores na produção, por exemplo, possam escoar o gás natural até o ponto de consumo sem maiores entraves. Apesar de inicialmente a PETROBRAS possa se achar prejudicada com uma possível aprovação desta Lei, esta pode ser uma oportunidade de negócios para a companhia. A entrada de novos agentes, a otimização dos gasodutos de transporte, a criação de novos mecanismos contratuais pressionaria o preço final para baixo, auxiliando na expansão do mercado e venda dos 29,8 m³/dia de gás estimado a partir de 2011. O PL 6.673/06 não é tão claro quanto ao regime de outorga de gasodutos de transporte (pode ser através de autorização ou concessão), além de ser mais centralizador, já que o MME definiria a necessidade de construção dos gasodutos. O modelo híbrido proposto pelo PL 6.673/06 (autorização e concessão) pode não funcionar, já que no futuro haveria trechos em que o gás estaria sob o regime de concessão, e outros sob o regime de autorização, que possuem regimes de funcionamento diferentes.

4.2 A regulação *downstream* no Estado de São Paulo

A regulação de preços no primeiro ciclo tarifário, que se iniciou em 1999, seguiu, em linhas gerais, os princípios da regulação tradicional do tipo “serviço pelo custo”, além de compromissos e metas estabelecidos no contrato de concessão. Em um mercado ainda incipiente e sem nenhuma experiência prática com a regulação, esta foi uma solução coerente para que se desse início a expansão da indústria do gás no Estado.

Com a experiência obtida no primeiro ciclo com relação à regulação dos custos e a evolução do mercado de gás natural, a metodologia do segundo ciclo já pôde incorporar alguns mecanismos de incentivo, através de um modelo híbrido - serviço pelo custo/regulação por incentivos, apresentado a seguir. O objeto desta regulação é a margem máxima da atividade de distribuição, doravante denominada Margem Máxima (MM). O valor da Margem Máxima inicial, P_0 , definido pela CSPE por ocasião de cada revisão em cada ciclo, é determinado através da equação (1):

“... ”

$$P_0 = \frac{BRRLi - \frac{BRRLf}{(1+r_{wacc})^5} + \sum_{t=1}^{t=5} \frac{OPEX(t) + CAPEX(t) + ODESP(t)}{(1+r_{wacc})^t}}{\sum_{t=1}^{t=5} \frac{V(t)}{(1+r_{wacc})^t}} \quad (1)$$

Onde:

$OPEX(t)$: valor dos custos operacionais de prestação do serviço associado ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na revisão tarifária; $CAPEX(t)$: valor dos investimentos requeridos para a prestação do serviço, nas condições estabelecidas no Contrato de Concessão, associado ao Plano de Negócios da Concessionária aprovado pela CSPE na revisão tarifária; $ODESP(t)$: valor das outras despesas (incluindo impostos) do ano t ; $BRRLi$ e $BRRLf$ são os valores da Base de Remuneração Regulatória líquida ao início e ao fim do ciclo tarifário já definidos; $V(t)$: volume de gás canalizado distribuído; e r_{wacc} : taxa de retorno sobre o capital investido no ciclo tarifário, definido pela CSPE no processo de revisão tarifária.” (CSPE, 2003).

A fixação dos valores de $BRRLi$ e $BRRLf$ parte do princípio do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. $BRRL$ define o valor dos ativos da concessionária, calculados a partir do processo de privatização da empresa.

A quarta subcláusula da cláusula décima terceira do contrato de concessão define a metodologia para o cálculo da Margem Máxima para o ano t do ciclo (MM_t), que é expressa em reais por m³ e calculada conforme segue:

“... ”

$$MM_t = P_t + K_t, e \quad (2)$$

$$P_t = P_{t-1} [1 + (VP - X)] \quad (3)$$

Onde:

VP : variação do índice de inflação no ano t (percentual), obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas; X : fator de eficiência (percentual); P_t : valor da Margem Máxima sem ajuste no ano t , expressa em reais por m³; e K_t : termo de ajuste para garantir o cumprimento da Margem Máxima aplicada no ano t , em reais por m³.”

De acordo com a terceira subcláusula da cláusula décima terceira do contrato de concessão, “...será aplicada, no início do quarto ano do segundo ciclo, uma redução ou elevação na Margem Máxima (MM), com base nas margens obtidas nos três primeiros anos deste segundo ciclo. Neste caso, as diferenças apuradas, do primeiro ao terceiro ano, terão seus valores atualizados, nos termos da Décima Oitava Subcláusula desta Cláusula, procedendo-se as adaptações necessárias...”. A décima oitava subcláusula diz que: “O Termo de Ajuste (K_t) para o período t será expresso em reais por m³ e será calculado da seguinte forma:

$$K_t = [(MM_{t-1} - MO_{t-1}) (1+r_{t-1}) V_{t-1}] / V_t \quad (4)$$

Onde:

MM_{t-1} : Margem Máxima (MM), no ano $t-1$, expressa em reais por m³; MO_{t-1} : Margem Obtida, no ano $t-1$, expressa em reais por m³; r_{t-1} : taxa de juros média anual, no ano $t-1$; V_t : volume anual previsto para o ano t , expresso em m³; e V_{t-1} : volume anual distribuído, no ano $t-1$, expresso em m³.” (CSPE, 2003).

Excepcionalmente, no segundo ciclo, é permitido um K_t positivo. Isto significa que, mesmo que a margem média não atinja o valor da margem média máxima estabelecida pela CSPE, o valor é corrigido de acordo com décima oitava subcláusula mencionada acima.

Os desdobramentos desta regulação são discutidos a seguir. Primeiro, a margem média máxima limita os ganhos da concessionária, congelando sua margem de lucro. Com a margem congelada, o foco principal da

distribuidora é aumentar suas receitas, e isto é feito através do aumento das vendas. O fator K_1 é uma condição de contorno vital nas estratégias da CSPE e das três distribuidoras do Estado. Enquanto o K_1 puder ser positivo, a concessionária terá como foco principal o aumento das vendas a qualquer custo, já que, caso seja apurado que a margem média máxima esteja abaixo da estabelecida, este valor será corrigido e incorporado nos reajustes tarifários devido ao efeito deste fator. Há, portanto, um incentivo para a redução de preços (através da concessão de descontos), com a finalidade de se aumentar as vendas. Nestas condições, a concessionária poderia chegar a praticar preços abaixo dos custos marginais correspondentes. Entretanto, para que isto não ocorra, a trigésima subcláusula do contrato de concessão diz que “*As tarifas praticadas inferiores às tetos fixadas, em qualquer um dos ciclos, terão como limite mínimo o custo da prestação do serviço do fornecimento contratado...*”. Um outro viés do K_1 positivo é que possíveis esforços para ações de eficiência energética são relegados a um segundo plano, pois quanto maior for o consumo por consumidor, menor será a tarifa por m^3 consumido, o que é desejável, como já foi discutido, para se aumentar as vendas.

Após o segundo ciclo, o valor de K_1 não mais poderá ser positivo. Isto significa que o órgão regulador entende que o sistema de distribuição já deverá estar maduro na área de concessão da Comgás na ocasião do terceiro ciclo tarifário.

Apesar dos esforços, no segundo ciclo tarifário, para o aumento da eficiência na alocação dos custos, a regulação elaborada pela CSPE teve claramente como objetivo principal o desenvolvimento de um mercado ainda incipiente de gás natural, o que era louvável até então. Caso a regulação não se modifique até 2011, as distribuidoras do Estado possivelmente irão barrar possíveis novos entrantes, já que o seu foco principal seria o aumento das vendas.

4.3 Modelo regulatório proposto para fomento da competição em São Paulo

De acordo com (DTI, 2005), as principais características de mercados verdadeiramente competitivos no setor de gás natural são:

- 1) Tamanho e diversidade do mercado: inúmeros produtores envolvidos na exploração, desenvolvimento, produção e venda de gás natural.
- 2) Desenvolvimento de um mercado atacadista de gás natural.
- 3) Mercado Varejista: um mercado atacadista competitivo é uma pré-condição para o desenvolvimento de um mercado varejista, já que os usuários finais, carregadores e distribuidoras precisam obter gás (*commodity*) e capacidade de transportar este gás a preços de mercado até seus clientes.

Outras medidas que também auxiliam no desenvolvimento da competição são: um programa de entrega de gás efetivo, disponibilidade de acesso à capacidade de transporte e distribuição, desverticalização da cadeia de gás, desenvolvimento de centros de mercado com informações diárias sobre disponibilidade e capacidade e gás, harmonização e padronização de procedimentos e regras (DTI, 2005), (IEA, 1998).

Dentre os dois projetos de lei propostos para a Lei do Gás, o PL 334/07 é o que propicia regras mais claras e um ambiente mais favorável à competição. Este trabalho considera que o PL 334/07 seja aprovado para que seja possível estimular a competição no Estado de São Paulo a partir de 2011.

A tabela abaixo identifica alguns fatores positivos e negativos, no Brasil e no Estado de São Paulo, que favorecem o estabelecimento da competição a partir de 2011. A partir disso, é possível propor algumas medidas na regulação do Estado de São Paulo que auxiliem no fomento à competição.

INFLUÊNCIA POSITIVA	INFLUÊNCIA NEGATIVA
De acordo com o plano estratégico da Petrobrás (2001-2011) e a previsão de Mercado na seção 4.1, em 2011, a oferta de gás superará a demanda na região.	A Petrobrás e suas subsidiárias dominam a produção, processamento e o transporte de gás natural no país, e esta situação provavelmente não mudará até 2011.
A Petrobras não possui participação acionária nas distribuidoras de gás do Estado de São Paulo.	As distribuidoras do Estado de São Paulo possuem contratos de longo prazo com os carregadores
O setor industrial é responsável por mais de 80% do mercado no Estado de São Paulo, e estará com a maior parte de seu mercado potencial já maturado em 2011.	A regulação vigente no Estado de São Paulo estimula principalmente o aumento das vendas.

Tabela 3: fatores de influência no estabelecimento da competição no Estado de São Paulo a partir de 2011.

O terceiro ciclo tarifário no Estado de São Paulo, iniciar-se-á em 2009 nas distribuidoras Comgás e Gás Natural SPS, e em 2010 na Gas Brasileiro. Propõe-se, para este terceiro ciclo:

- 1) Dividir a Margem Máxima MM_1 por segmentos de consumo a partir do terceiro ciclo tarifário.
- 2) Permitir que o valor de K_1 seja positivo nos setores residencial, comercial e de cogeração, a partir do terceiro ciclo tarifário.

- 3) Separação contábil das atividades de distribuição e comercialização em 2009, para uma posterior separação jurídica em 2011, quando se dará início a competição na comercialização no Estado.
- 4) Para a tarifa de transporte e distribuição, considerar como custo fixo a capacidade firme alocada à distribuição de gás natural; como custo variável, considerar apenas a movimentação física de gás natural.
- 5) Garantia de livre acesso à rede de distribuição mediante ao pagamento de uma tarifa de capacidade e/ou transporte de gás natural.
- 6) Incentivos para a renegociação de contratos de longo prazo entre carregadores e distribuidoras de gás
- 7) Programa efetivo de entrega de gás natural: no mínimo 10% de todo o gás novo oferecido pelos carregadores deveriam ser vendidos a novos agentes.
- 8) Criação de uma “Câmara de Comercialização de Gás Natural”
- 9) Padronização e harmonização de procedimentos e regras
- 10) Proibição de que agentes da produção e transporte participem da comercialização de gás natural
- 11) Monitoramento de contratos de compra e venda de gás natural

A primeira sugestão é dividir a MM_t por segmentos de consumo, ou seja, calcular MM_t como a média ponderada das margens médias máximas dos segmentos industrial, comercial, residencial, co-geração, veicular, termelétricidade e interruptível. Esta divisão proporcionaria ao órgão regulador margens de manobra com relação a eventuais políticas de fomento para o uso do gás em algum destes segmentos, com mercados de gás ainda incipientes, como é o caso, por exemplo, dos segmentos residencial, comercial e de cogeração.

No terceiro ciclo, se prevê que o valor de K_t não possa ser positivo para todos os segmentos de consumo. Propõe-se que o valor de K_t possa ser positivo nos setores residencial, comercial e de cogeração, que ainda são incipientes no Estado de São Paulo. A restrição que, a partir do terceiro ciclo, o valor de K_t não poderá ser positivo, além de mudar o foco atual das distribuidoras de venda de gás a qualquer custo, também pode auxiliar em ações de eficiência energética na indústria, já que, em cada ponto de consumo, a tarifa (e consequentemente a margem de lucro) decresce com o aumento de volume⁴. Caso o K_t esteja próximo de seu limite máximo, ações de eficiência energética podem auxiliar no aumento da margem de lucro por consumidor.

A separação contábil das atividades de distribuição e comercialização a partir do terceiro ciclo tarifário em 2009 é para que as distribuidoras já possam se preparar para uma posterior separação jurídica a partir de 2011. A separação jurídica das atividades de distribuição e comercialização se faz necessária para que não haja favorecimentos, assimetrias de informações e subsídios cruzados. No Reino Unido, por exemplo, a competição se desenvolveu propriamente apenas quando a British Gas foi obrigada a separar juridicamente as atividades de transporte, carregamento e comercialização de gás natural.

As tarifas de transporte e distribuição deveriam considerar como custo fixo a capacidade firme alocada à distribuição de gás natural, e como custo variável, apenas a movimentação física de gás natural. Isto refletiria em tarifas claras, coerentes e diferenciadas para o gás natural firme e interruptível.

A garantia do livre acesso mediante ao pagamento de uma tarifa de capacidade e/ou transporte regulada de gás natural é importante para que a competição seja estimulada e as distribuidoras remuneradas.

Contratos de longo prazo entre as distribuidoras do Estado de São Paulo e os carregadores de gás natural podem favorecer ou prejudicar as distribuidoras de gás. Isto porque os preços no curto e médio prazos podem se alterar significativamente dependendo da oferta e demanda de gás. Conforme descrito na seção 2.1, nos EUA, as transportadoras que possuíam contratos de longo prazo com cláusulas *take-or-pay* tiveram problemas na década de 80, pois havia uma sobra de gás natural no mercado (mais barato) e elas estavam amarradas em seus contratos de longo prazo. No Estado de São Paulo, diferentemente do que ocorreu nos EUA, os usuários finais em sua maioria (industrial e termogeração, por exemplo) já possuem cláusulas do tipo *take-or-pay*, isto isentaria as distribuidoras de possíveis problemas em seus contratos de compra. Entretanto, o preço e gás caso os contratos permaneçam de longo prazo, seriam artificiais, não refletindo a realidade do mercado. Por isso, a CSPE deveria articular com a ANP a uma renegociação de contratos de longo prazo entre carregadores e distribuidoras, para que seja incentivado o mercado atacadista de gás natural e não haja distorções de preços. Esta medida pode também auxiliar na segurança de suprimento, já que o mercado secundário pode ser estimulado através da variação de preços do gás conforme as leis de oferta e procura.

Um programa efetivo de entrega de gás natural pode ser necessário para que a competição se inicie efetivamente. Mesmo com uma separação jurídica da distribuição e comercialização, a empresa comercializadora deterá inicialmente todo o mercado. Como foi feito no Reino Unido, um mínimo de 10% de todo o gás novo oferecido pelos carregadores deveria ser vendido a novos agentes através de leilões em uma

⁴ Na indústria de gás canalizado brasileira utiliza-se, há muitos anos, estruturas tarifárias em blocos, com tarifas decrescentes com os blocos crescentes de consumo. Trata-se de uma estrutura tarifária que incentiva um rápido crescimento do consumo e, consequentemente, uma amortização mais rápida dos pesados investimentos requeridos por esta indústria, sobretudo quando os mercados ainda estão incipientes.

“Câmara de Comercialização de Gás Natural”. Este valor deve ser monitorado e alterado conforme o desenvolvimento da competição.

A padronização e harmonização de procedimentos e regras da rede de distribuição são importantes para que não haja diferenças de tratamento e assimetria de informações entre os agentes no mercado. Boletins diários sobre nominação, capacidade, alocação e balanço do gás natural deveriam ser implementados.

A proibição de que agentes da produção e transporte participem da comercialização de gás natural (separação jurídica) é importante para que não haja possibilidade de favorecimentos entre os elos da cadeia.

Um monitoramento dos contratos de compra e venda de gás deve ser realizado pela CSPE, juntamente com estudos de risco de desabastecimento e um plano de contingências a ser elaborado em conjunto com a ANP, os agentes da cadeia e o governo federal. Em 2011, com as estações de GNL da Petrobrás em funcionamento, haverá uma maior segurança de suprimento. Com a abertura de mercado, a ANP e a CSPE devem também ficar atentas para possíveis práticas anti-competitivas, como conluíus, cartéis ou manipulações.

5. CONCLUSÃO

A indústria de gás natural e sua regulação são recentes no Brasil. Entretanto, no Estado de São Paulo, a partir de 2011, grande parte de seu mercado industrial já estará maturado, havendo espaço para a redução de tarifas através do início da competição. Contudo, para que 2011 não se torne apenas um marco regulatório, algumas modificações na atual regulação do Estado devem ser efetuadas, além da aprovação de uma Lei do Gás que estimule a transparência e a competição.

Considerando-se que a Lei 334/07 seja aprovada, a competição terá condições de se desenvolver a partir de 2011 no Estado de São Paulo, com algumas modificações na regulação estadual vigente. O modelo proposto neste trabalho possivelmente auxiliará no desenvolvimento da competição através da diminuição das tarifas de gás natural. O modelo, se implementado, possivelmente irá: 1) criar um mercado atacadista e varejista de gás natural; 2) incentivar o desenvolvimento de ferramentas de gestão de riscos financeiros, como os derivativos, por exemplo; 3) incentivar uma mudança nos contratos de longo-prazo para contratos em curto prazo no transporte e distribuição; 4) criar um mercado spot e um mercado futuro; 5) incentivar uma indexação de contratos de médio e longo prazo aos preços de gás natural nos mercados *spot* e futuro.

6. REFERÊNCIAS

- ANP. Indústria Brasileira de Gás Natural: regulação Atual e Desafios Futuros. **Agência Nacional do Petróleo**. Rio de Janeiro, RJ. 151p.
- BESP. Balanço Energético do Estado de São Paulo: Ano base 2005. **Secretaria de Energia, Recursos Hídricos e Saneamento**. São Paulo, SP, 2006. 210p.
- BROSE, S. H.; ROSS, S. J. **Global Legal Group**. The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2007. A practical insight to cross-border Gas Regulation work. Chapter 32: United States. Global Legal Group Ltd, London. 2007.
- CSPE. Nota Técnica Nº 3: Cálculo das Margens Máximas e Fator X da Comgás. **Comissão de Serviços Públicos de Energia**, 2004.
- Department of Trade and Industry's**. DTI, Energy Markets Limited. Conditions for Truly Competitive Gas Markets in the EU, Volumes 1 and 2. Brentford Middles, 2005
- Federal Energy Regulatory Commission**. FERC Order 436. Washington D.C. 1985.
- Federal Energy Regulatory Commission**. FERC Order 500. Washington D.C. 1987.
- Federal Energy Regulatory Commission**. FERC Order 636. Washington D.C. 1992.
- GORDON, D. V.; GRUNSCH, K.; PAWLUK, C. V. A natural monopoly in natural gas transmission. **Energy Economics**. Elsevier, v.25, p.473-485, 2003.
- HOSMER, D. W.; LEMESHOW, S. **Applied Logistic Regression**. Second Edition. John Wiley & Sons. New Jersey, USA. 2000. 375p.
- IEA. Natural Gas Pricing in Competitive Markets. **International Energy Agency**, Paris, FR. 179p., 1998.
- IEA. Regulatory Reform: European Gas. **International Energy Agency**, Paris, FR. 122p., 2000.
- MME. Balanço Energético Nacional 2006: Ano base 2005. **Ministério de Minas e Energia (MME)**. Brasília, DF, 2006b. 188 p.
- Petrobrás S/A**. Plano Estratégico 2007-2011. Rio de Janeiro, 2006.
- PICTON-TUBERVILL, G.; JOHNS, M. **Global Legal Group**. The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2007. A practical insight to cross-border Gas Regulation work Chapter 31: United Kingdom. Global Legal Group Ltd, London. 2007.