

## EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS: Monopólio na Produção x Preços Livres

Maria Paula de Souza Martins<sup>1</sup>

### 1. RESUMO

O trabalho aborda as condições necessárias para a expansão do setor de gás natural no Brasil, considerando a produção, reservas, principais usos, segmentos da cadeia produtiva, fontes de matéria-prima, principais agentes, a legislação em vigor, os aspectos regulatórios, formação de preços, mercado, monopólio e livre concorrência.

### 2. ABSTRACT

This paper describes the necessary conditions to develop Brazil's Natural Gas Sector, with production, reserves, main uses, sources, inputs, main players, laws, regulatory aspects, prices, supply, demand, market, monopoly and free competition.

### 3. GÁS NATURAL

#### I. INFORMAÇÕES TÉCNICAS

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, em estado gasoso à temperatura ambiente e pressão atmosférica normais, sendo encontrado em acumulações rochosas porosas marítimas ou terrestres, associado ou não ao petróleo.

O gás associado é encontrado nos reservatórios de petróleo, dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás do reservatório. Sua produção se dá conjuntamente com óleo, sendo separado durante o processo de produção e configurando-se em co-produto do petróleo.

Já o gás não-associado encontra-se em reservatórios de hidrocarbonetos isoladamente ou com pequenas quantidades de óleo, sendo a produção comercial apenas do gás natural.

A composição físico-química do gás natural varia de campo para campo, em função da matéria orgânica da qual é originário, bem como dos processos naturais a que foi submetido.

Predominantemente, o gás natural é composto por metano e quantidades menores de etano, propano e outros hidrocarbonetos de maior peso molecular, apresentando ainda impurezas contaminantes, tais como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

A tabela a seguir mostra as composições físico-químicas de alguns campos de gás natural.

**Tabela I – Composição Físico-Química**

Componente (% vol)	Peroá	Golfinho		Bacia de Campos	Recôncavo	Bolívia
		Maastrichtiano	Campaniano			
Metano	94,74	92,00	80,64	89,44	88,85	89,09
Etano	1,76	4,19	8,94	6,70	8,99	5,93
Propano e maiores	1,22	1,74	7,56	2,72	0,51	2,89
Sulfetos de hidrogênio	traços	traços	traços	traços	traços	traços
CO <sup>2</sup>	0,91	0,43	0,63	0,34	0,86	0,65
N <sup>2</sup>	1,38	1,62	2,24	0,80	0,79	1,20
Densidade relativa do ar (ar=1)	0,592	0,607	0,706	0,623	0,612	0,631
Poder calorífero Inferior MJ/Nm <sup>3</sup>	36,27	35,41	40,20	40,26	39,25	39,89

Fonte: Petrobras

<sup>1</sup> ASPE – AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO

As especificações do gás natural, de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional, são definidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis – ANP, através da Portaria ANP nº 104/2002.

Em virtude do gás natural ser inodoro, incolor, inflamável e asfixiante, são adicionados compostos à base de enxofre em concentração suficiente para lhe dar cheiro marcante, mas sem atribuir características corrosivas.

O gás natural produz uma combustão limpa, com reduzida emissão de poluentes e melhor rendimento térmico que outros energéticos.

## II. CADEIA PRODUTIVA

### II.1. Descrição

A cadeia produtiva do gás natural pode ser dividida em duas partes. A primeira refere-se às atividades relacionadas à obtenção do produto propriamente dito, chamada up-stream e a segunda refere-se às atividades que utilizam o produto como insumo, chamada down-stream.

As atividades de up-stream são a exploração, a exploração, a produção e o processamento do gás natural.

A exploração compreende um conjunto de atividades que avalia a probabilidade de ocorrência do gás natural em uma determinada formação geológica, estudando o potencial gaseífero de uma região geográfica, geologia, perfuração de poços exploratórios e viabilidade comercial da formação geológica ou campo.

As atividades de exploração são aquelas desenvolvidas para permitir a operação comercial dos poços, compreendendo perfuração, completação e recompletação de poços, colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos, unidades de bombeio, injeção e reinjeção e demais acessórios que permitirão a produção dentro dos padrões de segurança.

A produção abrange a elevação do gás natural do reservatório, o processamento primário no campo, a separação água-gás-condensado-óleo e o transporte até a base de armazenamento ou estação de tratamento.

O processamento envolve todas as atividades realizadas com o gás natural após sua produção. No processamento primário realizado no campo são retiradas as frações pesadas do gás natural associado, de modo a permitir sua compressão para a estação de tratamento mais próxima, onde serão recuperados os hidrocarbonetos líquidos e separado o gás residual que será transportado ou armazenado.

O transporte pode ocorrer por gasodutos ou sob as formas de gás comprimido ou liquefeito.

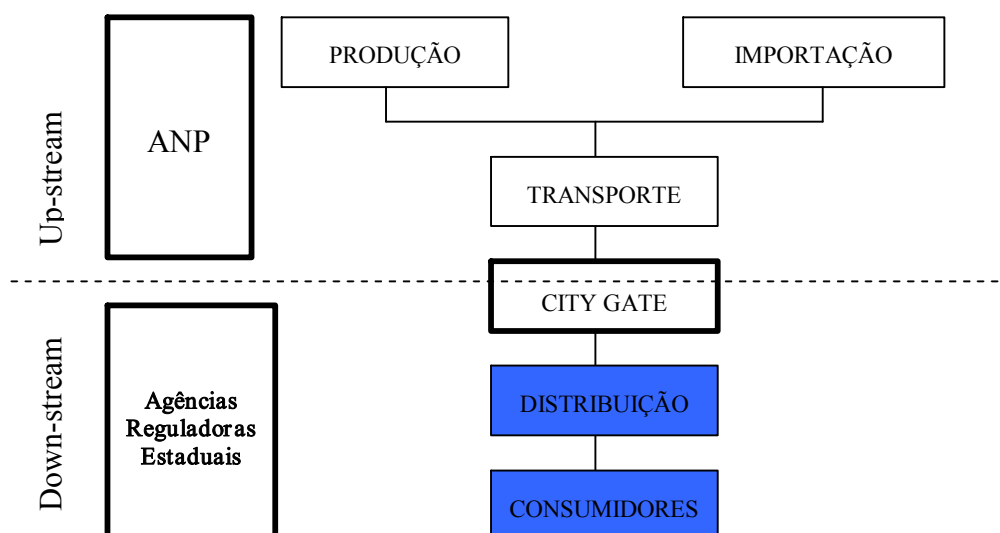
O armazenamento se dá em formações desativadas ou especialmente construídas para esse fim. Essa atividade não vem sendo desenvolvida no Brasil, não havendo ainda legislação específica.

As atividades de down-stream a partir da distribuição do gás natural estão relacionadas ao fornecimento do produto aos usuários finais.

Todas as atividades de up-stream fazem parte da concessão dos campos petrolíferos/gaseíferos outorgadas pela Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

O transporte é objeto de autorização outorgada pela ANP, assim como as atividades de compressão e liquefação.

No Brasil, a distribuição de gás canalizado é de atribuição dos Estados e do Distrito Federal, que poderão, em seus territórios, explorar diretamente ou através de concessão, nos termos definidos pelo Art. 25 da Constituição Federal.



## II.2. Principais Empresas – Participações cruzadas

### II.2.1. Exploração, Produção e Processamento

Desde a quebra do monopólio do petróleo e edição da Lei nº 9.478/97, muitas empresas estrangeiras têm participado dos leilões de blocos realizados pela ANP.

Até outubro de 2005 foram realizados sete leilões. Todas as áreas que já estavam sendo objeto de estudos, exploração e exploração pela Petrobrás no momento de promulgação da Lei do petróleo, foram consideradas concedidas como Round Zero.

A única empresa que está produzindo gás natural no Brasil é a Petrobras, apesar de outras empresas se encontrarem em processo de exploração de petróleo e gás. Tal fato se deve ao longo período dispendido entre estudos sísmicos, perfuração exploratória e desenvolvimento dos campos para produção comercial.

Com relação à atividade de processamento, encontram-se em funcionamento no Brasil 28 Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN's, das quais 27 são de propriedade integral da Petrobras, que também participa acionariamente da unidade restante, detendo 20% do capital da UPGN-UEG Araucária

Desta forma, na cadeia produtiva que abrange as atividades de exploração, produção e processamento do gás natural no Brasil, há um monopólio de fato exercido pela Petrobras.

### II.2.2. Transporte

As empresas autorizadas pela ANP para realização de transporte através de gasodutos são:

- Transpetro – subsidiária integral da Petrobras, que atua no transporte marítimo, dutoviário e na operação de terminais de petróleo e derivados.
- TSB – Transportadora Sulbrasileira de Gás – é um consórcio responsável pela construção e administração do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. A GASPETRO, subsidiária da Petrobras, participa em 25% do capital da TSB.
- TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S/A – é responsável pela administração nacional do gasoduto Bolívia-Brasil, com 2.593 Km de extensão em território brasileiro. O controle acionário, de 51% das ações é exercido pela GASPETRO, subsidiária da Petrobras.

Outras empresas de transporte de gasodutos, cujos gasodutos encontram-se em fase de construção, são:

- GTB – Gás Transboliviano S.A – empresa estabelecida na Bolívia e operadora do Gasoduto Bolívia Brasil naquele país. A GASPETRO, subsidiária da Petrobras, detém, 11% do capital da GTB.
- TNG Participações Ltda – é uma sociedade de propósito específico, que tem por finalidade a construção e operação do gasoduto Urucu – Porto Velho. A GASPETRO, subsidiária da Petrobras, detém 50% das cotas do capital.

- TCC – Transportadora Campinas-Cubatão – é uma SPE, que tem a GASPETRO, subsidiária da Petrobras, detentora de 99,99% do capital social.
- TSM – Transportadora São Paulo-Minas - é uma SPE, que tem a GASPETRO, subsidiária da Petrobras, detentora de 99,99% do capital social.
- TNS – Transportadora do Nordeste e Sudeste - é uma SPE, que tem a GASPETRO, subsidiária da Petrobras, detentora de 99,99% do capital social.

Como pode ser observado, o Sistema Petrobras, através de participações cruzadas, tem o domínio do mercado de transporte do gás natural no Brasil, destacando que a Transpetro, subsidiária integral da Petrobras, isoladamente detém 45,9% da malha de transportes brasileira e que a TBG, 51% da Gaspetro, detém 47,6% da malha total.

### II.2.3. Distribuição

No mercado de Distribuição, encontram-se constituídas 24 concessionárias de distribuição estadual de gás canalizado, sendo que a Petrobras participa acionariamente de 19 companhias, através de sua subsidiária Gaspetro, além de deter 100% da concessão do Estado do Espírito Santo através da subsidiária integral Petrobras Distribuidora - BR. As 4 empresas que não tem participação da Petrobras são as 3 do Estado de São Paulo e a CEG, na região metropolitana do Rio de Janeiro.

### II.2.4. Outras participações cruzadas

É importante destacar ainda que a Petrobras, além de deter direta ou indiretamente participação nas atividades anteriormente descritas, também possui 96% da capacidade nominal do refino nacional de petróleo, responsável pela produção de alguns dos produtos deslocados pelo gás natural, tais como gasolina, óleo combustível, óleo diesel, GLP e querosene iluminante.

Ainda, nas vendas dos derivados de petróleo no Brasil, a Petrobras Distribuidora – BR, subsidiária integral da Petrobras, responde por 22% do mercado de GLP, 28% do mercado de diesel e 69% do mercado de óleo combustível.

## II.3. Gasodutos

A malha de gasodutos brasileira ainda não se encontra integrada, sendo composta pelos seguintes trechos:

- o Malha RJ-MG-SP
- o Cabiúnas-Reduc
- o Reduc-Regap
- o Reduc-Esvol
- o Esvol-São Paulo
- o Esvol-Tevol
- o RPBC-Capuaba
- o RPBC-Comgás
- o Malha ES
- o Lagoa Parda-Vitória
- o Serra-Viana
- o Malha SE-BA
- o Atalaia-Catu
- o Santiago-Camaçari 14"
- o Santiago-Camaçari 18"
- o Candeias-Camaçari
- o Aratu-Camaçari
- o Malha CE-RN-PB-PE-AL
- o Guamaré-Pecem
- o Guamaré-Cabo
- o Alagoas-Pernambuco
- o Gasoduto Bolívia-Brasil
- o Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre

### III. RESERVAS E PRODUÇÃO NACIONAL

As reservas e a produção nacional de gás natural disponíveis referem-se apenas à Petrobras, que ainda se configura como a única companhia petrolífera/gaseífera com reservas provadas e em fase de produção no Brasil.

As informações relativas às reservas de gás natural apresentadas neste trabalho estão de acordo com o código geral para avaliação de reservas publicado pela “Society of Petroleum Engineers (SPE)” e com o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000 sobre Reservas de Petróleo e Gás Natural.

Entende-se como Reservas os recursos descobertos de gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma data de referência. A estimativa desses valores incorpora um certo grau de incerteza quanto às informações de geociências, engenharia e de natureza econômica. Em função disso, elas são classificadas como:

- Reservas Provadas - são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza;
- Reservas Prováveis - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas;
- Reservas Possíveis - são aquelas cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis;
- Reservas Totais - representa o somatório das reservas provadas, prováveis e possíveis.

#### III.1. Reservas

No período compreendido entre os anos de 1994 e 2005, as reservas provadas de gás natural cresceram 54%, correspondendo a uma taxa média de 4,5% a.a. Este crescimento está relacionado principalmente às descobertas decorrentes do esforço contínuo do país para diminuir o grau de dependência do petróleo.

As principais descobertas ocorreram na Bacia de Campos (bacia sedimentar onde se encontra a maior concentração de campos gigantes do país, tais como Albacora, Marlim e Roncador), bem como na Bacia do Solimões (bacia sedimentar na qual se encontram o Pólo de Urucu, onde boa parte do gás é reinjetado, e a jazida de Juruá, ainda sem aplicação comercial).

A evolução das reservas de gás natural no país apresenta um comportamento muito próximo ao das reservas de petróleo, devido principalmente à ocorrência de gás natural sob a forma associada.

Também foram feitas descobertas relevantes na Bacia do Espírito Santo, que já desponta como a segunda maior província petrolífera/gaseífera do país.

As reservas provadas nacionais, em dezembro de 2005, totalizaram 306 bilhões de metros cúbicos, representando um decréscimo de cerca de 9% em relação a 2004, em decorrência da modificação das reservas do Estado de São Paulo.

A tabela a seguir mostra as reservas brasileiras provadas e totais, por Estado e por Bacia Sedimentar, em milhões de metros cúbicos, posição de 31.12.2005.

Tabela II – Reservas Nacionais em 31/12/2005

Local	Estado	Reservas Provasdas (milhões de m³)	Reservas Totais (milhões de m³)	
Terra	Alagoas	3.524,52	4.822,16	
	Amazonas	51.465,40	84.361,43	
	Bacia do Amazonas	0,00	4.853,23	
	Bacia do Solimões	51.465,40	79.508,20	
	Bahia	12.378,64	19.752,17	
	Bacia do Recôncavo	11.750,46	19.098,34	
	Bacia do Tucano Sul	606,48	606,48	
	Bacias Tucano Central	21,70	47,35	
	Ceará	0,00	0,00	
	Espírito Santo	1.057,21	1.414,22	
	Paraná	0,00	732,83	
	Rio Grande do Norte	2.558,46	2.971,34	
	Sergipe	768,10	1.087,18	
	<b>SUB-TOTAL</b>		<b>71.752,33</b>	<b>115.141,33</b>
	Mar	Alagoas	1.083,53	1.337,49
Bahia		9.387,95	29.716,60	
Bacia do Recôncavo		72,97	72,97	
Bacia de Camamu		9.314,98	29.643,63	
Ceará		994,71	1.105,09	
Espírito Santo		31.271,34	45.523,73	
Bacia de Campos		7.764,27	9.968,09	
Bacia do Espírito Santo		23.507,07	35.555,64	
Paraná		14,61	87,93	
Rio de Janeiro		145.377,63	197.404,65	
Bacia de Campos		121.588,76	165.219,06	
Bacia de Santos		23.788,87	32.185,59	
Rio Grande do Norte		15.059,30	18.264,56	
Santa Catarina		7,31	14,61	
São Paulo	28.695,69	41.205,60		
Sergipe	2.750,52	4.651,94		
<b>SUB-TOTAL</b>		<b>234.642,59</b>	<b>339.312,20</b>	
<b>TOTAL</b>		<b>306.394,92</b>	<b>454.453,53</b>	

Fonte: ANP – Boletim Anual de Reservas

OBS (1): Inclui as reservas dos campos de Acajá-Burizinho, Inhambu, Papa-Terra, Uruguá, Tambaú e Canapu, ainda não formalmente reconhecidas pela ANP.

OBS (2): As reservas dos campos de Argonauta, Nautilus, Ostra e Abalone não está contempladas na tabela acima.

OBS (3): As reservas dos campos de Roncador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro.

### III.2. Produção

A produção nacional de gás natural refere-se, exclusivamente, à produção da Petrobras, que atualmente ainda é a única empresa produtora de gás natural no Brasil.

No período 1994-2005, a produção de gás natural cresceu em 129,5%, há uma taxa média anual de cerca de 10,8% a.a., principalmente em decorrência do início de operação das jazidas da Bacia de Campos, sendo 58,3% originária dos campos marítimos.

É importante observar que o volume de gás natural produzido não é disponibilizado para venda em sua totalidade, uma vez que parte do volume extraído é destinada a:

- Consumo próprio - parcela da produção utilizada para suprir as necessidades das instalações de produção;

- Queima e perda - parcela do volume extraído do reservatório que foi queimada ou perdida ainda na área de produção;
- Reinjeção - parcela do gás natural produzido que é injetada nos reservatórios;
- LGN - parcela de hidrocarbonetos mais pesados (etano, GLP e gasolina natural) extraída do gás natural nas plantas de processamento;

As tabelas de III a VII apresentam a evolução da produção, reinjeção, queima e perdas, consumo próprio e disponibilidade total da produção brasileira de gás natural, por Estado, no período de 2000 a 2005, em mil m<sup>3</sup>/dia.

**Tabela III – Produção Nacional de gás natural**

Produção Nacional de Gás Natural em mil m <sup>3</sup> /dia						
ESTADO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALAGOAS	2.023	2.090	2.142	2.515	3.253	3.202
AMAZONAS	5.480	6.650	7.516	8.199	9.920	9.773
BAHIA	5.194	5.388	5.526	5.934	6.182	5.436
CEARÁ	274	255	302	274	345	304
ESPÍRITO SANTO	869	1.066	1.155	1.396	1.397	1.422
PARANÁ	129	105	26	155	179	186
RIO DE JANEIRO	5.674	6.352	8.867	8.247	8.573	1.828
RIO GRANDE DO NORTE	3.466	3.281	3.727	3.476	3.741	3.607
SÃO PAULO	888	942	1.080	1.064	1.050	1.040
SERGIPE	2.393	2.224	2.196	2.007	1.856	1.692
<b>TOTAL</b>	<b>36.391</b>	<b>38.353</b>	<b>42.535</b>	<b>43.266</b>	<b>46.496</b>	<b>48.491</b>

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Notas: Os dados referentes ao ano de 2003 foram retificados em 09/04.

O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas e perdas e consumo próprio de gás natural.

**Tabela IV – Reinjeção de gás natural**

Reinjeção em mil m <sup>3</sup> /dia						
ESTADO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALAGOAS	481	544	522	667	519	327
AMAZONAS	4.286	5.393	6.237	6.686	7.946	5.986
BAHIA	604	711	594	495	404	123
CEARÁ	-	-	-	-	-	-
ESPÍRITO SANTO	10	13	15	-	-	-
PARANÁ	-	-	-	-	-	-
RIO DE JANEIRO	470	370	521	383	547	1.390
RIO GRANDE DO NORTE	1.006	670	737	260	97	27
SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	619	593	642	527	394	327
<b>TOTAL</b>	<b>7.476</b>	<b>8.294</b>	<b>9.269</b>	<b>9.016</b>	<b>9.907</b>	<b>8.180</b>

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

**Tabela V - Queima e Perdas de gás natural**

Queima e Perdas em mil m <sup>3</sup> /dia						
ESTADO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALAGOAS	9	10	12	15	15	20
AMAZONAS	495	271	233	315	635	2.485
BAHIA	139	110	78	84	88	91
CEARÁ	36	44	31	32	22	23
ESPÍRITO SANTO	75	61	70	169	115	136
PARANÁ	128	100	24	152	175	180
RIO DE JANEIRO	5.259	6.240	5.156	3.461	2.744	3.633
RIO GRANDE DO NORTE	291	292	203	180	133	114
SÃO PAULO	-	1	2	2	2	2
SERGIPE	62	50	44	45	94	94
<b>TOTAL</b>	<b>6.495</b>	<b>7.180</b>	<b>5.852</b>	<b>4.455</b>	<b>4.024</b>	<b>6.779</b>

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Ressalta-se o crescimento de 68% das queimas ocorrido em 2005 quando comparado ao ano anterior. Tal fato, além de reverter um processo de redução de queimas que vinha sendo adotado desde 2001, decorre do esforço empreendido pela Petrobras em atingir a autosuficiência do petróleo para o Brasil, passando a produzir mais óleo e gás em campos sem escoamento de gás natural.

Cabe destacar que as queimas e perdas de gás natural são objeto de regulamentação específica estabelecida pela Portaria ANP nº 249, de 01.11.2000, que estabelece os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de royalties bem como parâmetros para o controle das queimas e perdas do gás natural.

As categorias de queimas e perdas são: Autorizadas; Autorizadas sem incidência de royalties; e Autorizadas com incidência de royalties. Todas essas categorias são objeto de apreciação pela ANP, por ocasião da apresentação do Plano de Desenvolvimento e do Programa Anual de Produção do campo ou no Programa de Teste de Poço.

Os motivos de queimas e perdas são: Segurança; Emergência; Limitação Operacional; Manutenção Programada; Obra em Andamento; Baixa Produção de Gás Natural; Contaminação; Economicidade; Ventilação em Tanques; Teste de Poço; e Outros.

Não estão sujeitas ao pagamento de royalties, desde que aprovadas e autorizadas pela ANP, as queimas e perdas referentes a: Segurança e Comprovada Necessidade Operacional.

**Tabela VI - Consumo próprio de gás natural**

Consumo próprio mil m <sup>3</sup> /dia						
ESTADO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALAGOAS	3	3	4	16	31	31
AMAZONAS	277	278	317	343	391	318
BAHIA	215	214	221	260	269	213
CEARÁ	145	100	149	164	140	142
ESPÍRITO SANTO	54	61	63	95	98	130
PARANÁ	1	5	1	2	3	5
RIO DE JANEIRO	3.060	3.121	3.387	3.729	3.982	4.782
RIO GDE DO NORTE	660	597	597	666	720	748
SÃO PAULO	9	9	9	8	8	16
SERGIPE	337	363	393	328	426	392
<b>TOTAL</b>	<b>4.762</b>	<b>4.752</b>	<b>5.141</b>	<b>5.612</b>	<b>6.069</b>	<b>6.776</b>

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Nota: Refere-se ao consumo próprio nas áreas de produção e das UPGNs Uruçu I e II, Guamaré I e II, Atalaia, Carmópolis, Candeias, Catu e Lagoa Parda.



**Tabela VII - Disponibilidade de gás natural nacional**

Disponibilidade do Gás Nacional mil m <sup>3</sup> /dia						
ESTADO	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ALAGOAS	1.530	1.533	1.604	1.817	2.687	2.824
AMAZONAS	422	709	728	855	949	984
BAHIA	4.236	4.353	4.632	5.096	5.421	5.009
CEARÁ	93	110	122	78	183	139
ESPÍRITO SANTO	730	930	1.007	1.132	1.184	1.156
PARANÁ	-	-	-	-	-	-
RIO DE JANEIRO	6.885	6.620	9.803	10.674	11.300	12.023
RIO GDE DO NORTE	1.509	1.721	2.191	2.371	2.791	2.719
SÃO PAULO	879	932	1.069	1.054	1.040	1.023
SERGIPE	1.375	1.218	1.116	1.107	942	879
<b>TOTAL</b>	<b>17.659</b>	<b>18.126</b>	<b>22.272</b>	<b>24.183</b>	<b>26.496</b>	<b>26.756</b>

Fonte: ANP - Boletim Mensal de Produção submetido à ANP.

Nota: Os dados referentes ao ano de 2003 foram retificados em 10/09/04.

Como pode ser visualizado, a disponibilidade de gás natural nacional é, em média, 53% inferior à produção nacional, em decorrência do consumo próprio, da queima e perdas e da reinjeção em reservatórios.

Os valores apresentados de produção, reinjeção, queima, perdas, consumo próprio e disponibilidades de gás natural nacional devem estar previstos nos Planos de Desenvolvimento de cada campo, assim como devem ser atualizados nos Planos Anuais de Produção, apresentados à ANP.

#### IV. IMPORTAÇÃO

As importações brasileiras de gás natural tiveram início em julho de 1999, quando a Petrobras passou a adquirir gás boliviano através do Gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL.

Em 2000 foi iniciada a importação do gás argentino pela SULGÁS, que foi seguida, em 2001, por duas outras empresas importadoras, a EPE-Empresa Produtora de Energia Ltda e a BG Comércio e Importação Ltda, adquirindo gás da Bolívia.

Os preços do gás natural importado são estabelecidos na forma pactuada através dos respectivos contratos de fornecimento.

**Tabela VIII – Importação Brasileira de Gás Natural**

Ano	Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)
2000	6.056
2001	12.611
2002	14.436
2003	16.293
2004	22.154
2005	24.651

Fonte: ANP.

#### V. PRINCIPAIS USOS

Os principais usos do gás natural são: matéria-prima petroquímica; redutor siderúrgico; combustível industrial; geração termelétrica; cogeração, gás natural veicular – GNV; uso residencial e comercial.

O gás natural utilizado como combustível nas indústrias substitui todos os outros energéticos, tais como óleo combustível, óleo diesel, carvão, lenha e energia elétrica.

O gás natural é usado em larga escala na indústria química/petroquímica como matéria-prima, além de seu uso como combustível, na produção de insumos para fabricação de plásticos produzidos a

partir do etano do gás natural e gás de síntese, que gera uma série de outros produtos, dentre os quais a amônia, matéria-prima de fertilizantes.

Na siderurgia, o gás natural é aplicado como redutor na fabricação de ferro-esponja, que é a matéria-prima utilizada na produção do aço.

No setor comercial, o gás natural é utilizado em substituição ao gás liquefeito de petróleo – GLP e em cogeração, alimentando sistemas de refrigeração e iluminação e substituindo a energia elétrica.

No setor residencial, o gás natural é usado em cocção e aquecedores, substituindo o GLP e energia elétrica, respectivamente.

O consumo automotivo do gás natural apresenta-se, de modo geral, como complementar aos outros combustíveis, tais como gasolina, diesel e álcool.

No setor elétrico, o gás natural vem sendo usado na geração termelétrica, em substituição ao óleo combustível, óleo diesel e carvão.

Há que se lembrar, ainda, que o gás natural também tem sido comercializado sob as formas de gás natural comprimido – GNC e gás natural liquefeito – GNL, ambas atividades ainda incipientes no Brasil.

## VI. LEGISLAÇÃO

### VI.1. Vácuo Regulatório

O gás natural ainda não tem uma legislação específica, sendo regido pela Lei do Petróleo, a Lei nº 9.478/97, como se fosse um subproduto ou derivado do petróleo.

O Art. 69 da Lei do Petróleo estatuiu que durante o período de transição, compreendido entre a data de publicação da Lei até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, seriam efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministérios de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

O art. 2º da mesma Lei, criou o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que tem, entre suas atribuições, segundo Decreto nº 3.520 de 21.06.2000, a proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; incremento da utilização do gás natural; e promoção da livre concorrência.

O CNPE, com base nessas atribuições, editou a Resolução nº 6, de 05.12.2001, estabelecendo a proposta de manutenção do controle de preços do gás natural, após o término do período de transição findo em 31.12.2001, que deveria ser implementado por Projeto de Lei determinando que o controle de preços se daria até que ocorresse uma efetiva competição na comercialização do gás natural, nos termos a serem definidos conjuntamente pelo Ministério de Minas e Energia e Ministério da Fazenda.

Após a publicação da supracitada portaria, caberia ao Poder Executivo Federal a elaboração do referido Projeto de Lei, o que não ocorreu.

Dessa forma, passou a haver o vácuo legislativo e duplicidade de interpretações. Se por um lado não há legislação em vigor sobre o controle de preços do gás, por outro lado não há livre concorrência no mercado produtor de gás natural, visto que a Petrobras ainda se configura como monopolista na produção de gás natural no Brasil.

Face ao exposto, desde dezembro de 2001, o mercado produtor de gás no Brasil experimenta a situação de operar como monopolista sem preços regulados, tendo seus preços definidos de forma livre, sem critérios conhecidos, sob a falsa interpretação de que há livre concorrência, exclusivamente decorrente da falta de cumprimento do papel disciplinador que deveria estar sendo exercido pelo Poder Executivo federal.

Tal fato, contraria todas as boas práticas econômicas, a transparência e a defesa dos interesses dos usuários finais, que deveriam ser preservadas pelo Poder Público.

Dessa forma, é mister que o Poder Executivo Federal supra a lacuna por ele deixada e apresente um Projeto de Lei que disponha sobre o controle de preços do gás natural produzido até que esteja assegurada a livre concorrência neste segmento de mercado.

### VI.2. Projeto de Lei do Senado nº 226/2005

Para solucionar, parcialmente, a inexistência de legislação específica sobre o setor de gás natural, encontra-se em tramitação no Senado Federal o Projeto de Lei nº 226, de 2005, de autoria do Senador Rodolpho Tourinho, que dispõe sobre a indústria do gás natural no Brasil.

O grande mérito do Projeto de Lei é elaborar uma legislação exclusiva relativa ao gás natural, importante energético não poluente.

O Projeto de Lei traz muitas novidades. A criação do Operador do Sistema Nacional de Transporte de gás natural – ONGÁS, que tem por finalidade promover o uso eficiente dos gasodutos de transporte e unidades de armazenagem de gás natural e das figuras do carregador e da armazenagem de gás natural, dentre outros, proporcionarão maior segurança aos investidores e consumidores.

Outra novidade importante e bem vinda é a introdução de mecanismos de transparência para as empresas integradas do setor de gás que detenham mais de vinte por cento do capital de qualquer das atividades de produção, transporte, armazenagem e comercialização.

Essas empresas integradas deverão, obrigatoriamente, ter estrutura gerencial própria, relatórios de desempenho para cada atividade, planos orçamentários, financeiros e de investimento individualizados, além de vedação de exercício de cargos administrativos e gerenciais em mais de uma empresa, permitindo melhor fiscalização dos agentes envolvidos.

Entretanto, o Projeto de Lei não trata do controle de preços do gás natural enquanto não houver, efetivamente, livre concorrência na produção, sendo omissa quanto à existência de um monopólio de fato da Petrobras.

Outra omissão do PL está relacionada à inexistência de uma limitação da participação de empresas produtoras de gás natural na atividade de distribuição. Ou seja, mantém o domínio econômico da Petrobras, única empresa atuante em toda a cadeia produtiva, sem resguardar os usuários finais do gás natural.

Concluindo, o PL do Gás, quando aprovado, manterá a regulação nos termos já existentes, ou seja, a produção, o processamento, o transporte, o carregamento, a importação e comercialização são regulados pela ANP enquanto a distribuição é regulada pelos Estados e Distrito Federal, nos termos definidos pelo Art. 25 da Constituição Federal.

Cabe destacar que as condutas anti-concorrenciais na formação de preços decorrentes do domínio econômico, das participações cruzadas, da verticalização e do monopólio da produção do gás natural somente poderão ser objeto de análise caso ocorra denúncia de abusos junto ao Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência – CADE.

### **VI.3. O Projeto de Lei do Executivo**

Em 3 de março de 2006, o Presidente da República, através do Despacho nº 130, encaminhou ao Congresso Nacional o texto de Projeto de Lei que dispõe sobre a movimentação, estocagem e comercialização de gás natural, altera e acresce dispositivos à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e dá outras providências.

O projeto apresentado prioriza o uso do produto para usinas termelétricas e trata o gás para uso industrial como mercado secundário, o que se apresenta como inconstitucionalidade, pois a distribuição do gás canalizado é de responsabilidade dos Estados e Distrito Federal, nos termos definidos pelo Art. 25 da Constituição Federal.

Outra inconstitucionalidade pode ser identificada no Art. 31, Parágrafo Único, ao definir o consumo próprio como aquele destinado ao uso específico e exclusivo do proprietário do gás, possibilitando ao produtor o uso do gás natural em outras atividades não especificadas nos contratos de concessão de petróleo e gás.

O Projeto também amplia os poderes do Sistema Petrobras, sem restringir o domínio econômico do setor e retira atribuições do CNPE e da ANP, que passarão a ser de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia.

Finalmente, fica mantida a omissão quanto a definição do preço do gás produzido enquanto não existir livre concorrência nesse segmento de mercado, cabendo ao Congresso Nacional efetuar as correções necessárias.

## **VII. PREÇOS**

A questão da definição dos preços do gás natural apresenta-se como o fator de maior instabilidade dessa indústria.

O preço do gás natural nacional tem sido fixado arbitrariamente pela Petrobras, como se não houvesse monopólio de fato.

Os critérios tarifários de transporte de gás natural são definidas pela ANP em função da distância do ponto de entrega do produtor e do ponto de recebimento da distribuidora.

No entanto, a definição de gasoduto de transporte e gasoduto de distribuição varia de Estado para Estado, ocasionando disparidade de tarifas muito grandes para distâncias semelhantes, quando comparados todos os Estados da Federação.

As tarifas de distribuição também variam de um Estado para outro, em decorrência dos diferentes contratos de concessão firmados entre os governos estaduais e as companhias distribuidoras de gás canalizado.

Outro fator diferenciador das tarifas de distribuição refere-se à origem do gás, se nacional ou importado, este último definido por contrato.

Entretanto, o preço de venda do gás nacional do produtor, leia-se Petrobras, para as distribuidoras é o mesmo para o Brasil todo, ou seja, a formação de preços do gás produzido não leva em consideração a produção regional do gás natural, nem tampouco se o gás é associado ou não associado.

As distribuidoras representam um mercado cativo para a Petrobras e encontram-se desprotegidas pela legislação brasileira quanto ao abuso do domínio econômico.

Logo, pode-se concluir que o consumidor final também é refém da Petrobras na questão de definição do preço final do gás natural, que também é responsável pela definição dos preços de alguns dos principais energéticos substitutos do gás natural, como é o caso do GLP, do GNV, do óleo diesel e do óleo combustível.

A Lei do petróleo previa preços livres com base na livre concorrência. Como não há competição nesse mercado, os preços deveriam ser fixados pelo Governo Federal, mas não o são.

Mais uma vez salientamos a necessidade urgente do Governo Federal adotar medidas protetoras aos consumidores e regular o monopólio existente no mercado de gás natural no Brasil.

## VIII. DESAFIOS PARA A EXPANSÃO

A indústria do gás no Brasil ainda apresenta desafios característicos de um mercado incipiente, visto que o uso comercial do gás natural no País não data mais do que seis ou sete anos.

O Governo Federal, deve vencer sua inércia e elaborar, com urgência, um Projeto de Lei para ser examinado pelo Congresso Nacional, dispondo sobre o controle do mercado de gás natural produzido no País enquanto persistir o monopólio atualmente existente.

O grande desafio de curto prazo é vencer a falta de sintonia existente entre os diversos organismos públicos federais e estaduais envolvidos no setor energético brasileiro, o que permitiria uma melhor coordenação de ações políticas e regulação tanto no curto quanto no longo prazo, garantindo uma ampla e adequada sinalização dos objetivos e ações do governo ao mercado.

Outro desafio, essencial para o desenvolvimento do mercado, é o estabelecimento de políticas tarifárias para o gás do produtor, enquanto persistir o monopólio de fato na produção do gás natural no Brasil.

E por fim, o maior desafio é o estabelecimento de regras que garantam a consolidação de um ambiente de livre concorrência e redefinam as relações entre a Petrobras e suas subsidiárias, de forma a evitar o domínio econômico e práticas anti-concorrenciais.

#### 4. BIBLIOGRAFIA

1. Bahiagás. Coordenação: Vieira, Petrônio Lerche. “Gás Natural – Benefícios Ambientais no Estado da Bahia”, Salvador, 2005, Solisluna Design e Editora.
2. Séries ANP – N° I – “Regulação” e N° II – “Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros”, Rio de Janeiro, 2001, ANP.
3. SCG/ANP – “Participações Cruzadas na Indústria Brasileira de Gás Natural”, Rio de Janeiro, 2002, ANP.
4. Anuário Estatístico Brasileiro do petróleo e do Gás Natural 2005, Rio de Janeiro, 2005, ANP.
5. Boletim Mensal do Gás, Rio de Janeiro, Novembro de 2005, ANP.
6. Pesquisa na Internet: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br), [www.abegas.org.br](http://www.abegas.org.br), [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br), [www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br), [www.ctgas.com.br](http://www.ctgas.com.br), [www.conpet.gov.br](http://www.conpet.gov.br), [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).
7. Tourinho, Rodolpho – Projeto de Lei nº 226/2005, Brasília, 2005, Senado Federal.
8. Souto, João José de Nora - “O gás natural na matriz energética: desafios e perspectivas”, Brasília, 2005, II Encontro da Frente Parlamentar em Defesa da Infra-Estrutura Nacional.
9. Nepomuceno, Francisco – “Investimentos da Petrobras para a Área de Gás 2006-2010”, Brasília, 2005, II Encontro da Frente Parlamentar em Defesa da Infra-Estrutura Nacional.
10. Manso, Rogério – “O gás na matriz energética: Desafios e Perspectivas – Formação de preços do gás importado e nacional”, Brasília, 2005, II Encontro da Frente Parlamentar em Defesa da Infra-Estrutura Nacional.
11. Martins, Victor de Souza – “O gás natural no Brasil e o Marco Regulatório”, Brasília, 2005, II Encontro da Frente Parlamentar em Defesa da Infra-Estrutura Nacional.