



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

**Primeiro Relatório**

(Versão Final)

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 Brasil-Argentina (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 nove seções, além da Introdução e das Considerações Finais.

A seção introdutória descreve os objetivos do documento, o qual visa aprofundar o conhecimento dos mercados de gás natural na Argentina e no Brasil, enfocando, sobretudo, os aspectos regulatórios dessa indústria em ambos os países. A motivação do estudo em tela fundamenta-se, principalmente, na retomada do interesse pela integração energética da região que vem sendo manifestado pelos governos argentino e brasileiro.

A seguir, na primeira seção, são apresentados dados referentes à produção, importação e exportação, infra-estrutura de transporte e consumo de gás natural. Também são descritos, de modo sucinto, a organização e os processos de reestruturação recentes do setor, bem como são elencados os principais agentes na indústria de gás nesses países.

Na segunda seção, é traçado um breve histórico da evolução regulatória na Argentina e no Brasil, salientando suas implicações para o desenvolvimento de seus mercados.

Na seção três, descreve-se o segmento de transporte em ambos os países. Enquanto, na Argentina, são outorgadas, aos agentes transportadores, licenças para operar, com metas e obrigações estabelecidas em contrato, no Brasil vigora o regime autorizativo, associado ao mero cumprimento de aspectos técnicos. Nos dois países, a regulamentação prevê o livre acesso às instalações, ainda que, no caso argentino, o modelo de acesso seja regulado, ao passo que, no Brasil, o acesso é negociado. Ademais, a capacidade de transporte para o serviço firme é alocada através de um procedimento de oferta pública, o Concurso Aberto. Entretanto, no Brasil, não houve até hoje alocação de capacidade por meio desse mecanismo.

A seção quatro aborda o tema cessão de capacidade. A regulamentação argentina estabelece que qualquer operação de cessão de capacidade de transporte de gás deve ser realizada por Concurso Aberto, ou seja, por oferta pública de capacidade. No Brasil não há, até o momento, uma regulamentação específica em vigor. A antiga Portaria ANP n.º 169/98, revogada em 2001, proibia a revenda de capacidade pelos carregadores detentores de contratos de transporte. Após a revogação da referida Portaria, na ausência de qualquer restrição, entende-se que tais operações estão permitidas.

Apresentam-se, na seção cinco, as experiências argentina e brasileira quanto ao estabelecimento de normas referentes à operação do sistema de transporte. Na Argentina, a intervenção do órgão regulador pode ser considerada mais ampla, haja vista que os procedimentos os quais devem ser seguidos por transportadores e carregadores são estabelecidos por meio de resoluções específicas ou pela padronização dos contratos que regem os serviços de transporte. No Brasil, por sua vez, os termos e condições para a operação do sistema são decididos privadamente entre os transportadores e os carregadores, por meio de contratos entre as Partes, não requerendo a anuência do órgão regulador.

A seção seis aborda critérios de determinação de preços para o energético através de suas duas componentes: tarifa de transporte e o preço do gás natural. Na Argentina, o preço do gás é determinado livremente, de acordo com o equilíbrio de mercado. As tarifas de transporte e de distribuição são reguladas pelo *Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS), através do estabelecimento de um preço teto (*price cap*). Por sua vez, no Brasil existem, atualmente, três estruturas de preços para o gás natural: uma para o gás natural de produção nacional, uma para o gás importado e outra para o gás destinado ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), as quais são detalhadas nesta seção.

Na seção sete, são apresentados aspectos concernentes à distribuição de gás canalizado. Na Argentina, as companhias distribuidoras locais são habilitadas a operar pelo Poder Executivo, mediante outorga de licença, com prévia seleção por Licitação Pública. Ademais, de acordo com a legislação pertinente, é facultado aos consumidores liberados (aqueles cujo consumo seja superior a 5.000 metros cúbicos por dia) a aquisição direta do gás natural junto a produtores e comercializadores.

No Brasil, a Constituição Federal atribui aos Estados a exploração direta, ou através de concessão dos serviços locais de gás canalizado.

As distribuidoras são habilitadas a operar pelas respectivas unidades federativas brasileiras mediante outorga de concessão. Destarte, com o intuito de exercerem a tarefa de regulação da distribuição do gás natural, os Estados valem-se das agências reguladoras estaduais ou das secretarias estaduais, as quais assumem o mesmo papel. Cabe mencionar ainda que as companhias distribuidoras locais (CDLs) detêm exclusividade na distribuição do gás em suas áreas de operação. Na maior parte dos Estados brasileiros, não é prevista, nos contratos de concessão, a possibilidade de *by pass* comercial ou físico. São exceções os Estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

A seção oito enfoca a questão da distribuição de gás natural comprimido (GNC) e gás natural veicular (GNV). Com relação ao GNC, na Argentina, o ENARGAS exerce a competência de regulamentar os quesitos de segurança, qualidade e odorização do segmento de GNC. Desta maneira, o regulador elaborou e implantou um marco normativo, atualizado permanentemente, que abrange as áreas de qualidade e segurança dos sistemas de GNC utilizados no país. No Brasil, entre os anos de 2000 e 2002, a ANP publicou Portarias regulamentando as atividades de distribuição e comercialização de GNC a granel, e a construção, ampliação e operação de unidades de compressão e distribuição de GNC. Outrossim, na última década, novas medidas e leis federais, estaduais e municipais foram publicadas, e órgãos independentes como o INMETRO, a ANP e o CONAMA elaboraram regulamentos no intuito de desenvolverem o mercado de GNV e de garantirem a segurança dos usuários.

A seção nove apresenta aspectos concernentes à distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel. Na Argentina, não há uma legislação ou regulamentação específica sobre o transporte e a comercialização de GNL. As exportações do energético ocorrem por meio de gasodutos, fator que explica a falta de normas que versem sobre o assunto. No Brasil, cumpre salientar que, em 2002, a ANP regulamentou a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados e gás natural por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, cabotagem, apoio marítimo, apoio portuário e interior.

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

## ÍNDICE

Introdução .....	7
1. Panorama do Setor de Gás nos Países .....	7
2. Evolução Regulatória e Implicações para o Mercado .....	11
3. Transporte.....	14
4. Cessão de Capacidade .....	17
5. Operação do Sistema .....	17
6. Preço do Gás e Tarifas de Transporte .....	23
7. Distribuição de Gás Canalizado.....	27
8. Distribuição de GNC e GNV .....	34
9. Distribuição de GNL a granel.....	36
Considerações Finais .....	37

## **Introdução**

A harmonização das normas aplicáveis em cada país é fundamental para o alcance da integração energética do Cone Sul. Nesse sentido, cumpre compatibilizar as regulamentações técnicas e econômicas, de modo a eliminar barreiras e estimular o aproveitamento de oportunidades comerciais por agentes privados e estatais.

Nesse sentido, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) firmou convênios de cooperação com o *Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS) e a *Secretaría de Energía*, na Argentina, e com a *Superintendencia de Hidrocarburos del Sirese*, na Bolívia. Esses acordos são instrumentos que têm como objetivo aprofundar o conhecimento dos aspectos regulatórios dos países e a convergência na implementação de medidas.

Na relação Brasil-Argentina, particularmente, podem ser mencionadas as discussões realizadas no âmbito do Mercosul, para a otimização dos recursos energéticos disponíveis. Além disso, em julho de 2002, foi criada a Comissão Mista Bilateral Permanente em Matéria Energética (Comista), que formou dois grupos de trabalho; um primeiro, tendo como foco a Regulação Integrada e outro, o Planejamento Integrado. A proposta de ambos é gerar relatórios com uma análise detalhada, bem como sugerir medidas para a harmonização dos temas energéticos entre os dois países.

Diante do interesse dos referidos governos pela integração energética, o presente documento, resultado de estudo realizado no âmbito da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo (SCG/ANP) e dos acordos interinstitucionais entre os órgãos reguladores, descreve as principais características da indústria de gás natural no Brasil e na Argentina, procedendo a uma análise comparativa de suas estruturas regulatórias.

Cabe enfatizar, por fim, que o presente relatório é parte de um projeto mais amplo, composto por outras duas etapas, a saber, (i) a análise crítica da estrutura regulatória da Argentina e do Brasil; e (ii) proposições de adequação das normas regulatórias de ambos os países, no sentido de harmonizá-las.

### **1. Panorama do Setor de Gás nos Países**

Na busca de uma melhor compreensão da integração energética Brasil-Argentina, apresenta-se, a seguir, um panorama da indústria gasífera nesses países, com dados referentes à produção, importação e exportação, infra-estrutura de transporte e consumo de gás natural. Também são descritos, de modo sucinto, a organização e os processos de reestruturação recentes do setor, bem como os principais agentes na indústria de gás nesses países.

## **Argentina**

A indústria gasífera na Argentina pode ser considerada bastante amadurecida. Além de ser o terceiro país da América Latina pelo critério de total de reservas provadas, cujos valores são da ordem de 780 bilhões de m<sup>3</sup>, o país é o maior produtor da região.

Seu mercado interno atingiu, em 2001, 38,4 bilhões de m<sup>3</sup> de produção e um consumo de 33,2 bilhões m<sup>3</sup> de gás (*BP Statistical Review*, 2002). A produção de gás na Argentina representa, hoje, 28% do total produzido na América Latina e 85% do total produzido no Mercosul. Ademais, a partir de 1997, a Argentina passou a exportar o excedente da oferta de gás para países vizinhos.

O gás natural está presente na matriz energética argentina com cerca de 50% do consumo da energia primária total, percentual que pode ser considerado alto mesmo para os padrões internacionais. As reservas do país asseguram uma provisão para pouco mais de 20 anos, mantidos os níveis de produção de 2001.

Cabe ainda ressaltar que a participação no consumo de gás no país é bastante equilibrada entre os segmentos térmico (30,8%), residencial (23,3%), e industrial (33,6%).

A rede de transporte de gás da Argentina é constituída por cinco gasodutos de alta pressão, todos conectados ao mercado de Buenos Aires, e quatro gasodutos que ligam as reservas de gás natural deste país ao Chile. Essa rede interna teve um crescimento superior a 50%, nos últimos 10 anos, e, atualmente, é de 110 mil km de linhas de alta compressão, com capacidade de 116,5 milhões m<sup>3</sup>/dia (ENARGAS, 2002).

A partir de 1992, a rede de distribuição experimentou aumentos expressivos, que se refletiram no atendimento a novas regiões. Organizada em nove áreas geográficas distintas, esta rede, que no ano de 2001 totalizava 109.533 km de extensão (ENARGAS, 2002), alcança mais de 60% da população.

## **Brasil**

As reservas provadas de gás natural no Brasil alcançaram 219,8 bilhões m<sup>3</sup> em 2001, representando 66,1% da estimativa para as reservas totais do país. Apesar da queda de 0,5% verificada no período de 2000-2001, devido principalmente à redução do volume das reservas terrestres, o Brasil ocupa a sexta colocação no *ranking* da América Latina<sup>1</sup>. No período de 1990-2001, as reservas provadas apresentaram uma taxa média de crescimento ligeiramente superior a 5% a.a.

Localizadas principalmente em mar, onde se concentram 64,9% do total nacional, o incremento verificado nas reservas nacionais é atribuído, sobretudo, aos constantes esforços de exploração de petróleo, já que 77% do gás natural brasileiro é associado a este energético.

---

<sup>1</sup> Atrás de Venezuela, México e Argentina, que ocupam os três primeiros lugares, Bolívia e Trinidad & Tobago aparecem em 4º e 5º lugares, com reservas de 0,68 e 0,66 trilhão de m<sup>3</sup>, respectivamente.



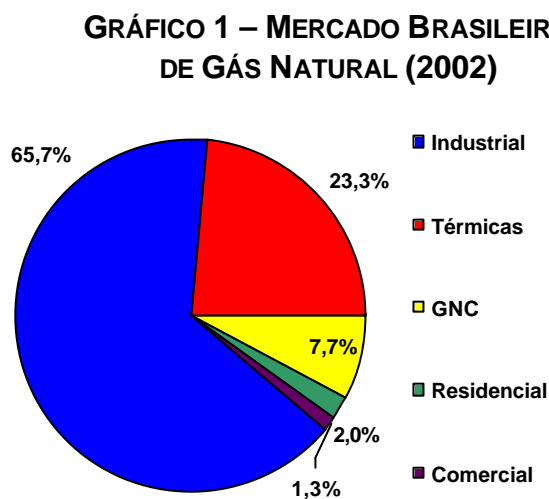
Com relação aos Estados, destaca-se, em primeiro lugar, o Rio de Janeiro (Bacia de Campos), o qual concentra 74,5% das reservas marítimas e 48,3% das reservas provadas totais nacionais. O Amazonas aparece em segundo lugar, com 20,3% das reservas nacionais.

A produção nacional, terceira da América Latina, atingiu, em 2001, uma média de 38,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo mais de 40% oriunda da Bacia de Campos. O Estado da Bahia (Bacia do Recôncavo) é a segunda região produtora do país, com percentual de participação de 18%.

Vale a pena destacar, entretanto, que a produção de gás não se traduz em um aumento instantâneo da oferta interna do produto. Isto é explicado, primordialmente, pela falta de infra-estrutura de escoamento, fato que leva a indústria a reinjetar o gás extraído ou simplesmente queimá-lo. Desta maneira, o nível atual de queima e reinjeção ainda é elevado (o primeiro representa 11% e o segundo 20% da produção nacional – Boletim do Gás de abril de 2003).

O processamento do gás natural, no Brasil, é realizado em onze unidades de processamento de gás natural (UPGNs), que representam uma capacidade instalada de 30,3 milhões m<sup>3</sup>/dia.

Destacaram-se como principais consumidores de gás natural do país, em 2002, o setor industrial, com cerca de 65%, e a geração térmica com, aproximadamente, 25%, conforme mostram os dados do Gráfico 1, ao lado.



Fonte: BEN (2002)

A partir de uma análise mais detalhada, verifica-se que, no período de 1998-2001, o consumo brasileiro de gás natural para fins energéticos dobrou, não apenas em função do consumo industrial, que cresceu 60%, mas, também, impulsionado pelo setor automotivo, segmento no qual a demanda quadruplicou. Ademais, vale registrar, ainda, a importância que passa a ter, no mesmo período, o consumo de gás para a geração térmica (BEN, 2002).

Não obstante as taxas de crescimento aparentemente expressivas, as perspectivas para o mercado de gás no Brasil tornaram-se bem mais conservadoras. Isso se deve, em parte, a indefinições quanto ao Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e ao tímido desenvolvimento dos mercados do Sul do país.

A infra-estrutura de transporte nacional é composta por uma rede de gasodutos que escoam o gás natural de origem doméstica e pelos gasodutos destinados à importação, totalizando 5.412,8 km de rede, com uma capacidade de transporte de 71,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia (vide Mapa 1).



Os gasodutos que transportam gás natural de origem nacional somam 1.947 km de extensão, enquanto os gasodutos que escoam o gás importado, Bolívia–Brasil, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1)<sup>2</sup> e Lateral Cuiabá, somam 3.465 km, com uma capacidade de escoamento de 35,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

A rede nacional de distribuição ainda é incipiente, contando com 7.039 km de dutos<sup>3</sup>, concentrados nos Estados de Rio de Janeiro e São Paulo.

Vale destacar que o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira tem sido lento. Algumas razões apontadas são a falta de tradição em seu consumo e o pequeno número de cidades que dispõe de redes de distribuição de gás.

## **2. Evolução Regulatória e Implicações para o Mercado**

### ***Argentina***

As indústrias de petróleo e gás na Argentina estiveram sob o monopólio e controle do Estado até o princípio da década de 90. Em 1991, com o início da privatização da YPF, teve lugar a quebra do monopólio estatal, iniciando-se, de fato, a flexibilização do mercado para a entrada de novos operadores.

Em 1992, através da Lei nº 24.076, foi instituído o marco regulatório da indústria de gás natural na Argentina. A citada lei estabeleceu a regulação das atividades de transporte e distribuição. A nova regulação determinou, ainda, a divisão da empresa estatal *Gas del Estado* em duas companhias de transporte, *Transportadora de Gas del Norte* (TGN) e *Transportadora de Gas del Sul* (TGS), e oito companhias de distribuição, todas privatizadas posteriormente.

Hoje, toda a cadeia de gás natural argentina encontra-se privatizada e inserida em um contexto de mercado competitivo. A indústria gasífera do país ficou, então, dividida em um conjunto de segmentos livres – exploração, produção, processamento, comercialização – e em outro de atividades reguladas – transporte e distribuição.

A Lei nº 24.076/92 criou, também, o *Ente Nacional Regulador del Gas* – ENARGAS, responsável pela regulação da indústria de gás natural. O transporte e a distribuição do referido energético passaram a se organizar sob a forma de concessões, em áreas geográficas pré-definidas. Por sua vez, as atividades de E&P, direcionadas ao funcionamento de um mercado competitivo, concentraram-se, predominantemente sob propriedade da Repsol-YPF (empresa formada em 1999, por ocasião da compra da YPF pela companhia espanhola Repsol).

---

<sup>2</sup> Este Gasoduto é constituído por 3 trechos: da fronteira da Argentina até Uruguaiana (25 km - em operação), de Uruguaiana a Porto Alegre (565 km – com construção autorizada pela ANP) e de Porto Alegre à REFAP (trecho de ligação com o Gasbol; 25 km - em operação).

<sup>3</sup> Informações capturadas no portal [www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br). Os dados referem-se ao ano de 2001.

As empresas destinadas ao transporte do gás natural, TGS e TGN, não podem comercializar o gás. A TGS é, atualmente, a maior empresa da América Latina no setor. Responsável por 2/3 do total de gás consumido no mercado doméstico, ela tem como acionistas majoritários (70%) a americana Enron e a argentina Pérez Companc. No que diz respeito à distribuição local, foram criadas nove áreas de concessão, constituindo, assim, nove empresas que atuam no segmento de distribuição de gás no país.

## **Brasil**

As mudanças políticas que permitiram o fim do monopólio legal da PETROBRAS e a abertura do setor à iniciativa privada começaram com a promulgação da Emenda Constitucional Nº 9, em novembro de 1995. A regulamentação da Emenda foi realizada somente em 1997, com a Lei Complementar nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Essa lei — conhecida como a “Lei do Petróleo” — instituiu a ANP como órgão regulador responsável pela regulação das atividades de exploração, produção, processamento, importação e transporte de gás natural.

Ainda sob determinação da Lei do Petróleo, foi criado o Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor políticas nacionais e medidas destinadas a assegurar o uso racional e o suprimento nacional de combustível.

A reestruturação dos setores de petróleo e gás foi realizada por meio da eliminação das barreiras institucionais à entrada de novos agentes nos diferentes segmentos da indústria. Ao contrário do caso argentino, a estatal brasileira, PETROBRAS, não foi privatizada.

Os novos atores para o segmento de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural têm se inserido no mercado através de Rodadas de Licitação. Realizadas anualmente pela ANP, desde 1999, essas rodadas visam licenciar empresas privadas, nacionais e estrangeiras para o exercício de tais atividades. Apesar de já terem sido realizadas quatro rodadas de licitações, o segmento de E&P é, ainda, controlado pela PETROBRAS.

O transporte do gás importado da Bolívia é realizado pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A – TBG<sup>4</sup>–, empresa constituída em 1997, que administra o trecho nacional do Gasoduto Bolívia-Brasil e a Transportadora Gasocidente, proprietária e operadora do gasoduto Lateral Cuiabá. A Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB<sup>5</sup>–, empresa criada em 1999, é responsável pela implementação do projeto do Gasoduto Uruguiana-Porto Alegre.

Cabe ressaltar que, de acordo com a redação dada ao § 2º do Artigo 25 da Constituição Federal de 1988, pela Emenda Constitucional nº 5 de 1995, *“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*

---

<sup>4</sup> Composição acionária da TBG: Gaspetro, 51%, Transredes, 12%, Enron, 4%, Shell, 4%, BBPP Holdings, 29%.

<sup>5</sup> Composição acionária da TSB: Produtores, 40% (Repsol, 15%, Total, 25%), Comercial, 45% (Ipiranga, 20%, Gaspetro, 25%), Transporte, 15% (Techint, 15%),

regulamentação”. Assim, a regulação da atividade de distribuição de gás canalizado é atribuição dos Estados da Federação e não da ANP.

## Organização da Indústria

### Argentina

A indústria argentina de gás natural passou por um processo de reformas estruturais, encetado no início da década de 90. A principal modificação foi a privatização de empresas, que anteriormente pertenciam ao setor público. O processo subsequente foi a tentativa de introdução da concorrência, em especial na comercialização do energético, a liberação dos preços do gás na boca do poço, a criação de um mercado atacadista de gás (no qual participam produtores, comercializadores, distribuidores e consumidores finais liberados<sup>6</sup>).

A Lei nº 24.076/92 apresenta os limites à participação cruzadas de grupos econômicos na indústria do gás natural. Estas limitações estão explicitadas nos artigos 33 a 36 da referida lei e estão expostas no quadro a seguir.

QUADRO 1 – RESUMO DAS LIMITAÇÕES À PARTICIPAÇÃO CRUZADA NA ARGENTINA

Transportadores	Não podem comprar ou vender gás, à exceção do consumo próprio e do gás para uso do sistema.
Produtores* Armazenadores* Distribuidores* Consumidores*	Caso contratem diretamente com o produtor, não poderão obter participação controladora** em uma sociedade habilitada como transportadora.
Produtores* Armazenadores* Transportadores*	Não podem possuir participação controladora** em uma sociedade habilitada como distribuidora.
Consumidores*	Caso contratem diretamente com o produtor, não poderão obter participação controladora** em uma sociedade habilitada como distribuidora que corresponda à zona geográfica de seu consumo..
Comercializadores*	Não podem possuir participação controladora** em uma sociedade habilitada como transportadora ou como distribuidora.

\*E empresas controladas ou controladoras a eles ligados.

\*\* Controle significa possuir participação que garanta os votos necessários para realizar uma vontade social (artigo 33 da Lei nº 19.550).

Fonte: Lei 24.076/92

A legislação estabelece, ainda, que os contratos entre sociedades vinculadas que compreendam diferentes segmentos da indústria do gás natural **devem ser aprovados pelo agente regulador**.

### Brasil

A legislação que rege a indústria de gás natural **não** atribui à ANP a necessidade de aprovar os contratos nem de interferir durante o processo de negociação entre as partes. A ANP celebra apenas os contratos de concessão de exploração<sup>7</sup>, os quais têm suas cláusulas determinadas pelo artigo 43 da Lei nº

<sup>6</sup> Os consumidores liberados são: i) a partir de 1992 aqueles com demanda superior a 10.000m<sup>3</sup>/dia; ii) a partir de 2000, com demanda superior a 5.000m<sup>3</sup>/dia.

<sup>7</sup> As atividades de comércio internacional de gás, construção e operação de gasodutos e de UPGNs não necessitam de concessão, apenas de autorização da ANP para seu efetivo funcionamento.



9.478/97. Os demais acordos entre agentes não sofrem qualquer interferência da ANP e não necessitam de aprovação desta Agência<sup>8</sup>.

Ademais, merece destaque o fato de que a ANP também não possui poder legal para estabelecer que empresas do setor sejam obrigadas a vender, ou simplesmente transferir às suas subsidiárias, a propriedade de seus ativos, visando diminuir a integração vertical na cadeia do gás. Desta forma, com relação aos ativos já existentes, a Agência não pode exigir qualquer mudança na configuração patrimonial. Tal papel pode ser exercido pelo CADE, uma vez identificadas práticas anticompetitivas ou abuso do poder de mercado por parte de alguma empresa.

Dadas as atuais transformações na estrutura da indústria, seja pela entrada de novos agentes no mercado, seja pelo seu potencial de crescimento, as estruturas monopólicas são mantidas em função das características técnicas e econômicas inerentes à própria indústria. Nesse sentido, ao longo do processo de reestruturação do setor, a ANP precisa estar atenta à: i) garantia de acesso à infraestrutura de transporte, de forma a viabilizar a competição a montante e a jusante; e ii) observação das relações de controle e propriedade entre os agentes inseridos nas atividades monopólicas e nas atividades concorrenciais, a fim de evitar o tratamento discriminatório por parte do monopolista.

A questão, que se reflete na conduta dos agentes, determinando fatores como a decisão de investimento, está diretamente relacionada à atuação do órgão regulador e sua capacidade de tornar efetivo o livre acesso. Nesse contexto, as regras de acesso e a identificação dos custos da atividade monopólica (por parte do regulador) são fundamentais para atrair agentes e investimentos para a indústria, delimitar as atividades monopólicas e concorrenciais e, conseqüentemente, consolidar o modelo setorial proposto.

### **3. Transporte**

#### ***Argentina***

De acordo com o disposto no Art. 4º da Lei nº 24.076/92, que regula os serviços públicos nacionais de transporte e distribuição de gás natural, o transporte de gás natural deverá ser realizado por pessoas jurídicas de direito privado, habilitadas pelo Poder Executivo mediante outorga de concessão, licença ou permissão, e de acordo com seleção prévia por Licitação Pública. Como exposto anteriormente, apenas duas companhias operam, sob regime de concessão, no segmento de transporte: a TGN e a TGS.

O Decreto nº 1.738/92, que regulamenta a Lei nº 24.076/92, estabelece que as habilitações outorgadas para prestar serviços de transporte devem tomar a forma de licenças. Nos casos excepcionais em que os serviços de transporte não sejam prestados por pessoas jurídicas de direito privado, a habilitação será outorgada sob a forma de concessão. O prazo da habilitação é de 35 anos, renovável por mais dez

---

<sup>8</sup> No caso específico do Concurso Aberto para expansão de capacidade de transporte, a ANP está acompanhando o processo de elaboração dos Termos e Condições Gerais para a prestação dos serviços de transporte.

anos. Extinta a habilitação, o Ente estabelecerá as normas para a licitação do serviço. O abandono das instalações de transporte requer autorização prévia; todavia, nenhum prestador poderá ser obrigado a manter um serviço para consumidor ou usuário que não cumpra com suas obrigações regulamentares.

O artigo 26 da Lei nº 24.076/92 estabelece que "(...) transportadores e distribuidores estão obrigados a permitir o acesso indiscriminado de terceiros à capacidade de transporte e distribuição de seus respectivos sistemas, que não esteja comprometida para abastecer a demanda contratada, nas condições acordadas pelas partes, segundo as determinações desta Lei." Assim, nenhum transportador poderá oferecer vantagens ou preferências no acesso a suas instalações, exceto aquelas relacionadas a diferenças concretas que possa aferir o ENARGAS. O ente regulador deve assegurar, ainda, que o acesso se dê a tarifas razoáveis e através de procedimentos justos e transparentes.

### ***Oferta de Capacidade em Instalações de Transporte***

De acordo com o art. 2º da Lei nº 24.076/92, o ENARGAS deverá criar disposições para garantir uma divisão eqüitativa da capacidade disponível entre as partes interessadas.

O Concurso Aberto é o mecanismo empregado na 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 Regulatória.

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 m<sup>3</sup>), 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.

### ***Brasil***

O exercício da atividade de transporte, de acordo com o disposto na Lei nº 9.478/97, deve se dar mediante a autorização da ANP, não havendo exigência de realização de processo licitatório. De acordo com o artigo 56 da referida Lei, qualquer empresa ou consórcio de empresas poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte, seja para suprimento interno, seja para importação e exportação.

A construção e operação da infra-estrutura de transporte são regulamentadas pela Portaria ANP nº 170/98. Desta, constam os requisitos necessários, bem como os documentos que devem ser enviados à ANP, para obtenção de autorização de construção e autorização de operação de dutos. Desde que tal norma entrou em vigor, em novembro de 1998, a ANP autorizou a construção de diversos empreendimentos importantes para o incremento da malha nacional de gasodutos, conforme apresentado na Tabela 3.

TABELA 3 - AUTORIZAÇÕES CONCEDIDAS PARA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DE GASODUTOS

Nome	Empresa	Tipo	Extensão (Km)	Capacidade (MM m <sup>3</sup> /dia)
Gasoduto Guimarães-Pecém	Transpetro	Operação Provisória	213	-
Gasoduto Bolívia - Brasil	TBG	Operação	-	-
Gasoduto Lateral Cuiabá	Gasocidente do MT	Construção/Operação	267	2,8
Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	TSB	Construção	25 - 25	12
Gasoduto Bolívia - Brasil	TBG	Operação	2.193	-
Gasoduto Guimarães-Pecém	Transpetro	Operação	382 total	-
Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	TSB	Operação	25	12
Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	TSB	Construção	564	12
Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	TSB	Operação	25	12
Gasoduto Camaçari - FAFEN	Petrobras	Construção/Operação	4	2,1
Gasoduto Pilar-Cabo	Transpetro	Operação	203,6	1,7
Gasoduto Miranga-Santiago	Petrobras	Construção/Operação	20	1,9
Gasoduto Candeias - Aratu	NTN	Construção	15,4	-
Gasoduto Santiago-Camaçari	Petrobras	Operação	32	0,6

Fonte: ANP

A exemplo de diversos outros países, tais como Estados Unidos e Argentina, o mecanismo estabelecido para a alocação de capacidade de transporte proveniente da expansão foi o Concurso Aberto. A opção por um procedimento de oferta pública busca garantir oportunidade para qualquer empresa interessada em contratar capacidade de transporte e fornecer gás natural ao mercado brasileiro, evitando tratamento indevidamente discriminatório.<sup>9</sup>

Em junho de 2001, diante da expectativa de necessidade do aumento da capacidade de transporte para atendimento à demanda termelétrica, visando contornar a crise de oferta de energia elétrica, a ANP determinou a realização do primeiro Concurso Aberto. Contudo, o adiamento da demanda de energia elétrica pós-acionamento e a desaceleração no aumento da demanda por capacidade de transporte gás para justificar a expansão acarretaram a suspensão temporária do referido procedimento.

Ainda assim, seguem em negociação, ente transportadores e potenciais carregadores, o modelo de Contrato de Transporte e os Termos e Condições Gerais de prestação do serviço (TCG) que serão aplicados à capacidade de transporte a ser disponibilizada futuramente. As etapas subseqüentes do processo consistem da confirmação da oferta de capacidade e apresentação das Propostas Irrevogáveis, através das quais os carregadores concorrerão à capacidade de transporte ofertada, assumindo compromissos de compra a longo prazo.

---

<sup>9</sup> É importante salientar, entretanto, que apesar da adoção do Concurso Aberto no caso argentino, esse se diferencia do brasileiro. Na Argentina a tarifa é regulada e não existe a obrigação para que o Transportador realize expansões.



#### **4. Cessão de Capacidade**

##### ***Argentina***

Na Argentina, as operações de cessão de capacidade de transporte de gás natural são regulamentadas pelo ENARGAS, por meio da Resolução nº 419/97. Esta norma detalha a operacionalização do processo, assim como os padrões de contrato e os formulários para a realização da operação.

Em linhas gerais, a regulamentação argentina estabelece que qualquer operação de cessão de capacidade de transporte de gás deve ser realizada por Concurso Aberto, ou seja, por oferta pública de capacidade. As condições de prestação do serviço devem seguir as determinações do contrato original. Qualquer alteração, tal como a utilização de um novo ponto de entrega, fica condicionada a algumas restrições e à avaliação do operador. As regras aplicáveis às operações de cessão de capacidade são aplicáveis aos sistemas de transporte e de distribuição local de gás natural.

##### ***Brasil***

No que se refere à cessão ou revenda de capacidade contratada de transporte de gás natural, não há, até o momento, uma regulamentação específica em vigor no Brasil. A antiga Portaria ANP nº 169/98, revogada em 2001, proibia a revenda de capacidade pelos carregadores detentores de contratos de transporte. Após a revogação da referida Portaria, na ausência de qualquer restrição, entende-se que tais operações estão permitidas.

No final de 2002, a PETROBRAS e a BG do Brasil realizaram a primeira operação do gênero no país, por meio da assinatura do contrato de cessão de capacidade de transporte no gasoduto Bolívia-Brasil.

Ao longo do ano de 2002, foram colocados em Consulta Pública, pela ANP, alguns regulamentos associados ao transporte de gás, tratando, entre outros temas, das operações de cessão de capacidade. Tendo como base o modelo de acesso negociado, estabelecido em Lei, a Minuta de Portaria proposta para o referido tema não apresenta nenhuma restrição a estas operações. São estabelecidos, contudo, alguns princípios e procedimentos, de forma a garantir transparência e isonomia no acesso à capacidade de transporte ofertada.

#### **5. Operação do Sistema**

A operação do sistema de transporte constitui a principal atividade de uma empresa transportadora de gás natural. Dentre as funções relacionadas à mesma estão o planejamento da programação e a alocação das quantidades de gás solicitadas por cada carregador, bem como o monitoramento e o controle do fluxo da rede de gasodutos.

As normas que regem a operação do sistema de transporte devem atender tanto as condições e termos dispostos nos contratos de transporte, firmados entre o transportador e os carregadores, como as regras e os procedimentos estabelecidos pelo órgão regulador competente.

## **Argentina**

Conforme apontado anteriormente, o ENARGAS, por meio do Decreto nº 2.555/92, estabelece as regras básicas a serem seguidas pelos agentes na obtenção de licença para a prestação do serviço de transporte e distribuição de gás natural. O “Regulamento do Serviço”, que consta do referido Decreto, dispõe sobre as Condições Gerais e Especiais aplicáveis às Partes, transportador e carregador, concernentes a cada modalidade de serviço de transporte oferecida.<sup>10</sup>

Ademais, na referida norma o ENARGAS dispõe sobre os padrões de contratos de transporte a serem celebrados pelas Partes.

Após o estabelecimento da regulamentação básica para o serviço de transporte e distribuição, foi proposta uma nova versão para as normas de Administração do Despacho de Gás Natural, de modo que, em setembro de 1998, o ENARGAS publicou a Resolução nº 716 – “Regulamentos Internos dos Centros de Despacho”<sup>11</sup>.

Os termos e condições previstos em cada um dos procedimentos de operação dos sistemas de transporte e distribuição, constantes da referida resolução, buscam proporcionar maior segurança, confiabilidade e velocidade de resposta de tais sistemas. Suas diretrizes básicas estão fundamentadas em um esquema de responsabilidades, tanto dos transportadores quanto dos carregadores, o qual busca, sobretudo, a manutenção do equilíbrio da rede. Tal esquema ampara-se, em grande medida, na disponibilização de informações *on-line* sobre as quantidades recebidas e entregues de gás por parte dos transportadores, distribuidores e carregadores.

A seguir, discutem-se as principais diretrizes dos procedimentos nº 2, 5 e 10 da Resolução nº 716/98 do ENARGAS, denominados, respectivamente, “Alocação do Serviço de Transporte”, “Desequilíbrios – Bandas de Tolerância” e “Multas”, os quais, entende-se, estão diretamente relacionados à manutenção da eficiência do sistema de transporte e ao atendimento a todos os usuários indiscriminadamente.

No que concerne à alocação das quantidades de gás, a mesma dá-se em função das solicitações confirmadas pelos carregadores para cada ponto de recepção e entrega. De acordo com a Resolução nº 716/98, a alocação das quantidades terá a seguinte prioridade: (i) serviços de transporte firme (STF); (ii) serviços de transporte interruptível (STI); (iii) serviços de intercâmbio e deslocamento (ED), salvo quando estes provenham de uma capacidade firme.<sup>12</sup>

Em caso de restrições da capacidade de transporte causadas por desequilíbrio excedente de algum carregador, as mesmas deverão ser coordenadas pelos

---

<sup>10</sup> Na Argentina, além dos serviços de transporte firme (STF) e de transporte interruptível (STI), existe uma terceira modalidade de serviço, a saber, Serviço de Intercâmbio e Deslocamento (ED). Tal modalidade será efetuada como um serviço firme, sujeita a interrupções somente em casos de insuficiência de capacidade das instalações do transportador para receber todas as quantidades de gás solicitadas.

<sup>11</sup> Centros de Despacho de gás natural têm a função de planejar, supervisionar, coordenar e controlar o transporte de gás pela rede de gasodutos de cada transportador.

<sup>12</sup> (1) Para os casos nos quais o Serviço ED envolve mais de um gasoduto: (a) se a capacidade a ser intercambiada para realizar o ED é Firme, a ordem de alocação será STF, ED e STI; (b) se a capacidade a ser intercambiada para realizar o ED é Interruptível, a ordem de alocação será STF, STI e ED; (2) Para os casos nos quais o Serviço ED envolve apenas um gasoduto: considera-o em conjunto com os STI quando a capacidade a ser intercambiada for interruptível; e em conjunto com os STF quando a capacidade a ser intercambiada for firme.

transportadores e assumidas e executadas pelo carregador que produziu tal desequilíbrio, na forma proporcional ao excesso de seu desequilíbrio e segundo a necessidade de corte para a recuperação e a normalização do sistema.

Desequilíbrio é a diferença entre o somatório das Quantidades Realizadas nos Pontos de Recepção, excluindo o gás para uso no sistema, e o somatório das Quantidades Realizadas nos Pontos de Entrega. Quando positivos, os desequilíbrios podem aumentar a pressão no sistema de transporte e impedir a entrada de gás no mesmo.

Inicialmente, por meio da Resolução nº 716/98, o ENARGAS definiu e estabeleceu as metodologias de cálculo para as seguintes variáveis: (i) variação diária das entregas; (ii) desvio percentual diário; (iii) desequilíbrio acumulado e (iv) desequilíbrio percentual acumulado, para todos os casos, relativo aos recebimentos e entregas de cada carregador.

No que tange, especificamente, ao desequilíbrio diário do sistema de transporte, este é calculado pelo somatório dos desequilíbrios diários de cada carregador mais as quantidades resultantes dos movimentos diários realizados segundo os acordos *Operating Balance Agreement* (OBA).

Os OBAs são definidos, pela Resolução nº 716/98, como sendo acordos firmados entre o transportador e o/os produtor(es) ou outro transportador, visando a melhorar o funcionamento do sistema. O OBA se implementa, basicamente, por meio de uma “conta” à qual o produtor pode alocar gás a ser injetado ao gasoduto, se as condições operativas permitirem e o transportador autorizá-lo expressamente, e a partir da qual o produtor pode fazer entregas de gás, nominando-o aos carregadores, com autorização prévia do transportador. Os OBAs entre transportadores compreendem gás de “inventário”, ou *line pack*, que se transfere entre sistemas de transporte.

Conforme exposto no documento “Regulamentos Internos dos Centros de Despacho”, o objetivo de carregadores e transportadores é ajustar, ao máximo, os desequilíbrios acumulados de forma que estes tendam a zero, no menor tempo possível, não obstante a admissão de bandas de tolerância.

Tolerância de variações e de desequilíbrios devem ser estabelecidas em bases técnicas e operacionais, devendo servir para otimizar a operacionalidade do gasoduto. As amplitudes das bandas de tolerância de desequilíbrio dos sistemas de transporte, portanto, determinar-se-ão de acordo com as características próprias de cada sistema de gasoduto. Dessa forma, para o desequilíbrio acumulado, o ENARGAS estipulou os limites de tolerância, aplicáveis aos sistemas TGS e TGN<sup>13</sup>.

---

13 São os seguintes os limites estabelecidos: banda estreita, 5% da capacidade firme contratada do sistema em seu conjunto; e banda larga, 15% da capacidade firme contratada do sistema em seu conjunto.

Cabe ressaltar que o transportador estabelecerá, considerando a programação dos carregadores, os valores intermediários das bandas de tolerância válidos para todo o sistema.<sup>14</sup>

A determinação do tipo de banda a ser aplicado (estreita ou larga), por sua vez, deverá levar em conta (i) a estimativa de entregas informadas pelos Carregadores; (ii) o estado geral do gás de inventário (empacotamento) ou *line pack*; e (iii) as condições operativas do sistema de transporte.

Por fim, a metodologia para a aplicação de penalidades ou multas sobre desequilíbrios acumulados fora da banda de tolerância e quantidades excedentes não autorizadas são, também, definidas pela Resolução nº 716/98, estendendo-se a todos os usuários indiscriminadamente.

Tais metodologias levam em consideração a sazonalidade e o estado do sistema, o qual pode ser classificado como (i) normal, (ii) alerta, (iii) crítico ou de (iv) emergência, dependendo do fator de carga e da capacidade de entrega do gasoduto.

Desse modo, as penalidades buscam fundamentar-se em bases consistentes, proporcionais aos impactos negativos das variações e desequilíbrios incorridos.

### **Brasil**

No Brasil, ao contrário do observado na Argentina, o órgão regulador não estabelece os procedimentos e normas os quais regularão a operação do sistema de transporte de gás natural. A Portaria ANP nº 170/98, a qual trata da operação de instalações de transporte de gás natural, dentre outras atribuições, não define os procedimentos de operação do sistema, limitando-se, principalmente, às normas exigidas para a aquisição da Autorização de Operação (AO) e para o cumprimento de tal atividade.

Uma vez que o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, previsto pela Lei nº 9.478/97, dá-se por meio de negociação entre as Partes, os procedimentos de operação do sistema são estabelecidos, também, por meio de acordos. As regras as quais deverão ser seguidas pelos agentes, portanto, estão dispostas nos Contratos de Serviço de Transporte celebrados entre transportador e carregadores.

Ademais, como destacado anteriormente, dentre os princípios da minuta de Portaria de Livre Acesso a ser publicada pela ANP, estão a simplicidade e o respeito à livre iniciativa, de modo que a regulamentação caracteriza-se por ser sucinta, concentrando-se, sobretudo, em elementos considerados essenciais pelo regulador. Ainda que a proposta de Portaria preveja a padronização dos contratos e das condições de prestação dos serviços de transporte de gás natural, no sentido de se evitarem condições discriminatórias de acesso, os termos e condições dispostos nos mesmos serão acordados privadamente entre as Partes.

---

<sup>14</sup> É importante observar que as Partes poderão acordar bandas de tolerância, definidas por zonas, subzonas ou gasodutos, distintas daquelas definidas para o sistema como um todo. Tais bandas, porém, não poderão exceder 20%, para a banda larga, e 10% para a banda estreita. Ademais, uma vez acordadas entre as Partes, deverão ser sujeitas à apreciação do ENARGAS para aprovação. Os Transportadores informarão aos Carregadores, diariamente, junto com a programação, os valores das bandas de tolerâncias aplicáveis para o dia seguinte e aquelas estimadas para os dois dias subseqüentes.

Contudo, no caso da emergência de conflitos entre os agentes, buscar-se-á uma solução com a intervenção da ANP, por meio dos instrumentos de Resolução de Conflitos regulamentados pela Portaria ANP nº 254, de 11 de setembro de 2001.

Conforme pode ser observado na Tabela 5, atualmente, no Brasil, há apenas quatro contratos de serviço de transporte vigentes, sendo que todos se referem a serviços de transporte do tipo firme (STF). Vale notar que os contratos de transporte elencados tratam-se, apenas, daqueles relativos ao sistema de gasodutos que transporta gás importado.

TABELA 5 – CONTRATOS DE TRANSPORTE VIGENTES

Instalação	Empresa	Tipo de Serviço	Vigência	Capacidade (Mil m <sup>3</sup> /dia)
Gasoduto Bolívia - Brasil	TBG e PETROBRAS (TCQ, TCO, TCX Brasil)	STF	TCQ = 20 anos TCO = 40 anos TCX = 19 anos	TCQ = 18.000 TCO = 6.000 TCX = 6.000
Gasoduto Bolívia - Brasil	TBG e BG (TCX da BG)	STF	8 anos e 5 meses	625
Gasoduto Lateral Cuiabá	TGS e GASOCIDENTE	STF	25 anos	2.800
Gas. Uruguaiana - Porto Alegre	TSB e SULGÁS	STF	19 anos e 6 meses	12.000

Fonte: ANP, 2003

Os contratos de transporte referentes à malha da TRANSPETRO não foram, ainda, reconhecidos pela ANP, por não se adequarem ao ambiente regulatório ensejado pela Lei nº 9.478/97, sobretudo, no que tange à forma de contratação de capacidade.<sup>15</sup>

Contudo, a realização de Concurso Aberto para a expansão da capacidade de transporte de gás natural para o sistema GASBOL e para as malhas da TRANSPETRO implica a celebração de novos contratos de transporte e de termos e condições gerais (TCG) para a prestação do serviço. Nesse contexto, a TBG, a TRANSPETRO e os carregadores interessados em participar do processo de expansão de capacidade das respectivas malhas vêm elaborando, por meio de negociações, o contrato padrão que estabelecerá as condições do serviço prestado, o qual definirá, também, os termos de operação do sistema.

A elaboração do contrato de transporte padrão tende a impedir a ocorrência de tratamento discriminatório aos usuários do gasoduto, além de simplificar os procedimentos referentes à operação do mesmo. Entretanto, durante o processo de elaboração do contrato de transporte de expansão do GASBOL, identificaram-se diversos pontos de conflito entre este último e os contratos atualmente vigentes firmados entre a TBG e a PETROBRAS (carregador original). O conflito de cláusulas constantes dos contratos em pauta deriva, sobretudo, do fato dos contratos originais terem sido desenhados para um contexto de utilização do gasoduto por um único usuário, não obstante a sua celebração após a publicação da Lei nº 9.478/97.

<sup>15</sup> A contratação de capacidade de transporte dos gasodutos da TRANSPETRO, realizada pela PETROBRAS, é feita por malhas, sem refletir o trecho realmente transportado. No novo ambiente institucional introduzido pela Lei nº 9.478, marcado principalmente pela introdução da concorrência e pela figura do livre acesso aos gasodutos, nos termos da Lei, "existentes e a serem construídos", a contratação por malha entra em conflito com alguns princípios fundamentais do livre acesso (ex: impede o conhecimento da capacidade de transporte disponível no gasoduto; dispensa flexibilidade tal ao carregador original a qual não poderá ser estendida aos outros carregadores, implicando acesso discriminatório ao sistema de transporte; impede a alocação dos custos locacionais na tarifa de transporte).

A ANP iniciou processo de adequação dos contratos originais ao novo modelo da indústria de gás natural no país, preconizado pela Lei 9478/97, porém, esbarra em dificuldades derivadas, principalmente, da regulamentação incompleta da indústria de gás natural (o conjunto de portarias que regulamenta o livre acesso ainda não foi publicado) e do fato do conjunto de contratos originais celebrados para o transporte no GASBOL constituírem ato jurídico perfeito, dificultando sua modificação.

Por fim, vale observar que, dentre as cláusulas dos contratos originais que apresentam conflito com o contrato em negociação para a expansão do GASBOL estão aquelas que tratam de (i) prioridade de alocação de capacidade de transporte em caso de restrições do sistema; (ii) desequilíbrios e variações; e (iii) penalidades, as mesmas que, no caso argentino, são tratadas como questões técnicas e operacionais, as quais visam a eficiência do sistema, além de serem aplicadas de forma isonômica a todos os carregadores usuários do mesmo.

### ***Acordos de Interconexão***<sup>16</sup>

#### ***Argentina***

Na Argentina, não há regulamentações específicas referentes a Acordos de Interconexão, os quais são celebrados, privadamente, entre as Partes. Ao contrário do que ocorre com os contratos de serviço de transporte (STF, STI, ED), esses documentos não são padronizados pelo ENARGAS. Cumpre destacar, no entanto, que, embora os agentes tenham liberdade para firmar tais acordos, as disposições estabelecidas nos mesmos não devem violar as regulamentações gerais referentes à prestação do serviço de transporte.

#### ***Brasil***

No Brasil, os Acordos de Interconexão também constituem contratos celebrados privadamente entre as Partes concernentes. Não existe, na regulamentação vigente, qualquer norma definida no sentido de regular as operações em pontos de interconexão de malhas de transporte de diferentes operadores, sejam elas pertencentes ao sistema de transporte nacional ou a sistemas de comercialização entre fronteiras.

Atualmente, o único Acordo de Interconexão vigente no país é aquele referente ao sistema GASBOL, o qual regula as operações no ponto de interconexão das malhas de transporte da GTB (operadora do gasoduto em território boliviano) e da TBG (operadora do gasoduto em território brasileiro). O Acordo de Interconexão firmado entre a GTB e a TBG está em vigor desde junho de 1999.

---

<sup>16</sup> Acordos de Interconexão são instrumentos jurídicos celebrados entre transportadores cujos sistemas de transporte de gás natural se interconectam. Tais acordos têm por objetivo, principalmente, manter a operação do fluxo de gás estável no Ponto de Interconexão, por meio da devida alocação das quantidades solicitadas pelos carregadores usuários da malha de ambos os transportadores.

## **6. Preço do Gás e Tarifas de Transporte**

O preço do gás natural às empresas distribuidoras de gás canalizado, e aos consumidores finais que não utilizam uma rede de distribuição local é composto, fundamentalmente, por duas parcelas: uma referente ao produto (ou preço na boca do poço), destinada a remunerar o produtor, e outra denominada tarifa de transporte, destinada ao serviço de movimentação do gás entre as áreas de produção e consumo. Aos usuários finais, que utilizam a rede de distribuição local, ainda incide o valor deste serviço.

### ***Argentina***

Na Argentina, o preço do gás natural é determinado livremente, de acordo com o equilíbrio de mercado.

As tarifas de transporte e de distribuição são reguladas pelo ENARGAS, através do estabelecimento de um preço teto (*price cap*). Até a publicação da Lei de Emergência Econômica, nº 25.561, em 2002, esse valor era reajustado de acordo com uma metodologia baseada em indicadores de mercado internacionais e um fator de produtividade, este destinado a estimular a eficiência e, ao mesmo tempo, o investimento na construção, operação e manutenção da infra-estrutura. A Lei nº 25.561/02, como será aprofundado em seguida, impede qualquer reajuste das tarifas de transporte de gás natural.

Segundo os princípios estabelecidos na Lei nº 24.076/92, as tarifas de transporte e distribuição devem garantir aos transportadores e distribuidores que “operem de forma econômica e prudente” a oportunidade de obter receitas suficientes para cobrir os custos de operação e manutenção, impostos, amortizações, bem como um retorno razoável sobre o investimento. No marco regulatório argentino, o conceito de retorno razoável é definido como aquele que poderia ser obtido em uma atividade de risco equiparável, resguardada a relação com o grau de eficiência e prestação satisfatória do serviço.

Dado que o valor definido é um preço máximo, os transportadores podem praticar tarifas inferiores de acordo com seus interesses comerciais, sem que para isso precisem pedir a autorização do ente regulador. Há, no entanto, algumas limitações à aplicação de tarifas reduzidas. Dentre elas, a exigência de que o transportador ofereça a mesma tarifa a carregadores em condições similares e informe esses valores ao ENARGAS. As tarifas devem ainda permitir a cobertura dos custos da atividade, sem implicar subsídios cruzados entre diferentes usuários ou grupos de usuários.

A Lei nº 24.076/92 estabelece ainda que as tarifas de transporte devem considerar as diferenças que possam existir entre serviços diversos quanto à sua forma de prestação, localização geográfica, distância relativa ao campo de produção e qualquer outro critério que o órgão regulador considere relevante. As tarifas de transporte, na Argentina, são definidas por zona de entrega.

Os distribuidores podem repassar aos consumidores o preço pago ao elo anterior da cadeia produtiva. No entanto, o regulador pode limitar esse repasse caso considere

que os preços acordados sejam superiores aos negociados por outros distribuidores em situações consideradas equivalentes pelo ENARGAS.

### *Crise Argentina*

Em janeiro de 2002, a Argentina 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 modificou substancialmente a Lei de Conversibilidade, a qual havia fixado o peso argentino a uma taxa de um para um com o dólar, assim como invalidou contratos vigentes em quase todos os setores da economia argentina. Tal Lei impede, explicitamente, 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%.

Os agentes do setor afirmam que tarifas mais altas são necessárias para assegurar a continuidade dos serviços. O governo, no entanto, teme reações por parte da sociedade, bem como o crescimento da inflação caso as tarifas se elevem demais. Embora o governo tenha anunciado planos para negociar aumentos das tarifas com as companhias de serviços, essa questão continua em aberto.

De acordo como a Lei de Emergência Econômica, as renegociações dos contratos devem, dentre 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 ano de 2002, as tarifas de gás e eletricidade foram apenas modestamente aumentadas, no sentido de refletir os maiores preços do gás na boca do poço e as expectativas de alta dos preços de energia no atacado, devido ao pico de demanda no inverno argentino (maio-agosto). Porém, nenhum reajuste às tarifas de transporte de gás foi autorizado; nem as margens de distribuição de gás foram aumentadas.

Os setores de gás e eletricidade atraíram fortes investimentos durante os anos 90, direcionados, sobretudo, ao aumento da base de clientes das empresas, à expansão dos serviços e às exportações de gás e eletricidade aos países vizinhos. A demanda de gás cresceu, durante essa década, mais de 45%.

Com a desvalorização da moeda argentina, combinada ao congelamento das tarifas em pesos, diversas empresas ficaram impossibilitadas de pagar suas dívidas em dólares, dentre as quais destacam-se: a Transportadora de Gas del Norte (TGN); a Metrogas, maior distribuidora de gás na cidade de Buenos Aires; a Transener, principal companhia transmissora de eletricidade; e a CIESA, *holding* participante do capital da Transportadora de Gas del Sul (TGS). Distribuidores de gás e eletricidade



se viram sustentando a dívida de seus clientes residenciais e sendo forçados a aceitar como pagamento diversas variedades de títulos e “quase-moedas” não emitidos pelo governo federal e provincial.

Os acionistas majoritários de algumas empresas efetuaram o *writte off* de suas participações, a exemplo da YPF (acionista direta na Metrogas, indiretamente afetando Repsol/YPF) e Perez Companc (com suas participações diretas e indiretas na Transener e TGS).

## **Brasil**

Existem no Brasil, atualmente, três estruturas de preços para o gás natural: uma para o gás natural de produção nacional, uma para o gás importado e outra para o gás destinado ao PPT.

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 na forma previstos em 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.

### *Gás Nacional*

Até dezembro de 2001, o gás natural de produção nacional era regulamentado pela Portaria Interministerial MME/MF nº 003/00, que estabelecia o preço máximo do gás natural de origem nacional para venda às empresas concessionárias de gás canalizado. Esse preço era o somatório do preço do gás natural na entrada do gasoduto de transporte e da tarifa de transporte entre os pontos de recepção e entrega do energético. Esta última, calculada pela ANP, foi regulamentada pelas portarias ANP nº 108/2000, 101/2001, 130/2001 e 45/2002.

O cálculo presente nesta regulamentação foi feito a partir da definição de uma taxa de retorno considerada adequada para a atividade e da estimativa do investimento requerido para a construção da infra-estrutura de transporte existente no país.

O principal objetivo era reduzir as distorções no processo de formação de preço do gás natural, por meio da introdução de mecanismos que refletissem, com maior clareza, a sua estrutura de custos, sendo capazes de sinalizar de forma mais adequada as necessidades de realização de investimentos, favorecendo o início de um processo de desregulamentação.

As premissas adotadas para a elaboração das referidas Portarias foram: (i) menor volatilidade de preços com relação à regulamentação anterior; (ii) simplicidade das regras, dada a fase incipiente da indústria; (iii) separação, ao menos referencial, na esfera da formação de preços, das atividades de comercialização e transporte; (iv) introdução progressiva do fator distância no cálculo da tarifa de transporte, reduzindo os subsídios cruzados entre os usuários; (v) eliminação dos preços diferenciados por uso final; e (vi) compromisso com a desregulamentação dos preços do gás natural, de acordo com o desenvolvimento do mercado.

Tudo isso, até que fossem firmados contratos de transporte, contendo tarifas que refletissem, de fato, os custos associados à prestação do serviço, os quais constituem o objeto principal de atuação do órgão regulador.

A partir de janeiro de 2002, com o término da vigência da Portaria Interministerial MME/MF nº 003/00 e a abertura do mercado, o preço do gás natural nacional deixou de ser regulado, embora não se tenham concretizado o mercado competitivo que se objetivava e a separação definitiva das atividades de transporte e comercialização. A Petrobras ainda detém o monopólio de fato nos referidos segmentos. Os maiores entraves à real separação destas atividades residem na estrutura contratual. Os contratos de fornecimento de gás de produção nacional entre a Petrobras e as distribuidoras não contemplam a separação da atividade de transporte. Os mesmos consideram apenas o gás entregue às concessionárias de distribuição como um "pacote fechado", não discriminando a origem e o destino dos volumes movimentados.

### *Gás Importado*

Para o gás natural importado, destinado à distribuição local, o preço de venda às distribuidoras foi liberado pela Portaria Interministerial MME/MF nº 003/00, citada anteriormente. Neste caso, valem os contratos negociados livremente entre as Partes. Cabe à ANP a resolução de conflitos e o monitoramento das práticas de mercado.

A maior parte do gás importado no Brasil é de origem boliviana, transportada pelo gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), o qual é operado pela TBG. Foram firmados contratos de fornecimento de gás boliviano entre a Petrobras e cinco distribuidoras locais: Msgás (MS), Comgás (SP), Compagás (PR), Scgás (SC) e Sulgás (RS). Esses contratos prevêm o preço formado pelos valores do produto e do transporte, que refletem os contratos de importação, firmados entre a Petrobras e a YPFB, e os de transporte celebrados entre a estatal e a TBG e a GTB (operadora do Gasbol em território boliviano).

Em 2001, foram arbitrados pela Agência quatro casos de conflito relacionados ao livre acesso ao gasoduto Bolívia-Brasil: dois entre a TBG e a Enersil, referentes ao serviço de transporte interruptível e atrelados a um mesmo contrato; e outros dois entre a TBG e a British Gas do Brasil, um referente ao serviço firme e outro ao interruptível.

Os objetivos centrais nas resoluções desses conflitos foram: o incentivo e a garantia de uma utilização eficiente da infra-estrutura existente, a promoção da concorrência através da eliminação de barreiras à entrada no mercado de gás natural, o tratamento não discriminatório e incentivos a investimentos em infra-estrutura.

Dois aspectos importantes nas tarifas determinadas foram: (i) a consideração da distância percorrida pelo gás entre os pontos de recepção e entrega; e (ii) o fato das tarifas dos serviços interruptíveis serem o resultado da aplicação de um fator de carga de 90% sobre a tarifa de capacidade do transporte firme relevante.

Tal aplicação do fator de carga tinha como objetivo aproximar o valor da tarifa interruptível do custo unitário efetivo do carregador firme, devido à pequena possibilidade de interrupção deste serviço durante o prazo de duração do contrato.

O princípio era o de que serviços de qualidades semelhantes deveriam implicar custos similares ao carregador.

### *Gás Destinado ao PPT*

Por fim, para o PPT, existe uma regulamentação específica. A Portaria Interministerial MME/MF nº 234, de 2002, estabelece o preço máximo de suprimento do gás natural destinado às termelétricas integrantes do Programa, independente da origem do gás (nacional ou importado). Na tentativa de viabilizar os projetos previstos no programa que seriam atendidos pelo gás importado, o qual chega mais caro às distribuidoras do que o gás de produção nacional, estabeleceu-se um preço médio de suprimento ao Programa obtido através de uma ponderação entre o preço do gás importado (80%) e o preço do gás nacional (20%).

De acordo com a referida Portaria, o preço do gás a ser ofertado pela Petrobras para as termelétricas – definido no âmbito do PPT do Ministério de Minas e Energia (MME) – é o mesmo para todo o país, independente da origem, nacional ou importada, e do custo real do transporte. Este preço foi fixado em US\$ 2,581/MMBTU, com correção anual, conforme a inflação norte-americana (PPI).

Por meio desta Portaria, foi introduzido um mecanismo de compensação das variações cambiais, de forma a alinhar os reajustes de preço do gás natural com os reajustes das tarifas de energia elétrica, eliminando o risco de perdas cambiais no período entre os reajustes, freqüentemente citado como principal entrave ao desenvolvimento dos projetos de geração térmica no país. No entanto, o fornecimento de gás natural, sob as condições estabelecidas na Portaria, foi limitado a plantas que entrem em operação comercial até dezembro de 2004 e a um volume total de até 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

## **7. Distribuição de Gás Canalizado**

### ***Argentina***

O segmento argentino de distribuição de gás natural é organizado geograficamente em nove áreas. Em cada uma dessas áreas, a prestação do serviço é conduzida pela companhia de distribuição local (CDL), a qual, por determinação da Lei nº 24.076/92, deve ser uma pessoa jurídica de direito privado. Em alguns casos excepcionais, contudo, a atividade pode ser levada a cabo por pessoas jurídicas de direito público.

Consoante o Decreto nº 1.738/92 – que regulamenta a supracitada Lei –, as CDLs são habilitadas a operar pelo Poder Executivo, mediante outorga de licença, com prévia seleção por Licitação Pública. Para os casos excepcionais, citados anteriormente, a habilitação é realizada por meio de concessão.

Cabe destacar, ainda, que tais instrumentos de outorga possuem o prazo de 35 anos, prorrogáveis por mais dez anos. Todavia, caso os mesmos sejam, por qualquer motivo, extintos, o ENARGAS deverá convocar Licitação Pública no prazo de 90 dias, a fim de adjudicar o serviço de distribuição a outro agente.

Ademais, a legislação aplicável dispõe que o abandono das instalações de distribuição necessita de autorização prévia da autoridade reguladora. Entretanto, nenhuma distribuidora é obrigada a prestar o serviço para consumidor ou usuário que não cumpra com suas obrigações regulamentares.

No tocante à prestação do serviço em si, as distribuidoras licenciadas devem seguir as disposições constantes da Lei nº 24.076/92, do Decreto Regulamentar da Licença e do Regulamento do Serviço, assegurando o livre acesso não discriminatório à rede de distribuição, por meio de procedimentos justos e transparentes.

A lista das distribuidoras argentinas é apresentada na tabela 6, a seguir:

TABELA 6 – DISTRIBUIDORAS ARGENTINAS DE GÁS NATURAL

Distribuidora	Área de Operação
Gasnor S.A.	Jujuy, Salta, Tucumán e Santiago del Estero
Distrib. de Gas del Centro S.A.	Córdoba, Catamarca e La Rioja
Distrib. de Gas Cuyana S.A.	Mendoza, San Luis e San Juan
Camuzzi Gas del Sur S.A.	Neuquén, Extremo Sul de Buenos Aires, Chubut, Santa Cruz e Tierra del Fuego
Litoral Gas S.A.	Santa Fe e Norte de Buenos Aires
Gasnea S.A.	Entre Ríos, Corrientes, Misiones, Chaco e Formosa
Gas Natural Ban S.A.	Norte de Buenos Aires
Metrogas S.A.	Capital Federal e Sul da Grande Buenos Aires
Camuzzi Gas Pampeana S.A.	Todo o restante de Buenos Aires (exceto o Sul do Río Colorado e parte do Norte da Província) e La Pampa

Fonte: ENARGAS, 2003

Um outro aspecto a ser contemplado, de acordo com a legislação pertinente, é a possibilidade das distribuidoras e dos grandes usuários adquirirem o gás natural diretamente dos produtores ou dos comercializadores.

São considerados comercializadores os agentes que compram o gás natural dos produtores e o vendem diretamente para distribuidoras e/ou consumidores finais liberados. Segundo dados do ENARGAS, de 04 de março de 2003, há, atualmente, na Argentina, dez empresas comercializadoras em atividade, quais sejam: (i) Rafael Albanesi S.A.; (ii) Energy Consulting Services S.A.; (iii) Enron América del Sur S.A.; (iv) Gasmarket S.A.; (v) AES Parana Gas S.A.; (vi) Pan American Energy LLC; (vii) Duke Energy International Southern Cone S.R.L.; (viii) YPF S.A.; (ix) World Energy Business S.A.; e (x) Natural Energy S.A.

Enquanto os consumidores que demandam até 5.000 m<sup>3</sup>/dia devem estar obrigatoriamente vinculados às CDLs atuantes em sua área geográfica, aqueles cujas demandas são superiores a este volume podem estabelecer relações contratuais com os produtores e comercializadores, a partir de negociações livres.

Neste contexto, são observadas, na Argentina, além dos tradicionais laços comerciais entre distribuidoras e consumidores finais, as seguintes modalidades de comercialização: (i) *by pass* comercial, no qual o consumidor liberado negocia a compra do gás natural diretamente, sem o intermédio da CDL e paga a esta última apenas uma tarifa pela utilização de sua rede de distribuição; (ii) *by pass* físico, no qual o consumidor liberado opta por não utilizar os serviços e nem mesmo a rede da distribuidora, conectando-se diretamente ao sistema de transporte; e (iii) vendas na

boca do poço, modalidade na qual os consumidores não se vinculam ao sistema de transporte nem ao sistema de distribuição.

No que tange ao mercado *spot*, sua regulamentação é estabelecida no Decreto nº 2.731/93. Na referida norma, definem-se as transações pertencentes ao mercado de gás natural de curto prazo como sendo aquelas ocorridas entre intervalos superiores a um mês e inferiores a seis meses.

As distribuidoras que desejem efetuar transações de compra de gás no mercado *spot*, somente podem fazê-lo até o limite máximo de 20% dos volumes por estas operados durante o mesmo mês do ano imediatamente anterior. Contudo, é facultada à *Secretaría de Energía* a alteração de tal porcentagem para o patamar máximo de 40%, em função do desenvolvimento da competição no mercado argentino de gás natural.

Vale mencionar que o Decreto nº 1.020/95 determina um regime optativo para as companhias distribuidoras fomentarem o mercado *spot*. O mecanismo criado consiste em conceder incentivos às CDLs a fim de que elas comprem gás, neste mercado, a preços mais baixos do que aqueles estabelecidos nos contratos de maior prazo.

Adicionalmente, a referida norma passa a considerar, como transações pertencentes ao mercado de curto prazo de gás natural, aquelas concretizadas em até seis meses sucessivos, sendo desnecessário, portanto, o prazo mínimo de um mês, estabelecido, anteriormente, no Decreto nº 2.731/93.

Por fim, cumpre abordar a questão tarifária. As tarifas de distribuição, reguladas pelo ENARGAS, fundamentam-se na metodologia de preços máximos (*price cap*). Os reajustes permitidos são semestrais, com base nas seguintes variáveis: inflação, investimentos na rede e incentivos à eficiência. Os distribuidores são obrigados a informar, ao ente regulador, as tarifas que pretendem cobrar, discriminando-as por tipo de serviço e respeitando os quadros máximos autorizados.

Uma vez registradas, tais tarifas devem ser amplamente divulgadas para que sejam conhecidas pelos consumidores.

De acordo com a Lei nº 24.076/92, em circunstâncias objetivas e justificadas, as distribuidoras podem solicitar ao ENARGAS a revisão das tarifas aplicadas. Porém, nos casos em que o órgão regulador julgue as tarifas abusivas ou discriminatórias, notificará a distribuidora e convocará uma Audiência Pública em quinze dias.

Com relação aos consumidores adeptos do *by pass* comercial, conforme mencionado anteriormente, a legislação aplicável determina que os mesmos paguem à CDL uma tarifa pela utilização de suas instalações.

## **Brasil**

Até o ano de 1988, somente os Estados do Rio de Janeiro e São Paulo possuíam companhias distribuidoras locais de gás canalizado. Em todos os outros Estados, a Petrobras fornecia o gás (normalmente manufaturado) diretamente aos consumidores industriais.

Com a promulgação da Constituição Federal, nesse mesmo ano, vários Estados brasileiros criaram suas próprias distribuidoras de gás canalizado. A composição acionária da maior parte delas segue um modelo padrão no qual o governo estadual controla a CDL com 51% das ações, a Petrobras detém 24,5%, enquanto os demais 24,5% pertencem ao capital privado.

Conforme explicitado anteriormente, de acordo com a redação dada ao § 2º do Artigo 25 da Constituição Federal de 1988, pela Emenda Constitucional nº 5 de 1995, “*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*”. De acordo com este artigo constitucional, as distribuidoras são habilitadas a operar pelas respectivas unidades federativas brasileiras mediante outorga de concessão.

Destarte, com o intuito de exercerem a tarefa de regulação da distribuição do gás natural, os Estados valem-se das agências reguladoras estaduais – entidades estas sujeitas a um regime autárquico especial, dotadas de marco regulatório próprio e de autonomia administrativa – ou das secretarias estaduais de energia, as quais assumem o mesmo papel. Tais órgãos responsabilizam-se pela fiscalização e monitoramento das tarifas de distribuição, da qualidade dos serviços prestados e dos investimentos a serem realizados pelas concessionárias.

Os contratos de concessão, celebrados entre as distribuidoras e os Estados brasileiros, conferem às primeiras a exclusividade na distribuição de gás canalizado para qualquer utilização, em qualquer quantidade, nas áreas de concessão, por prazos que variam de vinte a trinta anos, prorrogáveis uma vez mais por igual período.

Na prestação dos serviços de distribuição, as companhias devem adotar tecnologia adequada, empregando equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de qualidade, regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia com os consumidores e a modicidade das tarifas.

A Tabela 7, a seguir, apresenta as empresas concessionárias de distribuição de gás canalizado atualmente existentes no país.

TABELA 7 – DISTRIBUIDORAS BRASILEIRAS DE GÁS NATURAL

Distribuidora	Área de Concessão
<b>ALGÁS</b> – Gás de Alagoas S.A.	Estado de Alagoas
<b>BAHIAGÁS</b> – Companhia de Gás da Bahia	Estado da Bahia
<b>BR Distribuidora S.A. – ES</b>	Estado do Espírito Santo
<b>CEBGÁS</b> – Companhia Brasileira de Gás (*)	Distrito Federal
<b>CEG</b> – Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro	Região Metropolitana do Estado do Rio de Janeiro
<b>CEG RIO S.A.</b>	Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, Baixadas Litorânea, Serrana, Médio Paraíba, Centro-Sul e Baía da Ilha Grande, todas no Estado do Rio de Janeiro
<b>CEGÁS</b> – Companhia de Gás do Ceará	Estado do Ceará
<b>CIGÁS</b> – Companhia de Gás do Amazonas (*)	Estado do Amazonas
<b>COMGÁS</b> – Companhia de Gás de São Paulo	Região Metropolitana do Estado de São Paulo e Regiões Administrativas de Campinas, Santos e São José dos Campos

<b>COMPAGÁS</b> – Companhia Paranaense de Gás	Estado do Paraná
<b>COPERGÁS</b> – Companhia Pernambucana de Gás	Estado de Pernambuco
<b>EMSERGÁS</b> – Empresa Sergipana de Gás S.A.	Estado do Sergipe
<b>GÁS BRASILIANO DISTRIBUIDORA S.A.</b>	Noroeste do Estado de São Paulo
<b>GASMAR</b> – Companhia Maranhense de Gás (*)	Estado do Maranhão
<b>GASMIG</b> – Companhia de Gás de Minas Gerais	Estado de Minas Gerais
<b>GÁS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A.</b>	Sul do Estado de São Paulo, abrangendo 93 municípios
<b>GASPISA</b> – Companhia de Gás do Piauí (*)	Estado do Piauí
<b>GOIASGÁS</b> – Agência Goiana de Gás Canalizado (*)	Estado de Goiás
<b>MSGÁS</b> – Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul	Estado do Mato Grosso do Sul
<b>PBGÁS</b> – Companhia Paraibana de Gás	Estado da Paraíba
<b>POTIGÁS</b> – Companhia Potiguar de Gás	Estado do Rio Grande do Norte
<b>RONGÁS</b> – Companhia Rondoniense de Gás S.A. (*)	Estado de Rondônia
<b>SCGÁS</b> – Companhia de Gás de Santa Catarina	Estado de Santa Catarina
<b>SULGÁS</b> – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul	Estado do Rio Grande do Sul

(\*) Distribuidoras que ainda não iniciaram suas operações.  
Fonte: ABEGÁS

Um outro aspecto relevante a ser contemplado é, como mencionado, a exclusividade das CDLs na distribuição do gás em suas áreas de operação. Na maior parte dos Estados brasileiros, não é prevista, nos contratos de concessão, a possibilidade de *by pass* comercial ou físico. Há, contudo, exceções. No Estado de São Paulo, por exemplo, as distribuidoras locais – Comgás, Gás Natural São Paulo Sul e Gas Brasileiro – detêm 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.<sup>17</sup>

No Estado do Rio de Janeiro, o período de exclusividade de CEG e CEG Rio é de dez anos. Entretanto, nesse período de acordo com seus contratos de concessão, aqueles “consumidores que queiram adquirir mais de 100.000 m<sup>3</sup>/dia poderão efetuar tal aquisição diretamente do produtor, dependendo esta, nos dez primeiros anos da concessão, de prévia e expressa anuência das concessionárias. Em qualquer caso, durante todo o prazo da concessão, fica assegurado às distribuidoras o recebimento de tarifa equivalente à diferença entre o valor limite de CEG e CEG Rio para o tipo de consumidor em questão, e o preço que tais concessionárias pagam na aquisição de gás, da mesma supridora”.

<sup>17</sup> Os usuários que desejarem tornar-se livres, a partir da data de encerramento do período de exclusividade, devem manifestar-se com antecedência mínima de dois anos.

Compete ressaltar, ainda, que, na maioria dos Estados, não se estipula qualquer tipo de separação (contábil, jurídica ou societária) entre as atividades de distribuição e comercialização. Excetua-se o Estado de São Paulo, cujos contratos de concessão firmados prevêem separação contábil – mas não jurídica – das referidas atividades, sendo estabelecidas, também, barreiras à integração vertical ao limitar-se o fornecimento de gás, para empresas vinculadas às concessionárias (controladas, controladoras e coligadas), a 30% do volume total de vendas.

Quanto aos regimes tarifários, em algumas unidades federativas do país, durante os primeiros cinco anos da concessão, são contempladas as seguintes variáveis na fixação das tarifas: preços do gás e do transporte, variação do IGP-M e margem de distribuição alocada à tarifa. Após esse período, um fator de eficiência é introduzido. Em outros Estados, adota-se a metodologia de remuneração por custo de serviço, garantindo-se à distribuidora uma taxa de retorno não inferior a uma determinada percentagem. Cabe ao Poder Concedente homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas anualmente, considerando os volumes comercializados e os respectivos investimentos. Além destas revisões, as tarifas são atualizadas, ano a ano, pelo IGP-DI.

## **Comercialização de Gás Natural**

### **Argentina**

Na Argentina, a atividade de comercialização de gás natural não necessita de autorização por parte do ente regulador. No que se refere ao *by pass*, contudo, o Decreto nº 1.738/92 determina que os consumidores liberados, os quais tencionem adquirir gás de produtores e/ou comercializadores, notifiquem o ENARGAS com antecedência mínima de seis meses.

Quanto à importação de gás natural, o artigo 3º da Lei nº 24.076/92 preconiza a desnecessidade de aprovação prévia desta atividade por parte do ente regulador.

Com relação às exportações do energético, a Lei estabelece, como condição *sine qua non* para a aprovação dos requerimentos<sup>18</sup> dos agentes exportadores, a garantia do abastecimento interno. Ademais, tais solicitações devem, em cada caso, ser autorizadas pelo Poder Executivo Nacional – por meio da *Secretaría de Energía do Ministerio da Economía Y Obras Y Servicios Públicos* da Argentina –, dentro do prazo de 90 dias, contados a partir de seu recebimento. O silêncio do referido Poder implica a aceitação tácita do pedido.

Todavia, quando as exportações dependem da construção de novos gasodutos ou conexões, a Autorização de Exportação outorgada ou a aprovação tácita supracitada não significa o consentimento automático destas obras. A Lei determina também que, salvo esteja previsto prazo distinto na Autorização, a mesma caducará caso as exportações por ela validadas não sejam iniciadas dentro de 180 dias, contados da data de sua expedição.

---

<sup>18</sup> Na Argentina, os pedidos para Autorização de Exportação devem conter informações relativas à origem e destinação do gás natural, estimativas de reservas dos campos, dos quais provém o gás a ser exportado, período de vigência dos contratos, ajuste de preços do energético, cláusulas contratuais sobre *take-or-pay* e *ship-or-pay*, dentre outras.



Dentre as empresas exportadoras argentinas, podem ser mencionadas a Ampolex, Astra, Bidas, CGC, Chauvco, De la Cuenca Noroeste, Deminex, Ledesma, Petrolera, Pluspetrol, Santa Fe, Sipetrol, Tecpetrol, Total e YPF S.A.

Cumpra enfatizar, finalmente, que tanto os agentes importadores quanto os exportadores devem encaminhar, ao ENARGAS, cópia dos contratos de compra e venda de gás, associados aos seus pedidos de Autorização.

### **Brasil**

No Brasil, a atividade de comercialização de gás natural de origem nacional não necessita de autorização por parte da ANP, podendo ser exercida por qualquer agente. Atualmente, apenas a PETROBRAS atua como comercializadora do gás de produção nacional.

Já a importação de gás natural para a comercialização em território brasileiro requer autorização expedida pela Agência, conforme os requisitos constantes da Portaria ANP nº 43, de 15 de abril de 1998. Para obter a Autorização de Importação, o solicitante deve enviar requerimento<sup>19</sup> à autarquia, juntamente com toda a documentação exigida pela supracitada Portaria.

Após análise prévia, tal documentação é submetida à apreciação da Procuradoria Geral da ANP. No caso de cumprimento de todos os requisitos determinados pela legislação competente, encaminha-se o pedido à Reunião de Diretoria da Agência, que formaliza a autorização e a envia para publicação no Diário Oficial da União.

Apto a operar, ao firmar um contrato de suprimento de gás natural com o produtor estrangeiro, o importador deve enviar, à ANP, cópia autenticada do contrato de compra e venda associado ao pedido de Autorização de Importação. A tabela a seguir compendia as autorizações concedidas (atualmente válidas) pela ANP para importação de gás natural.

TABELA 8 - AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL NO BRASIL

<b>Empresa Importadora</b>	<b>País de Origem</b>	<b>Data de Início da Importação</b>	<b>Volume Máximo Milhões m<sup>3</sup>/dia</b>	<b>Mercado Potencial</b>
Sulgás	Argentina	2ºtrim./2000	15	RS
EPE – Empresa Produtora de Energia (2)	Argentina	4ºtrim./2001	2,21	Usina de Cuiabá
Pan American Energy (2)	Argentina	1ºtrim./2003	15	RS, SC, PR
Pan American Energy (3)	Bolívia	2ºtrim./2000	3,5	SP
BG Comércio e Importação Ltda.	Bolívia	Abril/2001	3	Comgás
Petrobras	Bolívia	Julho/1999	30	MS, SP, RJ, MG, PR, SC, RS;
Gasocidente	Bolívia	Agosto/2001	4,718	Linepack
Nadir Figueiredo	Bolívia	Março/2002	0,100	Uso Próprio

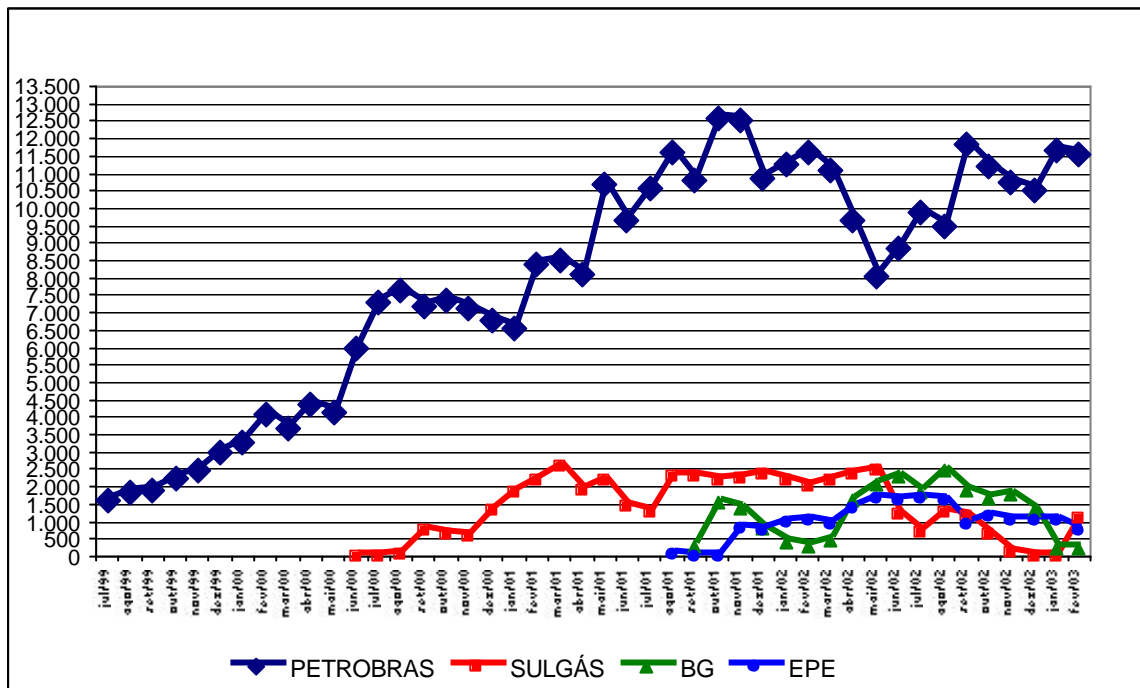
Fonte: ANP

Embora estejam válidas autorizações que perfazem um montante de 73,63 milhões m<sup>3</sup>/dia, os volumes de gás natural efetivamente importados, em dezembro de 2002,

<sup>19</sup> O requerimento deve, necessariamente, conter informações sobre o volume de gás a ser importado, o país de origem, o local de entrega do energético, dentre outras.

giravam em torno de 13 milhões m<sup>3</sup>/dia, conforme pode ser visualizado no gráfico a seguir.

GRÁFICO 3 – VOLUMES IMPORTADOS DE GÁS NATURAL NO BRASIL



Fonte: ANP.

Os volumes atualmente importados pela Sulgás destinam-se exclusivamente ao atendimento da UTE de Uruguaiana, a qual é operada e controlada pela AES e cuja potência instalada é de 600 MW. Os volumes importados pela PETROBRAS, por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil (que corta os Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) são demandados, sobretudo, pelas companhias locais de distribuição de gás canalizado e os principais consumidores são refinarias, grandes indústrias e usinas termelétricas.

## 8. Distribuição de GNC e GNV

Inicialmente, deve-se atentar para o seguinte: na Argentina, o GNC, gás natural comprimido, representa o gás transportado em caminhões feixes, em barcaças ou armazenado e também o combustível que abastece os veículos automotores de ciclo OTTO. Já no Brasil, o GNC é apenas o gás natural, sob sua forma comprimida, que será transportado por caminhões feixes ou barcaças. O GNV, gás natural veicular, é o energético que abastece o consumidor final (veículos automotores).

### **Argentina**

Na década de 70, aproveitando as descobertas de significativas reservas de gás no país, a Argentina desenvolveu políticas de diversificação da matriz energética, procurando expandir a participação deste combustível.

Considerando a auto suficiência do país em petróleo e dadas as novas reservas de gás, criou-se, nos anos 80, o Plano Nacional de Substituição de Combustíveis

Líquidos, de forma a promover o uso automotivo do gás natural em substituição aos principais combustíveis líquidos. A Argentina já dispunha, na época, de uma infra-estrutura de gasodutos que levava o energético às cidades mais populosas. O objetivo do Plano era disponibilizar um maior volume de petróleo para exportação, de forma a reduzir o déficit na balança comercial.

O Plano tinha a seguinte meta: substituição de 2.000.000 tep/ano de óleo diesel por GNC até 1995, a conversão de 134 mil veículos e a implantação de 270 postos de abastecimento. No entanto, apenas parte dos objetivos foi alcançada. Apesar do estabelecimento de uma significativa frota de veículos movidos a GNC, a participação do óleo diesel, no mercado de combustíveis, aumentou, passando de 54% em 1993 para 64,4% em 1999.

Desde 1994, o ENARGAS exerce a competência de regulamentar os quesitos de segurança, qualidade e odorização do segmento de GNC – Gás Natural Comprimido, conforme exposto no artigo 52 da Lei nº 24.076/92. Desta maneira, o regulador elaborou e implantou um marco normativo, atualizado permanentemente, que abrange as áreas de qualidade e segurança dos sistemas de GNC utilizados no país.

### **Brasil**

Em meados dos anos 80, a fim de minimizar o impacto dos preços do petróleo no mercado internacional sobre a economia brasileira, criou-se o PLANGAS – Plano Nacional de Gás Natural, desenvolvido pela Comissão Nacional de Energia (CNE). Este Plano direcionava o uso do gás natural como substituto do óleo diesel utilizado no transporte de cargas e passageiros, principalmente nos grandes centros urbanos.

As principais normas legais que propiciaram a criação dos mercados de GNV e GNC, no país, foram as Portarias do Ministério de Minas e Energia nº 733/86 e nº 1.016/86. A primeira instituía, no âmbito da assessoria da CNE, o Grupo de Trabalho para estudar e propor diretrizes com vistas ao uso do GNC<sup>20</sup>, e a segunda, entre outros pontos, autorizava a utilização de GNC em substituição de óleo diesel nas frotas de ônibus, frotas cativas de serviço público e veículos de carga.

O grupo criado elaborou estudos que visavam deslocar o consumo de óleo diesel para o de GNC, ressaltando as vantagens provenientes da substituição. Porém, surgiu uma série de dificuldades<sup>21</sup>, de forma que o uso do GNV em veículos pesados não se difundiu conforme o esperado. Com intuito de ajudar a desenvolver este mercado, o Ministério de Minas e Energia aprovou a Portaria nº 553/92 que autorizou o uso de gás natural para fins automotivos em frotas de ônibus urbanos e interurbanos, táxis, frotas cativas de empresas de serviços públicos e em veículos de transporte de carga.

Na última década, novas medidas e leis federais, estaduais e municipais, e órgãos independentes como o INMETRO, a ANP e o CONAMA elaboraram regulamentos

---

<sup>20</sup> Em 1986, não havia, ainda, definições distintas para GNC e GNV.

<sup>21</sup> Os investimentos em equipamentos e instalações, necessários à compressão do gás, eram muito elevados, assim como os custos de conversão dos veículos; a tecnologia utilizada para a adaptação desses motores diesel ao uso do gás era incipiente; o setor empresarial alegava que a autonomia dos veículos ficava comprometida, o abastecimento era muito lento, o preço do gás não era atrativo e o custo benefício da conversão não justificava a sua adoção.

no intuito de desenvolverem o mercado de GNV e de garantirem a segurança dos usuários. Dois acidentes ocorridos em São Paulo, no ano de 1996, foram críticos para a expansão do combustível no Estado. O mercado da região paulistana só começou a crescer em 1998. Foram necessários dois anos para que o usuário final se interessasse novamente pelo energético.

Enfocando a questão da segurança e da garantia da qualidade dos sistemas de GNV, o INMETRO publicou regulamentos técnicos e portarias, nas quais estão expostos os critérios específicos que os agentes<sup>22</sup> devem seguir de maneira a atuar de forma legal em território nacional.

A ANP publicou as Portarias ANP nº 243/00, 32/01 e 104/02. A primeira trata da regulamentação das atividades de distribuição e comercialização de GNC a granel, e a construção, ampliação e operação de unidades de compressão e distribuição de GNC. A segunda Portaria regulamenta o exercício da atividade varejista de Gás Natural Veicular – GNV em postos revendedores que comercializem exclusivamente este energético. E por último, a Portaria ANP nº 104/2002 relaciona-se à qualidade do gás natural, estabelecendo a especificação do gás a ser comercializado.

O CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, integrante do SISNAMA – Sistema Nacional do Meio Ambiente, publicou as Resoluções 273/01 e 291/01. A primeira delas estabelece as condições para a construção e desativação de postos revendedores, postos de abastecimento, instalações do sistema retalhista e postos flutuantes de combustíveis. A segunda regulamenta as especificações dos conjuntos (kits) para conversão de veículos ao uso do gás natural.

Por fim, o DENATRAN – Departamento Nacional de Trânsito, através dos DETRANs Estaduais e o CONATRAN – Conselho Nacional de Trânsito, estabelece por Portarias e Resoluções licenciamento específico para os veículos automotores convertidos.

## **9. Distribuição de GNL a granel**

### ***Argentina***

Na Argentina, não há uma legislação ou regulamentação específica sobre o transporte e a comercialização de GNL – Gás Natural Liquefeito. Existe um tratamento criterioso, especificamente no que tange à questão tributária, para a exportação e importação de gás natural. As exportações do energético ocorrem por meio de gasodutos, fator que explica a falta de normas que versem sobre o assunto.

### ***Brasil***

A ANP, desde de sua criação, elaborou e implantou portarias sobre o assunto. A Portaria ANP nº 170/98 estabelece a regulamentação para a construção, ampliação e operação de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive sob a forma liquefeita (GNL). A mesma considera que as unidades de liquefação de gás natural e de regaseificação de GNL são instalações de transporte ou de transferência. Esta Portaria está atualmente em processo de

---

<sup>22</sup> Instaladoras, importadoras de kits, fabricantes de equipamentos e outros.

revisão. O objetivo da ANP é elaborar uma norma que trate especificamente da questão do GNL, na qual constariam os requisitos a serem cumpridos pelos agentes que desejem construir, ampliar e operar unidades de regaseificação de GNL.

A Portaria ANP nº 118/00 regulamenta as atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL. Neste caso, o energético é distribuído por veículos automotores (caminhões) que dispõem de tanque criogênico, especialmente projetado e utilizado para o transporte e transvasamento de GNL. Esses veículos devem ser construídos e operados observando-se as normas técnicas da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), as recomendações da OIML (*International Organization of Legal Metrology*), ISO (*International Organization of Standardization*), NFPA (*National Fire Protection Association*) e os regulamentos técnicos do INMETRO.

Por fim, cumpre salientar que, em 2002, a Agência publicou a Portaria ANP nº 170 que regulamenta a atividade de transporte a granel de petróleo, seus derivados e gás natural por meio aquaviário, compreendendo as navegações de longo curso, cabotagem, apoio marítimo, apoio portuário e interior.

### **Considerações Finais**

Ainda que tardiamente em relação à experiência argentina, avanços sensíveis tiveram lugar no processo de abertura do mercado de gás natural no Brasil. Prova disso é a viabilização do primeiro trecho de conexão entre os mercados, qual seja, o sistema que atende, com gás argentino, a usina termelétrica de Uruguiana. Entretanto, cumpre enfatizar que a integração definitiva dos mercados de ambos os países mantém-se como um importante desafio para os próximos anos.

A conexão dos mercados de gás natural assume considerável importância para a região, tanto para garantir o suprimento do energético em condições competitivas, como para desenvolver novos mercados para as expressivas reservas argentinas. No âmbito do Mercosul, o aprofundamento do processo de integração econômica e energética dos dois países faz-se relevante, não apenas em termos de eficiência econômica e energética, mas também do ponto de vista político e diplomático.

Esse processo de integração econômica é apontado como prioritário pelos governos de ambos os países. Neste sentido, após longo período de sucessivas crises, e também de mudanças políticas, que o interromperam, o presente documento busca contribuir para sua retomada, ao consolidar as informações sobre os mercados de gás natural no Brasil e na Argentina.