



Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural em Países Selecionados

Junho 2004

Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural

Superintendente:

José Cesário Cecchi

Assessor de Superintendência:

Felipe Augusto Dias

Corpo Técnico:

Ary Silva Junior

Berenice Delaunay Maculan

Cristiana Cavalcanti de Almeida Cunha

Daniel Maron Mendes

Eliana Santos Lima Fernandes

Fabiana Cardoso Martins

Heloise Helena Lopes Maia da Costa

Julia Rotstein Smith da Silva

Marcelo Meirinho Caetano

Melissa Cristina Pinto Pires Mathias

Secretária:

Christiane Gonçalves Borges

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	4
1 – ARGENTINA	5
2 – AUSTRÁLIA	15
3 – BOLÍVIA.....	18
4 – CHILE	33
5 – COLÔMBIA.....	44
6 – ESPANHA	54
7 – NORUEGA	59
8 – PERU	64
9 – UNIÃO EUROPÉIA.....	72
CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	79

INTRODUÇÃO

Com vistas a subsidiar a elaboração de um Modelo Institucional da Indústria Brasileira de Gás Natural, no âmbito do Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MME nº 432/2003, a presente Nota Técnica – **“Visão Comparativa do Desenvolvimento da Indústria em Países Selecionados”** –, desenvolvida pela equipe técnica da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural da Agência Nacional do Petróleo (SCG/ANP), apresenta as principais características, regulatórias e de mercado, dos setores gasíferos de um conjunto de oito países – Argentina, Austrália, Bolívia, Chile, Colômbia, Espanha, Noruega e Peru –, bem como da União Européia.

Para tanto, selecionou-se uma série de temas – tais quais: i) a estrutura institucional da indústria; ii) a regulação das diversas etapas da cadeia de valor do gás; iii) os critérios para a determinação de preços e tarifas; iv) as prioridades de uso do energético; v) a integração com o setor elétrico; dentre outros –, que são desenvolvidos, para cada país, individualmente. Entende-se que a discussão de tais temas, os quais encerram os conceitos fundamentais a serem considerados na implementação de políticas para o setor em pauta, é oportuna não apenas para apontar modelos institucionais bem sucedidos, mas, também, casos que requerem aperfeiçoamento.

Outrossim, ao final da exposição das especificidades destas experiências, sintetizam-se aquelas consideradas de maior relevância à constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de gás natural.

Importa esclarecer, por fim, que, devido ao maior acesso aos dados dos setores de gás de alguns países em relação aos de outros, o nível de informações, no que concerne a cada um dos temas selecionados, difere em relação aos mesmos.

1 – ARGENTINA

1.1 Estrutura Institucional

Após a implementação do processo de reforma do setor de gás natural na Argentina, o qual se fundamenta, sobretudo, na Lei nº 24.076 (Lei do Gás), de junho de 1992, estabeleceu-se o seguinte quadro institucional naquele país:

- **Poder Ejecutivo Nacional (PEN):** constitui o Poder Concedente, responsável pela outorga de concessões ou licenças aos agentes da indústria de gás;
- **Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios:** a Secretaria de Energia (SE) deste Ministério, com a assistência do *Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS), é responsável pelas funções de promulgação de políticas energéticas, regulamentação e controle dos segmentos a montante da cadeia (*upstream*), além de dispor sobre medidas para evitar situações de crise de abastecimento de gás natural;
- **Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS):** exerce a função de regulamentar e controlar as atividades de transporte e distribuição, armazenamento, processamento e comercialização de gás natural, bem como outras questões sujeitas à sua incumbência por motivos de segurança.

1.2 Exploração e Produção (E&P)

- Os segmentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, na Argentina, são regulados pela Lei nº 17.319, de 23 de junho de 1967.
- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 750 bilhões de m³
- Produção – 98,9 milhões de m³/dia
- Consumo – 88,3 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 2.879 milhões de barris
 - Produção – 802 mil barris/dia
 - Consumo – 419 mil barris/dia
- Com a abertura do setor à concorrência, no início dos anos 90, e a privatização da estatal petrolífera YPF (atual Repsol-YPF), observou-se a entrada de diversos agentes privados nos segmentos de E&P, bem como o aumento dos investimentos nos mesmos.

Quadro 1.2.1 - Participação dos Principais Agentes Presentes na Atividade de Produção de Gás - Ano 2002

Agente	%
Repsol-YPF	30,6
Total Austral	18,9
Pan American	11,9
Pluspetrol	11,2
Pecom Energía	7,2
Tecpetrol	7,0
Chevron	3,3
Capex	2,0
Sipetrol	1,5
Outros	6,4
Total	100,0

Fonte: Secretaria de Energia

- Após a implementação das reformas, as reservas aumentaram de 517 bilhões de m³, em 1993, para 778 bilhões de m³, em 2000. Porém, em função dos efeitos da crise macroeconômica, a partir de 2001, as mesmas começaram a diminuir, alcançando valores próximos a 664 bilhões de m³, em 2002.
- A análise da razão reserva/produção (R/P) revela que a Argentina dispõe, atualmente, de reservas de gás equivalentes a, aproximadamente, 14 anos de produção. Este valor vem apresentando uma tendência decrescente nos últimos anos, haja vista que o mesmo já alcançou patamares superiores a 18 anos.
- Os impactos da crise macroeconômica argentina, deflagrada no final de 2001, sobre os segmentos de E&P, resultaram em menores investimentos em prospecção, afetando, também, a capacidade de produção de gás natural no país.¹

1.3 Transporte de Gás Natural

- A Lei nº 24.076/92, em seu Artigo 4º, estabelece que o transporte de gás natural deve ser realizado por pessoas jurídicas de direito privado, habilitadas pelo Poder Executivo, mediante outorga de concessão, licença ou permissão, de acordo com seleção prévia por Licitação Pública.
- As habilitações a que se refere o supracitado Artigo 4º são outorgadas por um prazo de 35 anos, podendo renovar-se por mais dez.
- Atualmente, apenas duas companhias operam sob regime de concessão no segmento de transporte, quais sejam: a *Transportadora de Gas del Norte* (TGN) e a *Transportadora de Gas del Sur* (TGS). Ambas foram criadas quando da privatização e segmentação da empresa estatal *Gas del Estado*.
- O regime de acesso é o aberto regulado, com tarifas reguladas.

¹ Os efeitos da crise no *upstream* são consequência, principalmente, de sinais inadequados de preços. A partir da sanção da Lei de Emergência Econômica (LEP), o ENARGAS suspendeu o repasse do maior custo do gás no mercado cativo das distribuidoras, criando uma defasagem entre os preços do gás na boca do poço para o mercado interno e externo. Atualmente, os preços médios das bacias Neuquina, Noroeste e Austral, estabelecidos pelo ENARGAS para o mercado doméstico, estão, em aproximadamente, US\$ 0,50/MBTU, US\$ 0,39/MBTU e US\$ 0,36/MBTU, respectivamente, enquanto os preços externos são aproximadamente três vezes mais altos (Consultoria Strat/RG, dezembro/2003).

- A alocação da capacidade é pública, mediante procedimentos formais de Concurso Aberto.
- Os contratos firmados entre transportadores e carregadores de gás devem se basear em modelos padrões do ENARGAS, bem como ser aprovados pela referida autoridade regulatória.
- A capacidade de transporte de gás é de 120,8 milhões de m³/dia e os gasodutos de alta pressão possuem extensão de 12.773 Km (Consultoria Strat/RG, 2003). Vale destacar que tal capacidade expandiu-se consideravelmente, a partir das reformas, apresentando um acréscimo de 69%, no período de 1993 a 2002.

Quadro 1.3.1 – Investimento na Infra-estrutura de Transporte depois da Privatização (em milhões de US\$ correntes)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Total Transporte	62,2	271,5	203,1	206,9	347,1	371,3	284,1	215,7	228	128,1

Fonte: ENARGAS, 2002

Quadro 1.3.2 – Evolução da Capacidade de Transporte Doméstico de Gás (em milhões de m³/dia)

Gasoduto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Índice Dez. 92=100
Norte	13,4	13,4	14,6	16,9	17,1	17,1	19,9	20,4	22,5	22,5	167,9
Centro Oeste	11,2	14,8	15,7	16,3	20,2	25,4	27,8	31,9	31,9	31,9	284,8
Total TGN	24,6	28,2	30,3	33,2	37,3	42,5	47,7	52,3	54,4	54,4	221,1
Neuba I	11,0	11,2	11,2	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	122,7
Neuba II	18,5	26,0	26,6	26,6	27,6	27,6	27,6	27,6	28,4	28,4	153,5
San Martin	15,4	15,8	16,9	16,9	16,9	17,3	18,0	20,9	22,3	22,3	144,8
Total TGS	47,1	55,2	56,9	59,2	60,2	60,6	61,3	64,2	66,4	66,4	141,0
TOTAL	71,7	83,4	87,2	92,4	97,5	3,1	109,0	116,5	120,8	120,8	168,5

Fonte: ENARGAS, 2002

- Sustenta-se que as condições macroeconômicas, a conversão de tarifas em pesos e a falta de recomposição do equilíbrio financeiro das empresas vêm dificultando a realização de ampliações nos sistemas de transporte. Em 2002, não houve aumento da capacidade dos gasodutos, de modo que os investimentos neste segmento limitaram-se à manutenção da segurança das instalações. Em geral, observaram-se quedas nos valores investidos em dólares, de 44%, entre 2001 e 2002, e de 47%, considerando-se a média entre 1993-2001 e 2002.

1.4 Transferência

- A Lei nº 24.076/92 não dispõe sobre gasodutos de transferência, os quais, de acordo com a Legislação setorial brasileira, referem-se à movimentação de gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades.
- A Lei nº 17.319 (a qual regula as atividades de produção, captação e tratamento do gás, além das etapas relacionadas ao petróleo e derivados), por sua vez, em seu Artigo 28º, estabelece que a todo titular de uma concessão de exploração

corresponde o direito de obter uma concessão para o transporte de seus hidrocarbonetos.

- Os concessionários de exploração que, exercendo o direito conferido pelo Artigo 28 da Lei nº 17.319, construam projetos para o transporte de hidrocarbonetos que excedam os limites de algum dos lotes concedidos, estarão obrigados a se constituírem concessionários de transporte, ajustando-se às condições e requisitos respectivos.
- Conforme o Artigo 4º da Lei nº 24.076/92, para a concessão, licença ou permissão da atividade de transporte, nos casos previstos no supracitado Artigo 28, não há necessidade de prévia seleção por Licitação Pública.

1.5 Incentivos à Ampliação da Infra-estrutura de Movimentação de Gás Natural

- A Lei nº 24.076/92 não dispõe sobre incentivos fiscais à atividade de transporte de gás natural na Argentina.
- Considera-se que a evolução dos investimentos nesse segmento deveu-se, sobretudo, à:
 - i) obrigação das licenciadas de atingirem padrões internacionais de segurança e qualidade de serviço; e
 - ii) investimentos voluntários, relacionados com as perspectivas do mercado.
- As expansões dos sistemas de transporte de gás são facultativas. As empresas não são obrigadas a expandir sua capacidade, mas devem permitir a interconexão com terceiros. Outrossim, quando as transportadoras pretendem desenvolver algum projeto de expansão das instalações, são obrigadas a realizar procedimento de oferta pública de capacidade.
- Historicamente, na Argentina, a busca por financiamento dos projetos de expansão da capacidade de transporte foi de responsabilidade das próprias empresas licenciadas e/ou de terceiros *ad hoc* vinculados às mesmas, com base em contratos de longo prazo celebrados com os carregadores.
- Atualmente, em resposta à crise, e devido à frágil situação financeira das transportadoras, as expansões são oferecidas somente com base em sistemas de “pré-pagamento de capacidade”, isto é, são os carregadores que devem procurar o financiamento e não as licenciadas.

1.6 Importação e Exportação

- A Lei nº 24.076/92, em seu Artigo 3º, estabelece que as importações de gás natural são autorizadas, sem necessidade de aprovação prévia. As exportações, por sua vez, devem, em cada caso, ser autorizadas pelo Poder Executivo, dentro do prazo de 90 dias da solicitação, desde que não afetem o abastecimento interno.

- Após a implementação das reformas nos setores de hidrocarbonetos, a Argentina passou de importadora à exportadora de gás natural, a partir de 1998.
- As exportações de gás da Argentina destinam-se ao Chile (85%), ao Brasil (14%) e ao Uruguai (1%).
- As reformas empreendidas, ao longo da década de 90, propiciaram a ampliação da infra-estrutura de exportação do energético. Atualmente, há capacidade de transporte para exportar 30% da produção argentina de gás, fato que contribui para a integração do Cone Sul. Todavia, a redução dos investimentos no setor energético, devido às restrições macroeconômicas, provocou uma crise no mesmo, comprometendo a oferta de gás aos países vizinhos.

1.7 Comercialização

- A Lei nº 24.076/92 prevê a possibilidade de grandes consumidores (demanda superior a 5.000 m³/dia) contratarem, diretamente, sem o intermédio da Companhia Distribuidora Local (CDL), gás natural de comercializadores ou produtores do energético.
- Ao longo dos anos, tornou-se patente o aumento do exercício, por parte de grandes consumidores, do direito de *by pass* comercial (compra direta de gás do produtor/comercializador, contratação dos serviços de distribuição e, eventualmente, contratação do serviço de transporte), passando de 1,5% do total entregue, em 1993, para 34,1%, em 2002. Em menor medida, houve, também, aumento do *by pass* físico (conexão direta com o gasoduto de transporte), de 0,8% para 10% do total, no mesmo período.

Quadro 1.7.1 – Volume de Gás Entregue por Modalidade de Comercialização (em milhões de m³/dia)

Modalidade de comercialização	1993		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	
Revenda de Gás Us. Distribuidoras	54,8	92%	52,2	50,3	46,2	42,6	43,6	46,7	43,6	39,2	36,6	48%
<i>By Pass</i> comerciais	0,9	2%	3,8	8,3	14,9	20,3	19,5	21,0	26,2	26,1	26,2	34%
<i>By pass</i> físicos	0,5	1%	1,1	1,4	1,9	3,1	3,6	6,2	7,0	7,4	7,6	10%
RTP Cerri	3,2	5%	3,2	3,8	4,0	3,8	3,5	4,2	4,1	3,6	3,9	5%
Usuários em boca de poço	0,0	0%	1,4	3,4	5,1	3,9	4,4	4,5	4,3	2,6	2,3	3%
TOTAL	59,4	100%	61,7	67,2	72,2	73,7	74,6	82,6	85,3	79,0	76,7	100%

Fonte: ENARGAS, 2002

- A Repsol-YPF, através de *joint-ventures* com outros agentes e aquisições de outros produtores, controla, aproximadamente, 46% da oferta do mercado atacadista.

Quadro 1.7.1 – Participação dos Principais Agentes na Oferta Atacadista de Gás - Ano 2002

Agente	%
Repsol-YPF	45,8
Wintershall	11,4
Pan American Energy	8,7
Pecom Energía	6,6
Tecpetrol - Mobil - CGC	3,9
Coastal	3,7

Pluspetrol	3,5
Chata	2,9
Sudelektra	2,0
Tecpetrol	1,9
Tecpetrol-Ampolex-CGC-YPF	1,7
Pluspetrol - Astra	1,6
American - Wintershall	1,5
Pionner	1,0
Outros	3,7
Total	100,0

Fonte: ENARGAS, 2002

1.8 Preços e Tarifas

- O sistema tarifário adotado pela Argentina foi de preços máximos (*price cap*) por classe de serviço, permitindo-se a concessão de descontos. Desse modo, o prestador do serviço pode diminuí-las à sua conveniência, com a finalidade de manter ou ampliar o seu mercado, sem necessidade de autorização pelo ENARGAS, mas, em nenhum caso, pode discriminar ou deixar de recuperar os seus custos.
- Os mecanismos de ajuste de tarifas são de natureza diversa: i) **predeterminadas no tempo**: semestrais (PPI, preço do gás); quinquenais (revisões tarifárias gerais); não recorrentes (mudanças circunstanciais, impostos); e ii) **predeterminadas na forma**: automaticamente para o PPI ou pela variação sazonal do preço do gás, e; procedimentos diversos, segundo critérios de impostos ou de taxas.
- Os subsídios tarifários são permitidos sempre e quando estiverem previstos de forma explícita no Orçamento. Não acontece o mesmo com os subsídios cruzados, os quais estão expressamente proibidos.
- Para o transporte doméstico, as tarifas são máximas e regulamentadas, enquanto que, para o transporte de exportação, há livre negociação tarifária entre as partes.
- As tarifas de transporte refletem a variável distância entre os pontos de injeção e entrega.
- A modalidade tarifária para o **serviço firme** é a de taxa por reserva de capacidade e taxa por combustível. A **tarifa interruptível**, por sua vez, é por unidade de volume transportado e também tem uma taxa por combustível. Esta tarifa equivale à firme com um fator de carga de 100%.
- As tarifas de distribuição são máximas e reguladas, devendo refletir os custos de provisão de cada serviço, de acordo com as características do mesmo.
- O ENARGAS deve autorizar o repasse das variações (a maior ou a menor) do preço na boca do poço para a tarifa final. Importa notar que este procedimento somente é efetuado para aqueles usuários cujo mercado é cativo da distribuidora.

- Em linhas gerais, considerando-se o período do processo de privatizações do setor até o surgimento da crise macroeconômica, em dezembro de 2001, houve um aumento do nível tarifário e um reequilíbrio que implicou uma elevação maior para os usuários residenciais do que para os grandes usuários.
- Conforme apresentado nos quadros abaixo, em pesos correntes, as tarifas residenciais aumentaram 87%, enquanto as das centrais elétricas interruptíveis cresceram, apenas, 10%, no mesmo período.

Quadro 1.8.1 – Evolução dos Preços de Gás Natural por Segmento da Demanda (em ARG\$ correntes / MBTU) – Em Capital Federal – Com impostos

Segmento	Fev.91	Abr.91	Fev.92	Mar.92	Dez.92	Dez.01	Atual (*)
Residencial (250 m3/mes)	3,14	3,46	4,92	4,91	5,30	5,89	6,05
Industrial (200 m3-dia)	3,81	3,88	3,88	3,88	4,18	4,59	4,75
Industrial (1.000 m3-dia)	3,51	3,15	3,15	3,20	3,87	4,29	4,45
Industrial (10.000 m3-dia)	3,44	2,99	2,99	3,04	2,51	2,39	2,53
Centrais Elétricas	2,08	2,34	2,53	2,53	2,51	2,28	2,41
Grande Usuário Firme (10.000 m3-dia)					3,26	3,02	3,16

(*) TC (\$/US\$)=2.8
Consultoria Strat/RG, 2003

Quadro 1.8.2 – Evolução dos Preços de Gás Natural por Segmento da Demanda (em ARG\$ constantes de outubro 2003 / MBTU) – Em Capital Federal – Com impostos

Segmento	Fev.91	Abr.91	Fev.92	Mar.92	Dez.92	Dez.01	Atual (*)
Residencial (250 m3/mes)	7,94	7,45	8,77	8,59	8,47	8,57	6,05
Industrial (200 m3-dia)	9,34	8,83	8,03	7,89	8,10	8,33	4,75
Industrial (1.000 m3-dia)	8,60	7,18	6,52	6,51	7,51	7,77	4,45
Industrial (10.000 m3-dia)	8,44	6,80	6,18	6,17	4,88	4,34	2,53
Centrais Elétricas	5,00	5,54	5,83	5,75	5,67	4,94	2,41
Grande Usuário Firme (10.000 m3-dia)					7,36	6,53	3,16

(*) TC (\$/US\$)=2.8
Consultoria Strat/RG, 2003

- Em pesos constantes, o aumento tarifário foi menor pela significativa elevação que tiveram os índices de preços domésticos na primeira etapa da conversibilidade (IPC: + 74% entre fev/1991 e dez/2001).

1.9 Distribuição

- A privatização da *Gas del Estado*, além de originar duas empresas transportadoras, possibilitou o surgimento de CDLs.
- A partir da reestruturação implementada no início da década de 1990, houve um crescimento de, aproximadamente, 66% das redes de distribuição, passando de 67.412 km, em 1992, para 111.766 km, em 2002.
- No que se refere às expansões da rede de distribuição, as distribuidoras são obrigadas a expandir a sua capacidade, se suas tarifas permitirem. Caso se neguem a fazê-lo, devem: i) demonstrar que a expansão não é rentável; ii) especificar a contribuição ou sobre-tarifa que os interessados na expansão deveriam pagar.

Quadro 1.9.1– Evolução dos Contratos de Distribuição Assinados

Distribuidora	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Metrogas	57	68	74	80	178	231	324	336	334	341
Gas Natural Ban	106	110	138	206	192	217	247	270	302	302
Centro	48	68	80	111	126	140	169	194	204	210
Cuyana	34	51	71	83	95	117	132	153	146	155
Gasnor	47	65	84	109	95	107	105	123	134	137
Pampeana	12	37	53	64	100	116	137	153	178	193
Sur	1	15	32	35	59	54	53	65	66	66
Litoral	56	75	90	95	142	133	145	167	157	163
TOTAL	361	489	622	783	987	1115	1312	1461	1521	1567

Fonte: ENARGAS, 2002

Quadro 1.9.2 – Investimento em Distribuição depois da Privatização (em milhões de US\$ correntes)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Total Distribuição	175,9	370	285,5	176,4	179,8	217,1	194,8	164,5	165,2	71,7

Fonte: ENARGAS, 2002

- Considera-se que, até o início da crise, desenvolveram-se, de forma sustentável, novas infra-estruturas de escoamento regionais e residenciais.

1.10 Integração Vertical/Horizontal

- A Lei nº 24.076/92, em seu Capítulo VIII “Limitações”, dispõe sobre as restrições à integração vertical para produtores, armazenadores, transportadores, distribuidores e comercializadores de gás natural, estando proibida a integração da cadeia através do **controle** societário direto, indireto ou comum de um elo sobre o outro.
- Transportadores não podem comprar nem vender gás (a não ser para consumo próprio). Seus lucros estão relacionados com a prestação dos serviços de transporte, devendo ser constituídas empresas ou entidades legais separadas. Estas competem com as distribuidoras e com os produtores, os quais podem construir seus próprios gasodutos.
- Considera-se que a introdução de restrições verticais ao longo da cadeia permitiu potencializar a ação competitiva e menos conflitante entre os agentes.

1.11 Prioridade de Uso

- Conforme exposto anteriormente, o abastecimento do mercado interno é prioritário em relação às exportações de gás natural.
- Em caso de crise de abastecimento, priorizam-se: 1º) usuários residenciais; 2º) usuários do serviço geral (todos aqueles não residenciais, cujo consumo seja classificado na primeira ou na segunda escala de consumo definida pelo ENARGAS); 3º) usuários do serviço de sub-distribuidores (SDB), na exata proporção da demanda de seus usuários residenciais e do serviço geral (usuários do SDB são aqueles que adquirem o gás de uma sub-distribuidora, que nada

mais é do que uma empresa que compra o gás da CDL e, por sua própria conta, presta o serviço em regiões nas quais a referida CDL não possui interesse).

1.12 Especificações e Qualidade

- Conforme reza o Artigo 30º da Lei nº 24.076/92, o gás natural movimentado por meio dos sistemas de transporte e distribuição da Argentina deve reunir as especificações dispostas em regulamentações complementares. As mesmas constam das normas técnicas publicadas pelo ENARGAS, tal qual a Resolução nº 622/98, abaixo.

Quadro 1.12.1 - Especificações de Qualidade do Gás Natural - Argentina – Res. ENARGAS nº 622/98

(Condições de referência: 15°C e 101,325 kPa)

Conteúdos máximos de:	Especificações Básicas	Limites flexibilizados	Método de Controle
Vapor de água (H ₂ O)	65mg/m ³		ASTM D 1142
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2,5% molar	3% molar	ASTM D 1945/ GPA 2261
Nitrogênio (N ₂)	Não especifica		
Total de Inertes	4,5% molar	f[PCs]	ASTM D 1945/ GPA 2261
Oxigênio (O ₂)	0,2% molar		ASTM D 1945/ GPA 2261
Sulfídrico (H ₂ S)	3 mg/m ³	6 mg/m ³	GPA 2377
Compostos de Enxofre	15 mg/m ³	20 mg/m ³	GPA 2377
Hidrocarbonetos Condensáveis (HC)	-4°C a 5500 kPa Abs	PRHC = f[Caudal]	GPA 2286 e Equação do Estado
Poder calorífico superior (PCs)	Mín. 8850 Kcal/m ³ Máx 10.200 Kcal/m ³	s/ índice de Wobbe e PRHC	GPA 2172/ISSO 6976 (equivalentes a ASTM D 3588)
Densidade relativa do ar (G)	Não Especifica		AGA 3 e 7/GPA 2172/ISSO 6976
Temperatura	50°C		-
Outras considerações	Isento de areia, pó, ceras, gomas, hidrocarbonetos aromáticos, glicoses, metanol e qualquer outra impureza indesejável		-
Índice de Wobbe	Mín. 11.300 Máx. 12.470		ISO 6976

1.13 Integração com o Setor Elétrico

- A participação do gás natural como fonte de geração de energia elétrica cresceu significativamente, passando de 6%, em 1985, para quase 30%, em 2001, devido, sobretudo, à introdução de usinas termelétricas de ciclo combinado.
- Tal participação é ainda mais expressiva se considerada a evolução da capacidade instalada de geração, a qual passou de 25%, em 1975, para 55%, em 2000.
- As reformas empreendidas no setor elétrico da Argentina, previamente à reestruturação do setor gasífero, permitiram maior êxito a este último. A estruturação e a privatização do primeiro proporcionaram importantes ganhos de eficiência, saneamento e a atração de investimentos privados, propiciando um forte crescimento da sua infra-estrutura, principalmente, no tocante à geração.
- Embora a ação regulatória seja exercida por entidades setoriais distintas (ENARGAS e *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* - ENRE), possibilitou-se

uma interface produtiva entre as duas instituições, principalmente, em matéria de informação e de resolução de problemas comuns.

Considerações sobre o Caso Argentino

As reformas empreendidas na indústria de gás natural na Argentina, ao longo da década de 90, podem ser consideradas relativamente bem sucedidas, sobretudo, à luz da evolução no nível de investimentos privados no setor gasífero daquele país, do aumento da capacidade de transporte e distribuição do energético, do crescimento no número de consumidores que usufruem do direito de *by pass* comercial e da redução das tarifas para os grandes consumidores.

A abertura dos segmentos de E&P e dos mercados *downstream* à concorrência, acompanhada pela privatização das empresas estatais, estimulou o investimento de grandes operadores mundiais, contribuindo para a entrada de recursos e para a modernização do setor, embora se considere que o distanciamento do Estado das atividades do mesmo tenha sido excessivo.

No que concerne à regulação dos segmentos de transporte e distribuição, reputam-se características representativas da experiência argentina ao caso brasileiro: i) o regime de acesso aberto regulado; ii) a celebração de contratos de transporte e distribuição baseados em modelos aprovados, previamente, pelo ENARGAS; bem como iii) a necessidade de anuência, por este último, dos termos e condições da prestação dos serviços, incluindo-se os critérios tarifários.

Entende-se que tais características, em associação às restrições de participação cruzada, contribuíram, sobremaneira, para o desenvolvimento de um ambiente competitivo, transparente e não discriminatório, e, conseqüentemente, para a diminuição de conflitos entre os agentes.

Ademais, acredita-se que a reforma do setor elétrico, empreendida anteriormente à reestruturação do modelo da indústria gasífera da Argentina, ao propiciar o fomento da infra-estrutura de geração, permitiu maior êxito, também, ao setor de gás, em vista da participação relevante deste energético na produção de energia elétrica daquele país.

Todavia, a crise macroeconômica, deflagrada no final de 2001, e a recente crise energética, derivada, em grande medida, da primeira, expôs as fragilidades do modelo da indústria de gás argentino, as quais, entende-se, resultaram, em grande medida, da falta de planejamento setorial pelo Estado, agravando-se pela violação, por este último, de regras pré-estabelecidas na Legislação e em contratos, ao se iniciar a crise, e pela conseqüente redução dos investimentos privados.

2 – AUSTRÁLIA

2.1 Estrutura Institucional

As reformas da indústria do gás natural na Austrália iniciaram-se em meados da década de 90, com o objetivo de introduzir pressões competitivas em um mercado então caracterizado por sistemas principais, sem interconexões, e altamente verticalizado. A base legal para a reestruturação do setor estabeleceu-se em 1995, com a celebração de um Acordo entre o Governo Federal e os Poderes Estaduais, resultando no marco regulatório nacional, a saber: o *Gas Pipeline Access Law* e o *National Third Party Access Code*.

Posteriormente, cada Estado adotou sua própria regulamentação, segundo os princípios estabelecidos no Acordo supracitado. As autoridades regulatórias são divididas nas seguintes instituições:

- **Australian Competition and Consumer Commission (ACCC):** responsável, no que concerne ao setor de petróleo e gás, pela aprovação da regulamentação do acesso, incluindo-se as questões tarifárias, a resolução de conflitos, o monitoramento das restrições à verticalização e o controle dos acordos e contratos do *upstream*;
- **National Competition Council (NCC):** responsável pelo estabelecimento de normas para o acesso às instalações de transporte e aprovação de regras estaduais de acesso;
- **National Pipeline Advisory Committee (NGPAC):** responsável pela administração da operação da rede;
- **Órgãos Reguladores Estaduais:** responsáveis pelas atividades de distribuição e comercialização para o consumidor final.

2.2 Exploração e Produção

- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 3.550 bilhões m³
- Produção – 90,7 milhões m³/dia
- Consumo – 63,2 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 3,500 milhões de barris
- Produção – 703 mil barris/dia
- Consumo – 898 mil de barris/dia

- As atividades de exploração e produção são realizadas, apenas, por agentes privados, porém, tais segmentos apresentam como característica a alta concentração, não somente devido a poucos agentes na atividade, mas, também à existência, ainda, de um grande número de contratos de longo prazo.

2.3 Transporte de Gás Natural

- Os contratos de transporte e distribuição são negociados entre as partes, segundo normas estabelecidas no *National Third Access Code*.
- O acesso de terceiros é, atualmente, regulado, porém, há uma discussão interna sobre a sua alteração para um acesso transitoriamente negociado para novos dutos.
- O país adota o regime de autorização para transferir a terceiros o direito de construir, modificar e/ou operar a infra-estrutura de transporte.

2.4 Importação e Exportação

- Do volume total produzido no país, 33% é exportado, predominantemente, para o Japão, pela modalidade de Gás Natural Liquefeito (GNL). A Austrália não se utiliza de gasodutos para as atividades de exportação/importação.

2.5 Comercialização

- A reforma da indústria de gás natural estabeleceu o fim do envolvimento das entidades regulatórias na determinação dos preços aos consumidores. Produtores e demais agentes do mercado passaram a negociar os contratos bilateralmente e, hoje, é possível que parte ou todo o gás negociado seja revendido no mercado de balcão.
- Em março de 1999, entrou em operação o mercado *spot* de Victoria. Este é operado, unicamente, pela *Victoria Energy Networks Corporation* (Vencorp), empresa estatal que gerencia uma rede de comércio de gás natural, na qual se permite que os participantes comprem e vendam gás em bases contratuais de curto prazo. A Vencorp, na condição de gestora desse mercado, cruza *bids* e ofertas dos participantes para movimentar gás ao longo do sistema de transporte.
- Cabe ressaltar, contudo, que o volume negociado no mercado *spot* de Victoria é pequeno, dado o representativo volume de gás que continua sendo ofertado em bases contratuais de longo prazo, nos demais estados australianos. O desenvolvimento do mercado *spot* é um dos objetivos perseguidos pela indústria do gás natural da Austrália.
- Atualmente, todos os consumidores estão autorizados a escolher seus fornecedores (*by pass* comercial).

2.6 Preços e Tarifas

- As reformas no setor de gás natural, na Austrália, iniciaram-se com a liberação dos preços da *commodity*, regime mantido até hoje.
- As tarifas implementadas têm a característica de “tarifas de referência” e devem ser aprovadas pela autoridade reguladora, após passarem por processo de consulta pública. O sistema tarifário busca evitar subsídios cruzados, de modo a constituírem-se preços que reflitam os custos dos serviços.

2.7 Distribuição

- A partir de 1997, os Estados iniciaram o processo de liberalização do usuário final na aquisição do gás natural. O mesmo ocorreu gradativamente, tendo sido considerados os níveis de consumo final. Atualmente, todos os consumidores são autorizados a escolher seus fornecedores.

2.8 Integração Vertical/Horizontal

- Na Austrália, o *National Third Party Access Code* (NAC) determinou a obrigatoriedade de segmentação das empresas anteriormente verticalizadas. Assim, as empresas passaram por reestruturações que resultaram na criação de diversas unidades de negócios, com separação jurídica e contábil. Também são proibidos, pelo NAC, o fluxo de informações e o compartilhamento de funcionários entre grupos associados.
- Atualmente, o sistema nacional de transporte e distribuição é bastante pulverizado, compreendendo cerca de 15 diferentes transportadoras e, pelo menos, 12 empresas oferecendo os serviços de distribuição.

Considerações sobre o Caso Australiano

Uma grande limitação para ao desenvolvimento do mercado gasífero na Austrália se refere ao número restrito de produtores de gás, em decorrência, sobretudo, da ausência de reformas neste segmento. Em 1998, implementou-se o *Upstream Issues Working Group* (UIWP), com o objetivo de rever todos os aspectos que poderiam afetar a expansão, diversidade e competição nos segmentos a montante da indústria de gás natural.

É importante ressaltar que, na Austrália, as diferentes instâncias para o controle do transporte e da distribuição não foi problema para a regulamentação setorial. Um Acordo formalizado entre o Governo Federal e os demais territórios, anteriormente a quaisquer normas publicadas, foi o ponto fundamental para a harmonização das regras nos dois níveis de responsabilidade.

3 – BOLÍVIA

3.1 Estrutura Institucional

Dentro do marco das reformas econômicas iniciadas no país, no ano de 1994, foi promulgada a *Ley de Hidrocarburos*, em abril de 1996, estabelecendo um novo ordenamento para a indústria de hidrocarbonetos na Bolívia. A Lei e seus regulamentos estabelecem uma nova distribuição de responsabilidades institucionais entre o *Viceministerio de Energia e Hidrocarburos* (VMEH), a YPFB e a Superintendencia de Hidrocarburos:

- **Viceministério de Energia e Hidrocarbonetos** (*Viceministerio de Energia e Hidrocarburos - VMEH*): vinculado ao *Ministerio de Minería e Hidrocarburos*, elabora, propõe, executa e efetua a continuidade das políticas setoriais;
- **Sistema de Regulação Setorial (SIRESE)**: responsável pelo controle e supervisão das atividades de serviços públicos. Foi criado em outubro de 1994, por meio da Lei nº 1600. As três funções fundamentais são as da apelação, fiscalização e coordenação;
- **Superintendência de Hidrocarbonetos** (*Superintendencia de Hidrocarburos - SH*): vinculada ao SIRESE, encarrega-se da regulação das atividades de transporte por meio de dutos, refino, distribuição de gás natural por redes e comercialização dos derivados dos hidrocarbonetos. Mais especificamente, é responsável pela promoção da concorrência e pela eficiência dos agentes; outorga, modifica e renova as concessões, autorizações e registros; controla a correta prestação dos serviços das empresas e entidades a ela sujeitas; aprova e publica preços e tarifas de acordo com as normas setoriais; intervém nas empresas e entidades sob sua jurisdição; aplica sanções nos casos previstos pelas normas legais setoriais; reconhece e processa as denúncias e reclamações apresentadas pelos usuários, pelas empresas e por entidades reguladas e os órgãos competentes de Estado, em relação às atividades sob sua jurisdição; e propõe ao Poder Executivo normas de caráter técnico sobre regulamentos relativos aos seus setores;
- **Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)**: no período anterior ao processo de reformas, a empresa, então estatal, produzia mais de 70% dos hidrocarbonetos e administrava e operava a rede nacional de transporte por dutos, o refino e comercialização dos derivados de petróleo, a exportação de gás natural para a Argentina e a distribuição deste energético por meio de redes. Até o ano de 1996, a empresa possuía os direitos exclusivos para a prospecção e extração de gás natural e petróleo em todo o país.

A YPFB era um monopólio verticalmente integrado desde a exploração dos hidrocarbonetos até a venda no varejo de derivados de petróleo. Não obstante, estabelecia contratos de exploração com empresas privadas, coexistia com empresas mistas na distribuição de gás natural canalizado e, em alguns casos, com empresas privadas na comercialização de derivados de petróleo. O monopólio público verticalmente integrado não foi transferido ao setor privado com a mesma configuração organizacional, mas por meio de um novo modo de organização da

indústria, caracterizado por separações verticais e horizontais, a fim de permitir a introdução da concorrência nas atividades nas quais fosse possível.

O processo de transferência da empresa pública ao setor privado não foi homogêneo no que diz respeito às suas características e modalidades. De maneira geral, seguiram-se duas modalidades básicas: algumas empresas foram privatizadas (venda total e transferência de ativos e passivos a investidores privados por meio de um processo de Licitação Pública) e outras capitalizadas (aporte de capital por parte de investidores privados, em uma magnitude igual ao valor de mercado da empresa pública; criação de uma nova empresa com característica de sociedade anônima; a administração da empresa por investidores privados). Neste último caso, na participação acionária da nova empresa, 50% das ações correspondem aos investidores privados, uma menor porcentagem refere-se ao Fundo de Capitalização Coletiva (FCC), gerido pelas Administradoras do Fundo de Pensões (AFP) privadas e outro percentual, ainda menor, pertence aos ex-funcionários da empresa estatal. Como resultado deste processo, foram formadas as sociedades anônimas ANDINA e CHACO, para as atividades de E&P e a TRANSREDES, responsável pelo transporte de hidrocarbonetos por dutos.

O Quadro 3.1.1, a seguir, sintetiza o resultado dos processos de privatização e capitalização.

Quadro 3.1.1 – Recursos Gerados pelas Privatizações e Capitalizações e seus Destinos
(milhões de dólares)

Empresa resultante da capitalização	Empresa resultante da privatização	Montante da privatização	Montante da capitalização	Destino
CHACO S.A. (1997)			306.66	CHACO S.A.
ANDINA S.A. (1997)			264.77	ANDINA S.A.
TRANSREDES S.A. (1997)			263.50	TRANSREDES S.A.
	EBR S.A. (2000)	102.00		TGN*- Investimento social
	OIL TANKING S.A. (2000)	12.05		TGN*- Investimento social
Totais		112.05	834,93	

* TGN - Tesouro Geral da Nação.

Fonte: OLADE, 2003

Ressalta-se que os recursos destinados ao Tesouro Geral da Nação não foram investidos nos setores nos quais foram gerados, mas direcionaram-se a investimentos sociais na região onde a empresa operava. Os recursos provenientes do processo de capitalização foram reinvestidos nas próprias empresas setoriais que o geraram.

A *Ley de Capitalización* (1994) estabeleceu o marco legal para a transferência de empresas públicas para o setor privado nos segmentos de infra-estrutura, incluindo-se o setor de hidrocarbonetos. O Quadro 3.1.2, a seguir, apresenta a estrutura acionária das empresas capitalizadas no setor de hidrocarbonetos.

Quadro 3.1.2 – Estrutura Acionária das Empresas Capitalizadas

Empresa Capitalizada	Capitalizador	FCC representadas pelas AFP	Trabalhadores	Total
Petrolera Chaco	50.00%	48.94%	1.06%	100%
Petrolera Andina	50.00%	48.92%	1.08%	100%
Transredes	50.00%	33.55%	16.45%	100%

Fonte: OLADE (2003)

A justificativa para as privatizações e capitalizações foi a crescente crítica sobre a ineficiência interna das empresas públicas e as crescentes necessidades de investimento e inovação. Com a privatização, não apenas buscou-se resolver o problema da eficiência interna, mas, também, objetivou-se promover uma maior concorrência na economia, liberando recursos para que o Estado pudesse investir em atividades sociais. No caso do setor de hidrocarbonetos, a magnitude dos investimentos da YPFB em E&P não garantiria o abastecimento interno do mercado de derivados de petróleo. No início dos anos 90, estimava-se que, em 10 anos, a empresa não poderia cobrir a demanda doméstica de derivados de petróleo (a Bolívia, à época, já importava diesel) e esperava-se que, em 20 anos, não existissem mais reservas. Desta forma, era fundamental resolver o problema dos investimentos em infra-estrutura de transporte de hidrocarbonetos, dirigida particularmente à exportação de gás natural.

A reforma na indústria de hidrocarbonetos seguiu dois processos paralelos e complementares: i) transferência de empresas e ativos públicos ao setor privado (privatizações e capitalizações), ocorrido em 1997, continuado em menor escala no ano seguinte, e ii) processo de formulação, implementação e continuidade da regulação setorial, resultando na *Ley de Hidrocarburos* (1996) e seus regulamentos, na criação da *Superintendencia de Hidrocarburos*, como parte da SIRESE e reorganização da institucionalidade regulatória setorial de maneira geral.

Neste novo contexto, o conjunto de normas regulatórias, sintetizadas no Quadro 3.1.3, abaixo, é de fundamental importância para o alcance da eficiência no funcionamento das indústrias. O marco regulatório do setor de hidrocarbonetos divide-se em quatro grandes partes: i) a Lei do SIRESE e seus regulamentos; ii) a Lei de Hidrocarbonetos e seus regulamentos; iii) os contratos de outorga de direitos às empresas; e iv) as normas complementares relativas à distribuição da renda petrolífera. Estes quatro componentes definem as “regras do jogo”, a estrutura institucional, os mecanismos de incentivos e delimitam os direitos de propriedade.

Quadro 3.1.3 – Marco Regulatório de Hidrocarbonetos

Marco regulatório geral	- Ley del SIRESE y sus reglamentos
Marco regulatório setorial	<ul style="list-style-type: none"> - Ley de Hidrocarburos - Reglamento sobre el Régimen de Precios de Productos Derivados del Petróleo. - Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. - Reglamento de Devolución y Retención de Areas y Reglamento de Delimitación de Areas. - Reglamento de Unidades de Trabajo para Exploración. - Reglamento Ambiental del Sector de Hidrocarburos. - Reglamento de Expropiaciones y Servidumbres. - Reglamento de Pago de Patentes - Reglamento de Comercialización de Gas. - Reglamento de Hidrocarburos Nuevos y Existentes. - Reglamento de Organización Institucional del Sector Hidrocarburos. - Reglamento para la Liquidación de Regalías y Participaciones Hidrocarburíferas. - Reglamento de Licitación de Areas para Exploración y/o Explotación. - Reglamento de Calidad de Carburantes y Lubricantes. - Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Exploración y Explotación de Hidrocarburos. - Reglamentos para Construcción y Operación de Estaciones de Servicio de GNC, Plantas de Engarrafado de GLP, Plantas de Almacenaje de Combustibles Líquidos, Plantas de Distribución de GLP, Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos. - Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos
Contratos	- Contratos de Riesgo Compartido YPFB-ANDINA, YPFB-CHACO y otros en exploración y explotación.

	<ul style="list-style-type: none"> - Contrato TRANSREDES - Contrato EBR - Contrato OIL TANKING - Concesiones, autorizaciones y licencias de comercializadores de derivados de petróleo. - Concesiones, autorizaciones y licencias de distribución de gas natural por redes.
Marco regulatório complementar	<ul style="list-style-type: none"> - Ley de Descentralización Administrativa - Ley de Participación Popular - Ley Tributaria

Fonte: OLADE (2003)

Papel residual da YPFB

Embora a YPFB não tenha responsabilidades comerciais e de produção na área de hidrocarbonetos, desempenha um papel importante no setor, pois é encarregada das funções discriminadas a seguir:

- Subscrição de contratos de risco compartilhado em representação do Estado:

A YPFB participa do processo de licitação das áreas de exploração e subscreve os contratos de risco compartilhado para a prospecção, exploração e comercialização de hidrocarbonetos na área concedida. Desta forma, a empresa abandonou a atividade produtiva para se transformar na contraparte boliviana nos contratos de risco compartilhado, em nome e representação do Estado, assinados com empresas petrolíferas que operam no *upstream*.

- Agregadora e carregadora do gás exportado ao Brasil

A YPFB atua como agregadora e carregadora do gás boliviano exportado ao Brasil. Em relação à sua função de agregadora, a empresa faz a alocação, às empresas produtoras de gás, das quotas correspondentes aos volumes de entrega de gás para o Brasil e para o mercado interno.

- Certificação das reservas

A empresa está também encarregada da certificação das reservas de gás. Para tanto, deve contratar os serviços de uma consultoria de prestígio internacional, para realizar os estudos de quantificação e certificação das reservas, a cada ano.

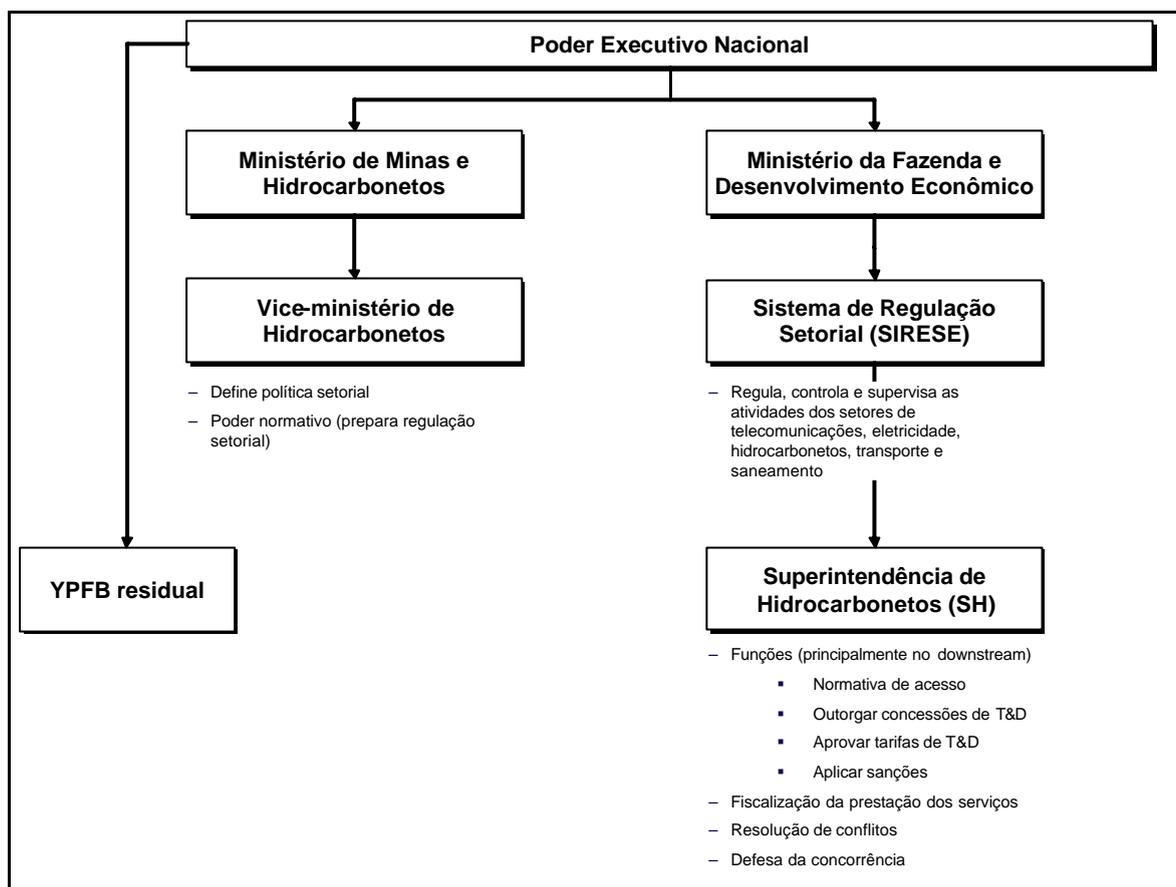
- Supervisão do desenvolvimento das atividades petrolíferas

A YPFB é responsável pela supervisão da exploração dos hidrocarbonetos, de forma a garantir que esta esteja de acordo com as técnicas e procedimentos modernos.

- Atividade comercial

A empresa realiza algumas atividades de distribuição nas áreas de petróleo e gás: armazenamento e fracionamento de GLP e na distribuição de gás em quatro localidades: La Paz, El Alto, Oruro, Potosí e Camiri. Também mantém participação acionária minoritária em outras distribuidoras do país operadas por agentes privados.

As principais funções e competências das autoridades do setor são apresentadas, a seguir, no diagrama da organização Institucional do Setor de Hidrocarbonetos.

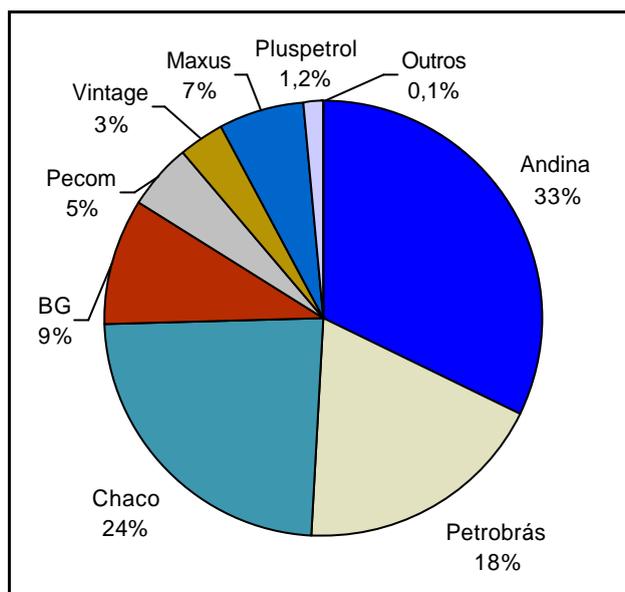


Consultoria Strat/RG, 2003

3.2 Exploração e Produção

- A regulação no *upstream* refere-se à continuação do cumprimento dos contratos de risco compartilhado com a YPFB, no marco da *Ley de Hidrocarburos*.
- A partir de 1997, nos termos da supracitada Lei, o Governo iniciou as licitações das áreas de prospecção e produção de hidrocarbonetos. A YPFB era a encarregada dos processos de licitações das áreas, assinando os contratos de risco compartilhado com as empresas adjudicadas e assumindo a supervisão dos referidos contratos.
- Houve uma importante entrada de operadores privados na atividade de produção, a partir da capitalização da YPFB (Andina e Chaco) e das empresas que desenvolveram novas reservas, produto das licitações em E&P. O gráfico 3.2.1, a seguir, apresenta os principais produtores de gás natural na Bolívia: Andina, Chaco, Petrobras e BG, os quais produzem 86% do gás do país.

Gráfico 3.2.1 – Produção de Gás Natural na Bolívia, por operador (2002)



Fonte: SIRESE, 2002

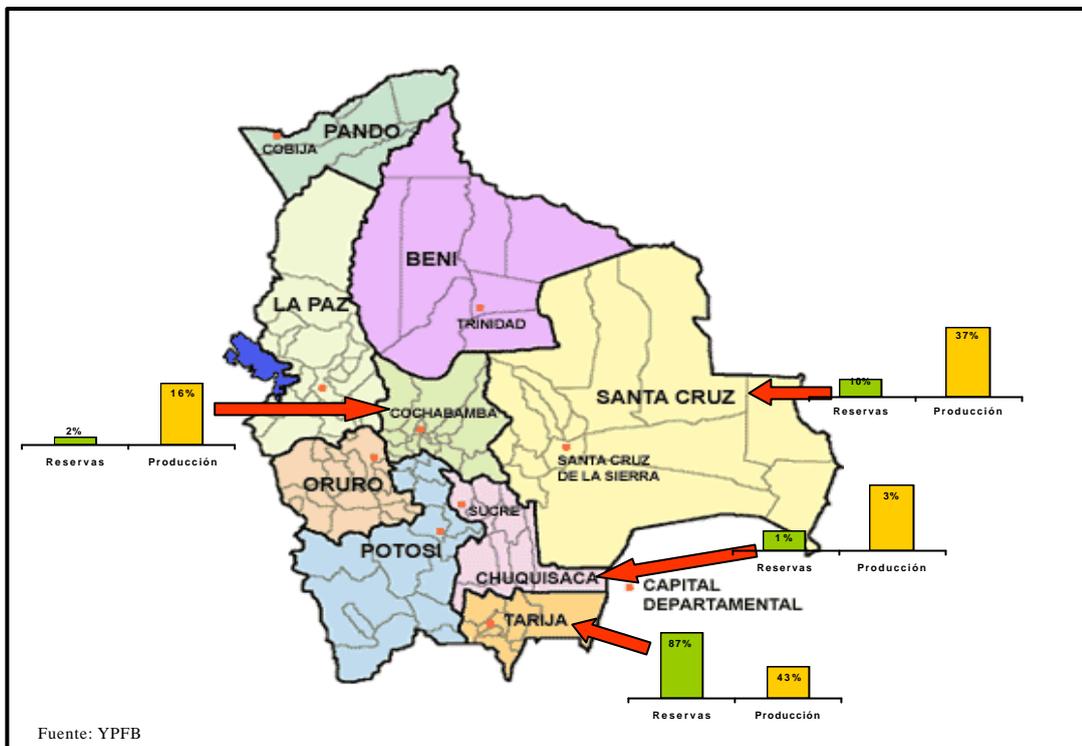
- Como resultado da entrada de novos agentes, realizaram-se grandes investimentos privados nas atividades de E&P, gerando um rápido e significativo aumento das reservas de gás natural, até transformá-las nas segundas, em ordem de grandeza, na América do Sul, depois da Venezuela.
- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 790 bilhões de m³
- Produção – 13,7 milhões de m³/dia
- Consumo – 3,2 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 323 milhões de barris
 - Produção – 101 mil barris/dia
 - Consumo – 39 mil barris/dia
- A *Ley de Hidrocarburos* permitiu a entrada de novos agentes no segmento de E&P de gás natural, estabelecendo a assinatura de contratos de risco partilhado entre a YPFB e companhias nacionais ou estrangeiras para o desempenho destas atividades.
 - O mapa 3.2.1, a seguir, apresenta a disposição geográfica das reservas e da produção no país:



Mapa 3.2.1 – Localização das Reservas e da Produção de Gás Natural na Bolívia

3.3 Transporte de Gás Natural

O Governo boliviano publicou, em 16 de maio de 2001, o Decreto Supremo nº 26.116, que aprova o *Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos*, orientado a estabelecer uma política tarifária no sentido de promover a competição no setor.

Destacam-se os seguintes elementos relacionados à regulação no transporte de gás natural:

- O regime legal aplicável ao transporte estabelece o caráter de utilidade pública do serviço.
- A regulação no transporte de hidrocarbonetos se dá via taxa de retorno, com período regulatório de quatro anos.
- As Concessões Administrativas são outorgadas pela Superintendência de Hidrocarbonetos (SH) da SIRESE, por solicitação do produtor ou do terceiro interessado.
- As concessões podem ser outorgadas por um prazo máximo de 40 anos.
- O concessionário não conta com garantias de exclusividade no traçado ou no negócio agregado.
- O transporte está regulamentado sob o princípio de livre acesso não discriminatório à capacidade disponível dos seus respectivos dutos, em relação aos contratos de serviço firme e interruptível. Para a alocação de capacidade de transporte, resultante de expansões, é necessário respeitar o princípio de livre acesso. As partes devem chegar a um acordo sobre as condições de alocação. (A nova regulamentação sobre livre acesso, emitida pela SH, estabeleceu um procedimento de "first come first serve" para a alocação de capacidade existente e capacidade futura, produto de expansões).

- As condições de serviço podem ser acordadas livremente com os carregadores, e devem ser aprovadas pela SH (os contratos para a prestação dos serviços de transporte, celebrados entre transportadores e carregadores, bem como os termos e condições para o desempenho desta atividade, devem ser aprovados pelo SIRESE).
- Há limitações à integração vertical no transporte.
- Os produtores têm o direito de transportar a sua própria produção e a de terceiros, aplicando-lhes as normas que regem o transporte. Excetuam-se as limitações de compra e venda de gás.
- Está autorizada a revenda livre da capacidade contratada pelos carregadores.

3.4 Incentivos à Ampliação da Infra-estrutura de Movimentação de Gás Natural

Para o mercado interno, adotou-se uma política de estímulo ao investimentos privados em todas as etapas da cadeia, até a comercialização no varejo de gás natural e derivados de petróleo, com o objetivo de assegurar o abastecimento doméstico e fomentar uma mudança do uso de petróleo e derivados em favor do gás natural.

• Plano de Massificação

A partir da tentativa fracassada, nos anos 2001 e 2002, de privatizar a distribuição do gás na Bolívia e, com o objetivo de reverter a estagnação do mercado doméstico de gás, o Governo está promovendo um Plano de Massificação do gás natural, cujo objetivo é aumentar significativamente a sua utilização no segmento residencial. O Plano de Massificação inclui diversas regulamentações: (i) Regulamento do Serviço; (ii) Normas Técnicas; e (iii) Normas Tarifárias.

Os principais objetivos almejados pelo programa são:

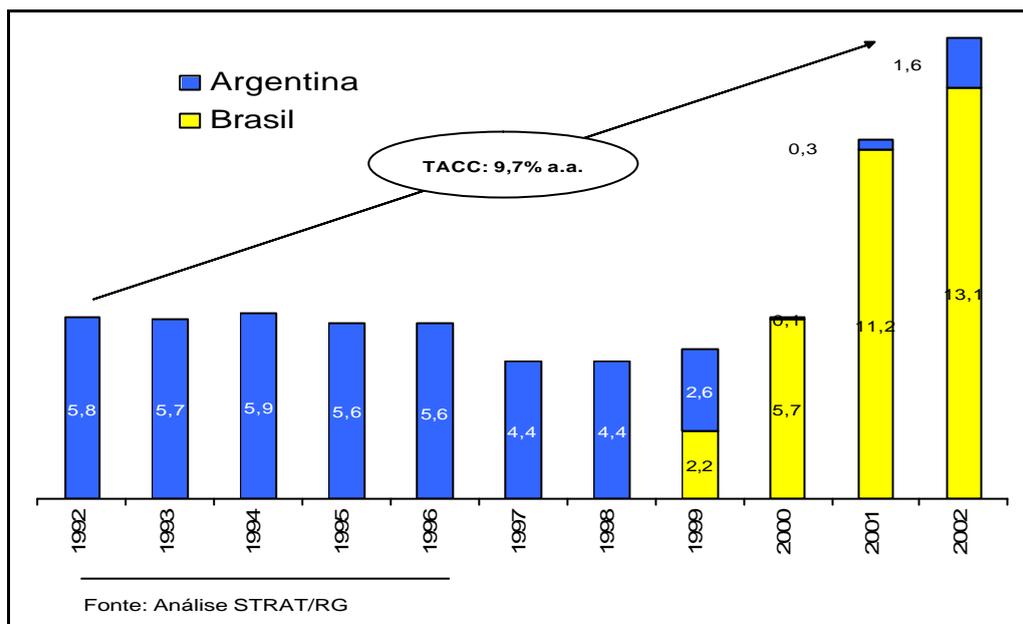
- i) Melhorar o padrão de vida dos habitantes através da utilização de um recurso abundante no país (o gás natural), massificando a sua utilização nas áreas urbanas e rurais, com a incorporação de 250.000 usuários em cinco anos (2003-2007);
- ii) Atender as regiões: (i) Leste: Santa Cruz, Cochabamba, Sucre e Trinidad; e (ii) Oeste: La Paz, El Alto, Oruro, Potosí e Tarija;
- iii) Substituir os produtos energéticos mais caros (Ex: substituir o Gás Liquefeito de Petróleo – GNL pelo GN);
- iv) Utilizar o mercado externo como âncora do desenvolvimento do serviço de distribuição do mercado interno;
- v) Buscar um sócio estratégico para a YPFB, que deverá aportar o capital requerido;
- vi) Abrir a licitação para a prestação de serviço de distribuição do mercado interno para toda a Bolívia, através de um processo de Licitação Pública.

3.5 Importação e Exportação

- Atualmente, o Brasil constitui o principal mercado do gás boliviano, representando 89% das exportações no ano de 2002. Em média, durante este ano, a Bolívia exportou 14,74 milhões de m³/dia ao Brasil e à Argentina.

- A Legislação permite que haja liberdade para importar e exportar sempre que o consumo doméstico não seja afetado. A SH é a Autoridade Reguladora em matéria de licenças de exportação.
- O mercado de exportação teve um aumento significativo, desde a reforma do setor, com uma taxa de crescimento anual de 9,7%, em 1999. Em 2000, foram exportados quase seis milhões de m³/dia. Tal aumento ocorreu devido ao início das operações do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL).

Gráfico 3.5.1 – Exportações de Gás Natural da Bolívia para Argentina e Brasil (1992-2002)



3.6 Comercialização

Os volumes de gás natural comercializados no país, no ano de 2001, de acordo com o Anuário 2001 da SH, são os seguintes:

Quadro 3.6.1 – Volumes Comercializados de Gás Natural em 2001 (em MPC)

Setor	Consumo
Residencial	18.465
Comercial	26.991
Industrial	362.385
GNC	133.205

Fonte: Anuário Estatístico da SH.

3.7 Preços e Tarifas

- Em março de 2001, publicou-se, por meio do Decreto Supremo nº 26.116, o novo Regulamento de Transporte de Hidrocarbonetos por Dutos (*Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos - RHTD*), estabelecendo normas aplicáveis ao transporte dutoviário de hidrocarbonetos, entre estas, a metodologia de cálculo das tarifas de transporte.
- Antes desta norma, a estrutura de tarifas para o transporte de hidrocarbonetos se dava com base na metodologia do custo de serviço. A partir do novo regulamento, passou-se a estabelecer a estrutura do fluxo de caixa para a determinação das tarifas de transporte de gás natural. Dentro deste novo marco legal, a *Superintendencia de Hidrocarburos* aprovou, em maio de 2001, novas tarifas de transporte, com vigência de 20 anos, revisadas a cada 4 anos. O Decreto prevê, ainda, a revisão das tarifas num prazo inferior a 4 anos, caso haja uma variação de mais ou menos 8% nos volumes ou quando ocorram ampliações importantes, não havendo investimentos no sistema de transporte.
- **Preço do Gás *Commodity* e *City Gate* para o Mercado Doméstico e de Exportação**

O preço no *city gate* para o mercado doméstico é determinado pelo Governo, tendo o mesmo valor para qualquer ponto de entrega em território boliviano (1,3 US\$/MPC). Sendo a tarifa de transporte regulamentada de forma postal (0,41 US\$/MPC), o preço implícito do gás, na boca do poço, para o mercado doméstico, é de 0,89 US\$/MPC.

Entretanto, os preços na boca do poço para o mercado de exportação são negociados entre as partes que intervêm na transação. No caso do contrato Bolívia-Brasil (GSA), o preço base para volumes entre 8-16 milhões de m³/dia foi definido em US\$ 0,95 US\$/milhões de BTU e está determinado no *city gate* Río Grande. Para quantidades adicionais aos 16 milhões de m³/dia, até os 30,08 milhões de m³/dia, o preço base é de 1,20 US\$/milhões de BTU. Estes preços são ajustados trimestralmente, através de uma fórmula que contempla uma cesta que combina preços de combustíveis do mercado internacional².

- **Tarifas de Transporte**

As tarifas de transporte são aprovadas pela SH. Há uma distinção entre as tarifas para o mercado doméstico ou de exportação.

A tarifa para o mercado doméstico é de 0,41 US\$/MPC. Entretanto, esta tarifa é subsidiada, sendo o verdadeiro custo mais alto (conforme dados não oficiais o custo do transporte oscila entre 0.90-0.70 US\$/MPC). Esta tarifa é faturada, de forma volumétrica, aos carregadores.

A tarifa de transporte para a exportação de gás com utilização da infra-estrutura da TRANSREDES para entregas em Río Grande também está regulamentada e é de

² O preço do gás *commodity* (PG) -Contrato GSA- evolui trimestralmente de acordo com a fórmula a seguir: $PG(t) = 0,5 P_i + 0,5 P(t-1)$. Onde: $P_i = P_{base} \times Var.$ Trimestral Cesta Derivados; i.e. $P_{base} \times P_{basket}(t-1) / P_{basket}(0)$; Período Base = 1º de Janeiro de 1990-30 de Junho de 1992 (excluindo-se o período 1º agosto de 1990-31 de Janeiro de 1991). O Preço Base é o preço determinado no GSA e flutua entre 0,95-1,06 US\$/MMBTU, para 20 anos; o gás adicional sobre 16 MM m³/dia tem um preço base de 1,20 US\$/MMBTU.

US\$ 0.24/MPC. A tarifa não se relaciona com a distância percorrida pelo gás até esse *city gate*. Ela é composta por: (i) a base tarifária; (ii) a contribuição para o mercado doméstico; e (iii) uma conta de pagamento, deferida para compensar a TRANSREDES pelas receitas que deixou de obter durante os últimos quatro anos, em consequência da aplicação de subsídios cruzados sobre a tarifa doméstica de transporte.

O *by pass* físico para a TRANSREDES está proibido na prática, porque o carregador local sempre deve pagar a tarifa de transporte a essa empresa. Depois, para chegar ao preço de fronteira com o Brasil, em Mutún, é necessário acrescentar, ao preço em Río Grande, o custo do transporte correspondente ao Gasoduto da GTB.

Finalmente, as tarifas para os novos gasodutos de exportação devem ser negociadas entre as partes e estão sujeitas à aprovação da SH.

• Tarifas de Distribuição

As tarifas finais das distribuidoras têm valores máximos autorizados pela SH e definidos por tipo de uso (residencial, comercial, industrial e centrais elétricas).

As tarifas máximas dos segmentos residencial, comercial e industrial têm implícito o preço regulamentado do *city gate*, de 1,3 US\$/MPC e há um subsídio cruzado, em favor do mercado residencial (Residencial: aproximadamente 5 U\$/MPC, Industrial: 1,7 US\$/MPC).

A tarifa do gás para as Centrais Elétricas está subsidiada e foi estabelecida em 1,3 U\$/MPC, através de Decreto do Ministério de Energia e Hidrocarbonetos, em janeiro de 2001.

Cabe ressaltar que as tarifas máximas, por categoria, são cobradas em forma volumétrica e não há tarifas interruptíveis.

3.8 Distribuição

- Na atividade de distribuição de gás natural por redes, considerada um serviço público nacional, a prestação do serviço ocorre por meio de monopólios regionais, não existindo, até o momento, normas para a regulação tarifária.
- As concessões de distribuição são outorgadas pela SH, em coordenação com as prefeituras correspondentes, através de Licitação Pública. O prazo das concessões é de, no máximo, 40 anos. Tanto a SH como os municípios, nas áreas sob sua jurisdição, estão encarregados da fiscalização das concessões de distribuição do gás.
- Atualmente, a YPFB presta o serviço de distribuição nas localidades de: La Paz, Oruro, Potosí e Camiri; e há outras quatro empresas distribuidoras privadas (EDP): Emcogas (Cochabamba); Emtagas (Tarija); Emdigas (Sucre); Sergas (Santa Cruz) operando redes de distribuição no país.
- A estrutura da prestação do serviço de distribuição da Bolívia pode ser caracterizada em três grupos, conforme mostra o Quadro 3.8.1, a seguir.

Quadro 3.8.1 – Estrutura da Prestação dos Serviços de Distribuição de Gás Natural na Bolívia

Grupo 1: La Paz, Oruro, Potosí e Camiri	
Prestação do serviço	YPFB
Propriedade do serviço primário	YPFB
Propriedade do sistema secundário	YPFB
Grupo 2: Santa Cruz, Cochabamba e Sucre	
Prestação do serviço	Empresas Distribuidoras Privadas (EDP)
Figura legal	Contrato sobre distribuição venda de gás natural entre YPFB e EDP <ul style="list-style-type: none"> - Vigência até o ano 2009 - Alocam uma área para a prestação do serviço - Taxa de aluguel - Fundo de operações (Investimento/manutenção)
Propriedade do sistema primário	YPFB
Propriedade do sistema secundário	EDP
Participação do Estado	Via YPFB ou participação acionária nas EDP via as autoridades departamentais
Grupo 3: Tarija	
Esquema misto de operação	YPFB: rede primária EMTAGAS: rede secundária

Fonte: Consultoria Strat/RG, 2003.

- A YPFB também mantém a sua presença na atividade de distribuição de petróleo e derivados (armazenamento e engarrafamento de GLP e propriedade de redes primárias e secundárias).
- O Quadro 3.8.2, a seguir, sintetiza a composição acionária das empresas que operam no segmento de distribuição

Tabela 3.8.2: Composição Acionária das Empresas do Sistema de Distribuição de Gás Natural na Bolívia (2003)

Distribuidora	Região	Privado	Público	
SERGAS	Santa Cruz	81%	19%	7,8% YPFB 7,8% HAM Cochabamba
EMCOGAS	Cochabamba	91%	9%	4,7% YPFB 4,3% HAM Cochabamba
EMDIGAS	Sucre	60%	40%	23,3% Universidad SFX 9,7% HAM Sucre
EMTAGAS	Tarija	-	100%	63,9% Prefeitura de Bolívia 34% YPFB 2,25% HAM Tarija, Villamontes, Yacuiba
YPFB	La Paz / Oruro Potosí/ Tarija	-	100%	YPFB

Fonte: Consultoria Strat/RG, 2003.

- A demanda doméstica de gás na Bolívia é pequena, em comparação com as exportações de gás do país. Em 2002, a demanda interna pelo energético foi de 3,4 milhões de m³/dia, representando 19% da produção total do país. O mercado das distribuidoras é de, aproximadamente, 1,3 milhão de m³/dia e concentra-se no consumo do segmento industrial (86%). Outros mercados menos importantes são: GNC (6%), comercial (5%) e residencial (3%).

- A extensão das redes de distribuição é de, aproximadamente, 1000 km, constituídas pelas redes primárias e secundárias, as quais abastecem as cidades das regiões leste e oeste.

3.9 Integração Vertical/Horizontal

- Empresas que administram o transporte de gás natural por meio de dutos são impedidas de comprar ou vender gás, não podem participar na distribuição de gás natural por redes nem na geração de energia elétrica. O restante da estrutura da indústria de hidrocarbonetos é flexível, determinada pelo mercado externo e pelas necessidades do subsetor exportador, não existindo restrições para que uma empresa integre-se verticalmente em direção a outras atividades. Tal integração fica sujeita, entretanto, à aprovação dos reguladores das atividades envolvidas no processo.
- O fato de que as empresas de E&P de hidrocarbonetos têm direito legal de construir e operar dutos para o transporte, de sua produção própria e para a produção de terceiros, permitiu que a Petrobras, em associação com outras empresas, pudesse integrar várias das etapas relacionadas à exportação de gás natural para o Brasil, mais especificamente, as atividades de E&P e transporte por meio de dutos (a Petrobras também participa na atividade de refino para a produção de derivados de petróleo dirigida ao mercado doméstico).
- Para atingir os objetivos de promover a concorrência e a eficiência na prestação dos serviços, o Governo estabeleceu diversas medidas destinadas a garantir a transparência e o desenvolvimento da concorrência na prestação dos serviços, para proporcionar igualdade de oportunidades a todos os atores do mercado. Dentre as principais medidas e princípios adotados, cabe destacar: (i) limitações à integração vertical e horizontal dos negócios; (ii) proibição de acordos ou de outros fatores que limitem a concorrência; (iii) proibição de fusões; e (iv) livre acesso.

- **Proibição de Integração das Atividades**³

A Lei de Hidrocarbonetos prevê limitações à integração vertical e horizontal dos negócios da cadeia, embora inclua amplas exceções ao seu regime. Sendo assim, fica estabelecido que os transportadores não podem, sob pena de perda da concessão:

- i) ser concessionários ou participar em concessões para a distribuição de gás natural por redes;
- ii) ser compradores ou vendedores de gás natural; e
- iii) ser concessionários ou participar na atividade de geração de eletricidade.

A SH pode fazer exceções em relação aos limites da integração, por ato fundamentado, quando se tratar de:

- i) Projetos e operações isolados;
- ii) Projetos que não possam ser financiados ou que não sejam rentáveis sem integração vertical; ou

³Artigo 40 da Lei de Hidrocarbonetos.

- iii) Projetos importantes para o desenvolvimento de novos mercados domésticos de distribuição, cuja eficiência esteja fundamentada em uma integração vertical das suas atividades.

3.10 Especificações e Qualidade

As especificações de qualidade do gás natural na Bolívia estão apresentadas, no Quadro 3.10.1, que se segue.

Quadro 3.10.1 – Especificações de Qualidade do Gás Natural - Bolívia – YPFB

(Condições de referência: 20°C e 1,013Bar).

Conteúdos máximos de:	Especificações Básicas	Método de Controle
Vapor de água (H ₂ O)	95mg/m ³	ASTM D 1142
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1,5% volume	ASTM D 1945
Nitrogênio (N ₂)	2% volume	ASTM D 1945
Total de Inertes	3,5% volume	ASTM D 1945
Oxigênio (O ₂)	0,2% volume	ASTM D 1945
Sulfídrico (H ₂ S)	5 mg/m ³	ASTM D 2385
Compostos de Enxofre	50mg/m ³	ASTM D 1072
Hidrocarbonetos Condensáveis (HC)	0°C a 45kgf/cm ² M	ASTM D 1142
Poder calorífico superior (PCs)	Mín. 9200Kcal/m ³	ASTM D 3588
Densidade relativa do ar (G)	Mín. 0,59 – Máx. 0,69	ASTM D 3588
Outras considerações	Isento de água livre, pó, ceras, gomas, hidrocarbonetos aromáticos, glicoses, metanol e qualquer outra impureza indesejável	-

Considerações sobre o Caso Boliviano

A reforma na economia boliviana, mais especificamente no setor de hidrocarbonetos, objetivou o aumento da eficiência das empresas e a introdução da concorrência em atividades historicamente prestadas por empresas estatais. Somam-se a esses elementos o esgotamento da capacidade de financiamento, por parte do governo, para a investimentos necessários ao atendimento da crescente demanda interna de combustíveis fósseis.

A entrada de agentes privados, seja pelo processo de privatização, pelo de capitalização e até mesmo pela pura e simples abertura para a inserção de novos agentes, proporcionou um incremento significativo nos investimentos, em especial nas atividades de E&P. Tais investimentos foram de fundamental importância para o significativo aumento de reservas de gás natural apresentado pelo país.

Além da transferência ou capitalização de ativos estatais e da entrada de novos operadores no setor de hidrocarbonetos, o processo reformas também caracterizou-se pela formulação, implementação e continuidade da regulação setorial. Foi, portanto, criado o órgão regulador e foram estabelecidas as bases para o funcionamento dos mercados de hidrocarbonetos, por meio da publicação da *Ley de Hidrocarburos*. A continuidade do processo de regulamentação se dá por meio da publicação de regulamentos técnicos, cuja responsabilidade é da *Superintendencia de Hidrocarburos*, que faz parte do SIRESE.

Alguns aspectos importantes deste novo marco regulatório foram as mudanças na organização industrial, a exigência de contratos de risco compartilhado com o setor

privado como única modalidade de produção, as inovações nas normas sobre geração da renda petrolífera, a regulação tarifária no transporte por dutos e no *downstream* de maneira geral, a regulação da concorrência, a qualidade dos produtos e serviços, a proteção do meio-ambiente, o desenho do marco institucional requerido para a administração e inovação da regulação setorial, entre outros.

4 – CHILE

4.1 Estrutura Institucional

A indústria gasífera chilena, cujo marco regulatório fundamenta-se no Decreto nº 323/1931 (*Ley de Servicios de Gas*), modificado pela Lei nº 18.856/1989 e complementado pelos Decretos Supremos nºs 254/1995 e 263/1995, apresenta a seguinte estrutura institucional:

- **Ministério de Economia, Fomento e Reconstrução:** por meio de sua Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC), este órgão é responsável pela fiscalização do cumprimento das normas técnicas atinentes à geração, produção, armazenamento, transporte e distribuição de combustíveis líquidos, gás natural e eletricidade, no sentido de garantir-se e zelar-se pelos serviços prestados, no que se refere à segurança, qualidade e preço. Ademais, compete ao mesmo incentivar o desenvolvimento tecnológico, aperfeiçoar o aparato regulatório, de modo a assegurar-se a livre concorrência e a proteção dos direitos dos cidadãos, bem como defender o crescimento sustentável e integrado em todas as regiões do país;
- **Comissão Nacional de Energia (CNE):** órgão público e descentralizado, cujo presidente é o Ministro de Economia, Fomento e Reconstrução e o Conselho Diretor compõe-se de titulares de diversos Ministérios. Apresenta como incumbências a elaboração e coordenação de planos, políticas e normas necessários para o funcionamento e desenvolvimento do setor energético, incluindo-se a indústria de gás natural;
- **Comissões Fiscal, Resolutiva e Preventiva da Livre Concorrência:** organismos estatais descentralizados e independentes, os quais atuam na prevenção, investigação e repressão de infrações contra a livre concorrência e/ou abusos de poder econômico dos agentes monopolistas.

4.2 Exploração e Produção

- As reservas chilenas de gás natural concentram-se no Sul do país, na Região do *Estreito de Magallanes*, em três zonas denominadas, respectivamente, *Continente*, *Isla Tierra del Fuego* e *Costa Afuera*.
- Desde 1950, foram descobertas cerca de 23 bacias no *Estreito de Magallanes*. Doze delas apresentam reservas provadas de gás de, pelo menos, 1.600 milhão de m³ cada.
- As reservas chilenas de gás natural distam consideravelmente dos centros consumidores situados no Centro e no Norte do país, tornando-se vantajoso, em grande parte dos casos, importar o energético da Argentina.
- Mais da metade do gás produzido no Chile é reinjetada, ao passo que o restante é utilizado no processo de produção de metanol, na Região XII do país (Planta Methanex).

- Consoante a Legislação vigente, as bacias de gás pertencem ao Estado chileno, sendo a este facultado explorá-las por meio da *Empresa Nacional del Petróleo* (ENAP), de concessões administrativas ou mediante *Contratos Especiales de Operación Petrolera* (CEOP), os quais são os mais utilizados hoje.
- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas: 93 bilhões de m³
- Produção: 3,0 milhões de m³/dia
- Consumo: 14,9 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas: 150 milhões de barris
- Produção: 13 mil barris/dia
- Consumo: 222 mil barris/dia

4.3 Transporte de Gás Natural

- A atividade de transporte é considerada um Serviço Público, sendo necessária para a sua prestação a obtenção de concessão outorgada pelo Presidente da República. No intuito de auferir tal concessão, os interessados devem apresentar uma série de documentos legais, técnicos e econômicos sobre seus respectivos projetos.
- As concessões para a prestação do serviço de transporte podem ser definitivas ou provisórias.
- As concessões definitivas são outorgadas por prazo indeterminado e autorizam o concessionário a prestar o serviço entre um ponto de origem e um ponto de destino, bem como a construir, manter e operar as instalações de transporte correspondentes.
- As concessões provisórias facultam ao concessionário o direito de obter, junto ao juiz competente, a permissão para realizar, em terrenos públicos ou particulares, as medições e estudos necessários para a elaboração de projetos definitivos relacionados à construção de instalações de transporte.
- As concessões provisórias não constituem um pré-requisito para a obtenção das concessões definitivas.
- A outorga de concessão para a prestação do serviço de transporte não implica o direito de exclusividade àqueles que a receberem.
- Quanto ao acesso às instalações de transporte, o Decreto nº 323/1931 estabelece o acesso aberto negociado, havendo, portanto, a possibilidade de todos os agentes interessados contratarem junto às transportadoras seus serviços de transporte, em igualdade de condições econômicas, comerciais, técnicas e de informações em relação à capacidade disponível.

- O Concurso Aberto é o mecanismo empregado na oferta e alocação de capacidade de transporte para o serviço firme. Atualmente, não há regulamentação concernente a tal procedimento, mas há um acordo tácito entre os agentes atuantes no setor gasífero chileno para que o mesmo seja utilizado.
- No que se refere à capacidade de transporte existente, somente vai à licitação a capacidade disponível não contratada.
- Aos transportadores é permitida a venda de capacidade interruptível.
- O carregador que disponha de capacidade ociosa pode revendê-la sem submeter-se a qualquer regulamentação.
- A abertura da indústria chilena de gás natural à iniciativa privada viabilizou uma aparente competição na implantação da infra-estrutura (construção, operação e exploração dos gasodutos de transporte). O setor privado detém quase 100% do segmento de transporte de gás.
- As tarifas de transporte são determinadas livremente, constando dos contratos para a prestação dos serviços de transporte ratificados pelas partes interessadas.
- Há, hoje, sete gasodutos de interconexão entre Argentina e Chile, os quais constituem, aproximadamente, 3.500 km de rede, totalizando investimentos de US\$ 1,665 bilhão.
- No âmbito doméstico, foram construídos gasodutos de transporte, que perfizeram um investimento de US\$ 128 milhões.
- Os Quadros 4.3.1, 4.3.2 e 4.3.3, a seguir, apresentam a infra-estrutura de transporte existente, hoje, no Chile.

Quadro 4.3.1 – Infra-estrutura de Transporte da Região Norte do Chile

Gasodutos Região Norte					
Gasoduto	Início Atividades	Origem/Destino	Diâmetro (pol)	Capacidade (MMm³/d)	Longitude (km)
Gasatacama (internacional)	Julho 1999	Cornejo (Salta, Argentina)/ Paso de Jama (fronteira)	20	8,5	530
		Paso de Jama (fronteira) / Mejillones	20	8,5	411
Norandino (internacional)	Novembro 1999	Pichanal (Salta, Argentina) / Paso de Jama (fronteira)	20	7,1	450
		Paso de Jama (fronteira) / Crucero	20	7,1	260
		Crucero / Tocopilla	12	1,6	79
		Crucero / Quebrada Ordóñez	16	5,5	252
		Quebrada Ordóñez / Mejillones	16	3,9	35
		Quebrada Ordóñez / Coloso	16	1,6	104
Taltal (nacional)	Dezembro 1999	Mejillones / La Negra	16	2,4	89
		La Negra / Paposos (Taltal)	12 3/4	1,8	135

Fonte: CNE, 2003

Quadro 4.3.2 – Infra-estrutura de Transporte das Regiões Centro/Sul do Chile

Gasodutos Regiões Centro / Sul					
Gasoduto	Início Atividades	Origem/Destino	Diâmetro (pol)	Capacidade (MMm³/d)	Longitude (km)
GasAndes (internacional)	Agosto 1997	La Mora (Mendoza, Argentina) / Paso Maipo (fronteira)	24	9	313
		Paso Maipo (fronteira) / San Bernardo (City Gate II)	24	9	150
		Válvula 17 / City Gate I	12	9	4
Electrogas (nacional)	Fevereiro 1998	San Bernardo / Maipú	30	4,1	12
		Maipú / Quillota	24	4,1	111
		Km 121 linha principal / Est. Colmo	16	1,2	15
Gas Pacífico (internacional)	Novembro 1999	Loma La Lata (Cullen, Argentina)/ P.Butamallín (fronteira)	24	9,7	276
		Paso Butamallín (fronteira) / Recinto	24	9,7	76
		Recinto / Las Mercedes	20	9,7	168
		Las Mercedes / Gasco y Petrox	20	6,7	17
		La Leonera / Coronel	12	2,1	28
		Paso Hondo / Nacimiento	10	1	73
Rede SGN Transporte (nacional)	Novembro 1999	Penco / Lirquén	6-4	Não aplicável à rede	
		Las Mercedes / Concepción	6		38
		Lateral Talcahuano	10-4		
		Lateral Coronel	10		

Fonte: CNE, 2003

Quadro 4.3.3 – Infra-estrutura de Transporte da Região de Magallanes

Gasodutos Região de Magallanes					
Gasoduto	Início Atividades	Origem/Destino	Diâmetro (pol)	Capacidade (MMm³/d)	Longitude (km)
Sara - Cullen (nacional)	1961	Planta Sara (Sector Cerro Sombrero) / Planta Cullen (Tierra del Fuego)	10,75	0,7	45
DAU nº1 - Posesión (nacional)	1962	DAU nº1 - Planta Posesión	12	3,8	4
DAU nº2 - Posesión (nacional)	1962	DAU nº2 - Planta Posesión	12,75	5	6
Dungeness - DAU nº2 (nacional)	1964-1970	Dungeness - DAU nº2	10 - 6	4	42
Posesión - Daniel (nacional)	1970	Planta Posesión / Sector Daniel	10 3/4 - 8 5/8	1,5	18
Tres Lagos - Cullen (nacional)	1976	Tres Lagos (Tierra del Fuego) / Planta Cullen (Tierra del Fuego)	8,625	27,5	18
BRC - Cullen (nacional)	1976	Bateria de Recepción Catalina / Planta Cullen	8 5/8 - 6 5/8	0,3	42
Daniel - DAU nº1 (nacional)	1982	Sector Daniel / DAU nº1 (Sector Planta Posesión)	8	1	20
Posesión - Cabo Negro (nacional)	1987	Planta Posesión / Planta Cabo Negro	18	6,3	180
Marazzi - Cullen (nacional)	1988	Sector Marazzi / Planta Cullen	10 3/4 - 5 1/2	0,04	78
Calafate - Punta Daniel (nacional)	1992	Sector Calafate / Sector BRC / DA nº1 / Playa Posesión (Sector BRP)	10,75	2,8	54
Bandurria (internacional)	1996	San Sebastián (Tierra del Fuego, Argentina) / Paso Bandurria (fronteira)	14	2	48
		Paso Bandurria/(fronteira)/Planta Cullen (Tierra del Fuego)	14	2	35
Cullen - Calafate (nacional)	1996	Planta Cullen / Sector Calafate	12 3/4 - 6 5/8	3,2	25
Punta Daniel - Daniel Central (nacional)	1996-1997	Punta Daniel / Sector Daniel Central	12	2,8	5
Dungeness - DAU Nº2(complemento) (internacional)	1999	Dungeness (fronteira chileno-argentina) / Daniel Este	8	2,8	13
		Daniel / DAU nº2 (Planta Posesión)	10	2,8	20
Condor-Posesión (internacional)	1999	El Condor / Fronteira chileno-argentina	12	2	8
		Fronteira chileno-argentina / Planta Posesión	12	2	1
Kimiri Aike - Cabo Negro (ampliação Posesión - Cabo Negro)	1999	Kimiri Aike / Planta Cabo Negro	20	2,9	180

Fonte: CNE, 2003

4.4 Transferência

- O Decreto nº 323/1931 define como instalação de gás o conjunto de instrumentos, máquinas, equipamentos, redes, acessórios e obras complementares destinadas ao transporte e distribuição de gás, incluindo-se as **instalações interiores de gás**.
- As **instalações interiores de gás** são, de acordo com o referido Decreto, aquelas construídas dentro de uma propriedade particular, para o uso exclusivo de seu detentor, voltadas tanto para o interior como para o exterior da referida propriedade.

4.5 Incentivos à Ampliação da Infra-estrutura de Movimentação de Gás Natural

- O Governo chileno, por meio do estabelecimento de regras de incentivo, transferiu a responsabilidade de desenvolvimento da infra-estrutura de escoamento à iniciativa privada, que a desenvolveu consideravelmente entre os anos de 1996 e 1999.
- Atualmente, encontra-se em execução projeto concernente à ampliação do *Gasoducto Gas Andes* até a Região VI (*Rancagua*), de modo a suprirem-se as usinas térmicas de *Caletones*, uma termelétrica de ciclo combinado e, eventualmente, consumidores industriais, comerciais e residenciais situados em *Rancagua*.

4.6 Importação e Exportação

- Mais de 70% do gás consumido no Chile é proveniente da Argentina, não havendo exportação do energético.
- A viabilização da importação do energético deu-se por meio de Protocolos de Integração firmados entre Chile e Argentina – os quais objetivavam criar um marco jurídico e institucional comum a ambos os países que facilitasse e garantisse os investimentos e as transações de gás entre eles – e dos consideráveis investimentos em infra-estrutura de escoamento levados a cabo pela iniciativa privada.
- Os referidos Protocolos de Integração visam a incentivar o livre comércio e transporte de gás natural entre Chile e Argentina, incumbindo os dois países de eliminarem eventuais restrições legais, regulamentares e administrativas para tal; determinando que as condições comerciais (incluindo o transporte) sejam decididas livremente entre compradores e vendedores do energético; estabelecendo o livre acesso à capacidade de transporte; e eliminando o limite de 5 milhões de m³/dia de gás a ser exportado pela Argentina, a partir da Bacia Neuquina, ao Chile.

4.7 Comercialização

- Não há qualquer proibição ao *by pass* comercial ou físico, ampliando-se, assim, as alternativas de fornecimento aos consumidores finais de gás natural do país.

4.8 Preços e Tarifas

- No Chile, o preço do gás natural é liberado, podendo ser livremente negociado entre fornecedores e compradores.
- Destaca-se que a competitividade do gás natural, em termos de preço, frente aos seus concorrentes, foi um fator-chave para a sua penetração na matriz energética chilena.
- Tanto as tarifas de transporte como as de distribuição são estabelecidas livremente, sendo fixadas em contrato pelas partes interessadas.
- Reajustes tarifários e procedimentos atinentes à resolução de conflitos também são determinados contratualmente.
- No que tange particularmente às tarifas de distribuição, salienta-se que as mesmas podem ser limitadas, pelo Ministério da Economia, Fomento e Reconstrução chileno, em casos especiais, nos quais identifiquem-se prejuízos à competição.
- O estabelecimento de tais tarifas máximas baseia-se na atuação das Comissões Fiscal, Resolutiva e Preventiva da Livre Concorrência e ocorre nos casos em que a distribuidora aufera, de fato, receitas monopolistas, assim definidas nos termos da Lei.
- Em circunstâncias normais, as distribuidoras devem aplicar tarifas iguais aos usuários inseridos na mesma faixa e classe de consumo, de modo a evitar-se o tratamento discriminatório dos mesmos;
- O Decreto nº 323/1931 determina que caso as distribuidoras alterem as tarifas cobradas aos consumidores, deverão publicá-las em jornais de grande circulação e avisá-los previamente por meio do boleto de cobrança.

4.9 Distribuição

- A distribuição de gás natural, definida como um Serviço Público, pode ser levada a efeito mediante concessão outorgada pelo Presidente da República.
- Como no caso da atividade de transporte, tais concessões para a prestação da atividade de distribuição de gás podem ser definitivas ou provisórias e não implicam exclusividade para aqueles que as adquiram.
- Há a possibilidade de outorga de novas concessões, definitivas ou provisórias, para a prestação do serviço de distribuição em áreas objeto de concessões assentidas previamente.

- O detentor da primeira concessão possui a prioridade no desenvolvimento de uma nova área de serviço (zonas dentro de uma área de concessão, nas quais a atividade de distribuição é efetivamente levada a efeito).
- Frente à possibilidade de outorga de diversas concessões para uma mesma área, seria admissível, em teoria, a implementação de mais de uma rede de distribuição na mesma. Contudo, tal situação é economicamente inviável, posto que a atividade de distribuição (assim como a de transporte) é considerada um monopólio natural. Logo, a duplicação da infra-estrutura de escoamento não possui lógica, adotando-se a idéia de compartilhamento de redes.
- Até o presente momento, há um vazio legal no que diz respeito ao compartilhamento das redes de distribuição entre companhias que operem na mesma área.
- A remuneração pela utilização da rede de um terceiro é fixada a critério das partes envolvidas na operação.
- Em relação ao acesso às instalações de distribuição, o Decreto nº 323/1931 determina o livre acesso não discriminatório às mesmas.
- Quanto ao grau de abertura do mercado, destaca-se que são permitidos o *by pass* comercial e o físico a qualquer consumidor, independente do volume de gás adquirido.
- A iniciativa privada é proprietária de quase 100% das distribuidoras do país.
- Os investimentos realizados pelas distribuidoras, entre os anos de 1997 e 2002, totalizaram cerca de US\$ 800 milhões.
- O quadro, a seguir, elenca as distribuidoras chilenas e suas respectivas áreas de concessão:

Quadro 4.9.1 – Companhias Distribuidoras de Gás Atuantes no Chile

Distribuidora	Região	Área de Concessão	Estado da Concessão	Estado da Distribuição
ENERGAS	V	Viña del Mar, Valparaíso, Con Cón, Quilpué, Villa Alemana, Limache, Quillota, La Calera, La Cruz, Casablanca, Llay Llay	Vigente	Operando
GASVALPO	V	Viña del Mar, Valparaíso, Con Cón, Villa Alemana, Quilpué, Limache, Casablanca, Quintero, la Calera, La Cruz, Quillota	Vigente	Operando
METROGAS	R.M. ^(*)	Cerrillos, Cerro Navía, Colina, Conchalí, Estación Central, Huechuraba, Independencia, La Florida, La Granja, La Reina, Lampa, Las Condes, Lo Barnechea, Lo Espejo, Lo Prado, Macul, Maipú, Ñuñoa, Padre Hurtado, Pedro Aguirre Cerda, Peñaflor, Peñalolén, Providencia, Pudahuel, Puente Alto, Quilicura, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Bernardo, San Joaquín, San Miguel, Santiago, Talagante, Vitacura	Vigente	Operando

GAS SUR	VIII	Concepción, Talcahuano.	Vigente	Operando
GASCO (Magallanes)	XII	Natales, Punta Arenas, Porvenir	Vigente	Operando
PROGAS	II	Calama, Antofagasta	Em estudo	Não construído
GASSANTOF AGASTA	II	Antofagasta	Vigente	Parcialmente construída, não operando
ENAGAS	VI	Rancagua	Em estudo	Não construída
ENAGAS	VIII	San Pedro	Em estudo	Não construída
GAS SUR	VIII	Los Angeles	Em estudo	Não construída
ECOGAS	IX	Temuco	Vigente	Não construída
ENAGAS	IX	Temuco	Vigente	Não construída

Fonte: CNE, 2003

(*) R.M. = Região Metropolitana

4.10 Integração Vertical/Horizontal

- No Chile, a regulamentação vigente não prevê restrições à integração vertical entre os segmentos da cadeia de valor do gás natural.
- Algumas distribuidoras de gás detêm participações acionárias consideráveis em empresas transportadoras do país.
- A integração horizontal também não é objeto da Legislação chilena concernente à indústria gasífera local.
- Há uma notável integração entre os negócios de gás natural e eletricidade. Muitos grupos elétricos detêm participações acionárias em gasodutos de transporte e em redes de distribuição de gás.
- Ademais, algumas companhias distribuidoras de GLP são acionistas de empresas distribuidoras de gás natural, comprometendo-se, assim, a competitividade deste último frente aos combustíveis substitutos.
- A situação acima evidenciada reflete-se negativamente sobre os consumidores finais de gás natural, posto que os preços do energético são definidos consoante os interesses comerciais de agentes que negociam, também, combustíveis concorrentes.
- Os Quadros 4.10.1 e 4.10.2 elencam, respectivamente, as transportadoras e distribuidoras chilenas de gás natural, as quais possuem como acionistas companhias distribuidoras do setor elétrico e de GLP.

Quadro 4.10.1 – Transportadoras de Gás Natural com Participação Acionária de Companhias do Setor Elétrico e Distribuidoras de GLP

<i>Transportadores</i>	<i>Composição Acionária</i>	<i>%</i>
Gas Andes	TotalFinaElf	56,5
	Cía. General de Combustibles	17,5
	Metrogas	13,0
	Gener	13,0
Pacífico	TransCanada	30,0
	El Paso	21,8
	Gasco	20,0
	ENAP	18,2
	YPF	10,0
Electrogas	Endesa Chile	42,5
	Colbún	42,5
	ENAP	15,0
Atacama	Endesa Chile	50,0
	CMS	50,0
Taltal	Endesa Chile	50,0
	CMS	50,0

Fonte: Consultoria Strat/RG, 2003

Obs: **Companhias do setor elétrico** / **Companhias distribuidoras de GLP**

Quadro 4.10.2 – Distribuidoras de Gás Natural com Participação Acionária de Companhias do Setor Elétrico e Distribuidoras de GLP

<i>Distribuidoras</i>	<i>Composição Acionária</i>	<i>%</i>
Metrogas	Gasco	51,8
	Copec / Abastible	39,8
	Trigas	8,4
Energas	Chilquinta Energía	99,9
	Compañía Eléctrica del Litoral	0,1
Gas Sur	Gasco	70,0
	Sask Energy International	30,0
Innergy	TransCanada	30,0
	Gasco	30,0
	ENAP	25,0
	Enagas	15,0
Gasco Magallanes	Gasco	100,0
Gas Antofagasta	ENAP	33,0
	Lipigas	nd
	Tractebel	nd
Distrinor	Tractebel	nd
	Electroandina	nd

Fonte: Consultoria Strat/RG, 2003

Obs: **Companhias do setor elétrico** / **Companhias distribuidoras de GLP**

4.11 Especificações e Qualidade

- O Decreto Supremo nº 132/1979 determina que a classificação, características e especificações do gás de origem nacional ou importado deverão submeter-se às normas oficiais atualmente vigentes, aprovadas previamente pelo Ministério de Economia, Fomento e Reconstrução.
- Faculta-se ao Ministério de Economia, Fomento e Reconstrução e à Direção de Indústria e Comércio o controle do cumprimento das normas técnicas e de qualidade do gás natural, bem como dos equipamentos e instalações utilizados para seu armazenamento, transporte e distribuição.
- As unidades de medida usadas para fornecer as características do gás deverão consonar-se ao Sistema Internacional de Unidades (S.I.).

4.12 Integração com o Setor Elétrico

- Há uma forte complementaridade entre os setores chilenos de gás natural e eletricidade.
- A reforma do setor elétrico chileno, a qual viabilizou a entrada em operação de centrais térmicas a gás, possibilitou a concorrência entre este energético e a fonte de geração de energia dominante no país, a hidroeletricidade, em igualdade de condições. Prova disso é que praticamente 94% da expansão do sistema de geração, no período 1997-2002, foi realizada por meio da utilização do gás natural.
- Assim, a partir de 1997, o crescimento do parque gerador térmico permitiu diversificar, parcialmente, o perfil do setor elétrico, não obstante a capacidade de geração hidroelétrica, que no ano de 2002 chegou a 39%, mantenha-se importante.
- Em decorrência do significativo aumento de plantas térmicas a gás, no período 1997-2002, observou-se a diversificação da matriz de geração elétrica por fontes de energia. A participação do gás passou de 2%, em 1994, para 35%, em 2002, enquanto a hidroeletricidade reduziu sua representação de 59% para 39%, no mesmo intervalo de tempo.
- Nota-se, por conseguinte, que o setor elétrico chileno apresentou grande importância no desenvolvimento da indústria gasífera daquele país.

Considerações sobre o Caso Chileno

O processo de reforma da indústria gasífera chilena, implementado efetivamente na década de noventa, caracterizou-se por uma série de fatores, dentre os quais destacam-se (i) a busca pela diversificação da matriz energética e pela preservação do meio ambiente; (ii) a participação do setor privado no desenvolvimento da infra-estrutura; (iii) a complementaridade entre os setores de gás natural e eletricidade; bem como (iv) as expressivas relações de compra e venda de gás natural entre Argentina e Chile, calcadas nos Protocolos de Integração Gasífera celebrados entre os dois países.

Faz-se mister sublinhar que tal processo logrou êxitos incontestáveis, os quais são corroborados tanto pelo elevado nível de investimentos privados no setor gasífero do Chile, como pela participação do gás em sua matriz energética primária, que atingiu, no ano de 2002, 26%. Outrossim, sua representatividade na matriz de geração elétrica passou de 2%, em 1994, para 35%, em 2002, enquanto que, neste mesmo período, as demais fontes de energia tiveram suas participações reduzidas.⁴

Não obstante, observam-se alguns problemas, os quais, acredita-se, podem comprometer o pleno desenvolvimento da indústria chilena de gás natural e, por conseguinte, merecem uma análise cuidadosa de sua autoridade reguladora.

No bojo de tais questões, destacam-se a integração vertical e horizontal, bem como a segurança do suprimento do gás natural, haja vista a dependência do Chile em relação a um único país fornecedor, qual seja, a Argentina.

No tocante ao primeiro aspecto, compete ressaltar que a regulamentação vigente não prevê qualquer limitação à verticalização dos distintos elos da cadeia de valor do gás. Assim sendo, nota-se um elevado nível de participações cruzadas, sobretudo nos segmentos de distribuição e transporte, dado que algumas distribuidoras detêm expressivas participações acionárias em empresas transportadoras do país.

Importa salientar, também, que a Legislação atual é lacunosa no que se refere à integração horizontal, permitindo, desta forma, que empresas comercializadoras de energia elétrica e distribuidoras de GLP sejam acionistas de companhias distribuidoras de gás.

No que concerne, particularmente, às relações entre distribuidoras de GLP e de gás natural, deve-se apontar para seus efeitos nocivos aos consumidores finais, uma vez que os preços dos energéticos são definidos consoante os interesses comerciais de agentes que negociam combustíveis concorrentes.

Neste contexto, resta clara a necessidade de estabelecerem-se restrições às participações cruzadas e coibir-se rigorosamente a prática de condutas anti-concorrenciais.

Por fim, faz-se importante abordar a questão da segurança do suprimento de gás face à dependência chilena em relação a um único país fornecedor. A crise de energia ocorrida recentemente na Argentina e as restrições às exportações de gás daí advindas denotam a necessidade de se refletir sobre tal dependência, posto que a mesma pode configurar-se, no curto prazo, como um sério problema para o setor energético do Chile frente à sua crescente demanda por gás natural, prevista para os próximos anos.

⁴ Nesse mesmo período, a participação da hidroeletricidade reduziu-se de 59% a 39%, ao passo que a do carvão passou de 29% a 20% e a do petróleo e derivados, de 9% a 5%.

5 – COLÔMBIA

5.1 Estrutura Institucional

- **Ministério de Minas e Energia (MME):** autoridade setorial máxima, responsável pela definição da política e a regulação técnica e econômica para o aproveitamento das reservas na etapa de produção.
- **Comissão de Regulação de Energia e Gás (CREG):** órgão regulador ligado ao MME, mas possui autonomia administrativa, técnica e patrimonial. Suas atribuições são: regular o exercício das atividades dos setores de energia e gás; promover a livre concorrência no mercado de energéticos; impedir o abuso de posição dominante; promover o uso eficiente do gás; estabelecer o regulamento de operação do sistema interligado de gás e energia; regular o mercado atacadista de gás e energia; definir tarifas de gás e energia aos consumidores finais.
- **Superintendência de Serviços Públicos Domiciliares (SSPD):** responsável pela fiscalização e o controle de todas as empresas que prestam serviços públicos domiciliares, avaliando a gestão financeira, técnica e administrativa das mesmas. A SSPD é um órgão técnico, ligado ao Ministério de Desenvolvimento Econômico, com autonomia administrativa e patrimonial.
- **Ecogás – Empresa Colombiana de Gás :** empresa estatal ligada ao MME, com atuação nas atividades de exploração, produção e transporte.

5.2 Exploração e Produção

- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 193 bilhões de m³
- Produção – 16,3 milhões de m³/dia
- Consumo – 16,3 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 1.842 milhões de barris
 - Produção – 590 mil de barris/dia
 - Consumo – 248 mil de barris/dia
- Existem seis bacias sedimentares de gás natural na Colômbia. As principais jazidas encontram-se nas bacias de Guajira e Llanos Orientais, respondendo por 90% das reservas provadas de gás.

- Há o predomínio do Estado, com abertura limitada na exploração e produção. A maior parte das reservas e a produção de gás natural se encontram em jazidas que são exploradas a partir de contratos de associação entre a Empresa Colombiana de Petróleo (Ecopetrol) e as companhias privadas, e apenas as jazidas mais antigas e menores são exploradas diretamente pela Ecopetrol.
- A concentração da oferta de gás, de acordo com os números observados no ano de 2002, ainda se apresenta acentuada, com a Ecopetrol respondendo por cerca de 61% do total da produção e os demais 39% são de responsabilidade de terceiros.
- A regulamentação da atividade foi iniciada em 1995, dada a existência de condições estruturais que impediam consolidar no médio prazo, um mercado competitivo para o gás, basicamente devido à posição dominante da Ecopetrol.
- A essa época, o Governo introduziu mudanças nas condições fiscais e contratuais para aumentar a competitividade e atrair investimentos privados para as atividades de E&P.
- Atualmente, o regime regulatório vigente para o fornecimento atacadista de gás natural se baseia em uma estratégia pró-concorrência, com um período regulado de transição de dez anos (1995-2005), no final do qual está prevista a liberalização dos preços praticados no setor.

5.3 Transporte de Gás Natural

- O Estado liderou o plano de construção do sistema de gasodutos da rede básica do interior do país, mediante uma ação coordenada entre a estatal Ecopetrol e o setor privado.
- Em 1994, através da Lei nº 142, estabeleceu-se a separação das atividades de comercialização e transporte de gás na Ecopetrol.
- Posteriormente, em 1997, mediante a Lei nº 401, foi criada a Ecogás – Empresa Colombiana de Gás, com caráter de empresa industrial e comercial do Estado, vinculada ao MME, com autonomia administrativa e financeira, sujeita à regulação, vigilância e controle da CREG e da SSPD. Para constituição do patrimônio inicial da Ecogás, esta mesma lei determinou a separação, no patrimônio da Ecopetrol para fins de transferência, dos ativos e direitos vinculados à atividade de transporte de gás natural e as respectivas obrigações de pagamento ao setor privado, que financiaram a infra-estrutura. Assim, a Lei, ao mesmo tempo em que definiu as regras para que a Ecopetrol cedesse ativos para a Ecogás, estabeleceu um plano de pagamento pelos gasodutos transferidos pela Ecopetrol através de contratos BOMT (*Build, Operate, Maintain and Transfer*), viabilizando a Ecogás.
- Os Contratos BOMT são uma modalidade de contratação por meio da qual a construção, operação e manutenção do gasoduto são atribuídas a uma empresa privada. O contratante, neste caso a Ecopetrol, paga os direitos pelo uso do bem construído e tem uma opção de compra (transferência). Também existe a modalidade BOT, que exclui a manutenção.

- A Ecogás iniciou seus trabalhos com estrutura operativa própria, a partir de 1º de janeiro de 1998, com a responsabilidade de operar e manter 1.100 Km de gasodutos da rede básica própria e 900 Km de gasodutos operados na modalidade de contratos de construção, operação, manutenção e transferência (BOMT).
- O país adota um **sistema misto** para a prestação do serviço de transporte, no qual o setor privado pode construir e operar dutos. O sistema de transporte de gás natural colombiano dividiu-se em três subsistemas: Costa Atlântica, Centro e Interior.
 - No subsistema da Costa Atlântica (executado nos anos 70), o transporte foi desenvolvido através de **contratos de concessão** onde o investidor privado assume os riscos de mercado e de regulação, já que sua receita depende do volume transportado e da tarifa definida pelo órgão regulador (tarifa postal). Seu operador é a Promigás S.A., de capital privado, com aproximadamente 2.000 km de gasodutos.
 - No subsistema do Centro, o transporte desenvolveu-se mediante a subscrição de **contratos** tipo **BOMT/BOT** ou de concessão entre a Ecopetrol e empresas privadas.
 - No subsistema do Interior, a participação privada se dá em três modalidades: **concessão, contratos BOMT e contratação direta.**
- Os riscos associados a cada um dos subsistemas citados são diferentes. No subsistema da Costa Atlântica, o risco de mercado é mínimo, considerando-se que existe um mercado desenvolvido de gás natural e um único transportador (Promigás), e o risco regulatório é limitado, uma vez que as tarifas são revisadas de forma quinquenal, garantindo uma rentabilidade razoável para o operador. Nos subsistemas do Centro e do Interior, o risco de mercado é maior, dado que o serviço foi introduzido recentemente, o que tem implicações sobre o dimensionamento do sistema e os períodos de recuperação do investimento. Com relação a este último, os encargos fixados pela CREG não restituem o total dos investimentos realizados – caso contrário, as tarifas não seriam competitivas frente a outros combustíveis substitutos -, de modo que a Ecogás deve financiar as diferenças entre a receita recebida e os compromissos assumidos com as empreiteiras BOMT.
- Existem **oito** empresas transportadoras em operação, com destaque para a Ecogás, que atua no interior e gerencia a maior rede de gasodutos e a Promigás, companhia totalmente privada, que atua na Costa Atlântica e é responsável pelo maior volume de gás transportado (58% do total em 2002).
- Os transportadores devem conceder o livre acesso a suas instalações a produtores, comercializadores, distribuidores e grandes consumidores;
- Para o transportador, é imperativo o princípio da isonomia, ou seja, não é possível discriminar clientes em condições de volume e localização iguais ou semelhantes;
- As tarifas de transporte são fixadas pelo Governo.

5.4 Incentivos à Ampliação da Infra-estrutura de Movimentação de Gás Natural

- No início dos anos 90, identificou-se que o desenvolvimento do incipiente mercado de gás natural dependia, principalmente, da expansão da infra-estrutura de transporte para a ligação dos campos de produção aos grandes centros de consumo no interior do país. Assim sendo, o Estado elaborou, em 1991, o Programa de Massificação de Gás Natural, com a finalidade de estender o serviço de gás por redes a todo o país, principalmente ao segmento residencial.
- Dentro do citado Programa, foram definidos os seguintes objetivos:
 - i) Promover o consumo maciço de gás natural e gás propano;
 - ii) Induzir a economia de energia em termos de custos e de quantidades;
 - iii) Garantir uma oferta de energéticos flexível, suficiente e diversificada;
 - iv) Otimizar o uso das reservas de gás natural, através da construção de uma rede de transporte ao longo de todo o país;
 - v) Estimular o investimento privado; e
 - vi) Introduzir parâmetros de eficiência na prestação dos serviços, alinhando preços e custos de produção.
- Para o cumprimento de tais objetivos foi traçada a seguinte estratégia:
 - i) Estimular a oferta com uma maior liberdade de preços;
 - ii) Avançar na contratação do sistema de transporte de gás através da Ecopetrol; e
 - iii) Criar uma empresa dedicada exclusivamente ao transporte.
- Em cumprimento ao Programa, o Estado elaborou o plano de construção do sistema de gasodutos, em uma ação conjunta entre a Ecopetrol e o setor privado. Tal infra-estrutura foi finalizada em 1997 e permitiu a interconexão entre os campos de produção de gás e os principais centros de consumo do país. Em um espaço de cinco anos (entre 1993 e 1997), foram construídos cerca de 2.600 km de gasodutos principais e secundários, com um investimento total de US\$ 921 milhões, dos quais US\$ 644 milhões foram investidos pelo setor privado e os restantes US\$ 277 milhões pela Ecopetrol.
- A modalidade de contrato e de financiamento adotada pela política pública (contratos BOMT) permitiu obter recursos privados para a construção da infra-estrutura de transporte, minimizando – pelo menos no curto prazo – o impacto fiscal de um eventual financiamento com recursos próprios da Ecopetrol.
- Pelo lado do consumo, há a incidência de uma taxa de “contribuição solidária” de 20% sobre o consumo dos usuários residenciais de maior poder aquisitivo e dos usuários comerciais e industriais, com exceção das plantas térmicas, da indústria petroquímica e do GNC veicular. Estes recursos integram um Fundo que se destina a subsidiar o consumo dos usuários de menor poder aquisitivo.

5.5 Importação e Exportação

- A mencionada Lei nº 142/94 estabelece, em seu artigo 23, que a CREG poderá proibir a exportação de gás natural sempre que houver demanda interna com a possibilidade física e econômica de ser atendida, e que só não estaria sendo satisfeita em função das tarifas reguladas.
- Com a finalidade de garantir uma oferta energética eficiente, foi emitida a Resolução CREG-017/2000, que, entre outras regras, dispõe que:
 - i) O preço do gás para exportação é livre, mas deverá ser respeitado o princípio de neutralidade estabelecido pela Lei;
 - ii) É permitido o livre acesso e a interconexão em todo o percurso do gasoduto ou rede de gasodutos utilizados para a exportação; e
 - iii) Os gasodutos construídos para exportar gás são remunerados, no ramal localizado em território nacional, pelas taxas estabelecidas pelo transportador sob o regime de liberdade regulada, estando sujeito à metodologia aplicável ao sistema de transporte em geral.
- Atualmente, a Colômbia não exporta nem importa gás natural.

5.6 Comercialização

- Busca-se maior flexibilidade no processo de comercialização, com vistas a promover a negociação entre produtores e grandes consumidores e, por consequência, maior concorrência na comercialização e venda de gás.
- É autorizada a negociação entre produtores e grandes consumidores, sem a obrigação de contratação dos serviços das distribuidoras.
- É garantido aos grandes consumidores o direito de comprar gás e transporte separadamente (*by pass*).
- São admitidas cláusulas *take or pay* e de venda *spot* nos contratos para fornecimento de gás.
- Nenhuma pessoa ou empresa poderá comercializar mais de 25% do volume total do mercado para usuários finais regulados e não regulados. Exclui-se deste total o gás comercializado para geração elétrica, para matéria-prima da indústria petroquímica e para consumo próprio do produtor.

5.7 Preços e Tarifas

- Transição para preços livres: definido um período de transição de dez anos (1995 – 2005), e desde que exista competição efetiva, homologada pelo ente regulador, ao final do qual se espera a liberalização dos preços.

- Durante o período de transição, coexistem distintas modalidades de fixação de preços, porém com variação vinculada aos preços de exportação de óleo combustível em Cartagena.
- As tarifas de distribuição são fixadas pelo Governo, com base no critério de localização, sendo, portanto, diferenciadas em função da distância.
- A Lei determina que as tarifas de transporte devem ser fixadas, atendendo, principalmente, aos critérios de 'eficiência econômica' e 'suficiência financeira'.
- As tarifas de distribuição são máximas, com vigência de cinco anos, e podem ser definidas com base em fórmulas tarifárias definidas pela CREG.

5.8 Distribuição

- No segmento de distribuição, observa-se o predomínio do regime privado com abertura total. Operam no país cerca de **20 empresas** que distribuem gás natural por redes a mais de 200 municípios. Deste total, seis empresas prestam 'serviço exclusivo' sob contratos de concessão (são áreas de 'serviço exclusivo', onde durante um determinado tempo o distribuidor é o único agente com acesso).
- Embora a Ecopetrol possua participações acionárias em algumas companhias distribuidoras, nos últimos anos, vem se desfazendo dessas participações em favor das empresas distribuidoras locais, ampliando desta forma, as possibilidades de entrada de novos atores privados no segmento.
- Os distribuidores permitirão o acesso às redes de gasodutos de sua propriedade a qualquer produtor, comercializador ou grande consumidor de gás mediante o pagamento das taxas correspondentes, salvo se atuarem em áreas de 'serviço exclusivo'.
- Para incentivar a concorrência, foram definidas algumas outras medidas. Como exemplos: i) a partir do ano de 2015 nenhuma empresa poderá abastecer mais de 30% dos usuários de gás natural do país, de forma que as companhias com participação superior a esse percentual não poderão expandir seus sistemas de distribuição; ii) adicionalmente, nenhuma distribuidora poderá ter uma participação maior do que 25% nas vendas de gás a usuários finais, excluída a demanda da petroquímica, centrais elétricas e consumos em jazidas.

5.9 Integração Vertical / Horizontal

- Há regras que proíbem explicitamente a integração, tanto vertical como horizontal, nos diversos segmentos do setor. Com relação à integração vertical, a CREG fixou regras que definem a participação acionária máxima permitida entre as diferentes empresas do setor. Particularmente, determinou a independência do transporte de gás natural em relação às atividades de produção, comercialização e distribuição, com a finalidade de garantir o acesso aberto ao sistema de transporte.
- Da mesma forma, proíbe-se o transportador de realizar diretamente atividades de produção, comercialização ou distribuição, de ter qualquer 'interesse econômico'

em empresas que realizem estas atividades, e ainda, de ter qualquer 'interesse econômico' em empresas de geração elétrica.⁵

- As empresas produtoras, por sua vez, poderão possuir ações de uma mesma empresa distribuidora obedecidos os seguintes limites: a participação individual por produtora não exceder a 20% do capital da entidade receptora; e, no total, as empresas produtoras não possuírem mais de 30% do capital da distribuidora (estas porcentagens são válidas também para a Ecopetrol).
- Quanto aos limites para a integração horizontal, resolução posterior, editada em 1998, estabeleceu o que segue:
 - iv) A partir de janeiro de 2015, nenhuma empresa de distribuição poderá atender, direta ou indiretamente, mais de 30% do número de usuários do mercado de distribuição;
 - v) A comercialização de gás natural a empresas de geração elétrica e como matéria prima à indústria petroquímica, não terá limites de participação no mercado;
 - vi) Nos demais segmentos, nenhuma pessoa ou empresa poderá comercializar mais de 25% do volume total do mercado para usuários finais, regulados e não regulados;
- Desde setembro de 2000, os produtores de gás natural não podem comercializar sua produção conjuntamente com outros sócios do contrato de prospecção e produção (contrato de associação), e também não poderão comercializar conjuntamente a produção de dois ou mais contratos de exploração e produção diferentes.

5.10 Prioridade de Uso

- Em caso de limitações no fornecimento ou no transporte de gás, aplica-se o disposto pelo Regulamento Único de Transporte (RUT) e demais normas emitidas pela CREG a esse respeito.
- De acordo com estas normas, em caso de restrições no fornecimento de gás, proceder-se-á como segue:
 - i) Quando se tratar de contrato de fornecimento subscrito com pelo menos 6 meses de antecedência, esta demanda receberá o mesmo tratamento aplicável à demanda doméstica; e
 - ii) Quando o contrato não atender a estas condições, ou estiver sendo coberto através do mercado secundário, não se suprirá a demanda internacional durante a restrição transitória.

⁵ Considera-se a existência de 'interesse econômico' quando uma empresa produtora, comercializadora ou distribuidora detém ações ou cotas de uma transportadora em participação superior a 25% do capital social. Da mesma forma, há 'interesse econômico' quando uma empresa transportadora detém ações ou cotas de uma empresa comercializadora, distribuidora e grande consumidora de gás natural, com participação superior a 25% do total do capital social.

- Em caso de restrições de transporte, proceder-se-á como segue:
 - i) Quando se tratar de um contrato de transporte firme subscrito com pelo menos 6 meses de antecedência, receberá o mesmo tratamento aplicável no mercado doméstico; e
 - ii) Quando o contrato não reunir as condições antes exibidas, ou seja, realizado através do mercado secundário, este gás não será transportado.
- Em resumo, com a finalidade de assegurar o abastecimento interno, a CREG poderá proibir as exportações de gás quando forem observadas as seguintes circunstâncias:
 - i) Reservas insuficientes (fator Reservas/Produção inferior a seis anos);
 - ii) Restrições transitórias de fornecimento ou de transporte; e
 - iii) Solicitações exequíveis de fornecimento de gás não atendidas.

5.11 Integração com o Setor Elétrico

- O consumo de gás pelas centrais térmicas ocupa o segundo lugar em importância (fora o primeiro nos anos de 1997 e 1998, devido a uma queda no despacho das centrais hidráulicas), em seguida ao consumo do setor industrial.
- Em 2002, a demanda de energia elétrica na Colômbia alcançou 45.242 GWh, com um crescimento de 4,1% em relação ao ano anterior, quando totalizou 43.463 GWh. Aproximadamente 75% da demanda é composta por clientes regulados e o restante é comercializado através do mercado livre. Mais de 40 agentes comercializadores operam no setor.
- Aproximadamente 67% da oferta de energia elétrica (9.036 MW) têm origem hidráulica e os 33% restantes (4.433 MW) origem térmica. A participação das centrais hidráulicas experimentou uma redução importante em relação à sua participação de 80% em 1992, quando a ocorrência da mais severa seca registrada – fenômeno conhecido como El Niño - levou a um racionamento de 14 meses que fragilizou o setor.
- A geração térmica se dá, principalmente, a partir do gás natural (3.313 MW, em 2002) e complementarmente do carvão (650 MW). O ‘fator de utilização’ das plantas é baixo, da ordem de 25% no caso das centrais a gás natural.
- Nos quadros a seguir, são apresentados os valores referentes à geração de energia elétrica (em GWh) e à disponibilidade média (em MW), de acordo com a origem, para os anos de 2001 e 2002.

Quadro 5.11.1 - Geração de Energia Elétrica - em GWh

Sistema Interligado Nacional

Item	2001	2002	Variac. %
Plantas despachadas centralmente	41.905,59	43.686,00	4,2
Hidráulica	31.412,00	33.747,38	7,4
Térmica	10.493,59	9.938,63	-5,3
Gás	8.461,36	7.955,71	-6,0
Carvão	2.032,24	1.982,92	-2,4
Plantas não despachadas centralmente	1.557,18	1.556,29	-0,1
Hidráulica	1.267,69	1.130,34	-10,8
Térmica	289,49	425,95	47,1
Total geração	43.462,77	45.242,29	4,1

C. Hidráulicas	32.679,68	34.877,72	6,7
CT Gás	8.461,36	7.955,71	-6,0
CT Carvão	2.321,73	2.408,87	3,8

Fonte: Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

Quadro 5.11.2 – Disponibilidade Média de Energia Elétrica - em MW

Disponibilidade Média (MW)	2001	2002
Plantas despachadas centralmente	11.313,67	11.702,05
Hidráulica	7.464,81	7.738,22
Térmica	3.848,86	3.963,83
Gás	3.208,65	3.313,94
Carvão	640,21	649,88
Plantas não despachadas centralmente	185,56	182,24
Hidráulica	151,37	129,06
Térmica	34,19	53,18
Disponibilidade média total SIN	11.499,23	11.884,28
Porcentagem com relação à capacidade líquida média	87,82	90,13
Fator de utilização		
Plantas despachadas centralmente	0,3722	0,3866
Hidráulica	0,4250	0,4529
Térmica	0,2716	0,2584
Plantas não despachadas centralmente	0,6600	0,6310
Hidráulica	0,7100	0,6016
Térmica	0,4914	0,7257
Fator de utilização total SIN	0,3769	0,3918

Fonte: Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

- A exemplo de outros países, é possível observar a alta volatilidade da demanda de gás pelas centrais termelétricas. No caso colombiano, a demanda do setor alcançou um pico histórico durante os anos de 1997-1998, como consequência da seca associada ao fenômeno El Niño. Nestes anos, a demanda termelétrica chegou a representar a metade do consumo total de gás do país. No entanto, já no ano seguinte, o consumo de gás sofreu um retração da ordem de 40%, resultado do menor despacho elétrico, em função da alta disponibilidade de recursos hídricos para geração e da recessão econômica.
- A alta volatilidade do fornecimento de gás para o mercado de termelétricidade, combinada aos contratos *take or pay*, expõe os geradores térmicos a um alto risco comercial e financeiro, uma vez que deverão arcar com os custos fixos

mesmo que não haja geração. Desta forma, existe demanda para que tal fornecimento seja realizado dentro de um sistema contratual adequado de compra e venda de gás e de prestação do serviço de transporte, bem como de um sistema regulatório eficiente.

Considerações sobre o Caso da Colômbia

Como resultado das reformas estruturais realizadas na década de 90, o setor de gás colombiano experimentou profundas mudanças. A transformação do setor teve início com a edição, em 1991, do “Programa para a Massificação do Consumo de Gás”, voltado a estimular o uso do gás no interior do país, como substituto de recursos energéticos de alto custo. Tal programa teve como componente principal a criação da infra estrutura de transporte necessária para levar o gás desde as jazidas até os principais centros de consumo.

Assim, considerando os esforços realizados pelos setores público e privado durante a referida década, a construção e ampliação da rede principal de transporte constituíram um dos aspectos mais relevantes da indústria do gás natural na Colômbia.

O outro aspecto de destaque foi a radical transformação experimentada pela indústria a partir da sanção da Lei nº 142, no ano de 1994 (Lei de Serviços Públicos Domiciliares), introduzindo novas regras para o setor. Tal marco regulatório visa incentivar a participação do setor privado, a livre concorrência e a prestação mais eficiente do serviço de escoamento de gás por redes. A indústria passa por um processo de desintegração vertical que incide sobre os diferentes segmentos da cadeia de valor: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização. Foi estabelecido o acesso aberto aos dutos e foram definidas regras específicas para cada segmento, de modo a limitar a integração vertical e horizontal de tais atividades. Outrossim, o Estado concentrou suas atenções no controle da qualidade e eficiência do serviço privado de escoamento de gás por redes.

6 – ESPANHA

6.1 Estrutura Institucional

A *Ley de Hidrocarburos*, publicada em 7 de outubro de 1998, aderiu aos princípios da Diretiva do Gás da União Européia, no sentido de instituir um mercado liberalizado, com maior concorrência e participação de agentes privados no desenvolvimento do setor de eletricidade, hidrocarbonetos líquidos e gasosos. Através da referida Lei, criou-se a Comissão Nacional de Energia – CNE, como autoridade reguladora do sistema energético, porém o Executivo continuou tendo um papel importante no planejamento de longo prazo. Assim, o quadro institucional, pós reforma, apresenta a seguinte estrutura:

- **Ministério da Economia:** o Ministério da Economia, autoridade máxima para o setor, é responsável pelo ordenamento geral, planejamento energético e da infra-estrutura de longo prazo, pelas autorizações das instalações e dos agentes do sistema, além de deter funções concernentes à estrutura tarifária (tarifas e pedágios);
- **Comissão Nacional de Energia (CNE):** entidade reguladora, adstrita ao Ministério da Economia, à qual são atribuídas amplas responsabilidades, atuando também como um órgão consultivo. As principais funções da CNE, segundo a Lei nº 34/1998 do setor de hidrocarbonetos, são:
 - i) Zelar pela livre concorrência;
 - ii) Resolver conflitos relativos ao acesso à rede de transporte ou à gestão dos sistemas;
 - iii) Assessorar o Ministério da Economia;
 - iv) Fiscalizar tecnicamente as instalações; e
 - v) Fiscalizar a atuação dos agentes regulados.

6.2 Exploração e Produção

- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 3 bilhões m³
- Produção – 1,5 milhões m³/dia
- Consumo – 58 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 158 milhões de barris
- Produção – 6 mil barris/dia
- Consumo – 1.515 mil de barris/dia

6.3 Transporte de Gás Natural

- Os transportadores são proprietários das instalações e exercem a atividade sob um regime de autorização *sine die*.
- O acesso à rede de infra-estrutura de transporte, armazenamento e regaseificação é aberto e regulado, seguindo normas que estabelecem cláusulas padrão nos contratos firmados.
- A ENAGAS, principal transportador, é também o Gestor do Sistema, figura introduzida em 2000, cuja responsabilidade, na rede básica e secundária, é manter o bom funcionamento técnico do sistema e a coordenação entre os agentes, de forma transparente e independente.
- O planejamento da infra-estrutura de gás e eletricidade – Plano Energético 2002-2011 – é realizado pelo Ministério de Economia (Direção Geral de Política Energética e Minas), com a colaboração da Agência Reguladora (CNE) e demais agentes, e submetido à aprovação na Câmara dos Deputados. O Plano é indicativo, porém estabelece investimentos em infra-estrutura de natureza obrigatória. Tais investimentos são incluídos no cálculo tarifário.

6.4 Importação e Exportação

- A Espanha produz menos de 3% do total de gás consumido internamente. O país é, portanto, um importante importador de gás natural tendo a Argélia o principal país fornecedor (alcançando uma participação superior a 80% no total das importações), seguido da Noruega.
- Parte do gás é importado por meio de gasodutos, porém, a importação via GNL representa mais que o dobro das importações via duto.
- O suprimento de gás natural na Espanha é altamente concentrado pelo grupo Gas Natural, principal acionista da ENAGAS, transportadora que retém e opera toda a infra-estrutura para a importação de gás.

6.5 Comercialização

- Com o objetivo de impor pressões competitivas no suprimento do gás natural, foram propostas duas diferentes regulamentações para a diversificação de agentes no suprimento do energético.
- A primeira compreende a obrigatoriedade de liberação de 25% da capacidade de transporte do gás, procedente da Argélia, para a comercialização direta com consumidores livres. A segunda, por sua vez, refere-se à restrição à participação de empresas no fornecimento de gás, determinando que cada grupo poderá, a partir de 2003, suprir até o limite de 70% do mercado de gás do país.
- Essas medidas tiveram o propósito principal de limitar o Grupo Gas Natural, em sua posição dominante no mercado gasífero, e favorecer a entrada de novos agentes na atividade de comercialização.

- Existem dois diferentes mercados para a comercialização do energético: o mercado regulado e o de preços livres. Na comercialização do gás ao consumidor final, o mercado de preços livres para o gás natural convive com o mercado regulado. Aos consumidores livres ou qualificados é permitida a compra ou importação de gás por meio de contratos firmados bilateralmente com os comercializadores (preços não regulados).
- Já os consumidores cativos ou tarifados têm a obrigatoriedade de compra da *commodity* das distribuidoras, com preços regulados, por terem aderido à assinatura de um contrato de fornecimento com uma distribuidora, sob tarifas estabelecidas (reguladas).
- O nível mínimo estabelecido para um consumidor se tornar livre seguiu um calendário até 01 de janeiro de 2003, quando o mercado foi totalmente aberto.

Quadro 6.5.1 – Calendário para Abertura do Mercado

Data	Nível de consumo Nm ³ /ano	Abertura do Mercado
01/01/1999	20	45 %
01/04/1999	10	60 %
01/01/2000	5	68 %
25/06/2000	3	73%
01/01/2002	1	79%
01/01/2003	Todos os consumidores	100%

Fonte: <http://www.cne.es>

6.6 Preços e Tarifas

- No caso espanhol, as modalidades tarifárias, tanto no mercado tarifado, como nos pedágios de utilização da infra-estrutura, no mercado livre, procuram refletir os principais determinantes de custo. Sua estrutura, com componentes fixos e variáveis, é disposta em uma planilha na qual a tarifa varia em proporção inversa ao nível de pressão (da mais alta para a mais baixa) e ao volume entregue, este último como reflexo das economias de escala indicado pelo desenho dos dutos.
- O esquema de determinação das tarifas, de natureza postal, é chamado de *cost plus*. Tal método é relativamente recente, sendo previstas revisões a cada quatro anos.
- Na comercialização do gás ao consumidor final, o mercado de preços livres para o energético convive com o mercado regulado. Aos consumidores livres ou qualificados é permitida a compra ou importação de gás por meio de contratos firmados bilateralmente com os comercializadores (preços não regulados), já os consumidores cativos ou tarifados têm a obrigatoriedade de compra da *commodity* das distribuidoras, com preços regulados.

6.7 Distribuição

- A distribuição é uma atividade regulada.

6.8 Integração Vertical/Horizontal

- A Lei de Hidrocarbonetos exigiu a constituição de empresas ou entidades jurídicas separadas entre comercialização – atividade aberta à concorrência – e as atividades reguladas – transporte e distribuição, bem como a obrigatoriedade de apresentar separação contábil entre as atividades reguladas.
- No entanto, a organização do setor no país, hoje, ainda é altamente concentrada: participam do segmento de transporte duas empresas, com o domínio da ENAGAS (95% da capacidade) e quatro distribuidoras, sendo a Gas Natural SDG responsável por cerca de 70% da atividade. A comercialização é menos concentrada que as demais atividades a jusante, porém, também, apresenta o predomínio da Gas Natural Comercializadora S. A., empresa com 100% do controle acionário da Gas Natural.
- Esse quadro levou ao estabelecimento de uma restrição regulatória adicional que determina o limite máximo de 35%, para qualquer pessoa física ou jurídica, na participação da transportadora ENAGAS.

6.9 Integração com o Setor Elétrico

- A reforma do setor elétrico, iniciada em 1997, e a do setor de gás foram homogêneas nos princípios básicos que guiaram as estruturações pretendidas destas indústrias. Isto ficou claro na exposição dos motivos da Lei de Hidrocarbonetos de 1998, onde foram vinculados os sistemas elétricos e de gás, ao se afirmar “(...) que em ambos os casos de brnecimento seriam exigidas conexões físicas entre produtores e consumidores”.
- No caso da reforma do setor elétrico, procurou-se, tal como na indústria do gás, (i) criar um mercado de eletricidade aberto e competitivo; (ii) introduzir mais opções para os grandes consumidores; e (iii) segmentar as atividades da indústria.
- Cabe ressaltar que, após a reforma, o setor termelétrico foi o que apresentou maior crescimento, com uma taxa anual de 21,1%, para o período 1998-2002, tornando-se responsável por 77% do consumo total de gás natural no país.
- Destaca-se, finalmente, o fato de que existe apenas um organismo regulador para tratar dos dois setores.

Considerações sobre o Caso da Espanha

Nos anos que se seguiram à reforma do setor de gás, na Espanha, consolidou-se um incremento da demanda do energético, englobando praticamente todos os segmentos, muito superior ao crescimento da demanda de energia e, claramente, ainda maior do que o da economia nos últimos anos.

Esse impulso na penetração do gás não foi só resultado das reformas estruturais, mas, também, do diferencial de preços sustentado, em relação aos demais combustíveis, fazendo com que o gás natural apresentasse, ao longo do período

1994-2002, preços sempre inferiores ao óleo combustível com baixo teor de enxofre e preços competitivos, face ao óleo com alto teor de enxofre.

Apesar da introdução de novos agentes e comercializadores, bem como das medidas implementadas, a presença da Gas Natural ainda é bastante expressiva. Em 2002, sua participação no mercado foi de 63,6%, o que significa que o mesmo é, ainda, muito concentrado.

Em relação à expansão da infra-estrutura, houve um consenso por parte das autoridades e dos agentes privados quanto ao fato de que o crescimento da economia e os objetivos de política de penetração do gás requereriam o acompanhamento adequado das redes de transporte e distribuição. Embora o Plano Energético, aprovado em setembro de 2002, tenha sido criado recentemente, diversos agentes concordam que a sinalização para a infra-estrutura facilita e dá alguma certeza ao processo de investimentos.

Quanto ao aspecto institucional, verifica-se que a CNE exerce uma série de funções limitadas em relação às que estão presentes em outros ambientes regulatórios, e de acordo com os princípios de independência de sua gestão.

Esta instituição tem exercido, de forma intensa, funções de jurisdição, de fiscalização e assessoria e consulta, mas outras, tão ou mais importantes, como as funções normativas e de fixação de tarifas, são exercidas pelo próprio Governo através do Ministério da Economia. A CNE possui, entretanto, um importante papel neste processo, uma vez que as decisões do Ministério da Economia são tomadas a partir de análises técnicas contidas nos Informes Oficiais, publicados pelo regulador e disponibilizados na internet, dando ênfase ao processo de transparência nas informações.

Considera-se, finalmente, que a instrumentação de políticas por órgãos independentes do setor político evita conflitos de interesse e proporciona maior certeza aos processos de investimento do setor privado.

7 – NORUEGA

7.1 Estrutura Institucional

Nos últimos 2 anos, a indústria gasífera da Noruega experimentou mudanças estruturais significativas, as quais buscaram potencializar o desenvolvimento das reservas do país e, particularmente, harmonizar sua regulamentação às normas adotadas pela União Européia.

O setor norueguês de gás natural, cujo marco regulatório baseia-se no *Norwegian Petroleum Act of 1996* (modificado pela Diretiva do Gás da União Européia), apresenta o seguinte quadro institucional:

- **Ministério de Petróleo e Energia:** responsável pela elaboração e coordenação de uma política energética integrada, a qual assegura, dentro de limites ambientais aceitáveis, a utilização eficiente dos recursos energéticos do país. Ademais, por meio do *Norwegian Petroleum Directorate*, institui as regras regulatórias necessárias para o desenvolvimento da indústria gasífera da Noruega e concede licenças para a realização das atividades de exploração, produção e transporte de gás natural.
- **Gassco:** empresa estatal responsável pela operação dos principais gasodutos e instalações de transporte de gás da Noruega, os quais, desde janeiro de 2003, foram organizados como um sistema de transporte unificado, sob a denominação de Gassled. Além desta incumbência, cabe à Gassco controlar o cumprimento das normas de acesso à infra-estrutura de transporte.
- **Petoro:** companhia estatal responsável pela gestão das áreas de produção de gás pertencentes ao Estado, bem como pelo monitoramento das vendas de petróleo e de gás efetuadas pela Statoil.

7.2 Exploração e Produção

- Na Noruega, as atividades de exploração e produção são realizadas tanto pelo Estado, por meio do *State's Direct Financial Interest (SDFI)*, como por companhias privadas.
- O SDFI, o qual concentra as participações diretas do Estado em diversas áreas de produção de petróleo e gás natural, foi administrado pela Statoil (maior empresa petrolífera do país, atuante nos segmentos de produção, transporte e comercialização de gás) até o ano de 2001, quando esta foi parcialmente privatizada.
- Neste contexto, o Parlamento norueguês considerou que a privatização parcial da Statoil inviabilizaria a permanência desta empresa como administradora do SDFI, uma vez que haveria conflitos de interesse. Exigiu-se, portanto, a instituição de uma empresa totalmente estatal para realizar tal atribuição. Assim sendo, criou-se a Petoro, à qual incumbe a tarefa de controle das vendas de petróleo e gás, de propriedade do Estado, efetuadas pela Statoil.

- Quanto ao regime de outorga das atividades de E&P, destaca-se que os agentes interessados em levá-las a efeito devem obter licença junto ao Ministério de Petróleo e Energia.
- Tal licença é concedida com base em critérios objetivos e não discriminatórios, avaliando-se, por exemplo, a capacidade técnica e financeira dos interessados. Ademais, os candidatos devem apresentar um Plano de Desenvolvimento e Operação a ser aprovado pelo Ministério de Petróleo e Energia.
- A outorga de licença para a realização das atividades de exploração e produção, em uma determinada área geográfica, implica o direito de exclusividade àqueles que a receberem;
- Em geral, a licença é concedida para um prazo inicial de 6 anos – que pode ser prorrogado por mais 4 anos –, no qual determinados compromissos referentes a pesquisas sísmicas e exploratórias devem ser cumpridos pelos agentes licenciados.
- Concluída esta fase inicial e cumpridas as metas estabelecidas, a licença é prorrogada por um período de 30 anos, o qual pode ser estendido por, no máximo, 20 anos.
- A eventual transferência da licença de um agente a outro depende da aprovação do Ministério de Petróleo e Energia.
- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas: 3.709 bilhões de m³
- Produção: 185,3 milhões de m³/dia
- Consumo: 31,0 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas: 10.265 milhões de barris
- Produção: 3.325 mil barris/dia
- Consumo: 187 mil barris/dia

7.3 Transporte de Gás Natural

- Em 2001, o Governo norueguês promoveu a desverticalização da indústria gasífera do país, separando as atividades de produção, transporte e comercialização do energético.
- Criou-se, assim, uma nova empresa estatal denominada Gassco, destinada à operação do sistema de transporte de gás natural, anteriormente realizada pela Statoil.
- A Gassco iniciou a operação dos principais gasodutos de transporte em janeiro de 2002. Adicionalmente, tal infra-estrutura foi organizada, em janeiro de 2003, em um sistema de transporte unificado, denominado Gassled.

- Na Noruega, adota-se o regime de licença para a transferência a terceiros do direito de construir, modificar e operar as instalações de transporte.
- Quanto ao acesso às instalações de transporte, para o sistema unificado, o regime de acesso é o aberto regulado, ao passo que, aos demais gasodutos, o mesmo é negociado.
- Os diversos agentes atuantes nos distintos segmentos do setor norueguês de gás (produtores, transportadores, distribuidores e comercializadores), assim como os consumidores livres (usinas térmicas e agentes que demandem volumes superiores a 25 milhões de m³/ano) possuem o direito de acesso às instalações de transporte, em condições não discriminatórias.
- A Gassco deve monitorar o cumprimento das normas de acesso e gerir a oferta da capacidade de transporte disponível, por meio de procedimentos públicos e periódicos.
- Nos casos em que a demanda exceda a capacidade de transporte disponível, o operador – e não o proprietário das instalações – responsabilizar-se-á pelo estabelecimento dos critérios de alocação da referida capacidade entre os agentes interessados.
- No processo de expansão da capacidade de transporte, possuem prioridade na alocação da mesma os agentes que tenham arcado com os custos necessários para tal ampliação.
- Ao Ministério de Petróleo e Energia é facultado o direito de realocar a capacidade, de forma fundamentada.

7.4 Importação e Exportação

- A Noruega exporta gás natural para a Alemanha, Áustria, Bélgica, Espanha, França, Holanda, Itália, Polónia, Reino Unido e República Checa.
- Não há importação do energético.

7.5 Comercialização

- Até a metade do ano de 2001, todos os Contratos de Compra e Venda de Gás Natural eram negociados pelo Comitê de Negociação de Gás (GFU).
- Contudo, em junho do supracitado ano, a Comissão Europeia fez objeções à modalidade de venda conjunta do gás por meio do GFU, por violar as regras de concorrência da União Europeia.
- Atualmente, portanto, os Contratos de Compra e Venda de Gás Natural são acordados entre o comprador e cada uma das empresas com participação nas áreas de produção, cabendo aos mesmos estabelecer as condições comerciais livremente, determinando preços, volumes e demais cláusulas contratuais.

- Quanto ao grau de abertura do mercado, destaca-se que são consumidores livres as usinas termelétricas e os agentes que demandem mais de 25 milhões de m³/ano.

7.6 Preços e Tarifas

- O cálculo das tarifas de transporte considera a adequada remuneração dos investimentos realizados na construção da infra-estrutura de transporte, bem como a cobertura dos custos do serviço.
- As tarifas de transporte são reguladas.

7.7 Distribuição

- Há apenas uma distribuidora no país – GASNOR ASA –, a qual situa-se na província de Rogaland. Tal companhia desenvolveu uma rede de distribuição de 40 Km para suprir a indústria local com 40 milhões de m³ de gás natural, anualmente.
- Não há, na Noruega, uma Legislação específica que regule a atividade de distribuição de gás natural. Em função da incipiência deste segmento no país, não se desenvolveram regras regulatórias particulares para o mesmo.

7.8 Integração Vertical / Horizontal

- Até o ano de 2001, a indústria norueguesa de gás natural era verticalmente integrada. A Statoil controlava todos os segmentos da cadeia de valor do energético.
- Contudo, paralelamente à privatização desta companhia no referido ano, o Governo promoveu a desverticalização das atividades de produção, transporte e comercialização do gás natural.
- Tal medida coadunou-se com o objetivo da Noruega de harmonizar suas regras internas às determinações da Diretiva do Gás da União Européia.
- Há segmentação entre as atividades de produção, comercialização e transporte de gás natural, porém não há restrições às participações cruzadas entre as atividades reguladas e liberadas.

7.9 Integração com o Setor Elétrico

- Considerando-se a abundância de reservas de gás natural no país, depreende-se que não se produziram investimentos relevantes em geração elétrica a gás. A Noruega prioriza a geração hidráulica e os preços praticados no mercado de energia elétrica não geram incentivos à construção de térmicas a gás. Por conseguinte, a integração entre os setores gasífero e elétrico é mínima.

Considerações sobre o Caso Norueguês

A experiência norueguesa apresenta diferenças notórias em relação ao caso brasileiro, sobretudo em função daquele país dispor de maiores reservas de gás natural e de um clima muito mais frio. Contudo, há algumas características comuns a ambos que podem tornar pertinente a análise processo do vivenciado pela Noruega.

Inicialmente, cumpre salientar que, nos dois países, a participação do consumo de energia elétrica no consumo total de energia é bastante elevada, bem como as hidrelétricas representam a principal fonte de geração de eletricidade.

Quanto a este último aspecto, ressalta-se que a Noruega tentou diversificar a oferta de eletricidade por meio da construção de térmicas a gás. Porém, os preços praticados no mercado de energia elétrica não geraram incentivos à concretização destes investimentos.

Outrossim, aponta-se como uma semelhança entre os casos brasileiro e norueguês, a presença, em ambos os países, de uma empresa controlada pelo Estado, com grande poder de mercado, a saber, Petrobras e Statoil, respectivamente.

No que diz respeito à estrutura de mercado, uma conclusão a ser extraída do processo de reforma norueguês é a necessidade de se avaliar tal estrutura, no sentido de equilibrar-se a redução dos custos de transação que a integração vertical porventura produza e os ganhos de eficiência derivados do desenvolvimento efetivo da concorrência em alguns segmentos.

Neste contexto, a Noruega, conforme mencionado previamente, desverticalizou as atividades de produção, transporte e comercialização, nas quais a Statoil possuía presença preponderante. No entanto, há que se enfatizar que tal procedimento mostrou-se incompleto e insuficiente, dado que, embora a operação do sistema de transporte encontre-se a cargo da Gassco, a Statoil mantém-se como proprietária de alguns gasodutos, configurando-se como a principal acionista da Gassled.

No tocante ao acesso à infra-estrutura de transporte de gás natural, faz-se imprescindível a determinação de normas precisas que o regulamentem, posto que o livre acesso não discriminatório é essencial para o desenvolvimento da concorrência no suprimento. Neste particular, a Noruega baseou-se na Diretiva do Gás da União Européia e modificou as regras preexistentes com a finalidade de garantir o acesso aberto ao sistema de transporte do energético.

Por fim, vale destacar o reconhecimento, por parte do Governo norueguês, da importância de clarificar os objetivos da política energética nacional, de maneira a se gerar um compromisso sólido em torno da perpetuação de ações de longo prazo como requisito básico para o desenvolvimento da indústria de gás natural do país.

8 – PERU

A partir de 1991, iniciou-se, no país, um processo de reestruturação geral da sua economia com base no conceito de liberalização de mercado. Com a finalidade de prover sustentabilidade à nova estrutura macroeconômica e atrair investidores para os diversos setores da economia, foram promulgadas várias normas gerais que visavam, dentre outros, aos seguintes aspectos:

- i) movimentação livre de capitais;
- ii) desregulamentação gradativa de preços;
- iii) total conversibilidade monetária;
- iv) tratamento igualitário de investimentos estrangeiros; e
- v) simplificação fiscal.

Em relação ao setor de hidrocarbonetos, promulgou-se, no ano 1993, a Lei nº 26.221 que refletiu as políticas de mercado adotadas pelo Governo peruano. Os principais objetivos do novo marco normativo foram:

- i) redução do monopólio que a Petroperú (empresa nacional de petróleo) tinha sobre o setor, permitindo a entrada de empresas privadas em todos os segmentos da indústria;
- ii) livre importação e exportação; e
- iii) determinação livre de preços.

Buscava-se a criação de mercados competitivos em todas as atividades do setor de forma a garantir transparência, menor custo e alocação eficiente dos recursos.

A descoberta das reservas na jazida Camisea foi um impulso para a transformação do setor de hidrocarbonetos no Peru, ao contrário do que se verifica em outros países, como a Bolívia, por exemplo, onde a reorganização do setor foi a causa, e não a consequência, de um aumento dos investimentos em E&P, trazendo assim novas descobertas e o posterior desenvolvimento de infra-estrutura de transporte e distribuição.

O projeto Camisea, que visa ao desenvolvimento da indústria de gás natural, é considerado de vital importância para o setor energético como um todo. Sua última versão foi estruturada com base nos princípios previstos no marco regulatório da atividade, entre os quais se destacam: (i) separação vertical; (ii) coexistência de vários agentes; (iii) separação de papéis entre o Estado e os demais agentes da indústria; e (iv) o investimento privado no setor.

8.1 Estrutura Institucional

- **Ministério de Energia e Minas:** responsável pela definição da política e planejamento do setor.
- **Diretoria Geral de Hidrocarbonetos (DGH):** órgão responsável pela outorga das concessões e licenças. Esta Diretoria também está encarregada de dar a autorização final para o início de todos os projetos relacionados aos hidrocarbonetos. Para tanto, deve coordenar as suas atividades com as de outros organismos ou agências estatais, tal como a Direção Geral de Assuntos Ambientais (DGAA).
- **Organismo Superior dos Investimentos em Energia (OSINERG):** responsável por supervisionar as concessionárias ou licenciadas dos setores de petróleo, gás natural e eletricidade de maneira que estes agentes cumpram as regulamentações a eles relacionadas⁶, incluindo-se aí as de proteção ambiental. O OSINERG tem competência sobre matérias relacionadas a tarifas de eletricidade, transporte e a distribuição de gás natural - a regulamentação tarifária é feita mediante a Gerência de Regulamentação Tarifária (GART). Subordina-se ao Ministério de Economia e Finanças.
- **Instituto de Defesa da Livre Concorrência e de Proteção à Propriedade Intelectual (INDECOPI):** atua no controle da aplicação das normas relativas à livre concorrência e repressão à competição desleal, bem como na proteção dos direitos do consumidor.
- **Perupetro S.A.:** empresa estatal sujeita ao regime de direito privado, resultado da privatização da Petroperú, em 1993. Atua na administração dos recursos de hidrocarbonetos e na negociação, celebração e administração dos novos contratos com as empresas privadas e públicas para a sua prospecção e exploração.

Destaca-se que, após a criação da Perupetro, os procedimentos para a celebração de contratos de prospecção e exploração passaram a requerer apenas a aprovação dos Ministérios da Economia e de Energia e Minas, bem como do Banco Central do Peru (antes eram necessárias as aprovações de 7 instituições diferentes). Esta reforma proporcionou uma agilidade considerável aos setores de petróleo e gás natural do país.

8.2 Exploração e Produção

- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 255 bilhões de m³
- Produção – 1,3 milhões de m³/dia

⁶ Emanam especificamente do referido texto legal que, dentre as funções do OSINERG, incluem-se a fiscalização do atendimento a níveis satisfatórios de qualidade e eficiência do serviço prestado ao consumidor, verificação do cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e na normativa legal, no que se refere ao desenvolvimento dos subsetores e à proteção e conservação do ambiente.

- Consumo – 1,0 milhão de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 323 bilhões de barris
- Produção – 101 mil barris/dia
- Consumo – 156 mil barris/dia
- Os reservatórios referentes ao projeto Camisea estão localizados em Cashirari e San Martín.
- Assim como no transporte, com o sistema de “receitas garantidas”, explicado no item “preços e tarifas”, no que se refere ao *upstream*, também foram tomadas algumas medidas para minorar os riscos enfrentados pelo investidor em um mercado incipiente. Como fruto deste estímulo, a Electroperú assinou, em janeiro de 2000, um contrato de fornecimento de gás de 70 MMPC/dia, durante 15 anos.⁷

8.3 Transporte de Gás Natural

- Há garantia de livre acesso.
- Gasoduto Camisea:
 - Percurso: Cusco-Lima, 636 Km
 - Ano de Início: 2004
 - Diâmetro: 24”
 - Vazão Inicial: 4,25 milhões de m³/dia
 - Vazão Máxima: 12,75 milhões de m³/dia
- O serviço de transporte de gás natural, no projeto Camisea, foi licenciado, de acordo com o critério de menor Custo de Serviço, incluindo-se, nesse cálculo, todos os custos de operação e manutenção e os investimentos a serem realizados no período de concessão (30 anos). O consórcio vencedor previu o custo de US\$ 1,449 bilhão. Este consórcio, formado por Techint (Argentina 30%), Pluspetrol (Argentina 19,2%), Hunt Oil Co. (USA 19,2%), SK Corp. (Coréia 9,6%), Sonatrach (Argélia 10%) e Graña y Montero (Peru 12%), posteriormente, constituiu a empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

8.4 Incentivos à Ampliação da Infra-estrutura de Movimentação de Gás Natural

- O investimento privado em infra-estrutura de movimentação de gás natural foi incentivado pelo sistema de “receitas garantidas”. Esse mecanismo visa a diminuir o risco do negócio para a empresa investidora, como se verá adiante.

⁷ O contrato entre a Electroperú e a Transportadora de Gas del Perú (TGP) inclui cláusulas de *Take or Pay* de 80% do volume contratado (56 MMPC/dia).

- Investimentos decorrentes do projeto Camisea (em milhões de dólares americanos):
 - Exploração: 616,1
 - Transporte: 668,7
 - Distribuição: 55,6
 - Total: 1340,4
- Resultados esperados com o projeto:
 - efeito multiplicador dos investimentos sobre o PIB: entre 0,5 e 1%;
 - impostos: entre 5 e 6 bilhões de dólares americanos durante os próximos 30 anos.
- Geração de empregos:
 - 2.900 empregos em atividades envolvidas na Exploração e Produção;
 - 2.900 empregos relacionados à construção dos gasodutos;
 - estima-se, ainda, a geração de 10.000 postos de trabalho indiretos.
- O Projeto Camisea é considerado, pelos Governos de diversas correntes políticas que lhe deram impulso, um fator de vital importância para o desenvolvimento do setor energético peruano a médio e longo prazos e, principalmente, como um gerador de crescimento da economia do país.
- A política de Estado, que envolve o projeto, determinou uma série de objetivos centrais para o setor energético nacional. Entre eles, o aumento da competitividade, através da introdução de um combustível mais barato e mais confiável em relação aos previamente utilizados e a diminuição da dependência da geração hidráulica.⁸
- A política de incentivo à construção de termoeletricas aprecia, ainda, a não dependência aos sistemas interligados de transmissão de energia elétrica, considerando-se suas instalações próximas aos centros de consumo (por outro lado, aumenta-se, dessa forma, a dependência em relação à infra-estrutura de transporte de gás natural – como combustível das geradoras de energia térmica).

⁸ 74% do sistema elétrico peruano está baseado na geração hidroelétrica, tornando a estabilidade do fornecimento de energia fortemente vinculada a fatores climáticos.

Quadro 8.4.1 – Projeções de Demanda de Gás Natural para Geração Elétrica - Anos 2004 e 2010:

Cenário	MMPC/dia	
	2004	2010
1 GN para geração elétrica 2 \$/MMPC/d (Stone & Webster, 1998)	207.3	397.3
2 GN para geração elétrica 2.5 \$/MMPC/d (Stone & Webster, 1998)	201.3	386.4
3 Cenário otimista MEM (2001)	109.1	200.2
4 Cenário médio MEM (2001)	92.7	143.6
5 Cenário pessimista MEM (2001)	48.2	69.4

Fonte: Stone & Webster (1998), MEM (2001) publicado em "O Projeto Camisea", OSINERG

8.5 Importação e Exportação

- As importações de gás natural são liberadas no país. No entanto, não são realizadas.
- A exportação dos produtos resultantes do Projeto Camisea está isenta de tributação.

8.6 Comercialização

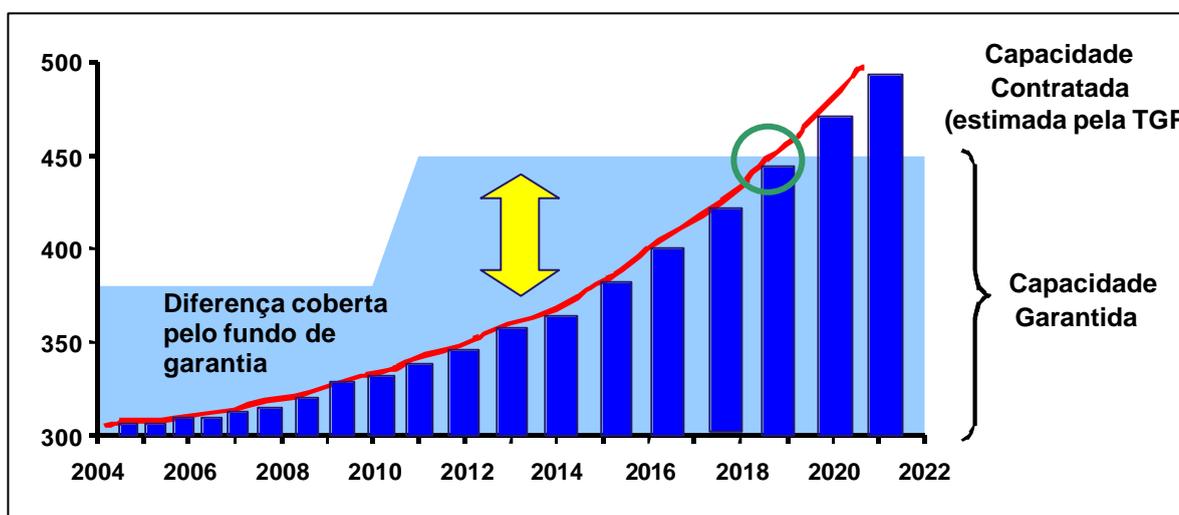
- Os consumidores de mais de 30 milhões de m³/dia e os comercializadores têm direito ao acesso aberto às redes de distribuição.

8.7 Preços e Tarifas

- Adotam-se tarifas reguladas, com o regime de "receitas garantidas" para o transporte.
- O desenho tarifário busca promover o uso do gás na geração termelétrica, de modo que o preço final do energético destinado à geração de energia elétrica seja inferior àquele cobrado nos demais segmentos de consumo.
- Neste ponto, faz-se importante uma breve descrição do critério de seleção estabelecido no processo licitatório, pelo Comitê Especial do Projeto Camisea (CECAM), e a forma como se deu a cobertura das "receitas garantidas" no transporte:
 - i) Para as atividades de E&P, o critério para a licitação foi a maior oferta percentual de *royalties*, sujeita a um mínimo de 10%. Neste segmento, o consórcio vencedor ofereceu uma porcentagem de 37,24%;
 - ii) Para o transporte e a distribuição, o critério foi o de menor custo de serviço, incluindo-se, nesse cálculo, todos os custos de operação e manutenção e os investimentos a serem realizados no período de concessão (30 anos);
 - iii) As tarifas finais do gás natural são formadas pelo preço regulado do gás na boca do poço – estabelecido de acordo com o contrato de concessão – e pelas tarifas de transporte e de distribuição, também reguladas – ambas têm previsão no regulamento de licitação e nos regulamentos de transporte e distribuição por tubulações; e

- iv) Para o transporte de gás, as receitas garantidas correspondem ao custo do serviço estabelecido na proposta entregue no processo de licitação. Elas são viabilizadas por um fundo, pago pelos consumidores do serviço elétrico através de um encargo especial em suas faturas, que cobre a diferença entre o seu valor e a receita esperada a partir dos contratos assinados. Com isso, reduz-se o risco do negócio de transporte da empresa investidora na atividade, enquanto o mercado se desenvolve no país.
- Foi determinada uma tarifa base, calculada como o quociente entre o custo do serviço e uma capacidade garantida. Esta foi determinada em 380 MMPC/dia para os primeiros 7 anos, e em 450 MMPC/d para o período posterior, tendo sido estimada em função da evolução esperada da demanda, que chegaria a esse valor no ano 14. Esta tarifa base é a prevista para os contratos com os geradores de energia elétrica.
 - Para os consumidores, que não as termelétricas, a tarifa regulada é calculada a longo prazo, em função do custo do serviço e da projeção das capacidades anuais contratadas.
 - Dessa forma, a TGP tem garantida uma receita equivalente à contratação de uma capacidade de transporte, inicialmente, de 380 MMPC/dia e, em um segundo momento, de 450 MMPC/dia, que será paga com as vendas reais dos seus serviços e, quando necessário, com o fundo supracitado, como apresentado no gráfico a seguir:

Gráfico 8.7.1 – Capacidade Garantida (em MMPC/dia)



Fonte: Consultoria Strat/RG, 2003

- A garantia da receita da transportadora deixará de existir quando a Receita Esperada, proveniente das vendas dos serviços de transporte for superior à Receita Garantida durante um período de 3 anos consecutivos, ou de 3 anos alternados em 5 anos consecutivos. A partir desse momento, a concessionária não terá mais o auxílio do fundo de garantia.

8.8 Integração Vertical/Horizontal

- Um dos objetivos do Estado peruano, presentes no desenvolvimento do Projeto Camisa, foi a promoção da concorrência. Com essa finalidade, o projeto foi estruturado a partir da separação dos segmentos da cadeia do gás, implementando-se restrições à integração vertical, de modo a se permitir um maior grau de transparência nas transações e facilitar a regulamentação e a detecção de práticas de abuso de monopólio ou de posição dominante.
- Em 1993, a Petroperú foi privatizada, sendo constituída a Perupetro S.A., empresa estatal subordinada ao regime de direto privado. Visou-se à redução do monopólio da empresa nacional de hidrocarbonetos sobre o setor, de forma a permitir a entrada de companhias privadas nas atividades das indústrias peruanas de petróleo e gás natural.
- Está previsto, na Legislação, a proibição da atuação de uma mesma empresa ou consórcio no E&P e nos segmentos de transporte e distribuição simultaneamente, embora o produtor possa ter até 20% de participação nestas duas últimas atividades. Por outro lado, para o transporte e a distribuição, é determinado um período inicial de transição de 5 anos, durante o qual as duas atividades poderão ser desenvolvidas pela mesma empresa ou consórcio. Decorrido esse prazo, estas deverão ser realizadas por entidades diferentes.
- O projeto Camisea conta com a concessão, por 40 anos, das atividades de E&P, e por 33 anos de atividades de transporte e distribuição. As seguintes empresas são concessionárias:

Exploração e Produção:

- Pluspetrol (Argentina): 36%
- Hunt Oil Co. (USA): 10%
- SK Corp. (Coréia): 36%
- Hidrocarburos Andinos (Argentina): 18%

Transporte e Distribuição:

- Techint (Argentina): 30%
- Pluspetrol (Argentina): 19%
- Hunt Oil Co. (USA): 19%
- Graña y Montero (Peru): 12%
- SK Corp. (Coréia): 10%
- Sonatrach (Argélia): 10%

8.9 Integração com o Setor Elétrico

- A geração elétrica peruana se baseia fortemente na hidroeletricidade. Assim, a independência de fatores climáticos e o conseqüente estímulo à realização de projetos de geração térmica foram objetivos perseguidos pelo Governo do país, promovendo segurança aos investimentos nas atividades presentes na cadeia de valor do gás natural.

Considerações sobre o Caso Peruano

A separação clara entre as atividades do Estado e da iniciativa privada foi um ponto importante no projeto Camisea e para o desenvolvimento do setor. O Estado só intervém na qualidade de regulador, fiscalizador e promotor das atividades, gerando as condições necessárias para que elas possam se desenvolver. Por outro lado, é o capital privado que assume a prestação dos serviços.

Procura-se, com este esquema, que cada uma das partes mantenha um papel diferenciado, de forma a se evitar o surgimento de conflitos e contribuir para uma atividade regulatória objetiva e independente.

Um aspecto relevante no caso peruano é que, embora o Estado não tenha investido diretamente no desenvolvimento da infra-estrutura, gerou mecanismos que concedem aos investidores, nos segmentos regulados, garantias de retorno do capital aplicado. O sistema de receitas asseguradas viabiliza os projetos de transporte de gás natural, limitando os riscos dos novos negócios.

Como conseqüência, é possível identificar a presença da iniciativa privada nos diferentes elos da cadeia de hidrocarbonetos e a inexistência de um agente com uma concentração tal de poder que lhe permita assumir uma posição dominante no mercado.

9 – UNIÃO EUROPÉIA

9.1 Estrutura Institucional

Na estruturação da União Europeia (UE), os países membros aceitam delegar a sua soberania a “instituições independentes”, a saber: o Parlamento e o Conselho Europeu, e a Comissão Europeia.

- **Parlamento Europeu:** compartilha com o Conselho a função legislativa de aprovar Diretivas, Regulamentos e Decisões da UE. Também realiza o controle democrático sobre a Comissão, aprovando a nomeação dos seus membros e podendo censurar a sua atuação.
- **Conselho Europeu:** exerce o Poder Legislativo, em decisão conjunta com o Parlamento; garante a coordenação das ações e das políticas econômicas gerais dos Estados Membros e realiza acordos internacionais em nome da UE.
- **Comissão Europeia:** defende o interesse geral da UE por ser a instância executiva das leis europeias (Diretivas, por exemplo), e propõe os textos das normas a serem apresentadas ao Parlamento e ao Conselho.
- A Diretiva de Gás nº 2003/55/EC, a qual dispõe sobre as regras comuns do mercado interno de gás natural, e revogou a Diretiva nº 98/30/EC, foi aprovada, em conjunto, pelo Parlamento e pelo Conselho da UE, no exercício de suas funções legislativas, outorgando à mesma a qualidade de Lei.

9.2 Exploração e Produção

- As principais fontes de fornecimento de gás são as jazidas situadas no Mar do Norte, desenvolvidas, sobretudo, a partir dos anos 70, bem como as importações de países de fora da União Europeia (Ex. Rússia, Argélia e Noruega), controladas, em sua maioria, por empresas da mesma.
- Dados Estatísticos:

Gás Natural

- Reservas – 3.308 bilhões de m³
- Produção – 639,5 milhões de m³/dia
- Consumo – 1.155,7 milhões de m³/dia

Petróleo

- Reservas – 7.533 milhões de barris
- Produção – 3.166 mil barris/dia
- Consumo – 13.265 mil barris/dia

- A Diretiva do Gás nº 2003/55/EC não estabelece diretrizes específicas aos segmentos de E&P, dispondo sobre os mesmos indiretamente.
- A Diretiva nº 2004/67/EC, concernente às medidas para garantir a segurança da oferta do gás natural na UE, determina, em seu Artigo 5º, que os Estados Membros assegurem que seus arcabouços regulatórios promoverão incentivos adequados para novos investimentos em **exploração e produção**, armazenamento, GNL e transporte de gás.
- No Anexo da supracitada Diretiva, elenca-se, ainda, um conjunto de diretrizes que devem ser empreendidas para que se alcance a segurança da oferta do energético, dentre as quais destacam-se: i) a produção doméstica de gás; ii) a flexibilidade da produção; e iii) a diversificação de fontes de oferta de gás.

9.3 Transporte de Gás Natural

- Os princípios e regras constantes da nova Diretiva do Gás (2003/55/EC) – a qual deverá ser aplicada pelos Estados Membros antes de 1º de julho de 2004 – refletem maior exigência em termos de convergência para um modelo mais **transparente e regulamentado** em matéria de utilização e acesso às redes de transporte e distribuição.
- O regime de acesso de terceiros às instalações de transporte é o **aberto regulado, não discriminatório**. Todavia, a **nova infra-estrutura** (transporte, armazenamento, transferência e distribuição) pode eximir-se da obrigação de acesso aberto, uma vez atendidas as requisições necessárias, dispostas na Diretiva nº 2003/55/EC.
- O acesso de terceiros à rede de transporte deve basear-se em tarifas publicadas, aplicáveis a todos os clientes qualificados, com a metodologia previamente fixada pelo órgão regulador competente.
- O princípio de acesso aberto não discriminatório já foi contemplado pelas diversas regulamentações dos Estados Membros. Os países optaram entre os dois regimes previstos na antiga Diretiva nº 98/30/EC. Com exceção da Alemanha e dos Países Baixos, todos os outros decidiram-se pelo acesso regulado às redes.
- A Diretiva nº 2003/55/EC estabelece que os **operadores do sistema** de transporte devem, dentre outras ações:
 - i) não discriminar os usuários do sistema, particularmente, em favor de carregadores com os quais tenha relações acionárias;
 - ii) fornecer informações suficientes aos usuários do sistema, no sentido de possibilitar o acesso eficiente dos mesmos à rede; e
 - iii) estabelecer regras de balanceamento do sistema baseadas em critérios objetivos, transparentes e não discriminatórios, incluindo-se as metodologias de penalidades sobre desequilíbrios da rede.

Quadro 9.3.1 – Avanço, por País, do Gás Transportado por Acesso Aberto de Terceiros (TPA) – até março de 2001

País	% Gás Transportado por TPA (1)	Nº Transcos.			Nº Distcos.	Grandes Usuários Industriais Elegíveis		Residencial/ Pequenos comércios	
		Supra regionais	Regionais	Total		switch	renegociado	switch	renegociado
Austria	5%	3	5	8	20	< 2%	n.d.	não elegíveis	
Bélgica	2%	1	3	4	21	n.d.	n.d.	não elegíveis	
Dinamarca	0%	1	0	1	4	2-5%	n.d.	não elegíveis	
França	1%	2	1	3	21	20-30%	n.d.	não elegíveis	
Alemanha	2%	5	14	19	725	<2%(2)	n.d.	< 2%	n.d.
Irlanda	n.d.	1	0	1	1	20-30%	n.d.	não elegíveis	
Itália	16%	1	1	2	814	10-20%	n.d.	2-5%	n.d.
Luxemburgo	0%	1	0	1	4	5-10%	100%	não elegíveis	
Países Baixos	17%	2	0	2	25	30-50%	n.d.	não elegíveis	
Espanha	7%	1	3	4	26	20-30%	n.d.	não elegíveis	
Suécia	0%	1	0	1	7	< 2%	n.d.	não elegíveis	
Reino Unido	100% (2)	1	0	1	1	>50%	n.d.	30-50%	>50%

(1) Até Março 2001. Fonte: WEFA, informação obtida através de pesquisas

(2) Somente a Grã Bretanha tem separação total de propriedade, em consequência, todo o gás é transportado por terceiros. Fonte: "Second Benchmarking Report on the implementation of the internal electricity and gas market" -updated report-. Commission of the European Communities. Bruselas, 7/4/2003.

9.4 Transferência

- Conforme o disposto na Diretiva nº 2003/55/EC, os Estados Membros devem tomar as medidas necessárias para assegurar que carregadores e consumidores consigam obter acesso às redes de gasodutos do *upstream*, exceto à infra-estrutura utilizada para as operações de produção local, situada dentro do campo no qual o gás é produzido.
- Cada Estado Membro definirá o regime (regulado ou negociado) a ser aplicado nas referidas instalações, considerando os objetivos de acesso aberto e transparente, e de desenvolvimento da competição.

9.5 Incentivos à Ampliação da Infra-estrutura de Movimentação de Gás Natural

- A Diretiva nº 2004/67/EC, concernente às medidas para garantir a segurança da oferta do gás natural, determina, em seu Artigo 5º, que os Estados Membros devem assegurar que seus arcabouços regulatórios promovam **incentivos adequados para novos investimentos** em exploração e produção, armazenamento, GNL e **transporte** de gás, considerando-se o Artigo 22º da Diretiva 2003/55/EC, o qual dispõe sobre as exceções ao acesso aberto a novas instalações.

9.6 Importação e Exportação

- As importações de gás natural da União Europeia são provenientes da Rússia, da Noruega e da Argélia.

- Observa-se uma forte concentração das importações em poucas empresas e um baixo nível de desenvolvimento de *hubs*. Tal situação, conseqüência da dependência de poucos fornecedores, pode impedir o sucesso na entrada de agentes. Como resultado, alguns países introduziram programas de revenda de gás natural (Ex.: Grã Bretanha, Espanha e Itália) (Quadro 9.6.1). Nestes casos, o **principal importador está obrigado a revender uma determinada porção de seu gás**.

Quadro 9.6.1 – Estrutura de Mercado na Produção e Importação de Gás

País	% Gás importado	Nº cias. c/ particip. >= 5% gás disponível (1)	% Gás disponível controlado pelas cias. Maiores	Programa de Revenda Gás	Existência Gás Hub (2)
Austria	78%	3	80%	sim	sim
Bélgica	100%	5	n.d.	não	sim
Dinamarca	0%	2	90%	não	não
França	96%	2	90%	não	não
Alemanha	82%	5	54%	planejado	sim
Irlanda	81%	3	n.d.	não	não
Itália	81%	5	75%	sim	não
Luxemburgo	100%	1	100%	não	não
Países Baixos	20%	4	80%	não	sim
Espanha	97%	3	75%	sim	não
Suécia	100%	1	100%	não	não
Reino Unido	0%	5	50%	sim	sim

(1) Gás disponível da produção local ou importado, dados do ano 2001.

(2) sim = mercado com escassa liquidez.

Fonte: *Second Benchmarking Report on the implementation of the internal electricity and gas market -updated report-*. Commission of the European Communities

- Embora se observe um avanço no grau de integração dos mercados europeus, o referido processo ainda deve desenvolver-se, haja vista que existem, ainda, questões a serem aperfeiçoadas e harmonizadas, tais quais: i) estruturas tarifárias não apropriadas e diferenças de tarifas de acesso entre países; ii) falta de transparência no que se refere à disponibilidade de capacidade de infraestrutura doméstica e de interconexão.

Quadro 9.6.2 – Negociações de Gás entre os Países da UE

País	Capacidade de Importação (em bilh. m ³)	Capacidade de Exportação (em bilh. m ³)	Fluxos Líquidos (em bilh. m ³)	% Capacidade Utilizada (1)
Austria	40,8	40,3	+6.3	n.d. (país de trânsito)
Bélgica	80,3	48,9	+15.8	n.d. (país de trânsito)
Dinamarca	-	4,4	-3.4	77%
França	61,5	2,5	+42.1	68%
Alemanha	201,7	25,7	+67.6	33%
Irlanda	9,1	0	+3.0	33%
Itália	81,4	1,5	56.0	69%
Luxemburgo	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Países Baixos	23,7	112,5	-20.5	23%
Portugal	3,1	0,0	2.4	77%
Espanha	43,8	3,1	18.4	42%
Reino Unido	8,8	29,3	-11.1	54%

(1) Porcentagem calculada como o fluxo líquido dividido pelo número de capacidade correspondente. Não foram realizados cálculos para os países fortemente transitados

Fonte: Relatório do Grupo Brattle para DG TREN, no *Second Benchmarking Report on the implementation of the internal electricity and gas market -updated report-*. Commission of the European Communities. Bruxelas, 7/4/2003.

- A Diretiva nº 2004/67/EC, concernente à segurança da oferta de gás, estabelece um conjunto de diretrizes no sentido de assegurar a continuidade e as expansões das transações de gás entre fronteiras, a saber: i) o monitoramento do nível de novos contratos de suprimento de gás importado de longo prazo; ii) o monitoramento do nível de interconexão dos sistemas de gás entre os Estados Membros; e iii) a flexibilização das importações.

9.7 Comercialização

- A Diretiva nº 2003/55/EC determina que os Estados Membros assegurem que:
 - i) a partir de 1º de julho de 2004, todos os consumidores não residenciais serão livres para contratar gás diretamente, sem o intermédio da CDL (*by pass* comercial); e
 - ii) a partir de 1º de julho de 2007, todos os consumidores serão livres.
- Todos os países têm prevista a total abertura do mercado, embora ainda se observem fortes disparidades: Áustria, Alemanha, Itália, Espanha e Grã Bretanha possuem 100% de abertura, enquanto a França tem 20%, a Dinamarca 35% e a Suécia tem 47% do mercado de gás liberado.
- No sentido de fomentar a integração energética dos Estados Membros da UE, incluiu-se, na supracitada Diretiva, cláusula de reciprocidade, aplicável quando um consumidor livre em um país necessitar utilizar redes de transporte de outro Estado Membro e somente estiver qualificado ou livre em uma única jurisdição. Neste caso, poder-se-á determinar que a liberação do usuário se estenda a ambos os territórios.

9.8 Preços e Tarifas

- A Diretiva nº 2003/55/EC estabelece que as tarifas de transporte e distribuição devem ser públicas, não discriminatórias, baseadas em metodologia previamente fixada pelo órgão regulador competente, e refletir os custos de cada serviço.
- Os órgãos reguladores devem ter **autoridade suficiente** para requerer que os agentes, sempre que necessário, modifiquem os termos e condições constantes de contratos, incluindo-se **as tarifas e critérios tarifários**, no sentido de assegurar que os mesmos sejam adequados e aplicados de forma não discriminatória.

9.9 Distribuição

- As regras de acesso e tarifas aplicáveis ao segmento de transporte são, também, destinadas à atividade de distribuição de gás natural.

9.10 Integração Vertical/Horizontal

- A Diretiva nº 2003/55/EC exige que as empresas integradas verticalmente desmembrem-se em companhias separadas organizacional e legalmente. A

exigência de empresas separadas não implica, contudo, restrições de participação cruzada entre atividades regulamentadas e liberadas.

- Estabelece-se a necessidade de implementação de um código de conduta e confidencialidade, a qual limite a capacidade das empresas integradas obterem vantagens diante dos competidores.
- A Diretiva determina, ainda, que as empresas integradas devem:
 - i) especificar, explicitamente, as regras utilizadas para alocar ativos, passivos, receitas e gastos entre diferentes atividades;
 - ii) reportar operações de magnitude com empresas afiliadas; e
 - iii) manter alto grau de confidencialidade quanto à informação comercial que possa prejudicar os concorrentes.

9.11 Prioridade de Uso

- A Diretiva nº 2004/67/EC dispõe, em seu Artigo 4º “Segurança da Oferta para Consumidores Específicos”, que os Estados Membros assegurem que a oferta para **consumidores de gás residenciais** esteja protegida nos seguintes eventos:
 - i) uma restrição parcial da oferta de gás, durante período a ser determinado pelos Estados Membros;
 - ii) temperaturas extremamente frias; e
 - iii) períodos de pico de demanda.
- Estados Membros deverão estender o escopo das disposições acima, em particular, para **pequenas e médias empresas**, bem como para outros consumidores que não podem deslocar seu consumo para outras fontes de energia.

9.12 Especificações e Qualidade

- A Diretiva nº 2003/55/EC, em seu Artigo 4º “Normas Técnicas”, determina que os Estados Membros assegurem que critérios de segurança técnica sejam definidos e que as normas que estabelecem o mínimo requerimento operacional para a conexão a sistemas de transporte, de armazenamento, de GNL e de distribuição sejam publicadas. Estas devem garantir a interoperabilidade dos diversos sistemas, devendo ser objetivas e não discriminatórias.

9.13 Integração com o Setor Elétrico

- Os objetivos de estabelecimento de um mercado único europeu de bens e serviços estendeu-se, também, aos mercados de energia. Os marcos regulatórios dos setores de eletricidade e gás natural da União Européia, estabelecidos, sobretudo, por meio da publicação de Diretivas, **desenvolveram-**

se paralelamente. A primeira Diretiva de Eletricidade foi divulgada em 1996, enquanto a de Gás, em 1998.

- Em 2003, a participação do gás natural como fonte de energia primária, na União Européia, foi de 24%, inferior, apenas, à do petróleo (42%), e superior à participação do carvão (15%), da energia nuclear (14%) e dos recursos hídricos (5%).

Considerações sobre o Caso da União Européia

A experiência da indústria de gás natural da União Européia é bastante particular, fazendo-se oportuno considerá-la não apenas para o desenvolvimento de um modelo institucional dessa indústria no Brasil, mas, principalmente, como um exemplo de integração energética aos países constituintes do MERCOSUL e economias vizinhas.

Dentre as lições do caso da UE, destaca-se a percepção, refletida na promulgação da nova Diretiva do Gás (2003/55/EC), de que a implementação de um regime de acesso regulado, com tarifas publicadas e aprovadas pela autoridade competente, favorece o estabelecimento de um ambiente competitivo, contribuindo, também, para limitar práticas discriminatórias e monopolistas do setor. Ademais, a possibilidade de exceção ao acesso aberto, nos casos de novas instalações, evidencia as preocupações da UE em estimular o investimento privado.

A regulamentação ponderada no que se refere à integração vertical e propriedades cruzadas, ao longo da cadeia, favorece a concorrência, assim como o desenvolvimento de interconexões entre os países, promovendo investimentos concomitantemente ao impedimento de abusos de posição dominante por parte de determinados grupos.

Finalmente, a publicação de diretrizes concernentes à segurança da oferta de gás aos países integrantes da União Européia (Diretiva nº 2004/67/EC), dentre estas, o monitoramento dos contratos de suprimento, do nível de capacidade de transporte e armazenamento, bem como da infra-estrutura de interconexão entre Estados Membros resguardam a implementação sustentável de um mercado aberto, competitivo e integrado na região.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O conjunto de experiências dos países analisados ao longo da presente Nota Técnica, no que concerne ao desenvolvimento de suas indústrias gasíferas, permite tecer algumas conclusões pertinentes, bem como apontar aspectos relevantes das mesmas, para a elaboração do novo Modelo Institucional da Indústria Brasileira de Gás Natural.

Inicialmente, faz-se importante observar que, ao se empreender a análise sobre a experiência de cada país, há que se considerar suas características físicas (clima, dimensão geográfica, nível pluviométrico, dentre outras) e socioeconômicas (grau de desenvolvimento da indústria, por exemplo), assim como a disponibilidade de combustíveis alternativos, o nível de integração dos setores gasífero e elétrico, dentre outros aspectos, os quais, entende-se, condicionam a efetividade das políticas implementadas.

Desse modo, é compreensível que, em geral, regiões com maior abundância de reservas e produção de gás, e/ou que apresentam maior participação do hidrocarboneto na matriz energética nacional, tenham realizado reformas mais profundas em suas indústrias e exibam, atualmente, maior maturidade deste mercado em relação a outros casos, nos quais priorizaram-se outras fontes de geração de energia, tal qual o Brasil, que depende, majoritariamente, da hidroeletricidade.

A partir da apreciação das distintas estruturas institucionais, por exemplo, observa-se que, na maioria dos casos, criaram-se órgãos reguladores específicos para a indústria de gás, ou, também, comuns aos setores de petróleo e/ou de energia elétrica. Normalmente, as diferenças quanto a esta questão residem no grau de autoridade e liberdade de intervenção concedidos a tais instituições.

Dentre os países nos quais se dedicou maior poder às autoridades regulatórias, figuram, principalmente, a Argentina e a Bolívia, além da União Européia, cujos modelos são bastante regulamentados em matéria de utilização e acesso às redes de transporte e distribuição de gás. Conforme o arcabouço legal dos referidos casos, os órgãos reguladores competentes dispõem, ou devem dispor (no caso específico da Diretiva Européia nº 2003/55/EC), de autoridade suficiente para aprovar os termos e condições, incluindo-se os critérios tarifários, dos contratos celebrados entre os agentes desta indústria. Assevera-se que tal modelo propicia maior transparência, além de minorar os conflitos e a possibilidade de discriminação no acesso de terceiros à infra-estrutura.

Há, contudo, no tocante à estrutura institucional, experiências menos bem sucedidas, tal qual a da Espanha. Neste país, o órgão regulador setorial (CNE) tem poder limitado, bem como apresenta problemas de independência de sua gestão, gerando, segundo se pôde constatar: i) a duplicação e a burocratização de tarefas entre a mencionada instituição e o Poder Executivo; ii) a falta de sinergia entre as atividades sob responsabilidade de cada instância; e iii) conflitos de interesse e incerteza aos processos de investimento do setor privado.

Ainda, no que se refere a este tema, a experiência da Austrália constitui um exemplo interessante ao caso brasileiro, na qual as diferentes instâncias (federal e estadual) para a regulação dos segmentos de transporte e distribuição de gás,

respectivamente, não figuram como um problema para a regulamentação do setor como um todo. Isso se deve, principalmente, à formalização de um Acordo entre o Governo Federal e os Governos Estaduais, previamente a quaisquer normas publicadas, o que foi considerado fundamental para a harmonização das regras nos dois níveis de responsabilidade.

No que diz respeito às experiências dos segmentos de E&P, observa-se uma grande diversidade de modelos de abertura. No caso da Argentina, por exemplo, a privatização da companhia petrolífera YPF, acompanhada da possibilidade de entrada de novos operadores, resultou na aplicação expressiva de recursos nestes segmentos, bem como na evolução do nível de reservas de gás, nos anos que se seguiram até a deflagração da crise macroeconômica. Faz-se mister destacar, também, que, embora a supracitada companhia, atual Repsol-YPF, apresente participação majoritária (aproximadamente 30%) na produção gasífera do país em análise, é grande o número de novos operadores nesta atividade, bem como na oferta ao mercado atacadista do energético.

A abertura à concorrência do *upstream*, na Bolívia, também angariou investimentos vultosos, bem como se alcançaram níveis de reservas e produção relevantes, não obstante a implementação de um modelo distinto do adotado na Argentina, no qual o Governo, por meio da YPFB e através da celebração de contratos de risco compartilhado entre a estatal e os operadores mundiais, tem maior controle sobre as atividades dos segmentos de E&P.

No tocante à regulação do transporte e da distribuição de gás natural, a principal discussão gira em torno dos regimes de acesso de terceiros possíveis de serem adotados, a saber, o acesso regulado e o negociado. Sobre esta matéria, as atuais regras da União Européia, constantes da Diretiva nº 2003/55/EC, merecem destaque. A percepção de que o acesso negociado às instalações, previsto na regulamentação anterior, criava barreiras ao desenvolvimento de um mercado aberto e não discriminatório resultou na reconsideração sobre o regime de acesso de terceiros, nos países integrantes da UE, tornando obrigatório o acesso aberto regulado. Excetua-se desta obrigação, contudo, os gasodutos do *upstream*, as novas instalações que atendam os requisitos definidos na citada Diretiva ou projetos de relevância para o aumento da capacidade de transporte de gás, sobretudo, aqueles que visam à interconexão entre os sistemas dos Estados Membros.

Um outro tema de relativa importância, a ser considerado na elaboração de um novo Modelo Institucional do setor de gás, no Brasil, concerne aos incentivos à ampliação da infra-estrutura de movimentação do energético. Sobre esta questão, sublinham-se, sobretudo, as experiências da Bolívia e da Colômbia, nos quais se fomentaram programas de massificação, com a finalidade de se estender o serviço de gás por redes, principalmente, aos consumidores residenciais. Na União Européia, a Diretiva nº 2004/67/EC determina que os países membros estabeleçam normas, a constarem de seus respectivos arcabouços regulatórios, que estimulem o investimento em infra-estrutura nos diversos segmentos da cadeia de valor do gás.

As regras referentes à importação e exportação divergem, essencialmente, segundo a disponibilidade de reservas internas e a participação do gás na matriz energética nacional. Os marcos regulatórios da Argentina, da Bolívia e da Colômbia, por exemplo, dispõem que as autorizações para as exportações de gás natural serão outorgadas sempre que não afetarem a demanda interna pelo energético. Por outro lado, países como a Noruega, na qual há abundância de reservas e a geração

elétrica depende, substancialmente, da energia hídrica, não se impõem restrições às exportações gasíferas, pelo contrário, a produção é praticamente toda voltada ao mercado da União Européia.

Em relação à atividade de comercialização e à possibilidade de *by pass* comercial, importa notar que, distintamente do caso brasileiro, todas as experiências apreciadas ao longo desta Nota Técnica prevêm algum grau de abertura do mercado *downstream*. Em geral, aplicam-se liberações a consumidores qualificados de forma gradual, de modo que grandes usuários possam exercer o direito de contratar gás diretamente, sem o intermédio da Companhia de Distribuição Local.

Quanto às experiências de modelos de aplicação de preços e critérios tarifários, tecem-se as seguintes considerações: i) destaca-se o sistema de tarifas máximas (*price cap*) e reguladas ao consumidor final, por tipo de serviço, observado, sobretudo, na Argentina, Bolívia, Chile (condicionado ao fato da distribuidora auferir receitas monopolistas) e Espanha (apenas a consumidores cativos); ii) em geral, as tarifas devem refletir todas as variáveis de custo; e iii) sublinham-se, principalmente, os casos do Chile e da Espanha, no que se refere à política de preços do gás natural em relação aos seus combustíveis concorrentes.

Julga-se que, na Espanha, em particular, o grande impulso na penetração do energético não pode ser atribuído somente às reformas estruturais, mas, também, aos preços sustentados para o gás, em relação aos demais combustíveis substitutos, o que fez com que este hidrocarboneto apresentasse, ao longo do período 1994-2002, preços sempre inferiores ao do óleo combustível com baixo teor de enxofre, bem como preços competitivos, em relação ao óleo com alto teor de enxofre.

Outra matéria contemplada na análise das experiências internacionais de desenvolvimento da indústria de gás natural, exposta neste documento, diz respeito às regras de integração vertical e/ou horizontal, as quais variam bastante entre os arcabouços regulatórios estudados. Há tanto casos como o da Argentina, com fortes restrições às participações cruzadas ao longo da cadeia, bem como o do Chile, cuja regulamentação vigente não prevê qualquer limitação à verticalização ou à integração de negócios de setores distintos. Neste último, em especial, constataram-se efeitos nocivos, ao consumidor final, no que concerne, particularmente, às participações de propriedade entre distribuidores de GLP e de gás natural, uma vez que os preços dos energéticos são definidos consoante os interesses comerciais de agentes que negociam combustíveis concorrentes.

Em relação, ainda, a esta questão, reputa-se salutar a experiência da União Européia. A Diretiva nº 2003/55/EC, não obstante permitir participações cruzadas entre as atividades liberadas e reguladas, determina: i) que as empresas integradas verticalmente desmembrem-se organizacional e legalmente; ii) que se estabeleçam normas de conduta e confidencialidade, com vistas a impedir que as empresas integradas se beneficiem em relação aos seus competidores; bem como iii) que se especifiquem, explicitamente, regras de alocação de ativos, passivos, receitas e gastos entre as diferentes atividades.

Finalmente, no que diz respeito às disposições de prioridade de uso do gás natural analisadas, novamente, estas são condicionadas ao nível de participação do mesmo na matriz energética dos países considerados. Assim, a Argentina e a União Européia, onde a participação do gás na geração de energia elétrica apresenta taxas

superiores a 30% e 24%, respectivamente, definem como prioritário o suprimento de consumidores residenciais, de pequenas e médias empresas, ou daqueles usuários impossibilitados de deslocar seu consumo para outras fontes de energia.