



INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA ENTRE BRASIL E ARGENTINA –
ALGUNS ASPECTOS REGULATÓRIOS DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Segundo Relatório
(Versão Preliminar)

Rio de Janeiro, julho de 2003

Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural

Superintendente:

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunto:

Eduardo de Britto Pereira Tinoco

Assessor de Superintendência:

Felipe Augusto Dias

Corpo Técnico:

Berenice Delaunay Maculan
Cristiana Cavalcanti de Almeida Cunha
Daniel Maron Mendes
Eliana Santos Lima Fernandes
Fabiana Cardoso Martins
Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Joisa Campanher Dutra Saraiva
Julia Rotstein Smith da Silva
Marcelo Meirinho Caetano
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

Secretária:

Christiane Gonçalves Borges

SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente relatório foi elaborado pela equipe técnica da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo (ANP/SCG), no âmbito da Comissão Mista Bilateral Permanente Brasil-Argentina em Matéria Energética (COMISTA) e do Acordo de Cooperação Interinstitucional firmado entre os órgãos reguladores dos dois países. Intitulado “Integração Energética entre Brasil e Argentina – Aspectos Regulatórios da Indústria de Gás Natural”, este trabalho está dividido em seis seções, além da Introdução e das Considerações Finais.

Na primeira seção, apresenta-se uma análise dos aspectos regulatórios do segmento de transporte, discutindo-se, sobretudo, as diferenças entre os modelos de acesso de terceiros às instalações de transporte em ambos os países, posto que, enquanto, na Argentina, o acesso é regulado, no Brasil, foi adotado o modelo negociado.

Depreende-se, a partir da referida discussão, que diversos fatores motivam a adoção de um regime regulado de acesso à rede, dentre os quais destacam-se (i) a tentativa de minimizar os incentivos à utilização de práticas anticompetitivas por parte de um agente dominante que atua em vários segmentos da cadeia; (ii) a existência de medidas de incentivo que estabelecem a canalização de recursos públicos para o segmento de transporte de gás natural; e (iii) a maior capacidade relativa de um tal regime, em face do exposto, de atender aos objetivos explícitos da política energética no Brasil.

Ainda nesta seção, é abordada a questão da oferta de capacidade em instalações de transporte. Nos dois países, o mecanismo estabelecido para a alocação de capacidade de transporte proveniente da expansão é o Concurso Aberto, o qual busca dar transparência e garantir oportunidade para qualquer empresa interessada em contratar capacidade de transporte e fornecer gás natural, evitando-se tratamento indevidamente discriminatório.

A seguir, na segunda seção, versa-se sobre a cessão ou revenda de capacidade de transporte de gás natural. No Brasil, a minuta de Portaria proposta para a referida matéria, atualmente em avaliação no âmbito das orientações do novo governo, não apresenta nenhuma restrição a estas operações. Em termos de convergência regulatória, apesar das diferenças entre os regimes previstos nas legislações dos dois países, a regulamentação proposta, no Brasil, já representa um importante

avanço, na medida em que viabiliza estas operações e introduz a oferta pública de capacidade como procedimento padrão, tal como ocorre na Argentina.

A seção três retoma a discussão relativa ao modelo de acesso, enfocando questões conexas à operação do sistema de transporte. Entende-se que a regulamentação dos Termos e Condições da Prestação do Serviço de Transporte, bem como a anuência, pelo órgão regulador, dos contratos celebrados entre carregadores e transportadores têm por fim impedir a ocorrência de tratamento discriminatório na prestação do serviço.

No que tange à convergência regulatória concernente à operação do sistema para projetos de transporte de gás entre a Argentina e o Brasil, considera-se, a exemplo do caso europeu, que as diferenças entre os modelos regulado e negociado podem comprometer a integração gasífera entre os dois países.

Na seção quatro, a qual trata da tarifa de transporte, destaca-se que, no caso brasileiro, a regulamentação atual ainda não proporciona a separação definitiva que se espera das atividades de transporte e comercialização de gás natural. A fim de se ter maior clareza na identificação dos custos e de se fazer possível uma alocação correta dos mesmos entre os usuários, é imprescindível a reestruturação das relações contratuais entre transportadores, carregadores e companhias distribuidoras, discriminando capacidades de transporte e volumes movimentados entre cada ponto de recepção e entrega.

A seção cinco apresenta aspectos concernentes à distribuição de gás canalizado. Ressalta-se que, no Brasil, a dicotomia de responsabilidades sobre a regulação da indústria de gás pode gerar conflitos de competência entre a União e os Estados, sobretudo em função da inexistência de uma fronteira bem delimitada entre as atividades de transporte e distribuição.

Uma outra questão relevante diz respeito ao grau de elegibilidade dos consumidores finais de gás natural em ambos os países. A maturidade do mercado gasífero argentino contrasta com a incipiência do mercado brasileiro. Na maioria dos Estados deste país, é outorgada, às concessionárias locais, a exclusividade na distribuição de gás canalizado, para qualquer utilização, em qualquer quantidade. Excetuam-se apenas os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, nos quais é prevista a possibilidade de *by pass* comercial.

São propostas, ainda, algumas medidas que contribuiriam para o desenvolvimento da competição no mercado brasileiro de gás natural.

Na seção seis, enfoca-se a distribuição de gás natural comprimido (GNC) e gás natural veicular (GNV). No Brasil, a responsabilidade pela regulação, quanto ao fator segurança (postos e equipamentos), é compartilhada pelo INMETRO e pela ANP. Entretanto, em contraste com o caso brasileiro, na Argentina, o ENARGAS atua apenas no campo normativo, não sendo responsável pela fiscalização do cumprimento das normas, a qual é realizada pelos PECs – *Productores de Equipo Completo*.

No que diz respeito às proposições de harmonização regulatória para o segmento de GNC/GNV, os órgãos reguladores de ambos os países devem compatibilizar suas regras quanto à circulação e abastecimento de veículos movidos a GNV. Deve-se, igualmente, examinar as normas aplicáveis aos componentes do sistema de gás natural veicular, que possam ser harmonizadas, a fim de que sejam fabricadas peças utilizáveis em toda a região, simplificando e reduzindo os custos dos veículos convertidos a GNV.

Por fim, são tecidas breves considerações sobre a integração dos mercados de gás natural dos dois países.

ÍNDICE

Introdução	7
1. Transporte.....	7
2. Cessão de Capacidade	13
3. Operação do Sistema	14
4. Tarifas de Transporte	18
5. Distribuição de Gás Canalizado.....	20
6. Distribuição de GNC e GNV	23
Considerações Finais	25

Introdução

No âmbito da Comissão Mista Bilateral Permanente Brasil-Argentina em Matéria Energética (COMISTA) e do Acordo Interinstitucional de Cooperação celebrado entre a Agência Nacional do Petróleo (ANP), a *Secretaría de Energía* e o *Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina* (ENARGAS), a equipe técnica da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural da ANP (ANP/SCG) iniciou, em abril de 2003, um estudo, cuja proposta era analisar as estruturas regulatórias da indústria de gás natural, em ambos os países, a fim de compatibilizá-las.

Nesse sentido, o presente relatório, intitulado “Integração Energética entre Brasil e Argentina – Alguns Aspectos Regulatórios da Indústria de Gás Natural”, visa a dar continuidade ao supracitado trabalho, a partir da análise crítica do arcabouço regulatório da Argentina e do Brasil, bem como da apresentação de proposições para a harmonização de suas normas.

1. Transporte

As principais diretrizes para o segmento de transporte de gás natural, no Brasil, são estabelecidas pelos arts. 56 a 59 da Lei nº 9.478/97. Em seu artigo 56, a referida Lei estabelece que é facultada a qualquer interessado (empresa ou consórcio de empresas) a obtenção de autorização da ANP para construir e operar instalações de transporte destinadas tanto ao suprimento interno quanto a exportações.

Significa dizer que a construção e a operação das instalações de transporte de gás natural são autorizadas pela ANP, de acordo com a Portaria n.º 170/1998, para empresas que desejem explorar, por sua conta e risco, esse negócio. Tal pedido não precisa estar atrelado a qualquer demanda de mercado. As empresas autorizadas devem, contudo, restringir-se ao negócio de transporte em si, sendo-lhes vedado participar da distribuição ou geração de energia. Não existe necessidade de haver aderência ao planejamento do setor de energia.

No que concerne a requisitos de separação (*unbundling*), em seu artigo 65, a Lei nº 9.478/97 determina a criação de uma subsidiária, por parte da PETROBRAS, a TRANSPETRO, com a finalidade de construir e operar seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte.

Na experiência argentina, até 1992, a *Gas del Estado* conduzia todas as compras, transporte, distribuição e comercialização do gás natural produzido (essencialmente pela companhia YPF) nas bacias argentinas. Publicada em 1992, a Lei nº 24.076 (Lei do Gás) determinou a separação funcional dessas atividades, que foram horizontalmente desmembradas por zonas geográficas.

A Lei do Gás estabelece um novo arcabouço regulatório para os segmentos de transporte e distribuição: a estrutura da indústria, antes a cargo da *Gas del Estado*, foi dividida em duas companhias de transporte e nove companhias de distribuição

responsáveis pelo abastecimento do mercado retalhista através de dutos de baixa pressão.

Cumpra destacar que, em mercados verticalmente relacionados, como no caso brasileiro, uma firma monopolista verticalmente integrada pode usar práticas conflitantes com o fim precípua estabelecido na Lei nº 9.478/97 para a Política Energética Nacional no aproveitamento racional das fontes de energia que é de “proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta de produtos”.

Em indústrias que contam com segmentos potencialmente competitivos, um agente integrado tem incentivo a discriminar competidores dos segmentos competitivos por meio de práticas as quais podem implicar pior qualidade, maior preço e também a eliminação dos concorrentes. Resultam danos para o consumidor, na forma de preços elevados, deterioração nos padrões de prestação de serviço, restrição ao acesso, dentre outras práticas.

ARMSTRONG *et al.* (1994)¹ analisa a desejabilidade de permitir que uma firma, sujeita à regulação de monopólio em um mercado, entre e concorra livremente em mercados não regulados e potencialmente competitivos. Existem efeitos anticompetitivos que podem emergir quando um mercado consiste de um monopólio regulado e de firmas não reguladas. A separação atua, então, no sentido de impedir a adoção de tais práticas no mercado não regulado e o deslocamento de custos do mercado não regulado para o regulado (uso de subsídios cruzados). Tais benefícios tendem a implicar preços menores, relativamente aos que seriam observados na ausência de separação.

Por outro lado, a separação pode resultar em ineficiências de custo, a exemplo do desperdício de recursos devido ao impedimento à firma mais eficiente de competir. Tais ineficiências tendem a elevar preços, principalmente considerando a existência de economias de escopo.

A otimalidade social da separação depende da habilidade do monopolista regulado de perseguir práticas anticompetitivas no mercado não regulado e do grau de economias de escopo que pode existir entre os produtos regulado e não regulado.

Livre Acesso

Tanto no Brasil, como na Argentina, o marco regulatório prevê o livre acesso de terceiros à rede de transporte de gás natural.

No Brasil, no período compreendido entre 26 de novembro de 1998 e 19 de abril de 2001, o livre acesso aos gasodutos foi regulamentado pela Portaria ANP nº 169/98, a qual estabelecia o direito de acesso de terceiros interessados às instalações, existentes ou a serem construídas, em bases não discriminatórias.

¹ Mark Armstrong, Simon Cowan e John Vickers, “*Regulatory Reform: economic analysis and British experience*,” The MIT Press, 1994.

Após a revogação da supracitada Portaria, a Agência tem trabalhado na regulamentação do livre acesso, através de um conjunto de cinco novas portarias. Essas buscam regulamentar o livre acesso, a cessão de capacidade, o mecanismo de alocação de capacidade de transporte para o serviço de transporte firme, as informações a serem disponibilizadas pelos agentes e critérios para determinação da metodologia de cálculo de tarifas. Até maio de 2003, apenas as portarias relativas à disponibilidade de informações e ao processo de resolução de conflitos haviam sido publicadas.

Na Argentina, o artigo 26 da Lei nº 24.076/92 estabelece o regime de livre acesso de terceiros à capacidade não contratada de transporte e distribuição.

No que diz respeito ao Brasil, o regime negociado de acesso de terceiros à rede de transporte é apontado como um entrave à expansão do sistema, principalmente em virtude da existência de um agente dominante verticalmente integrado.

Nos casos em que um país mantém companhias de gás e de transporte integradas e aplica um modelo de acesso negociado, o sistema de transporte permanece sendo uma ferramenta estratégica e comercial. As companhias de gás têm incentivo a reservar para si a prioridade de uso de seu sistema, o que geralmente se constitui como uma grande fonte de conflitos.

A experiência europeia de regulamentação, com vistas à formação de um mercado único, evidencia a incapacidade, em alguns países membros, de estabelecer mercados competitivos e de garantir um acesso não discriminatório. Nesse sentido, a Diretiva Europeia 98/30/EC prevê um conjunto de situações/justificativas para as quais admitem-se derrogações temporárias do regime de livre acesso, ainda que se almeje o fortalecimento de um mercado interno em bases competitivas.

Nos termos da Diretiva, as empresas de gás natural podem recusar o acesso à rede com base: (i) na falta de capacidade; (ii) na impossibilidade do cumprimento das obrigações de serviço público, em decorrência do acesso; e (iii) em sérias dificuldades econômicas e financeiras no âmbito de contratos *take-or-pay*, considerados “uma realidade no mercado”, tendo em conta os critérios e procedimentos previstos².

Ademais, mercados emergentes³ poderão pleitear derrogações relativas: (i) às regras na concessão de autorizações para a construção/operação de dutos; (ii) às metas para a abertura do mercado de gás; e (iii) à venda direta aos consumidores. As derrogações para os mercados emergentes são sempre temporárias, não podendo exceder dez anos a contar da data do primeiro abastecimento de gás nessa zona.

² A empresa poderá enviar ao Estado-membro em causa, ou à autoridade competente designada, um pedido de derrogação temporária referente ao livre acesso. Conforme a preferência dos Estados-membros, os pedidos serão apresentados, caso a caso, antes ou depois da recusa de acesso à rede.

³ Um Estado-membro é considerado emergente caso “o primeiro fornecimento comercial do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural de longa duração tenha sido efetuado há menos de dez anos.”

A mesma flexibilidade para os mercados emergentes poderá ser pleiteada por:

- um Estado-membro que julgue que a aplicação da Diretiva provocará graves problemas em uma zona geográfica limitada, em particular no que toca à criação de nova infra-estrutura de transporte;

Neste caso, as derrogações basear-se-ão nos seguintes critérios:

- necessidade de investimentos em infra-estrutura, cujo funcionamento não seria econômico num ambiente de mercado competitivo;
 - nível e perspectivas de rendimento dos investimentos necessários,
 - dimensão e maturidade da rede de gás regional em causa;
 - perspectivas do mercado do gás em questão;
 - dimensões e características geográficas da zona ou região em causa; e
 - fatores socio-econômicos e demográficos.
- Estados-membros que não disponham de uma ligação direta à rede interligada de qualquer dos demais Estados-membros e tenham apenas um fornecedor externo principal.

Em 13 de março de 2001, a Comissão das Comunidades Europeias apresentou uma proposta para a alteração das Diretivas 96/92/CE e 98/30/CE, relativas ao estabelecimento de regras comuns para os mercados internos de eletricidade e gás natural, respectivamente. A proposta apresentada pela Comissão foi analisada pelo Parlamento Europeu, que, em 13 de março de 2002, emitiu parecer, aprovando os principais elementos das alterações e introduzindo novas modificações. A proposta do Parlamento foi então examinada pela Comissão, que exprimiu sua posição sobre as alterações que poderão ser aceitas, em princípio ou em parte ou com pequenas adaptações, e aquelas que não poderão ser aceitas⁴.

A análise da experiência recente de formação de um mercado integrado de energia em bases competitivas evidencia que os principais obstáculos à realização de um mercado interno plenamente operacional estão associados a questões de acesso à rede, de tarifação da rede, de diversidade nos graus existentes de abertura do mercado entre Estados-membros e de diferentes abordagens relativamente à internalização dos custos externos. Considera-se que uma concorrência eficaz pressupõe acesso não discriminatório à rede, com requisitos de transparência e a preços justos, de forma a garantir condições favoráveis à realização dos investimentos que se fazem necessários.

Nesse sentido, a Emenda proposta à Diretiva 98/30/EC contempla alteração nos termos do regime de acesso de terceiros à rede de transporte, que passam a ser obrigatoriamente regulados. Por essa Emenda, compete aos Estados-membros garantir a aplicação de um sistema de acesso de terceiros às

⁴ As referências aqui apresentadas são relativas à posição final da Comissão das Comunidades Europeias, e têm como base a Exposição de Motivos, publicada pela entidade, em 7 de junho de 2002.

redes de transporte e distribuição e às instalações de Gás Natural Liqüefeito (GNL), baseado em tarifas publicadas, aplicáveis a todos os clientes admissíveis objetivamente, sem discriminação entre os usuários da rede. Os Estados-membros devem ainda assegurar: (i) que essas tarifas, ou as metodologias em que se baseiam os respectivos cálculos, sejam aprovadas pela entidade reguladora nacional antes da sua entrada em vigor; e (ii) a publicação das tarifas antes do início de sua vigência.

A experiência europeia é ilustrativa de esforços de harmonização regulatória com vistas à formação de um mercado integrado em bases competitivas entre países em distintos estágios de amadurecimento no tocante à questão energética.

Nesse sentido, merece destaque a alteração nos termos de acesso de terceiros à rede, os quais passam a ser obrigatoriamente regulados. Ainda que os requisitos informacionais associados a um tal regime sejam consideravelmente maiores, comparativamente a um regime negociado de acesso, cumpre salientar vantagens desse regime, principalmente no caso em que existe, no mercado, um agente dominante.

No Brasil, recentemente, foram criados mecanismos legais com vistas a fomentar a incipiente indústria de gás natural, tanto no tocante à infra-estrutura de transporte, como na forma de medidas de incentivo (subsídio) ao gás natural destinado à geração de energia termelétrica⁵.

Considerando a origem dos recursos, provenientes de transferências e repasses de verbas públicas, é pertinente reavaliar a desejabilidade de deixar a critério do agente a definição das características gerais da infra-estrutura de GN (não existem requisitos quanto ao percurso, capacidade, necessidade de atendimento a determinados mercados), característica de um regime de acesso negociado de terceiros à infra-estrutura.

Em síntese, diversos fatores motivam a adoção de um regime regulado de acesso de terceiros à rede, dentre os quais destacam-se:

⁵ Dentre os instrumentos legais, instituídos desde o ano de 2002, que estabelecem possibilidades de canalização de recursos para a indústria de gás natural, pode-se citar:

(a) A Lei nº 10.438/2002, em seu art. 13, e o Decreto nº 4.541/2002, em seus arts. 33, 35 e 45, colocam que, para os Estados onde até o final de 2002 não existia gás natural canalizado, os custos anuais decorrentes da implantação de instalações de transporte de gás natural serão incluídos na Receita Anual considerada pela ANEEL no cálculo das tarifas de uso da transmissão.

(b) A Lei nº 10.604/2002, em seu artigo 4º, autoriza a utilização de recursos provenientes de parcela do produto da arrecadação da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE) para a concessão de subsídio para a redução da tarifa de transporte de gás natural, em montante anual não superior a quinhentos milhões de reais, observados os limites da Lei Orçamentária Anual.

(c) Por fim, a Resolução ANEEL nº 784/2002 trata da sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), exclusivamente nos sistemas isolados da região Norte. Esse mecanismo permite que projetos de gasodutos que venham a reduzir, no futuro, o custo da geração de energia elétrica recebam recursos da CCC, a fim de que tenham viabilidade econômica e desloquem os combustíveis (óleo diesel e óleos combustíveis) hoje utilizados na geração de energia elétrica.

- (i) a tentativa de minimizar os incentivos à adoção de práticas anticompetitivas por parte de um agente dominante que atua em vários segmentos da cadeia;
- (ii) a existência de medidas de incentivo que estabelecem a canalização de recursos públicos para o segmento de transporte de gás natural;
- (iii) a maior capacidade relativa de um tal regime, em face do exposto, de atender aos objetivos explícitos da política energética no Brasil.

Oferta de Capacidade em Instalações de Transporte

A adoção de mecanismos de oferta pública de capacidade para serviço de transporte firme (STF) tem sido incentivada em diversos países do mundo. Em alguns casos, tais procedimentos têm sido exigidos inclusive para alocar capacidade de transporte para períodos mais curtos de tempo, caso dos Estados Unidos.

Na Argentina, de acordo com o art. 2º da Lei nº 24.076/92, compete ao órgão regulador, o ENARGAS, criar disposições para garantir uma divisão eqüitativa da capacidade disponível entre as partes interessadas.

O Concurso Aberto (CA) é o mecanismo empregado para a oferta e alocação de capacidade de transporte para o serviço firme. O processo tem início por meio de uma Declaração de Utilidade Pública, instrumento pelo qual o prestador do serviço anuncia sua intenção de proceder a um aumento da capacidade de transporte. Tal declaração deve ser disponibilizada no portal eletrônico da transportadora e da autoridade reguladora.

Desta declaração devem constar informações tais como: os pontos de recepção e entrega a serem contemplados na expansão, os critérios de escolha das solicitações (que se dá pelo maior valor presente líquido por m³), bem como as exigências técnicas e as datas de término e entrega dos resultados. Por fim, cabe mencionar que é facultado ao ente regulador questionar os critérios de seleção e alocação das ofertas.

A exemplo de diversos outros países, tais como Estados Unidos e Argentina, no Brasil, o mecanismo estabelecido para a alocação de capacidade de transporte proveniente da expansão foi o Concurso Aberto (a partir da Portaria ANP nº 098/01). A opção por um procedimento de oferta pública busca dar transparência e garantir oportunidade para qualquer empresa interessada em contratar capacidade de transporte e fornecer gás natural ao mercado brasileiro, evitando tratamento indevidamente discriminatório.

Cabe destacar que a Minuta de Portaria que regulamenta o uso das instalações de transporte de gás natural, submetida à Consulta Pública em agosto de 2002, dispõe sobre a obrigatoriedade de realização de processo de oferta pública para alocar serviço de transporte firme (STF) sobre a capacidade contratada em gasodutos existentes e em suas expansões. Deste modo, a capacidade em novos gasodutos é mantida à margem do referido procedimento. Conseqüentemente, é permitida a contratação direta entre o Transportador e o Carregador inicial para esses casos.

A referida Minuta de Portaria não estabelece formato específico para a contratação direta, deixando-a livre entre os agentes. Com este esquema, as partes, que assim

desejem, podem levar à ANP pedido de autorização para novos gasodutos com a atribuição inicial de capacidade já contratada.

Ao não definir novo gasoduto ou nova instalação de transporte, a norma pode acarretar problemas. Um novo duto pode ser uma instalação com traçado completamente novo, porém, pode tratar-se de um extensão lateral de um duto existente ou mesmo uma extensão final deste. Nestes casos, como distinguir um duto novo de um duto existente?

Adicionalmente, cabe notar que as extensões laterais (derivações laterais) ou terminais (avanço em relação a uma extremidade) podem vir a exigir uma expansão (na forma de compressão ou de *loops*) de um gasoduto já existente e em operação.

Nestes casos, haveria um problema relacionado ao fato de que as “novas capacidades” de um ou outro segmento seriam alocadas sob distintos procedimentos. O agente interessado comum (pode haver outros interessados em um desses segmentos e não em outro) seria desestimulado a se incorporar ao negócio devido à falta de homogeneidade e à concorrência que teria que enfrentar em um dos segmentos (no caso, aquele submetido ao CA).

Essa situação é ilustrativa do fato de que ao liberar do CA os novos gasodutos, mas não a expansão de instalações preexistentes, na qual o interessado deve competir com terceiros, a Minuta de Portaria pode criar incentivos errados ou criar obstáculos à expansão do sistema.

A avaliação da ANP/SCG é de que é desejável estabelecer a adoção de um processo de oferta pública de capacidade de transporte para novos dutos, em conformidade com o princípio de livre acesso não discriminatório. Essa forma é vista pela Agência como o melhor modo de atender ao disposto no artigo 58 da Lei nº 9.478, de 1997, que faculta a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte “existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.”

2. Cessão de Capacidade

No que se refere à cessão ou revenda de capacidade de transporte de gás natural, não há, conforme mencionado no Primeiro Relatório, uma regulamentação específica em vigor no Brasil. A antiga Portaria ANP nº 169/98, revogada em 2001, proibia a revenda de capacidade pelos carregadores, mas, após a sua revogação, não há qualquer restrição à realização de operações deste tipo. Um exemplo é a operação de cessão recentemente realizada entre a PETROBRAS e a BG do Brasil, relativa à capacidade de transporte da estatal brasileira no gasoduto Bolívia-Brasil.

Contudo, ao longo do ano de 2002, foram disponibilizados para Consulta Pública, pela ANP, alguns regulamentos associados ao transporte de gás, tratando, entre outros temas, das operações de cessão de capacidade. A minuta de Portaria proposta para a referida matéria, atualmente em avaliação no âmbito das orientações do novo governo, não apresenta nenhuma restrição a estas operações. São estabelecidos, contudo, alguns princípios e procedimentos, de forma a garantir

transparência e isonomia ao processo de oferta da capacidade de transporte negociada.

Em termos de convergência regulatória, apesar das diferenças entre os regimes previstos nas legislações dos dois países, a regulamentação proposta, no Brasil, já representa um importante avanço, na medida em que viabiliza estas operações e introduz a oferta pública de capacidade como procedimento padrão, tal como ocorre na Argentina.

3. Operação do Sistema

Conforme apresentado no Primeiro Relatório, o tratamento dispensado à regulamentação da operação do sistema de transporte e distribuição de gás natural, na Argentina e no Brasil, é particularmente distinto.

Na Argentina, os principais termos e condições da prestação do serviço de transporte e distribuição de gás, os quais dispõem sobre as responsabilidades dos transportadores, carregadores e distribuidores, na operação do sistema, são estabelecidos pelo órgão regulador, ENARGAS, por meio da publicação de resoluções e decretos, bem como pela padronização dos contratos a serem firmados entre os agentes.

No Decreto nº 2.555, de dezembro de 1992, estão dispostas as Condições Gerais e Especiais aplicáveis tanto ao transportador como ao carregador, bem como são apresentados os modelos padrões de contratos de transporte, para cada tipo de serviço, e as normas de conduta para a administração do despacho de gás pelo transportador. Estas últimas foram, posteriormente, alteradas e/ou complementadas pela Resolução ENARGAS nº 716, de setembro de 1998. Vale sublinhar que os procedimentos de operação do sistema, os quais são regulados pela Resolução nº 716, visam, de acordo com as diretrizes de tal instrumento jurídico, a aumentar a confiabilidade e a segurança do serviço de transporte, permitindo, assim, melhorar a eficiência e a otimização das operações.⁶

No que se refere à operação do sistema de transporte no Brasil, tais termos e condições ainda não foram regulamentados pela ANP, de forma que os mesmos estão determinados apenas em contratos celebrados privadamente entre as Partes.⁷

⁶ Os procedimentos de operação regulados pela Resolução nº 716/98 são: (i) Horários de solicitações e confirmações; (ii) Alocação de serviços de transporte; (iii) Reprogramações; (iv) Controle de entregas e recepções; (v) Desequilíbrios e bandas de tolerância; (vi) Estados do sistema; (vii) Acompanhamento da operação diária; (viii) Mecanismos para salvaguarda do sistema; (ix) Procedimentos de operação da circunscrição territorial de Buenos Aires; (x) Multas.

⁷ Importante esclarecer que, além de disposições referentes à operação do sistema constantes dos contratos de transporte, alguns contratos de compra e venda de gás, celebrados entre a PETROBRAS e as Companhias Distribuidoras, também apresentam cláusulas concernentes ao tema, sobretudo, no que tange ao despacho do gás. Criou-se, para tanto, o Comitê Operacional do Gás (COG), coordenado pela PETROBRAS, e responsável pelo gerenciamento e coordenação da programação diária de fornecimento e de recebimento do gás e do gerenciamento do remanejamento da Quantidade Diária Contratual (QDC), visando à continuidade e otimização do fornecimento e recebimento do gás. O COG é integrado pelas Companhias Distribuidoras de Gás Canalizado dos

Ademais, ao contrário do caso argentino, não cabe ao órgão regulador a definição de modelos padronizados de contratos de transporte ou a anuência desses documentos.

Como destacado no Primeiro Relatório, esse modelo pode levar à celebração de contratos que apresentam conflito entre suas cláusulas ou que encerram acesso discriminatório às instalações de transporte de gás natural, implicando competição desigual entre os agentes. Outrossim, questões técnicas e operacionais, as quais visam à eficiência do sistema, podem estar sujeitas a estratégias comerciais das empresas proprietárias ou de participação majoritária no capital do gasoduto.

À luz do exposto, algumas considerações podem ser feitas sobre o modo como a regulação dos dois países aborda o tema em tela.

Os casos argentino e brasileiro configuram, respectivamente, exemplos de modelos de acesso de terceiros regulado e negociado às instalações de transporte de gás.

Conforme apresentado anteriormente, modelos de acesso a gasodutos de transporte e distribuição de gás natural constituem, também, tema de discussão nas negociações de integração do mercado gasífero europeu, a qual vem sendo implementada atendendo, sobretudo, as normas estabelecidas na Diretiva 098/30/EC. No Capítulo VI da referida Diretiva, determina-se que os Estados Membros deverão escolher entre os modelos de acesso negociado ou regulado ou, ainda, optar pela combinação de ambos. Os procedimentos de acesso, qualquer que seja o modelo implementado, devem ser operados por meio de critérios objetivos, transparentes, não-discriminatórios e que encorajem a competição. Essa norma da Diretiva, porém, está sendo revista e deverá ser alterada por implicar barreiras à integração gasífera entre os países.

A experiência européia indica que a abordagem regulada do acesso de terceiros, a qual prevê a publicação, sem ambigüidade, de tarifas, termos e condições da prestação do serviço, constitui o meio mais direto para que se atinjam tais objetivos. Ressalta-se, contudo, que o acesso regulado exige um alto grau de conhecimento, por parte do regulador, das especificidades das operações e estruturas de custo do segmento de transporte, no sentido de se estabelecerem normas que permitam o alcance das melhores práticas de mercado.⁸

Sustenta-se, ainda, que, por meio do acesso regulado, reduzem-se as disputas entre os agentes. Sobre esta questão, observa-se que a medida em que o órgão regulador define os procedimentos de operação do sistema, seja por meio da padronização dos contratos, seja por meio da publicação de regulamentações específicas, condiciona a necessidade de intervenção do regulador para a resolução de conflitos que, eventualmente, surjam entre os agentes.

Estados de Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraná, Rio grande do Sul, Santa Catarina, São Paulo, além da própria PETROBRAS.

⁸ Tal afirmação não conflita com a necessidade do órgão regulador conhecer profundamente as especificidades do setor no modelo de acesso negociado, haja vista que, nesse caso, o mesmo deverá intervir para a resolução de conflitos entre os agentes.

Já a abordagem de acesso na qual as tarifas, os termos e as condições da prestação do serviço de transporte são negociados entre os agentes, ao mesmo tempo que implica maior liberdade às Partes, tem como desafio o alcance de tratamento não-discriminatório, sobretudo, em casos nos quais se observa a integração entre os segmentos de transporte e comercialização de gás.

Esse tem sido, especificamente, o caso brasileiro. Conforme exposto no Primeiro Relatório, a celebração de novos contratos de transporte de gás, tanto para o Gasbol como para o sistema de transporte de gás nacional, esbarra na existência de contratos originais, firmados com a PETROBRAS, os quais não estão adequados ao novo ambiente regulatório que busca aumentar a competição nessa indústria.⁹

No que se refere, particularmente, à compatibilidade da regulamentação concernente à operação do sistema para projetos de transporte de gás entre a Argentina e o Brasil, entende-se, a exemplo do caso europeu, que as diferenças entre os modelos – regulado e negociado – podem comprometer a integração gasífera entre os dois países. Ademais, as indefinições da regulação no Brasil no que tange ao acesso de terceiros, bem como a persistência de características inerentes ao monopólio (contratos de transporte desenhados para a utilização do gasoduto por um único carregador), podem implicar certo risco regulatório a agentes que tencionem investir em projetos de transporte de gás natural entre fronteiras.

Posto isto, apresentam-se, a seguir, algumas proposições à regulamentação do segmento de transporte de gás brasileiro, especificamente no que se refere aos termos e condições da prestação do serviço de transporte, no sentido de se diluírem os riscos associados aos investimentos em projetos de gás na região:

- (i) conforme sustentado no Primeiro Relatório, o conjunto de portarias que compõe a regulamentação proposta para o livre acesso no Brasil tem por princípios a simplicidade e o respeito à livre iniciativa, configurando o modelo negociado de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte. Entretanto, de acordo com o disposto no referido Relatório, alguns procedimentos técnicos e operacionais, os quais visam à eficiência, à otimização e à transparência das operações do sistema **deveriam ser definidos pelo órgão regulador** e, portanto, regulamentados por meio de portarias específicas.

Dentre os procedimentos concernentes à operação do sistema que se julgam passíveis de regulamentação estão: (a) Alocação do Serviço de Transporte; (b) Desequilíbrios e Bandas de Tolerância; e (c) Penalidades sobre Variações e Desequilíbrios;

- (ii) **contratos de transporte de gás deveriam ser submetidos à anuência do órgão regulador**, no sentido de se evitar a celebração de contratos cujos

⁹ Na Argentina, de acordo com a Lei nº 24.076/92, Capítulo III, “*La Transición*”, e IV, “*Disposiciones Transitorias*”, possibilitou-se, aos contratos existentes, um período no qual estes continuariam vigorando e, posteriormente, deveriam ser adequados à nova Lei. No Brasil, a ANP iniciou processo de adequação dos contratos originais, porém, esbarra em questões tais como indefinições políticas e dificuldades de publicação de regulamentações complementares à Lei nº 9.478/97, sobretudo, daquelas referentes ao acesso de terceiros aos gasodutos de transporte.

termos e condições não se coadunam com o acesso não-discriminatório de terceiros que se quer implementar;

- (iii) **contratos originais devem ser adequados ao novo ambiente regulatório**, suprimindo cláusulas as quais possam implicar discriminação entre os agentes. Deve-se, porém, garantir ao carregador original as devidas compensações pelas alterações contratuais empreendidas.
- (iv) **celebração de Acordos Operacionais de Balanceamento (OBA)**¹⁰ que integrem transportadores, carregadores e companhias distribuidoras de gás;

Acordos de Interconexão

O único ponto de interconexão entre os sistemas de transporte de gás natural argentino e brasileiro é aquele que conecta o *Gasoducto Transportadora de Gas del Mercosur* (TGM), operado pela *Transportadora de Gas del Norte* (TGN), e o gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre, operado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB).¹¹ Entretanto, não há, até o momento, qualquer Acordo de Interconexão entre as empresas proprietárias dos referidos gasodutos.

Vale ressaltar que, em geral, Acordos de Interconexão estabelecem responsabilidades entre as empresas conectadas, tais como procedimentos de nomeação e alocação, mensuração e controle da qualidade do gás. Ademais, pontos de interconexão requerem, também, instrumentos de equilíbrio do sistema, tais como os Acordos Operacionais de Balanceamento (OBA). Estes últimos são necessários, principalmente, quando há a utilização do gasoduto por mais de um agente.

Considera-se, portanto, a celebração de Acordos de Interconexão entre gasodutos que se conectam, sejam estes pertencentes a sistemas de transporte de gás de diferentes países, sejam de malhas de transportadores distintos em um mesmo país, relevantes ao alcance das melhores práticas no que concerne à operação do sistema, sobretudo, em face do aumento do número de usuários dos gasodutos de transporte de gás, previsto pela liberalização dos mercados em discussão.

¹⁰ O OBA é um acordo entre dois transportadores que se conectam em um certo ponto de interconexão, o qual tem por objetivo tornar mais eficientes e confiáveis as operações do sistema, determinando as condições para a alocação das quantidades de gás entregues e/ou retiradas no referido ponto. Um típico OBA consiste de procedimentos concernentes à alocação e validação das nomeações dos carregadores, estabelecidos em termos e condições gerais. O principal papel do OBA é definir as obrigações dos transportadores com relação à administração dos desequilíbrios no ponto de interconexão.

¹¹ O Gasoduto TGM possui 24 polegadas de diâmetro e 437 Km de distância a partir de Aldea Brasileria, na Argentina, até Paso de Los Libres, na fronteira com o Brasil. O Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre é constituído por 3 trechos: da fronteira da Argentina até Uruguaiana (25 km - em operação), de Uruguaiana a Porto Alegre (565 km – projeto com construção autorizada pela ANP) e de Porto Alegre à REFAP (trecho de ligação com o Gasbol; 25 km - em operação).

4. Tarifas de Transporte

O estabelecimento de tarifas de transporte transparentes e não discriminatórias é fundamental para a promoção de um mercado competitivo. Em países nos quais o modo de organização da indústria não favorece a concorrência, existindo, por exemplo, um agente dominante (como no Brasil), torna-se importante a adoção de mecanismos que garantam a transparência das tarifas e o tratamento isonômico dos usuários.

No Quinto Fórum de Madrid, do qual participaram os reguladores dos Estados-membros da União Européia, concluiu-se que a tarifa de transporte deve obedecer aos seguintes princípios: (i) refletir os custos da atividade, a partir de modelos robustos da rede de transporte; (ii) estimular a liquidez do mercado e a competição; (iii) garantir a transparência; (iv) prover sinalização econômica de modo a encorajar investimentos eficientes de longo prazo; (v) considerar especificidades locais; (vi) propiciar um retorno adequado dos investimentos em infra-estrutura; e (vii) dispensar tratamento isonômico aos usuários do serviço.

O Relatório Bergougnoux de 2001, elaborado pelo órgão regulador francês (CRE), criou a seguinte lista de critérios a serem considerados na escolha da metodologia tarifária: (i) simplicidade; (ii) transparência; (iii) tratamento não discriminatório; (iv) representação dos custos; (v) desestímulo a investimentos não eficientes; (vi) estímulo ao mercado secundário de capacidade e tratamento de congestionamento da rede; (vii) articulação entre sistemas (ou seja, impacto na negociação do serviço quando o mesmo sistema tarifário é usado em dois países vizinhos); e (viii) compatibilidade entre sistemas (ou seja, impacto na negociação do serviço quando diferentes sistemas tarifários são usados em dois países vizinhos).

O princípio do tratamento não discriminatório está relacionado com a representação dos custos. As tarifas devem prover estímulo aos investimentos em infra-estrutura e, simultaneamente, refletir os custos incorridos por cada usuário. Para se conseguir representação dos custos, é necessário haver conhecimento dos valores financeiros do empreendimento e dos determinantes de custos da atividade.

A distância percorrida entre os pontos de recepção e entrega ao longo de um gasoduto consiste em um dos principais determinantes de custos do serviço de transporte de gás. Em geral, tarifas do tipo “postal”, únicas ao longo de um gasoduto ou sistema de dutos, são aplicáveis em mercados maduros ou em regimes de monopólio, conforme observou-se no Brasil até recentemente.

Na Argentina, a tarifa de transporte é regulada pelo ENARGAS através da determinação de um preço teto (*price cap*). No que se refere a esta tarifa, no marco regulatório argentino, estão presentes os princípios de representação dos custos, tratamento isonômico, ausência de subsídios cruzados entre usuários e estímulo aos investimentos em infra-estrutura, bem como a uma prestação eficiente do serviço. A distância percorrida pelo gás é considerada no cálculo tarifário, o qual é estruturado por zonas de entrega.

O controle das tarifas de transporte sofreu, no entanto, adversidades a partir de janeiro de 2002, quando o governo não apenas mudou seu sistema de câmbio fixo, como modificou, unilateralmente, os contratos existentes dos serviços

públicos privatizados durante os anos 90. A Lei nº 25.561/02 proibiu qualquer reajuste de tarifas no setor de serviços públicos, incluindo aquelas aplicáveis aos transportadores e distribuidores de gás. Toda tarifa expressa em dólar, com exceção das exportações, foi convertida para pesos. Ademais, foi proibido qualquer reajuste relacionado a indexadores, que não os argentinos.

A restrição ao reajuste das tarifas de transporte, somada à desvalorização do peso, afetaram severamente as companhias de distribuição e transporte de gás. Tais fatores reduziram as tarifas correntes, medidas em dólares, em aproximadamente 75%. Apesar das declarações dos agentes do setor quanto à necessidade de tarifas mais altas para a garantia da continuidade dos serviços, o governo temia reações por parte da sociedade e o crescimento da inflação.

De acordo como a Lei de Emergência Econômica, as renegociações dos contratos deveriam, entre outros requerimentos, considerar o impacto das tarifas na competitividade da economia, na qualidade dos serviços, nos compromissos de investimentos, segurança e garantia de serviço, bem como na lucratividade das companhias.

No que diz respeito ao caso brasileiro, cumpre ressaltar que, com a abertura do mercado em janeiro de 2002, o preço do gás natural deixou de ser regulado, embora ainda não se tenha, no país, um mercado competitivo como se objetiva.

O inciso VI do artigo 8º da Lei nº 9.478/97 atribui à ANP a responsabilidade de estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores nos casos e da forma previstos na Lei. O artigo 58, por sua vez, estabelece que cabe à ANP fixar a tarifa no caso de conflito entre os agentes envolvidos, bem como verificar se o valor acordado entre as partes é compatível com o mercado.

A regulamentação atual ainda não representa a separação definitiva que se espera das atividades de transporte e comercialização de gás natural. É na estrutura contratual, hoje existente, que estão os maiores entraves à real separação dessas atividades. Os contratos de fornecimento de gás de produção nacional entre a PETROBRAS e as distribuidoras não prevêm forma alguma de separação do transporte, considerando apenas o gás entregue às distribuidoras como um "pacote fechado". Outrossim, não discriminam a origem e o destino dos volumes movimentados.

A fim de se ter maior clareza na identificação dos custos, para que se possa fazer uma alocação correta dos mesmos entre os usuários, é imprescindível a reestruturação das relações contratuais entre transportadores, carregadores e companhias distribuidoras, discriminando capacidades de transporte e volumes movimentados entre cada ponto de recepção e entrega. Estes são elementos primordiais ao desenvolvimento de um mercado brasileiro de gás mais eficiente e competitivo.

5. Distribuição de Gás Canalizado

A exemplo de diversos países do mundo, na Argentina, a regulação do segmento de distribuição de gás natural é levada a cabo pelo ente regulador nacional.

O Brasil, contudo, apresenta particularidades, uma vez que a regulação da indústria de gás natural do país encontra-se sob responsabilidade tanto da esfera federal quanto da estadual.

Enquanto a Lei nº 9.478/97 determina que a ANP – entidade integrante da Administração Federal indireta, vinculada ao Ministério de Minas e Energia – regule as atividades de exploração, produção, importação e transporte de gás natural, a Constituição Federal de 1988, no § 2º de seu Artigo 25, alterado pela Emenda Constitucional nº 5 de 1995, estabelece que *“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”*.

Destarte, a regulação do segmento de distribuição deste energético é de responsabilidade dos Estados da Federação que, para desempenharem tal tarefa, utilizam-se das agências reguladoras estaduais ou das secretarias estaduais de energia, as quais assumem o mesmo papel.

À luz do exposto, faz-se mister salientar que a referida dicotomia de responsabilidades sobre a regulação da indústria brasileira de gás pode gerar conflitos de competência entre a União e os Estados, sobretudo em função da inexistência de uma fronteira bem delimitada entre as atividades de transporte e distribuição.

Outrossim, merece destaque o fato de que, embora a distribuição de gás canalizado seja implicitamente entendida como o transporte realizado a partir do *city gate* até os consumidores finais¹², não há uma legislação que defina tecnicamente esta atividade.

A Constituição Federal e a Lei nº 9.478/97 abarcam definições pouco esclarecedoras. Conforme mencionado anteriormente, a primeira dispõe que os Estados possuirão a exclusividade sobre a exploração dos serviços locais de gás canalizado, ao passo que a última estabelece como distribuição de gás canalizado os *“serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal”*. Assim sendo, persistem dúvidas conceituais quanto à expressão “serviços locais”, dando-se margem a mais de uma interpretação.

Resta clara, por conseguinte, a necessidade de elaborar-se uma definição precisa da supracitada expressão, a qual deve constar da legislação pertinente. O emprego mais racional deste conceito propiciaria, por exemplo, a reclassificação da movimentação de gás por gasodutos de alta pressão para a atividade de transporte

¹² Conforme pode depreender-se, esta definição não apresenta qualquer relação com a pressão ou a distância de transporte do gás natural.

e não mais de distribuição, desobrigando usuários industriais a adquirir tal energético da concessionária local, passando os mesmos a comprá-lo diretamente do produtor. Paralelamente, devem ser estabelecidos critérios para o delineamento da fronteira entre as referidas atividades de transporte e distribuição de gás natural, a fim de dirimirem-se as dúvidas quanto às atribuições regulatórias da União e dos Estados e evitem-se conflitos de competência entre estas esferas de poder.

Um outro aspecto relevante a ser contemplado diz respeito ao grau de elegibilidade dos consumidores finais de gás natural em ambos os países.

Na Argentina, consoante a legislação aplicável, há a possibilidade das distribuidoras e dos grandes usuários adquirirem o gás natural diretamente dos produtores ou dos comercializadores, o que evidencia a maturidade do mercado gasífero argentino.

Embora os consumidores que demandam até 5.000 m³/dia devam necessariamente vincular-se às companhias distribuidoras atuantes em sua área geográfica, aqueles, cujas demandas superam este volume, estão liberados para firmar relações contratuais com produtores e comercializadores, por meio de negociações livres.

Deste modo, conforme descrito no Primeiro Relatório, permitem-se, na Argentina, além dos tradicionais elos comerciais entre distribuidoras e consumidores finais, o *by pass* comercial e físico e as vendas na boca do poço.

Adicionalmente, verifica-se a existência de um mercado *spot*, no qual as distribuidoras efetuam transações de curto prazo, as quais devem respeitar o limite máximo de 20% dos volumes por estas operados durante o mesmo mês do ano imediatamente anterior. Entretanto, é facultada à *Secretaría de Energía* a modificação desta porcentagem para o patamar máximo de 40%, em virtude do desenvolvimento da competição no mercado argentino de gás natural.

Vale mencionar, ainda, que com o intuito de se desenvolver o mercado *spot*, foi criado um mecanismo calcado na concessão de incentivos às distribuidoras, a fim de que as mesmas comprem gás, neste mercado, a preços mais baixos do que aqueles estipulados nos contratos de maior prazo.

A maturidade do mercado gasífero argentino contrasta, todavia, com a incipiência do mercado brasileiro, no qual – à exceção de Rio de Janeiro e São Paulo¹³ –, não é prevista a possibilidade de *by pass* comercial¹⁴. Na maioria dos Estados brasileiros, é outorgada, às concessionárias locais, a exclusividade na distribuição de gás canalizado, para qualquer utilização, em qualquer quantidade.

¹³ No Estado de São Paulo, as distribuidoras locais possuirão a exclusividade na comercialização de gás canalizado, pelo período de doze anos, contados da data da celebração dos referidos contratos de concessão. Após este período, os grandes consumidores – excluindo-se os residenciais e comerciais – serão livres para adquirir os serviços de comercialização de gás de outros prestadores, na forma da regulamentação editada pelo órgão regulador estadual. Quanto ao Rio de Janeiro, o período de exclusividade das concessionárias locais é de dez anos. No entanto, nesse período, aqueles consumidores que desejem adquirir mais de 100.000 m³/dia poderão efetuar tal aquisição diretamente do produtor, dependendo esta de prévia e expressa anuência das distribuidoras.

¹⁴ Cumpre mencionar que, ao contrário do *by pass* comercial, não se prevê a possibilidade de *by pass* físico em nenhum dos Estados brasileiros.

Urge enfatizar, também, que na maior parte do Brasil, não se estabelece qualquer tipo de separação contábil, jurídica ou societária entre as atividades de distribuição e comercialização. Excetua-se, uma vez mais, o Estado de São Paulo, no qual os contratos de concessão firmados entre o Poder Concedente e as distribuidoras prevêem separação contábil – mas não jurídica – das referidas atividades, sendo determinadas, ainda, barreiras à integração vertical ao restringir-se o fornecimento de gás, para empresas vinculadas às concessionárias (controladas, controladoras e coligadas), a 30% do volume total de vendas.

Neste contexto, cumpre ressaltar que, de acordo com o modelo de organização da indústria de gás natural previsto em Lei, é fundamental a separação das etapas potencialmente competitivas (comercialização) daquelas de natureza monopolista (transporte e distribuição), de modo a permitir-se o surgimento de pressões competitivas nas atividades nas quais a concorrência traga vantagens à sociedade. Dentre estas vantagens, destacam-se: (i) melhor qualidade do serviço prestado; (ii) estímulo a investimentos; (iii) desenvolvimento do mercado com conseqüente elevação da arrecadação de tributos; e (iv) regulação mais eficiente.

A introdução de pressões competitivas na comercialização deste energético com o consumidor final baseia-se no argumento de que a abertura dos segmentos de exploração e produção, por meio das licitações, e de importação do gás, permitindo o aumento do número de supridores neste mercado, deve ser acompanhada da possibilidade de ampliação do número de agentes pelo lado da demanda, com vistas a potencializarem-se os possíveis efeitos positivos associados ao desenvolvimento de um mercado concorrencial.

Por fim, faz-se oportuna a apresentação de algumas medidas que contribuiriam para o desenvolvimento da competição no mercado brasileiro de gás natural, as quais se encontram a seguir explicitadas:

- (i) conforme citado anteriormente, a definição mais precisa da atividade de distribuição de gás natural, a qual deve constar da legislação aplicável;
- (ii) o delineamento de fronteira entre as atividades de transporte e distribuição de gás natural, com o intuito de esclarecerem-se dúvidas quanto às atribuições regulatórias da União e dos Estados e evitarem-se conflitos de competência entre tais esferas;
- (iii) a separação contábil entre as atividades de distribuição e comercialização de gás, objetivando-se a transparência dos custos da empresa, desagregados por segmento;
- (iv) a determinação de barreiras à integração vertical, a partir da restrição do fornecimento de gás, para as empresas vinculadas às concessionárias, a um percentual previamente fixado do volume total de vendas, conforme observa-se no Estado de São Paulo; e
- (v) a permissão de *by pass* comercial para os grandes consumidores, a fim de que os mesmos escolham seus próprios fornecedores de gás, uma vez que não há sustentação teórica para a exclusividade na atividade de comercialização. O monopólio desta não contribui para a formação de um mercado competitivo e tampouco é necessário para o desenvolvimento da infra-estrutura.

6. Distribuição de GNC e GNV

Comparando as estruturas regulatórias do segmento de gás natural comprimido (GNC) e gás natural veicular (GNV), no Brasil e na Argentina - apresentadas nas Figuras 1 e 2 - observa-se uma grande similaridade entre os dois esquemas.

Em ambos os países, os marcos regulatórios prevêm a certificação/homologação de equipamentos para postos de abastecimento e para conversão de veículos (cilindros e componentes do *kit*), o controle de oficinas no que se refere à sua capacitação técnica, bem como a inspeção anual dos veículos convertidos e a concessão de um selo, ano a ano, atestando a realização da mesma. Determina-se, ainda, que apenas veículos com o selo comprobatório da inspeção poderão ser abastecidos com o combustível, além de ser indispensável a adoção de mecanismos de fiscalização eficientes, principalmente no tocante à fase de inspeção dos veículos convertidos e de concessão dos selos.

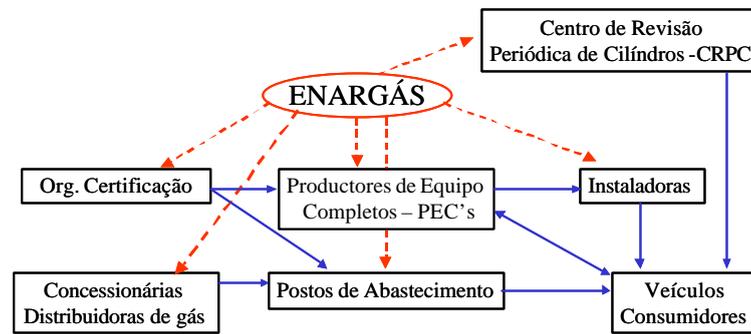
As diferenças mais relevantes entre os dois modelos residem na definição dos órgãos responsáveis pela regulação. Na Argentina, toda a regulação do segmento de GNC/GNV é atribuída ao ENARGAS. Cabe destacar, contudo, que a *Gas del Estado*, mesmo após a privatização, manteve as funções de fiscalização dos postos de abastecimento, seguindo a legislação estabelecida. No Brasil, a responsabilidade pela regulação, quanto ao fator segurança (postos e equipamentos), é compartilhada pelo INMETRO e pela ANP. Entretanto, em contraste com o modelo brasileiro, no caso argentino, o regulador, ENARGAS, atua apenas no campo normativo, não sendo responsável pela fiscalização do cumprimento das normas, a qual é realizada pelos PECs – *Productores de Equipo Completo*.

Uma segunda diferença é a existência, na Argentina, da figura do PEC, acima mencionada, que acumula as funções de fabricante e montador de *kits*, sendo responsável pela avaliação técnica das instaladoras e pela inspeção dos veículos convertidos. No modelo brasileiro, a execução destas funções é realizada por três agentes distintos, quais sejam, os fabricantes de equipamentos, que podem vender diretamente às oficinas instaladoras, o INMETRO em conjunto com os IPEMs¹⁵ e os organismos independentes de inspeção (como o DENATRAN). No caso argentino, o PEC mescla funções de controle com interesses comerciais, não sendo recomendável para o mercado brasileiro.

No que concerne à questão ambiental, é importante ressaltar que a regulação brasileira do segmento possui restrições mais severas que a argentina. No Brasil, o Ministério de Meio Ambiente, assim como os órgãos a este vinculados, visam a implantar uma regulação específica para os veículos convertidos para o GNV.

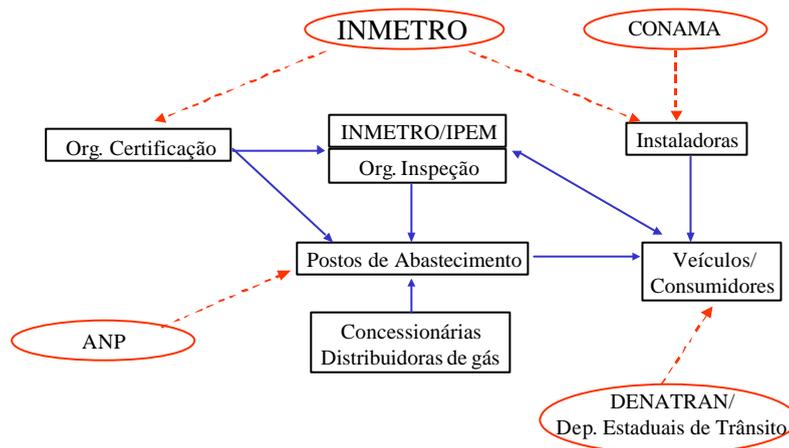
¹⁵ Instituto de Pesos e Medidas.

Figura 1 – Sistemática Regulatória do segmento GNC na Argentina



Fonte: ENARGAS, 2002

Figura 2 – Estrutura Regulatória do Segmento GNV no Brasil



Fonte: ANP, Elaboração Própria

No que diz respeito às proposições de harmonização regulatória para o segmento de GNC/GNV, as entidades regulatórias na Argentina e no Brasil devem compatibilizar suas regras quanto à circulação e abastecimento de veículos movidos a GNV. Deve-se, igualmente, examinar as normas aplicáveis aos componentes do sistema de gás natural veicular, que possam ser harmonizadas, a fim de que sejam fabricadas peças utilizáveis em toda a região, simplificando e reduzindo os custos dos veículos convertidos a GNV. Ademais, ambos os países devem seguir as normas expedidas pela ISO – *International Standards Organization*, que buscam estabelecer um padrão internacional para a conexão de abastecimento de GNV. Atualmente, na América Latina, há 4 tipos diferentes de conectores: dois no Brasil, um na Argentina e outro no Chile. Portanto, carros convertidos em um desses países não podem ser abastecidos nos outros.

Outro ponto importante seria a criação dos “Corredores Azuis” (*Couloir Bleu*), implantados com sucesso na Europa, que são rodovias internacionais, nas quais é

possível o abastecimento de veículos movidos a GNV ao longo de toda a sua extensão, independente de seus portes. Rotas com potencial seriam: Santiago do Chile a São Paulo, Rio de Janeiro a Montevideú, Porto Alegre a Buenos Aires, entre outras.

Portanto, para o Brasil e a Argentina, cujas frotas de veículos movidos a GNV são as maiores do mundo, com quase 1 milhão e meio de veículos (66% Argentina - 34% Brasil), é de extrema importância a busca de pontos comuns que possam assegurar o crescimento do uso deste combustível em ambos os países, assim como uma integração físico-energética bem sucedida.

Considerações Finais

Após o período de retrocesso observado nos últimos anos, com as sucessivas crises financeiras vividas por Argentina e Brasil, o novo contexto de estabilidade macroeconômica que vem se formando, em ambos os países, associado ao início de novos ciclos políticos, alinhados ao discurso de defesa do Mercosul, levam à formação de um cenário especialmente promissor para a retomada do processo de integração econômica na região.

Do ponto de vista da integração energética, especificamente dos mercados de gás natural, a retomada do crescimento econômico e, conseqüentemente, da demanda por energia, no Brasil, passa a figurar como o principal vetor determinante da velocidade com que avançará o processo.

Contudo, a definição de uma série de questões ainda imprecisas no nível microeconômico/setorial será também decisiva à evolução do processo. A integração dos mercados, que passa pela viabilização de importantes projetos de infra-estrutura, dependerá de políticas setoriais mais consistentes de desenvolvimento de mercado e de eliminação de riscos ao investidor, em um contexto de mercado aberto e competitivo; de solução às questões contratuais e tributárias que vêm afetando a competitividade do gás natural como alternativa energética no centro-sul brasileiro; e, finalmente, de uma efetiva convergência regulatória entre os dois países, propósito deste documento, que, em certa dimensão, passa pela necessidade de revisão da legislação aplicável ao setor no Brasil.