

Universidade de São Paulo  
Programa Interunidades de Energia

Escola Politécnica  
Instituto de Eletrotécnica e Energia  
Faculdade de Economia e Administração  
Instituto de Física

# O mercado de gás natural no Estado de São Paulo histórico, cenário, perspectivas e identificação de barreiras

Dissertação para o Programa de Interunidades de Pós-Graduação em  
Energia da Universidade de São Paulo - USP - para obtenção do título de  
Mestre em Energia

Por: Suzy Elaine Gasparini de Moraes

Orientador: Prof. Dr. José Goldemberg

São Paulo, Março de 2003

**Aos meus pais.**

## **Agradecimento**

Como é bom ter com quem contar. O resultado deste trabalho é a prova de que posso contar com pessoas colaboradoras, de boa vontade, e que sem esta cadeia de ajuda o mundo seria muito mais difícil.

Meu sincero muito obrigada:

Ao meu orientador, professor doutor José Goldemberg, a quem muito admiro e respeito e que ajudou a direcionar e enriquecer este trabalho.

Ao professor doutor Edmilson Moutinho dos Santos, por ter me encaminhado ao mestrado em Energia e pela colaboração. Ao professor doutor Sinclair Mallet-Guy Guerra pela colaboração prestada.

A Oscar Prieto, presidente da Comgás, pela paciência e boa vontade para ler e comentar meu trabalho, mostrando a visão de quem vive, no dia-a-dia no mundo dos negócios, os desafios do mercado do gás natural.

Aos meus chefes César Fernandes e Bruna Milet (Comgás) e à minha ex-chefe, Cynthia Malta (Gazeta Mercantil), pelo apoio e compreensão, pois sem a ajuda deles eu não conseguiria assistir às aulas. Durante todo o curso trabalhei e sem a colaboração deles não seria possível conciliar os horários.

Aos colegas da Comgás, que me ensinaram no dia-a-dia a identificar as barreiras para o crescimento do gás especialmente a Eugênio Pierrobon Neto, Carlos Eduardo de Freitas Brésia e Flávio Fernandes.

A Zevi Kann (CSPE), Marcelo Agostini (Gas Brasileiro), Delcídio Gomes e José Zonis (Petrobras), Armando Shalders (Secretaria de Energia SP), José Roberto Rodrigues (Secretaria Estadual de Meio Ambiente), Ieda Gomes (BP), Alan Fernandes (Unibanco) e Eduardo Rappel (Onip) pelas entrevistas cedidas.

Aos professores do IEE e aos meus colegas de sala que me ajudaram a compreender melhor as disciplinas, fazer exercícios e trabalhos. Em especial a Rafael Laureiro e Laura Correa.

Aos colegas Mauricio Martinez, sempre disposto a discutir sobre o mercado do gás natural e a colaborar na melhoria deste trabalho, e Eduardo de Souza, pelo auxílio na parte de diagramação.

Às pessoas do mundo da energia ou co-relacionadas a ele, que tantas vezes entrevistei, entre elas: Mauro Arce, Benedito Carraro, José Luiz Alqueraz, François Moreau, Lindolfo Paixão, Mário Santos, Mário Abdo, Evandro Coura, Ivone Saraiva, Cláudio Martino, Estela Palombo, José Carlos Rela, Francisco Gomide, Guilherme Cirne de Toledo, Henry Joseph Junior, Sérvulo Lima, Julio Colombi Neto, Eduardo José Bernini, Manoel Otoni Neiva, Carlos Alberto Cicchi, Sérgio Parada, Gregory Bafalis, Luiz Augusto Horta Nogueira, entre outros.

## Resumo

Este trabalho tem o objetivo de trazer à discussão o crescimento do mercado de gás natural no Brasil que está sempre aquém das previsões do governo e das próprias empresas. Esta tese foi desenvolvida no sentido de procurar buscar respostas às seguintes questões: Por que os planos já lançados pelo governo sobre o crescimento do gás natural na matriz energética brasileira ficam somente no papel? Quais são as barreiras que impedem o seu desenvolvimento? É possível vencê-las? Como?

Partindo destes questionamentos foram buscadas referências bibliográficas, informações em relatórios de empresas, balanços energéticos, documentos e realizadas uma série de entrevistas para se encontrar respostas.

O Brasil é um país com pouca tradição no mercado de gás canalizado. Ele surgiu na segunda metade do século 19, com a finalidade de iluminação pública e pouco se desenvolveu, principalmente devido à inexistência de capital para investimento. As reservas brasileiras de gás natural, apesar de crescentes, são insuficientes para garantir o fornecimento deste combustível ao mercado nacional, que se encontra em desenvolvimento. A integração energética, como o Gasoduto Bolívia Brasil, é a solução para o abastecimento.

Nos últimos 16 anos, o governo lançou quatro planos para incrementar a participação do gás natural no Brasil. Nenhum foi concretizado. Um deles, de 1988, o Plano de Ação de Setor de Petróleo e Gás, previa que em 97, o país estaria produzindo 70 milhões de m<sup>3</sup> de GN/dia. Seis anos se passaram (de 97) e o país está produzindo entre 40 e 45 milhões de metros cúbicos de GN/dia.

Para não abrir muito o leque de estudo, este trabalho foca o Estado de São Paulo, responsável por 36% do PIB Brasileiro e 21% do PIB da América Latina. Cerca de 40% de toda demanda energética brasileira está no Estado de São Paulo.

O trabalho traz cinco barreiras principais:

1) A competitividade do GN frente ao óleo combustível, seu principal rival no mercado industrial. Este segmento é o mais representativo, com cerca de 70% das vendas totais

2) A diferença de preço entre o GN nacional e o importado, que é de cerca de 40%, dificulta as vendas do gás boliviano

3) A falta de infra-estrutura é outro obstáculo. Entre redes de transmissão e distribuição, o Brasil não tem 15 mil km de redes, o que impede a chegada do combustível a novos mercados.

4) A falta de equipamentos movidos a gás natural, principalmente para os usos residencial e comercial, impede a popularização do uso deste combustível.

5) A falta de informação é outra barreira que precisa ser superada, pois os consumidores, principalmente o residencial e o pequeno comerciante, desconhecem o produto e suas vantagens.

Sem a firme determinação para eliminar as barreiras que impedem o crescimento do uso do GN, os planos de ampliação deste combustível continuarão a ficar no papel. Não adianta simplesmente lançar novas previsões para o crescimento do mercado de GN, nem novos planos. É preciso analisar porque os planejamentos anteriores não deram certo e o que é preciso fazer para que eles se concretizem.

## Abstract

The purpose of this study is to discuss the growth of the market for natural gas in Brazil, which has traditionally failed to match the Government's forecasts as well as those of the industry itself. The thesis sets out to answer the following questions: Why have the plans launched by the Government to expand the share of natural gas in the energy matrix always stayed on paper? What barriers have prevented their implementation? Can the barriers be overcome? How?

With these questions in mind, the literature was reviewed including books, company reports, energy balances and other documents. Interviews were also conducted with key players.

Brazil has scant historical experience with markets for piped gas. The first system was implemented in the second half of the 19th century for street lighting. This did not develop further, mainly owing to lack of capital for investment. Brazil's natural gas reserves are insufficient to meet domestic demand, which itself is relatively incipient. The solution to guarantee supply is integration with markets in neighbouring countries such as Bolivia, which already exports natural gas via a pipeline to Brazil. Over the last 16 years the Government has issued four plans designed to increase the market share of natural gas. None of these plans has achieved its objectives. One of the four, the 1988 Action Plan for Oil & Gas, predicted that Brazil would be producing 70 million cubic metres of natural gas per day by 1997. Six years after 1997, production is in the range of 40-45 million cu. m. per day.

The focus of the study is São Paulo State, which accounts for 26% of Brazil's gross domestic product, 21% of Latin America's economy, and roughly 40% of the nation's demand for energy.

Five main barriers are identified:

- (1) Natural gas is insufficiently competitive compared with fuel oil, its main rival in the industrial segment, which accounts for about 70% of total sales;
- (2) The price difference between domestic and imported natural gas is about 40%, hindering sales of gas from Bolivia;
- (3) Lack of infrastructure is another obstacle: transmission and distribution networks add up to less than 15,000 kilometres, making it impossible to deliver natural gas to new markets;
- (4) The scarcity of natural gas appliances, especially for residential and commercial use, prevents it from becoming a popular fuel;
- (5) Lack of information is another barrier that must be overcome: consumers, especially homeowners and small businesses, are ill-informed about natural gas and its advantages.

Without a firm determination to break down these barriers, plans to expand the use of natural gas will stay on paper. There is little point in simply launching new plans and projections for growth of the natural gas market. First it is necessary to find out why previous plans failed and what needs to be done to put future plans into practice effectively.

# Sumário

<b>1. Introdução.....</b>	<b>7</b>
<b>2. Metodologia.....</b>	<b>10</b>
<b>3. Um país com pouca tradição em gás canalizado.....</b>	<b>12</b>
3.1 - O gás natural no Mundo e no Brasil.....	22
3.2 - Reservas e Suprimentos.....	25
3.3 - Gasoduto Bolívia-Brasil.....	29
3.4 - Planos no Papel.....	33
<b>4. O Estado de São Paulo.....</b>	<b>38</b>
4.1 - Indústria.....	44
4.2 - Comércio.....	46
4.3 - Transportes.....	48
4.4 - Residencial.....	49
<b>5. As três áreas de concessão.....</b>	<b>52</b>
5.1 – Comgás.....	57
5.2 - Área Noroeste (Gás Brasileiro).....	62
5.3 - Área Sul (Gás Natural).....	65

<b>6. Barreiras.....</b>	<b>69</b>
6.1 - Óleo combustível x gás natural.....	74
6.1.1 - Vantagens Ambientais.....	78
6.1.2 - Legislação Ambiental.....	84
6.1.3 - Casos da Comgás.....	86
6.1.4 - Possível solução: óleo combustível x gás natural.....	88
6.2 - Preço do gás boliviano x gás nacional.....	91
6.2.1 - Possível solução: gás boliviano x gás nacional.....	93
6.3 - Falta de infra-estrutura.....	96
6.3.1 - Possível solução: falta de infra-estrutura.....	98
6.4 - Falta de equipamentos e tecnologia.....	100
6.4.1 - A experiência do GLP.....	104
6.4.2 - Competitividade.....	106
6.4.3 - Possível solução: falta de equipamentos e tecnologia.....	108
6.5 - Falta de informação.....	110
6.5.1 - Possível solução: falta de informação.....	112
<b>7. Perspectiva de crescimento de mercado.....</b>	<b>114</b>
7.1 - Planos da Comgás.....	115
7.2 - Planos da Gas Natural SPS.....	121
<b>8. Conclusão.....</b>	<b>124</b>
<b>9. Referências Bibliográficas.....</b>	<b>127</b>
<b>10. Anexos.....</b>	<b>131</b>

## **1. Introdução**

Este trabalho foi produzido com a finalidade de identificar os principais gargalos para o crescimento da indústria do gás natural dentro do Estado de São Paulo. Sou jornalista e enquanto fui repórter dos setores de energia elétrica, petróleo e gás, na Gazeta Mercantil, realizei diversas matérias sobre perspectivas de crescimento do mercado de gás natural e, poucas, aliás, bem poucas se concretizaram. Depois, como assessora de imprensa da Comgás, continuei a acompanhar diariamente o mercado de gás natural, a evolução e os desafios. Com tanta informação e um pouco de espírito investigativo nasceu o questionamento: o que afinal impede o crescimento deste mercado e faz com que as estimativas de aumento da participação do gás natural na matriz energética fiquem apenas no papel. Qual seria o motivo, ou os motivos, de o crescimento real estar sempre aquém das expectativas do governo e dos próprios investidores? Quais seriam as principais barreiras para a indústria do gás natural? Seria possível vencê-las? De que forma?

Foram estes os questionamentos que me levaram a desenvolver este trabalho e cheguei à conclusão que não existe um fator isolado que impeça o crescimento deste mercado. É a somatória de várias questões que serão aqui apresentadas, inclusive com algumas propostas de como solucioná-las, que acaba emperrando o desenvolvimento deste mercado.

Apesar das dificuldades e das barreiras que iremos tratar neste trabalho, não há como negar que o mercado de gás natural está em evolução. Segundo uma pesquisa feita pela Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip), em 2002, nos próximos dez anos, a expectativa é que os investimentos somem mais US\$ 80 bilhões, sendo que de 10% a 15% deste total devem ir para o setor de gás natural. O volume de recursos é bastante significativo, pois na década de 90, o total de investimentos feitos pela Petrobras foi de US\$ 30 bilhões. O número de empregos a serem criados, no período de 2002 a 2005 é estimado em 15.600 vagas, sendo 10% para o mercado de gás. É desenvolvimento econômico e social à vista, pois significa a abertura de novas vagas no mercado de trabalho.

O presente trabalho começa com uma retrospectiva sobre o gás canalizado no Brasil, quando tudo começou e porquê essa indústria ficou estagnada. Na seqüência são tratados temas como reservas de gás para abastecer o mercado brasileiro, o Gasoduto Bolívia Brasil, o maior empreendimento energético da América do Sul nos anos 90, e também são apresentados os vários planos lançados pelo governo federal para desenvolver este mercado. Como este trabalho é específico sobre o Estado de São Paulo, o capítulo 4 traz uma série de informações sobre a sua grandiosidade e importância. O capítulo seguinte trata das três áreas de concessão de distribuição de gás natural canalizado, como elas foram divididas, qual o potencial de cada uma delas e um perfil dos controladores.

O capítulo 6 é uma espécie de coração do trabalho, pois trata especificamente das barreiras que impedem o crescimento do gás natural no Estado de São Paulo. O trabalho busca identificar quais são estas barreiras e apresentar possíveis soluções para sua superação. O capítulo seguinte trata das perspectivas de mercado e na seqüência está a conclusão.

Espero sinceramente que esteja trilhando pelo caminho certo, não somente na identificação de barreiras, mas mais ainda na discussão de como eliminá-las. Acredito que o gás natural poderá ter uma participação mais significativa na matriz energética brasileira e assim contribuir para melhorar as condições ambientais, principalmente no deslocamento de pesados óleos combustíveis. É melhor queimar gás natural a derivados de petróleo, principalmente os que causam mais danos ao meio ambiente.

É importante salientar que este presente trabalho tem a pretensão de vislumbrar a indústria do gás natural como um todo, tentando fugir da miopia da queima de grandes volumes deste combustível somente para produção de eletricidade, buscando focar a expansão de diversos mercados.

## 2. Metodologia

Para a realização deste trabalho foram pesquisados dados bibliográficos de várias origens, inclusive documentos da Abegás e principalmente da Comgás. Foi feito acompanhamento diário das notícias do setor de gás natural. A internet se mostrou uma boa aliada para pesquisa de alguns assuntos. Foram realizadas diversas entrevistas para melhorar a compreensão e aprofundamento de algumas questões. Para o desenvolvimento do trabalho foi aplicada a seguinte metodologia:

. Os dados sobre o Estado de São Paulo são oficiais e foram conseguidos juntos às secretarias estaduais de Desenvolvimento e Fazenda, além de contar com informações do Seade e Dieese.

. A reconstituição de dados e informações sobre o processo de desestatização do serviço de distribuição de gás natural no Estado de São Paulo (área, consumo de energia, estimativa de mercado etc) foi feita com base no material oficial do Estado, distribuído em audiências públicas anteriores aos leilões de privatização.

. Informações sobre como foi feita a modelagem da desestatização do setor de gás canalizado no Estado foram colhidas por meio de entrevistas

junto aos representantes dos consórcios contratados para fazer este trabalho para o Estado.

. As informações sobre os controladores das companhias foram disponibilizadas pelas próprias empresas (o Grupo BG enviou material, o Grupo ENI e a Gas Natural)

. O levantamento das barreiras do mercado de gás natural foi feito com base em literatura e principalmente nas entrevistas dos principais executivos das distribuidoras de gás localizadas no Estado de São Paulo, do Comissário Chefe da Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo, de executivos da Petrobras e de outras empresas que atuam neste mercado. As entrevistas tiveram sempre como pano de fundo sempre a seguinte questão: “afinal, porque os planos de crescimento deste mercado ficam no papel. O que realmente impede o aumento mais significativo do gás na matriz e energética?”

. Os históricos do consumo residencial, comercial e industrial da Comgás foram colhidos junto à empresa.

. As perspectivas sobre o crescimento dos mercados da Comgás e da Gas Natural foram fornecidas pelas próprias distribuidoras.

### **3. Um país com pouca tradição em gás natural**

O Brasil nunca foi um país com tradição em gás canalizado. A história do gás canalizado começou no Rio de Janeiro, em 1851, quando Irineu Evangelista de Souza, o Barão de Mauá, assinou um contrato para iluminação a gás na cidade do Rio de Janeiro. O contrato determinava a construção de uma fábrica de gás no centro da cidade e a instalação de canalizações em perímetros determinados.

A chegada do gás canalizado mudou os costumes da população, já que seu primeiro uso foi para iluminação pública, possibilitando a desmistificação da noite, que até então existia apenas para os nobres que tinham condições de iluminar adequadamente seus palacetes; os amantes; os místicos e salteadores. Para o homem “comum”, escureceu era hora de dormir.

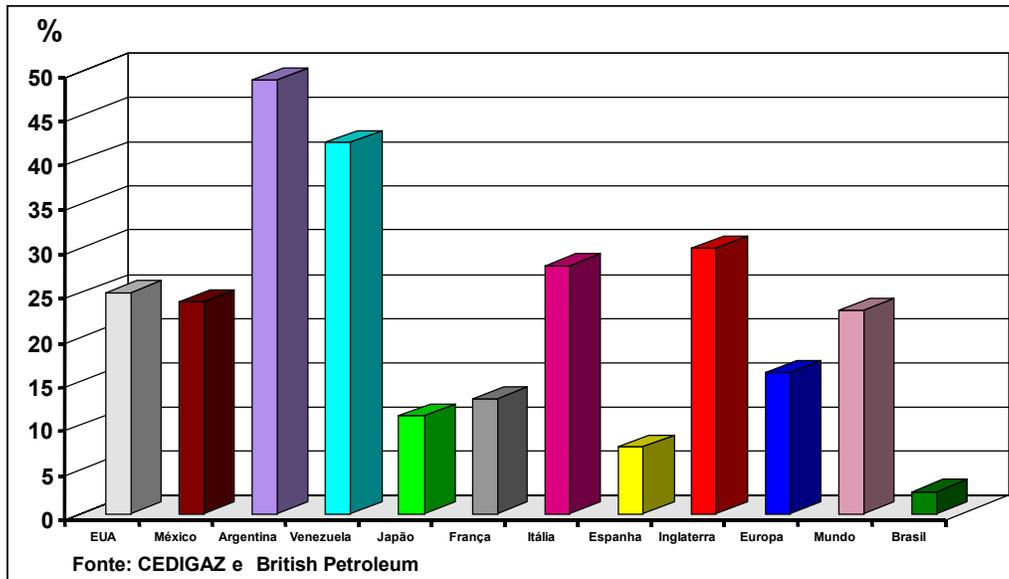
Em 1854 surgiu a primeira empresa deste setor, a Companhia de Iluminação a Gás, no Rio de Janeiro, que hoje é a Companhia Estadual de Gás (CEG). Em 1857, parte das ruas da zona Sul contava com 3.027 lâmpadas a gás para iluminação pública. Em 1872 é criada a San Paulo Gas Company, atual Comgás, um dos focos deste trabalho, já que ele trata sobre o mercado do gás natural no Estado de São Paulo.

O Brasil começou a usar o gás canalizado mais de 50 anos depois de Londres, onde o uso deste combustível se deu a partir de 1807; Dublin a partir de 1818; Paris a partir de 1819.

No Brasil, os primeiros utensílios domésticos, como fogões e aquecedores de água a gás surgiram somente a partir de 1901, quase um século depois de terem sido lançados na Europa e era de lá que eram exportados para o Brasil. Naquela época, a cidade de São Paulo tinha 240 mil habitantes. Hoje são mais de 10 milhões de paulistanos.

Atualmente, a participação do gás na matriz energética brasileira é pequena: da ordem de 3,7%, segundo dados do Balanço Energético Nacional de 2001. O que é muito pouco frente à média mundial de 20% (veja gráfico na próxima página). Na vizinha Argentina, por exemplo, a participação do gás na matriz energética é de 47%. Por outro lado, é importante salientar que este combustível, vem, ainda que lentamente, aumentando sua participação na matriz energética brasileira, pois nos anos 70, representava 0,2% da matriz energética brasileira.

## Participação do Gás Natural na Matriz Energética em diferentes países:



Mas afinal, porque o gás canalizado não cresceu no Brasil? O que aconteceu com o país, diferentemente dos Estados Unidos e da Europa, é que a infra-estrutura para o gás natural não foi planejada conjuntamente ao processo de industrialização. As redes de distribuição não foram implantadas acompanhando o crescimento das cidades. Nos Estados Unidos, por exemplo, a implantação das redes de distribuição foi muito rápida, pois havia capital barato e financiamento para bancar o crescimento da indústria do gás, componentes que o Brasil nunca teve.

Mas o Brasil não é o único país em desenvolvimento que não desenvolveu a indústria de gás natural, quase todos os países em situação semelhante não o fizeram. No começo do século 20, o Brasil teve que

escolher entre continuar a investir em redes de distribuição de gás ou de transmissão de energia elétrica. Optou-se pela eletricidade. A energia elétrica começou a ser usada no Brasil em 1882. Segundo dados da Fundação do Patrimônio Histórico da Energia do Estado de São Paulo, em 1929, a Light assinou com o governo estadual um contrato para fazer iluminação pública a partir da energia elétrica, o que foi iniciado na década de 30.

O não desenvolvimento deste mercado, a não criação de infra-estrutura para ele poder sobreviver se deve ainda há dois fatores: falta de interesse político no assunto e também pelo baixo custo da energia elétrica para a indústria nacional. Esta se sentiu em uma posição muito confortável, sendo desnecessário ir à procura de um outro energético. Os grandes consumidores, sobretudo os eletrointensivos, são os mais beneficiados com a atual política tarifária, mas a tendência é de um realinhamento dos preços, o preço da energia para a indústria não pode ser muito mais barato que para um cliente médio residencial. Essa foi uma prática adotada na época do governo de Getúlio Vargas, como forma de estimular o desenvolvimento industrial, mas precisa ser revista.

Entre os países pobres, somente o Paquistão foi capaz de preparar infra-estrutura para desenvolver a indústria do gás natural, isso nos anos 50. A

maior parte dos países pobres não usa o gás natural, nem quando tem reservas. A Indonésia, por exemplo, detentora de grandes reservas de gás natural exporta tudo para o Japão, na forma de gás natural liquefeito (GNL). A nossa vizinha Bolívia também exporta tudo para o Brasil, que nem de longe se compara à economia do Japão.

## Reservas Provadas de Gás Natural no Mundo

	No fim de 1981	No fim de 1991	No fim de 2000	No fim de 2001			
	Trilhões de metros cúbicos	Trilhões de pés cúbicos	Parcela do total	Razão R/P			
USA	5,61	4,79	4,74	5,02	177,4	3,2%	9,2
Canadá	2,55	2,74	1,73	1,69	59,7	1,1%	9,8
México	2,13	2,02	0,86	0,84	29,5	0,5%	24,0
<b>Total da América do Norte</b>	<b>10,29</b>	<b>9,56</b>	<b>7,33</b>	<b>7,55</b>	<b>266,7</b>	<b>4,9%</b>	<b>10,0</b>
Argentina	0,66	0,58	0,75	0,78	27,5	0,5%	20,3
Bolívia	0,15	0,13	0,52	0,68	24,0	0,4%	*
Brasil	0,05	0,11	0,23	0,22	7,8	0,1%	28,8
Colômbia	0,12	0,11	0,20	0,12	4,3	0,1%	20,1
Equador	0,12	0,11	0,10	0,10	3,7	0,1%	*
Trinidad e Tobago	0,31	0,25	0,60	0,66	23,5	0,4%	51,4
Venezuela	1,33	3,11	4,16	4,18	147,6	2,7%	*
Outros da América Central e do Sul	0,11	0,32	0,37	0,42	14,7	0,3%	*
<b>Total da América Central e do Sul</b>	<b>2,86</b>	<b>4,73</b>	<b>6,93</b>	<b>7,16</b>	<b>253,0</b>	<b>4,6%</b>	<b>71,6</b>
Dinamarca	0,06	0,11	0,10	0,08	2,7	w	9,2
Alemanha	0,17	0,25	0,33	0,34	12,1	0,2%	20,1
Hungria	n/d	0,11	0,08	0,04	1,3	w	13,3
Itália	0,10	0,32	0,23	0,23	8,1	0,1%	14,8
Países Baixos	1,58	1,97	1,77	1,77	62,5	1,1%	25,1
Noruega	1,40	1,72	1,25	1,25	44,0	0,8%	21,7
Romênia	n/d	0,10	0,37	0,10	3,6	0,1%	8,0
Reino Unido	0,74	0,55	0,76	0,73	26,0	0,5%	6,9
Outros da Europa	0,53	0,39	0,33	0,32	11,4	0,2%	27,8
<b>Total da Europa</b>	<b>4,57</b>	<b>5,52</b>	<b>5,21</b>	<b>4,86</b>	<b>171,7</b>	<b>3,1%</b>	<b>16,1</b>
Azerbaijão	n/d	n/d	0,85	0,85	30,0	0,5%	*
Cazaquistão	n/d	n/d	1,84	1,84	65,0	1,2%	*
Federação da Rússia	n/d	n/d	48,14	47,57	1680,0	30,7%	83,1
Turquemenistão	n/d	n/d	2,86	2,86	101,0	1,8%	56,6
Ucrânia	n/d	n/d	1,12	1,12	39,6	0,7%	62,2
Uzbequistão	n/d	n/d	1,87	1,87	66,2	1,2%	33,2
Outros da Ex-União Soviética	n/d	n/d	0,02	0,02	0,8	<sup>1</sup>	55,8
<b>Total da Ex-União Soviética</b>	<b>32,85</b>	<b>49,55</b>	<b>56,71</b>	<b>56,14</b>	<b>1982,6</b>	<b>36,2%</b>	<b>78,5</b>
Bahrein	0,24	0,17	0,11	0,09	3,2	0,1%	10,3

Irã	13,71	17,00	23,00	23,00	812,3	14,8%	*
Iraque	0,77	2,69	3,11	3,11	109,8	2,0%	*
Kuwait	0,98	1,37	1,49	1,49	52,7	1,0%	*
Omã	0,08	0,28	0,83	0,83	29,3	0,5%	61,9
Qatar	1,70	4,59	11,15	14,40	508,5	9,3%	*
Arábia Saudita	3,35	5,23	6,05	6,22	219,5	4,0%	*
Emirados Árabes Unidos	0,66	5,64	6,01	6,01	212,1	3,9%	*
Iêmen	-	0,20	0,48	0,48	16,9	0,3%	*
Outros do Oriente Médio	0,09	0,18	0,29	0,29	10,2	0,2%	56,7
<b>Total do Oriente Médio</b>	<b>21,58</b>	<b>37,35</b>	<b>52,52</b>	<b>55,91</b>	<b>1974,6</b>	<b>36,1%</b>	<b>*</b>
Argélia	3,71	3,30	4,52	4,52	159,7	2,9%	57,8
Egito	0,08	0,35	1,00	1,00	35,2	0,6%	47,5
Líbia	0,66	1,22	1,31	1,31	46,4	0,8%	*
Nigéria	1,15	2,97	3,51	3,51	124,0	2,3%	*
Outros da África	0,40	0,95	0,82	0,84	29,5	0,5%	*
<b>Total da África</b>	<b>5,99</b>	<b>8,78</b>	<b>11,16</b>	<b>11,18</b>	<b>394,8</b>	<b>7,2%</b>	<b>90,2</b>
Austrália	0,53	0,43	1,26	2,55	90,0	1,6%	77,9
Bangladesh	0,20	0,72	0,30	0,30	10,6	0,2%	27,8
Brunei	0,20	0,32	0,39	0,39	13,8	0,3%	34,3
China	0,69	1,00	1,37	1,37	48,3	0,9%	45,1
Índia	0,35	0,73	0,65	0,65	22,9	0,4%	24,5
Indonésia	0,78	1,84	2,05	2,62	92,5	1,7%	41,6
Malásia	0,54	1,67	2,31	2,12	75,0	1,4%	44,8
Paquistão	0,46	0,64	0,61	0,71	25,1	0,5%	35,6
Papua Nova Guiné	-	0,23	0,22	0,35	12,2	0,2%	*
Tailândia	0,34	0,39	0,33	0,36	12,7	0,2%	19,9
Vietnã	-	†	0,19	0,19	6,8	0,1%	96,3
Outros da Ásia do Pacífico	0,21	0,51	0,65	0,66	23,4	0,4%	36,9
<b>Total da Ásia do Pacífico</b>	<b>4,30</b>	<b>8,47</b>	<b>10,34</b>	<b>12,27</b>	<b>433,3</b>	<b>7,9%</b>	<b>43,8</b>
<b>TOTAL DO MUNDO</b>	<b>82,44</b>	<b>123,97</b>	<b>150,19</b>	<b>155,08</b>	<b>5476,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>61,9</b>
do qual: União Européia 15	2,87	3,32	3,24	3,21	113,4	2,1%	14,5
do qual: OECD#	15,29	15,42	13,45	14,87	525,0	9,6%	13,7

\* Mais de 100 anos

† Menos de 0,05

w Menos de 0,05%

#1981 exclui os membros da Europa Central

n/d não disponível

#### Observações:

**Reservas de petróleo verificadas** - Geralmente consideradas como sendo aquelas que as informações geológicas e de engenharia que indicam com razoável certeza que podem ser recuperadas no futuro a partir de reservas conhecidas sob as condições existentes.

**Índice de Reservas/Produção (R/P)** - Se as reservas permanecerem no final do ano serão divididas pela produção naquele ano, o resultado é a extensão de tempo que aquelas reservas remanescentes durariam se a produção continuar naquele nível.

**Fonte de dados** - Com exceção do Azerbaijão, as estimativas contidas nesta tabela são aquelas publicadas pelo "Oil and Gas Journal", Trilhão igual a um milhão milhão (10<sup>12</sup>). 1 trilhão de pés cúbicos de gás natural = 26 milhões de toneladas de óleo (aproximadamente)

Fonte: www.bp.com

Boa parte dos países da Europa não tem significativas reservas de gás natural, mas extensos gasodutos cortam praticamente todo o continente

levando gás para os mais diversos segmentos de mercado. Trata-se da integração energética, que somente recentemente começou a ser desenvolvida no mercado de gás natural brasileiro, com o Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), o maior empreendimento energético da América do Sul nos anos 90. Segundo Santos (2002), o processo de integração econômica e energética da América do Sul tem superado todas as expectativas e ainda está longe de esgotar-se. Nas décadas de 70 e 80, as iniciativas de integração energética concentravam-se principalmente no setor hidrelético. Até o final dos anos 90, as importações brasileiras de eletricidade restringiam-se quase que exclusivamente àquelas de Itaipu. Porém este quadro está se transformando com a construção de novas linhas de transmissão entre o Brasil e países vizinhos, principalmente Argentina, Bolívia e Venezuela. Outros gasodutos para abastecer o Brasil estão em discussão, envolvendo principalmente Bolívia e Argentina.

Essa prática da integração energética é amplamente usada na Europa, a Inglaterra por exemplo, tem muito pouco gás natural, mas a participação deste energético na matriz daquele país é próxima de 30%. O caso da integração energética da Europa, porém, é muito diferente da realidade Latino-Americana. Segundo documento da Onip (Organização Nacional da Indústria do Petróleo), assinado por Rodolfo Fraenkel, uma das maiores preocupações dos membros da indústria do gás natural no Cone Sul é em

relação à estabilidade da política e das regras regulatórias. Esta preocupação faz sentido em um setor onde o Estado tem o papel de determinar as regras competitivas. A questão que traz apreensão de empresas atuantes e potenciais investidores neste setor refere-se à heterogeneidade das práticas regulatórias entre os países. O maior desejo dos investidores é pelo alinhamento das regras regulatórias entre os países, a estabilidade, clareza e credibilidade da estrutura legal que condicionam as ações dos agentes neste mercado em diferentes países. Mas como criar regras comuns entre países tão heterogêneos entre si? Na Argentina, por exemplo, o setor de gás é totalmente liberalizado e a indústria bem desenvolvida, chamada de madura. No Brasil, o processo de liberalização e a indústria encontram-se na fase inicial, em desenvolvimento. Na Bolívia, o quadro é de um grande volume de reservas sem um mercado doméstico para absorve-las. A diferença estrutural da indústria de gás natural entre estes países leva à adoção de práticas regulatórias singulares aos problemas específicos de cada caso.

Além disso, a instabilidade política e econômica na Argentina trazem riscos e problemas concretos a atividades em qualquer setor da economia, sobretudo para pesados investimentos em infra-estrutura, como é o do gás natural. Na Venezuela e na Colômbia, a instabilidade política e o receio de apropriação dos ativos investidos tornam o ambiente hostil para aplicações

de capital com prazo muito estendido para a recuperação, principalmente para os investimentos voltados para o mercado doméstico. No Brasil, a incerteza paira, entre outras definições regulatórias, sobre as definições políticas energéticas do atual governo, principalmente no que diz respeito ao controverso programa de térmicas a gás natural (PPT).

Quando se fala sobre a globalização da indústria do gás natural sempre será possível encontrar duas questões importantes sobre este assunto. Uma delas é que com raras exceções, país pobre não consome gás natural, além disso, usar o combustível para ser queimado em termelétricas não quer dizer desenvolver sua indústria. Desenvolvê-la significa criar condições para o seu uso no varejo, para residências, comércio, automotivo, projetos de co-geração, energia distribuída, entre outros. Outra questão é que existe uma corrente que aposta no crescimento acelerado, significativo e sustentável do uso do gás natural. Uma das barreiras para a universalização do uso do gás natural, que será tratada neste trabalho, é a questão do transporte, que se traduz na verdade no preço do produto (tarifa), devido aos pesados investimentos necessários para implantar as redes de distribuição, mas o crescimento do número de plantas de gás natural liquefeito e o conseqüente barateamento do processo dos últimos anos (o custo caiu pela metade), sinalizam que o preço pode cair mais e tornar o LNG mais atrativo, o que possibilitaria a popularização do uso do

gás natural. Isso sem dizer das vantagens ambientais do produto em relação a qualquer outro combustível fóssil.

No Brasil, até agosto de 1997, a Petrobrás tinha o monopólio sobre a exploração de petróleo e gás, quando então foi aprovada a Lei 9.478 (Lei do Petróleo), que além de terminar com o monopólio, criou a Agência Nacional de Petróleo (ANP). O foco de negócios da Petrobras sempre foi exploração de campos produtores de petróleo, deixando em segundo plano o gás natural. Na matriz energética brasileira, o petróleo e seus derivados têm uma participação de 32%, frente aos 3% do gás natural.

Se fizermos uma retrospectiva do tempo, veremos que por quase um século o gás canalizado distribuído foi o chamado gás de carvão. O gás natural começou a ser usado a partir de 1988. Antes dele, a Comgás usou por 22 anos o gás de nafta. Nos seus 130 anos de existência a companhia usou os mais diversos tipos de combinações para produzir gás, incluindo hidrogênio carbonado e uma mistura envolvendo água e hulha.

### **3.1 - O gás natural no mundo e no Brasil**

Registros antigos mostram que a descoberta do gás natural ocorreu no Irã, entre 6000 e 2000 AC. O gás natural já era conhecido na China desde 900 AC, mas foi em 211 AC que o país começou a extrair a matéria-prima com objetivo de secar pedras de sal. Eram usadas varas de bambu para retirar o gás natural de poços com profundidade aproximada de 1.000 metros.

Na Europa, o gás natural só foi “descoberto” em 1659, não despertando interesse por causa da grande aceitação do gás resultante do carvão carbonizado (town gas), que foi o primeiro combustível responsável pela iluminação de casas e ruas. Já nos Estados Unidos o primeiro gasoduto com finalidade comercial entrou em operação na cidade de Fredonia, no Estado de Nova York, em 1821, sendo utilizado para iluminação e preparação de alimentos.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século 19, devido à invenção do queimador Bunsen, em 1885 (por Robert Bunsen) - que misturava ar com gás natural -, e a criação de um gasoduto à prova de vazamentos, em 1890. Mesmo assim, as técnicas de construção eram modestas e os gasodutos tinham no máximo 160 km de

extensão, impedindo o transporte de grandes volumes e longas distâncias, e, conseqüentemente reduzindo a participação do gás natural no desenvolvimento industrial, marcado pela presença de óleo e carvão.

No final de 1930, os avanços na tecnologia de construção de gasodutos viabilizaram o transporte do gás natural para longos percursos. O mercado industrial do gás natural era relativamente pequeno até a 2ª Guerra Mundial, quando então o gás natural tornou-se extremamente disponível. Entre 1927 e 1931, já existiam mais de dez linhas de transmissão de grande porte nos Estados Unidos, mas sem alcance interestadual. A descoberta de vastas reservas também contribuiu para reduzir o preço do gás natural, que o tornou uma opção mais atraente que o “town gas”.

O “boom” das construções pós-guerra durou até o ano de 1960 e foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de dutos, proporcionado pelos avanços em metalurgia, técnicas de soldagem (que possibilitou o aumento da vazão dos gasodutos) e construção de tubos. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, devido às inúmeras vantagens econômicas e ambientais.

As perspectivas atuais para o gás natural são extremamente positivas, já que a demanda por combustíveis não poluentes para a indústria, comércio

e transporte, bem como para geração termelétrica, aumenta expressivamente.

No Brasil, o gás natural começou a ser usado modestamente por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, atendendo às indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Depois de alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a refinaria Landolfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari.

O grande marco do gás natural ocorreu com a exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, na década de 80. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso da matéria-prima, fazendo com que quase triplicasse a participação do gás natural na matriz energética brasileira, que era de 0,8% em 1980, para 2,3% em 1990, segundo o Balanço Energético Nacional de 2001, do Ministério de Minas e Energia. É importante salientar que no último BEN o gás natural foi o energético que teve maior taxa de crescimento no consumo primário total, de 24,9% na comparação de 1999 a 2000. No período de 1990 a 2000 o crescimento médio anual foi de 8,4%.

### **3.2 - Reservas e Suprimento**

As reservas brasileiras de gás natural são de 7,8 trilhões de pés cúbicos (Tcf), conforme o gráfico Reservas Provadas de Gás Natural no Mundo, páginas 17 e 18, com as reservas bolivianas, que somam 24 Tcf, e as da Argentina 27,5 Tcf, são suficientes para atender o mercado brasileiro já considerando o seu crescimento. Conforme Santos (2002) as reservas provadas bolivianas podem alimentar o Gasbol em plena carga durante 59,7 anos. Esse número saltaria para 180 anos se forem consideradas as reservas totais bolivianas. Suponhamos um aumento do consumo de gás para cerca de 100 milhões de metros cúbicos/dia, as reservas provadas bolivianas seriam suficientes para sustentar uma demanda por 18 anos. Este risco de suprimento não seria significativo se considerarmos as reservas provadas da Bolívia, que seriam suficientes para sustentar-se durante 54,3 anos.

A Bolívia transformou-se em uma grande província gasífera, com enormes possibilidades de integração sinérgica com o mercado brasileiro. Para os próximos 50 anos, o gás boliviano representa a aposta energética mais significativa que o Brasil poderá explorar. A consolidação de mercados sustentáveis no lado do Brasil viabilizará a construção de infraestrutura de integração entre os dois países e atrairá investidores. Assim

como as perspectivas das reservas de gás natural da Bolívia se mostraram muito além da realidade de 1997, pois entre 1999 e 2000 houve um salto de 255% das reservas totais de gás daquele país, pode-se igualmente esperar que novos investimentos em exploração permitirão que a Bolívia continue em sua brutal expansão de reservas. O problema do gás natural no Cone Sul da América do Sul não é mais de suprimento e sim de mercado (desenvolvimento de mercado).

Hoje a produção brasileira de GN está em sua maior parte na mão de um único supridor, a Petrobras, mas os leilões da ANP estão introduzindo novos agentes, o que poderá significar reservas crescentes no futuro com o aumento dos investimentos no setor. A maior parte dessas reservas deverá ser descoberta em regiões offshore de águas profundas. Portanto, o seu desenvolvimento e produção também dependerão de remuneração adequada dos investimentos.

Espera-se que campos de gás não associado também venham a ser descobertos nas bacias sedimentares brasileiras. Esses campos somente serão viabilizados se houver um avanço dos mercados de gás. Enquanto isso, a Petrobrás queima em "flare" de 7 a 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia, segundo dados da Petrobras de 2001. O Plano de Queima Zero da empresa tem como finalidade à estabilização desses níveis nos próximos anos. O Banco

Mundial estima que um volume entre 100 e 130 bilhões de metros cúbicos de gás natural é queimado ou ventilado a cada ano no mundo. Isto representa cerca de 13% de todo gás extraído.

#### **Balanco Percentual do Gás Natural no Brasil 1990 - 1999**

<b>Ano</b>	<b>Produção</b>	<b>Não Aprov.</b>	<b>Reinjetado</b>	<b>Cons.Petrob.</b>	<b>LGN</b>	<b>Vendas</b>
1990	100	27	18	11	5	38
1995	100	14.6	17.4	15	4	49
1996	100	16,7	18	14,3	4	47
1997	100	15	18,4	15	4	48
1998	100	19	18	16	4	44
1999	100	19	15	20	5	45

**Fonte:** Anuário Estatístico da ANP, 2000.

É importante assinalar que são necessários altos investimentos para o desenvolvimento de campos de gás (transformar reservas em produção) e que a indústria tem seu preço em dólar (válido tanto para o gás nacional quanto o importado), condição necessária para a atração de investidores na área de exploração e produção de gás. O desenvolvimento do mercado de gás está condicionado às importações.

Se por um lado, é necessária a fixação do preço do gás natural em dólar para atrair investidores na exploração e produção, por outro, é uma barreira para os consumidores, pois o cliente final, aquele que vai queimar o gás, teme as oscilações do preço do produto que está atrelado à moeda norte-americana, ainda mais se tratando de um país com uma economia

como a do Brasil, que tem uma das maiores taxas de risco país em relação à capacidade de honrar seus compromissos juntos a credores internacionais. Apesar de toda a “tendência” de alta dos preços da energia elétrica muitos empresários optam pelo uso da eletricidade ao desenvolvimento de um projeto de co-geração a gás natural, pois o preço da energia elétrica é em real e o do gás é em dólar. Trata-se de uma questão de tarifa, custo menor. Mas ao que tudo indica, esta situação não deve continuar por muito tempo, pois se compararmos as tarifas de alta tensão para indústria, incluindo todos os seus subsídios cruzados, com os custos marginais de expansão, veremos que as tarifas de energia elétrica para a indústria fatalmente terão que ser realinhadas, pois no atual patamar inviabiliza a expansão do setor.

Do lado da importação, a oportunidade para entrada de novos agentes, encontra ainda fortes barreiras, principalmente pelo mercado pouco desenvolvido, pela ausência de redes de dutos de transporte, ainda em desenvolvimento, e por questões contratuais de compra de gás na Bolívia e regulatórias para o livre acesso dessas instalações.

A cobrança de Take or Pay (TOP) em contratos de suprimento de gás é uma prática internacional e visa dar alguma garantia aos produtores em relação ao retorno do investimento feito na produção do gás. Em mercados

mais desenvolvidos, onde há diferentes produtores, grande número de consumidores e com malha de transporte com alta capilaridade e investimento amortizado, o nível dos TOPs (minimum off taking) pode ser menor, dependendo do projeto. Em mercados insipientes como o brasileiro, o nível dos TOPs e também SOPs (ship or pay) será obrigatoriamente elevado. Essa é condição necessária para o desenvolvimento das reservas e da infra-estrutura.

### **3.3 - Gasoduto Bolívia-Brasil**

No Brasil, o primeiro grande empreendimento de importação do gás natural foi o Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). As primeiras conversações para se trazer o gás boliviano ao País foram iniciadas em 1938. Mas o assunto ficou adormecido por décadas e só foi retomado em 1974, quando o mundo viveu o primeiro choque do petróleo. Para o governo, o gás da Bolívia poderia diminuir a dependência do óleo que era importado quase que na sua totalidade naquela época. Porém, mais uma vez o assunto caiu no esquecimento e somente em 1990 voltou à tona.

Em 1991, foi finalmente assinado o protocolo de intenções e na seqüência feito o projeto preliminar. A primeira versão do contrato de

compra do gás entre as estatais Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) foi assinada em 1993, mas o contrato oficial entre o Brasil e a Bolívia só aconteceu em setembro de 1996. As obras tanto do lado boliviano quanto do brasileiro foram iniciadas em 1997. O então presidente da República, Fernando Henrique Cardoso, acabou incluindo o Gasoduto Bolívia-Brasil como meta de governo, dentro de um plano de desenvolvimento chamado Brasil em Ação. Ao incluir o aumento da participação do gás natural ao seu projeto de governo, também deveria ter sido elaborado uma estratégia para o desenvolvimento desse mercado.

A primeira parte do gasoduto, que vai de Rio Grande, na Bolívia - a 40 quilômetros de Santa Cruz de La Sierra - até Guararema, no Estado de São Paulo, começou a funcionar em 1999, tempo considerado normal pelo tamanho da obra. Entraram em operação na primeira fase 1.968 quilômetros de gasoduto, ou seja, mais da metade do traçado total que é de 3.150 km de extensão. A segunda fase do gasoduto Bolívia-Brasil, que vai até Porto Alegre, entrou em funcionamento no começo de 2000.

Nos seus 2.590 km em solo brasileiro, o gasoduto passa por 117 municípios dos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul - área que concentra 38% da população do Brasil e responsável por 63% do PIB.

De olho nesse bilionário mercado, empresas de porte no mercado internacional de gás estão investindo no País, como o grupo britânico BG (antiga British Gas), a anglo-holandesa Shell, a espanhola Gas Natural, a italiana Agip, a britânica-americana BP Amoco e as norte-americanas AES e El Paso, entre outras. Isso sem dizer da falida Enron, que além da participação no Gasbol, tem ainda participação em vários empreendimentos no setor energético no Brasil, como na distribuidora do Rio, a Ceg, em outras 12 distribuidoras de gás e na termelétrica de Cuiabá, entre outros. De acordo com Santos (2002), o mundo das companhias de petróleo, das operadoras de gás e das empresas de eletricidade tenderão a uma convergência cada vez maior.

O Gasbol custou US\$ 2,1 bilhões. Deste montante, cerca de US\$ 1,7 bilhão foi aplicado no lado brasileiro e a empresa responsável foi a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia/Brasil (TBG). O controle acionário da TBG é da Gaspetro, uma subsidiária da Petrobrás para os negócios de gás natural, que tem 51% da empresa. Os outros 49% pertencem a sócios privados e a composição é a seguinte: BBPP (que reúne o grupo britânico BG, a Total Fina Elf, que comprou a australiana BHP - sócia originária -, e a norte-americana El Paso) tem 29%, a Shell 4%; a Enron 4% - com a quebra da Enron, está em discussão e análise a questão de quem ficará com seus ativos - ; e a Transredes 12% . Essa

última empresa é boliviana e responsável pela construção do gasoduto do lado daquele país e leva o nome GTB. Ela é composta da seguinte forma: 50% pertencem a fundos de pensão de empresas bolivianas, 25% a Enron e 25% são da Shell. Apesar da Gaspetro ter o controle acionário, a gestão da TBG é feita por quatro diretores, sendo dois indicados pela estatal e dois pelos sócios privados.

A maior parte (80%) dos recursos para as obras de implantação do gasoduto foi obtida via financiamento do Banco Mundial (Bird), Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), Corporação Andina de Fomento (CAF), Agência de Fomento de Exportação do Japão e da Itália, e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que por meio do Finame custeou a compra das tubulações. O aporte de capital dos acionistas foi de 20% do total da participação da TBG (US\$ 340 milhões).

A TBG como transportadora não tem permissão para atuar como comercializadora do gás natural que está trazendo da Bolívia. Seu cliente preferencial é a Petrobras, que vende o gás comprado da YPFB às companhias distribuidoras. Mas qualquer empresa pode contratar a TBG, desde que tenha de quem comprar o gás. A Lei do Petróleo (9.478/97) prevê claramente o conceito de livre acesso à infra-estrutura, semelhante

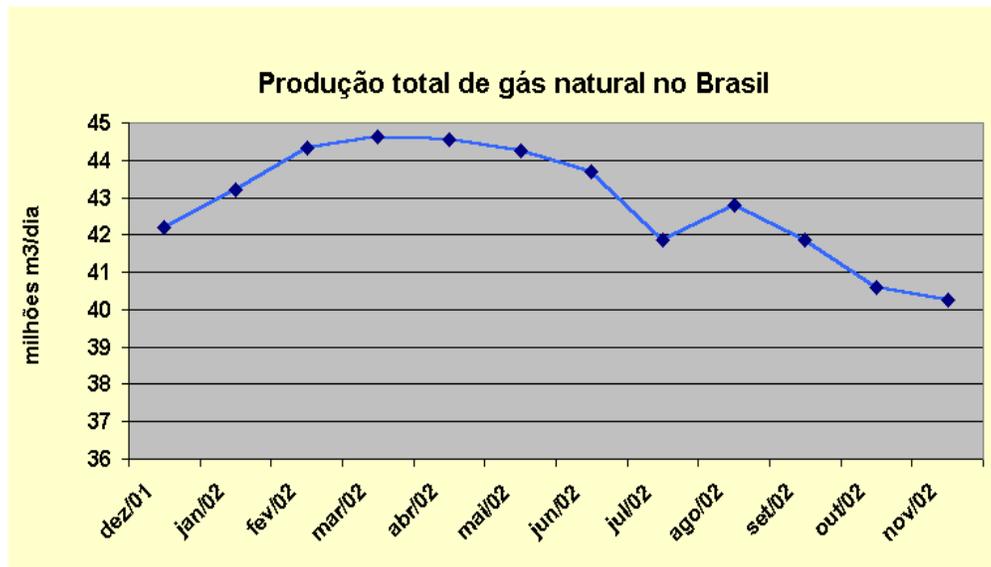
ao aplicado na energia elétrica: transporte neutro. Porém, a ANP não concluiu a regulamentação complementar à lei que torne o acesso da rede a terceiros. A Agência eliminou a portaria 169, que regulamentava o livre acesso, sem implementar uma substituta, criando um vazio regulatório. Até fevereiro de 2002, somente o Grupo BG tinha iniciado o transporte de gás usando o livre acesso. O Grupo obteve da ANP, em agosto de 2001, o direito de acesso para transportar 2,2 milhões de metros cúbicos de gás natural da Bolívia por dia, mas em meados de dezembro de 2001, a GTB suspendeu a entrega alegando que a prioridade de transporte é da Petrobras. Acontece que em dezembro de 2001 a capacidade do gasoduto era de 15 milhões de metros cúbicos, enquanto a Petrobras só usava 10 milhões. Em meados de 2002, a BG voltou a transportar gás. Este caso é mais uma prova da fragilidade regulatória na indústria do gás natural.

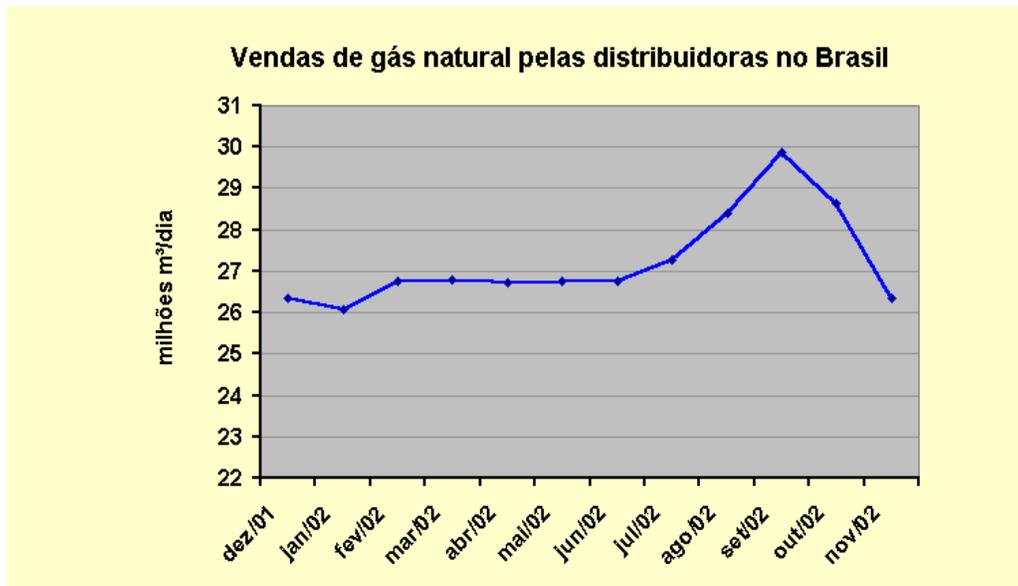
### **3.4 - Planos no papel**

A chegada do gás natural da Bolívia é vista como a principal mola propulsora para ampliação do gás natural na matriz energética do Brasil. A estimativa do governo federal, via Ministério de Minas e Energia (MME), é que a utilização do gás natural como fonte energética no País, que hoje corresponde a 3,7% do total, deva chegar a 12% em 2010. Mas vale lembrar, que é uma previsão, uma estimativa, e muitas delas, relativas ao

desenvolvimento do mercado de gás natural já foram anunciadas pelo governo e não se concretizaram.

Em 1987, o governo federal lançou o Plano Nacional de Gás Natural (PNGN), que previa a ampliação do gás na matriz energética. Um ano depois, às vésperas da promulgação da Constituição Federal, que viria a ampliar o monopólio da União sobre o petróleo e o gás, a Petrobras publicou o Plano de Ação do Setor Petróleo (PASP). De acordo com este plano, o Brasil produziria 44 milhões m<sup>3</sup>/dia de gás natural em 1993 e em 1997 seriam produzidos 70 milhões m<sup>3</sup>/dia. Os gráficos abaixo mostram quanto este plano, feito há 15 anos, está distante da realidade do final de 2002.





Fonte: Onip/Petrobrás e Abegas

Estes primeiros planos caíram no esquecimento até que em 1992, o governo federal aprovou relatório final da Comissão para Viabilização do Gás Natural, criada pelo decreto presidencial de 18/07/91 e formada por representantes do MME, Secretaria Nacional de Assuntos Estratégicos, Ministério da Fazenda, Petrobras, Eletrobrás, Abegás e CNI (Confederação Nacional da Indústria). Entre as várias ações e diretrizes, o relatório indicava que a participação do gás natural na matriz energética brasileira deveria passar de cerca de 2% em 1992 para quase 10% em 2000. Estamos em 2003 e a participação do gás natural na matriz energética patina nos 3,7%.

Nestes dois “programas”, havia uma visão mais nobre de utilização do gás natural, focado no uso industrial, comercial, residencial e co-geração. Hoje, a alavanca do uso do gás é as termelétricas, onde o índice de aproveitamento da queima do gás não chega a 50%.

Outra estimativa que ficou no papel foi a da própria administração da TBG, que previa para o início de 2000, o transporte e 9 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia para o Brasil, devendo chegar a 30 milhões de metros cúbicos/dia a partir de 2005. A estimativa de 2005 pode até ser cumprida, mas a de 2000 não se concretizou, no começo daquele ano, somente cerca de 3 milhões de metros cúbicos do gás vindos da Bolívia eram queimados em uma parte do Estado de São Paulo, ou seja somente a terça parte prevista. Nem mesmo a crise energética pela qual o país passou entre meados de 2001 e começo de 2002, quando foi imposto racionamento de energia, foi suficiente para impulsionar o mercado de gás natural. As termelétricas movidas a gás natural continuam sem sair do papel.

Junto ao traçado do Gasbol estavam programadas, inicialmente, as instalações de 26 usinas termelétricas movidas a gás natural, das 49 que fazem parte do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). Este programa foi lançado pelo governo no início do ano 2000 com a finalidade

de ampliar a geração de energia elétrica no país, que vem principalmente das hidrelétricas. Era também uma forma de garantir o consumo do gás natural que vem da Bolívia. Mas o programa, que previa a inclusão de 17 mil MW novos, não deslanchou. Somente no Estado de São Paulo, foco deste trabalho, era previsto a instalação de 14 usinas. Deste total, até o momento, somente uma foi para frente: a da usina de Piratininga.

O que este trabalho pretende é justamente identificar as dificuldades que impedem o crescimento do mercado de gás natural. Afinal, porque o planejamento e metas estipuladas ficam somente no papel e como fazer para torná-los realidade?

#### **4. O Estado de São Paulo**

O Estado de São Paulo é o mais rico da América do Sul, com um Produto Interno Bruto (PIB) estimado em cerca de US\$ 300 bilhões. O PIB do Estado representa cerca de 36% do total das riquezas produzidas no Brasil, 27% do Mercosul e 21% da América Latina. Somente no Estado de São Paulo são consumidos 40% de toda demanda energética do país e ele é também responsável por 40% da produção industrial brasileira.

Com relação à evolução da estrutura de participação dos setores no total do consumo final de energéticos no Estado, desde a década de 80, destacam-se os setores residencial e comercial, que em 1980 participavam com 11,5% e 4,7% e, em 1998, aumentaram sua participação para 14,6% e 6,8%, respectivamente. Já o setor industrial, que em 1980, representava 51% teve sua participação diminuída para 43,2% em 1998.

Trata-se do maior pólo de desenvolvimento da América Latina e do maior mercado consumidor do Brasil, com quase 22% da população brasileira, tem uma renda *per capita* de US\$ 8.300. Neste atrativo mercado, a participação do gás natural é crescente. Segundo o estudo Matriz Energética, feito pela Coordenadoria de Política e Planejamento da Secretaria de Estado de Energia, a participação do gás natural deverá

passar dos atuais 3,5% para 5,5% em 2005 e para 6,6% em 2010, isso somente para a área de concessão da Comgás e sem a participação de termelétricas. Essas perspectivas são oficiais, mas bastante conservadoras.

### Evolução do Consumo Final por Energético

Unidade: 10<sup>9</sup> kcal

<b>ENERGÉTICOS</b>	<b>1980</b>	<b>1990</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
<b>Gás Natural</b>	0	1.939	9.749	10.611	13.286	18.193
<b>Carvão Vapor</b>	856	1.548	420	396	364	336
<b>Lenha</b>	10.094	12.504	8.411	10.526	10.863	10.891
<b>Outras Fontes Primárias</b>	1.972	3.589	5.998	6.570	7.364	7.267
<b>Gás de Coqueria</b>	2.148	2.842	2.961	2.402	2.433	2.411
<b>Coque de Carvão Min.</b>	8.984	12.041	13.241	11.516	10.633	9.977
<b>Eletricidade</b>	40.569	64.004	84.309	86.108	90.099	77.411
<b>Carvão Vegetal</b>	1.324	1.827	1.373	1.322	1.276	1.267
<b>Álcool Etílico</b>	6.737	23.257	21.253	22.853	16.994	14.532
<b>Bagaço de Cana</b>	28.947	52.152	78.213	76.141	58.116	69.219
<b>Não Energ. de Cana</b>	13.846	12.503	34.495	45.310	34.816	44.352
<b>Outras Secundárias</b>	3.060	4.041	5.288	6.765	10.576	8.357
<b>Derivados de Petróleo</b>	186.857	168.613	251.965	251.529	253.226	249.183
<b>Óleo diesel</b>	43.732	52.203	74.200	75.887	76.649	79.059
<b>Óleo Combustível</b>	67.970	41.018	48.180	43.812	42.639	38.033
<b>Gasolina</b>	31.348	25.224	48.214	49.446	45.768	44.950
<b>Gás Liquefeito de Pet.</b>	10.369	14.894	20.426	21.698	22.494	22.592
<b>Nafta</b>	12.086	13.692	20.063	21.094	22.146	26.728
<b>Querosene</b>	4.771	5.956	19.103	17.592	15.839	13.679
<b>Gás Canalizado</b>	971	1.251	4	4	4	0
<b>Outras Sec. de Pet.</b>	452	4.232	7.440	8.227	9.620	6.659
<b>Produtos N. E. de Pet.</b>	15.158	10.143	14.335	13.769	18.067	17.483
<b>Total</b>	<b>305.394</b>	<b>360.860</b>	<b>517.676</b>	<b>532.049</b>	<b>510.046</b>	<b>513.396</b>

Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo - 2002

São mais de 36 milhões de habitantes no Estado, sendo 19 milhões só na Região Metropolitana. Mais de 36 cidades paulistas têm mais de 100 mil habitantes. São Paulo tem o mais amplo parque industrial brasileiro e

fica com cerca de 30% de todos os investimentos privados realizados no território nacional.

- Área: 248.808,8 quilômetros quadrados (2,91% do território nacional)
- Municípios: 645
- Municípios mais populosos:
  - São Paulo (10.405.867)
  - Guarulhos (1.071.268)
  - Campinas (968.172)
- População do Estado: 36.969.476
- Densidade demográfica: 141,81 habitantes/ km<sup>2</sup>
- Analfabetismo: 6,1% (IBGE, 2000)
- Mortalidade infantil: 18,67/mil nascimentos vivos (Seade 1998)
- Participação no PIB: 36%
- Leitos por mil habitantes: 3,2 (dados de 1997)
- Médicos por mil habitantes: 2,02 (Seade 1998)
- IDH do Estado: 0,850

(fonte: IBGE, Sead, Secretaria da Indústria e Comércio do Estado de São Paulo)

O crescimento médio do PIB de São Paulo entre 1980 e 1997 foi de 1,3% ao ano e no período de 1990 a 1997 foi de 0,4%, segundo a Fundação Seade. No período todo, que vai de 1980 a 1997, São Paulo cresceu a uma taxa média menor que a nacional. Com relação à

participação PIB/SP no PIB/Brasil, nota-se que este vem diminuindo ao longo dos anos. Em 1980, São Paulo participava com 39,96% do total do PIB nacional e em 1997, caiu para 36,39%. Quando se analisa de forma setorial, nota-se que o setor primário teve elevação de sua participação de 13,39% em 1980 para 14,62% em 1997. Já para os demais setores houve queda: o setor secundário passou de 45,23% em 1980 para 39,84% em 1997 e o terciário de 40,58% para 38,97%.

Com relação ao crescimento populacional, segundo dados da Fundação Seade, verifica-se que o Estado cresceu a uma taxa média de 2% ao ano no período de 1980 a 1997. Quando comparado com o crescimento, no mesmo período, de outros países, ou mesmo à média do Brasil, verificamos que este foi bastante vigoroso. O Brasil cresceu a uma média de 1,7% ao ano, nos Estados Unidos foi de 1%, na Argentina 1,5%, no Chile 1,8%, no México 2,1 e na Índia 2%.

O Estado de São Paulo, tinha uma população de 24,9 milhões de habitantes em 1980 passando a 35,1 milhões em 1998. Em 1980, 88,64% da população (22,1 milhões de pessoas) viviam nas cidades, em 1998, os habitantes urbanos representavam 93,4% do total (32,8 milhões).

A grandiosidade do Estado fica ainda mais realçada quando comparamos o tamanho de sua população com outros países. Sua população é maior por exemplo, que países como Canadá, Austrália, Holanda, Bolívia, Chile e Venezuela. A densidade populacional de São Paulo e sua riqueza são fatores que por si só facilitam a entrada do gás natural na sua matriz energética.

Unidade: 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>		GÁS NATURAL					
	1980	1989	1990	1998	1999	2000	2001
<b>Produção</b>	0	0	0	651	559	324	344
<b>Importação Estadual</b>	0	120	255	564	816	1.361	1.936
<b>Perdas na Distr. e Arm.</b>	0	(14)	(16)	(13)	(67)	(47)	(37)
<b>Oferta Bruta</b>	0	106	239	1.202	1.308	1.638	2.243
<b>Consumo Final</b>	0	106	239	1.202	1.308	1.638	2.243
<b>Residencial</b>	0	0	1	69	73	73	73
<b>Comercial</b>	0	0	1	52	54	57	54
<b>Público</b>	0	0	0	6	2	0	8
<b>Transportes</b>	0	0	0	20	32	64	112
<b>Rodoviário</b>	0	0	0	20	32	64	112
<b>Industrial</b>	0	106	237	1.055	1.147	1.444	1.996
<b>Cimento</b>	0	0	0	0	0	1	0
<b>Ferro Gusa e Aço</b>	0	22	26	202	207	243	277
<b>Química</b>	0	6	7	300	376	455	391
<b>Alimentos e Bebidas</b>	0	14	49	85	68	93	197
<b>Têxtil</b>	0	3	14	43	51	62	101
<b>Papel e Celulose</b>	0	0	0	53	116	122	194
<b>Cerâmica</b>	0	15	28	53	51	69	145
<b>Outros (*)</b>	0	46	113	319	278	399	691

(\*) Considerado os consumos das indústrias de vidros + centrais elétricas + outras

Fonte: Balanço Energético do Estado de São Paulo - 2002

Importante: Nos sub-capítulos seguintes aparecerão as palavras: cenário alto, cenário médio e cenário baixo, que guardam relação com a evolução do PIB e do crescimento populacional. Elas constam de um

estudo da Coordenadoria de Política e Planejamento Estratégico da Secretaria de Energia, chamado Matriz Energética do Estado de São Paulo, que procura visualizar o comportamento das quantidades dos energéticos que serão consumidos no futuro.

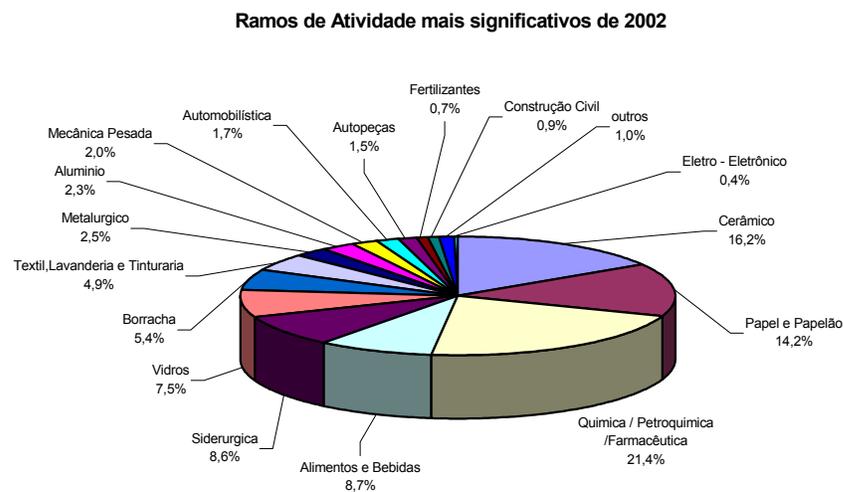
É considerado cenário alto crescimento de 4% do PIB ao ano no período de 2000 a 2004 e, de 4,5% aa de 2005 a 2010. E crescimento populacional de 2% aa de 2000 a 2004 e de 1,9% de 2005 a 2010.

Para um cenário médio estima-se PIB de 2,5% aa de 2000 a 2004 e 3% aa de 2005 a 2010. Crescimento populacional de 1,8% aa de 2000 a 2004 e de 1,7% aa de 2005 a 2010. Cenário baixo é para crescimento do PIB de 1,5% a 1,8% aa entre 2000 e 2004 e de 1,8% de 2005 a 2010; e crescimento populacional de 1,5 aa de 2000 a 2004 e de 1,4 aa de 2005 a 2010.

## 4.1 - Indústria

O Estado é responsável por cerca de 40% da produção industrial nacional e a Grande São Paulo, por 20%. Somente na Região Metropolitana estão concentradas 52% das indústrias paulistas. São Paulo é o 12º produtor mundial de automóveis e o nível de produtividade da indústria paulista é superior à média nacional.

Essa concentração facilita, e em muito, a penetração do gás natural, pois significa que uma extensão menor de redes terá que ser construída para levar o gás aos clientes. A indústria é, por enquanto, o maior mercado das distribuidoras de gás no Estado de São Paulo, sendo responsável por cerca de 75% de todo o gás natural que é entregue e consumido no Estado.



fonte: Comgás

Mas o setor industrial foi o responsável pelo pífio desempenho do PIB paulista nos anos 90. Em 1990, ela representava 49,3% do valor adicionado bruto da economia no Estado. Chegou em 1998 com apenas 39,9%, com perda praticamente constante de importância relativa ao longo do período estudado. Dos seus subsetores, os que decresceram foram indústria mecânica, de material elétrico e comunicação, química e têxtil. Como resultado, a participação da indústria paulista no total da produção da indústria de transformação nacional caiu de 48,3% em 1990 para 43,5% em 1998.

Segundo documento elaborado pela Coordenadoria de Política e Planejamento Energético da Secretaria de Estado de Energia de São Paulo (Matriz Energética), o gás natural deverá ter sua penetração aumentada no consumo do setor industrial, dos atuais 4,77% (em 1998) para 13% em 2010, isso para o chamado cenário alto (melhor das hipóteses). Para os cenários médio e baixo, o gás natural passará a representar em 2010, 11,8% e 9,7% respectivamente, do consumo total dos energéticos. O aumento do consumo do gás natural deverá levar à substituição de óleo combustível em processos industriais onde grandes quantidades de calor são necessárias, como nos sub-setores de alimentos e bebidas, papel e celulose e cerâmica, entre outros.

## Evolução do Consumo Total de Fontes Primárias

Unidade: 10<sup>9</sup> Kcal

<b>ENERGÉTICOS</b>	<b>1980</b>	<b>1990</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>
<b>En. Prim. Não Renov.</b>	249.997	287.131	381.905	369.017	406.408	413.514
<b>Petróleo</b>	237.684	268.928	356.389	343.999	379.400	380.655
<b>Carvão Vapor</b>	856	1.548	420	396	364	336
<b>Carvão Metalúrgico</b>	11.457	14.716	15.347	14.011	13.358	14.330
<b>Gás Natural</b>	0	1.939	9.749	10.611	13.286	18.193
<b>Energia Prim. Renov.</b>	121.267	183.962	261.208	262.949	219.331	236.667
<b>Energia Hidráulica</b>	44.992	45.476	58.435	62.110	59.268	51.185
<b>Lenha</b>	10.482	13.406	9.151	11.266	11.603	11.631
<b>Cana de Açúcar</b>	63.157	119.812	182.961	178.113	135.951	161.918
<b>Outras Prim. Renov.</b>	2.636	5.268	10.661	11.460	12.509	11.933
<b>Total</b>	<b>371.264</b>	<b>471.093</b>	<b>643.113</b>	<b>631.966</b>	<b>625.739</b>	<b>650.181</b>

Fonte: Balanço Energético da Secretaria Estadual de Energia de São Paulo (2001)

### 4.2 - Comércio

O setor paulista de comércio e serviços responde por mais de 54% do PIB do Estado e o incremento deste segmento é o que mais tem colaborado para seu crescimento. Outro dado importante sobre o setor comércio/serviço é que das 30 maiores empresas do comércio, 12 estão instaladas aqui. O número de empresas comerciais com certificado ISO 9000 passa de 300, o que indica a qualidade dessas empresas. Na área de comércio exterior, São Paulo responde por mais de 35% de todas as exportações brasileiras. São mais de R\$ 18 bilhões exportados por ano.

O gás natural tem penetração garantida nesse setor seja através de fornos para padarias, lavanderias e cozinha de hotéis, motéis, restaurantes e hospitais, ou por meio de unidades de co-geração em shoppings-centers, fornecendo além de energia elétrica, ar refrigerado, água fria e quente.

Segundo o documento Matriz Energética no Estado de São Paulo, é estimado um aumento da participação do gás natural para comércio e serviços dos atuais 2,8% do total de energéticos deste segmento para 3,8% em 2010. Segundo o estudo, o gás entrará em substituição ao GLP (que deverá cair dos atuais 6,4% para 4,9%) e óleo combustível (cuja participação atual é de 1,5% devendo cair para 1%). Mas segundo a Secretaria de Energia, a grande fonte supridora de energia para o segmento comercial, nos próximos dez anos, continuará sendo a eletricidade. Sua participação deverá até ser ligeiramente incrementada, passando dos atuais 80,5% para 81%. Todos estes dados são relativos ao cenário alto, com leves oscilações para baixo no caso de um cenário médio.

No aspecto geral, com relação à demanda de energéticos para o setor comércio/serviços é estimado que as taxas de crescimento dos anos que antecederam 2000, que ficaram acima dos 3% ao ano, deverão manter

este ritmo para o período seguinte, até 2010, pra o caso de um cenário alto e, na casa dos 2% para um baixo cenário.

### **4.3 - Transporte**

O setor de transporte é o segundo no ranking de consumo de energéticos no Estado de São Paulo, perdendo somente para o setor industrial. Em 1998, este segmento consumiu 23,7% de todos energéticos usados no Estado e o gás natural tem uma participação crescente neste setor. Somente em 2001, as vendas da Comgás - única empresa até o final do ano passado atuava neste segmento no Estado de São Paulo - para este setor subiram 75% (chegando a passar o volume distribuído para os segmentos comercial e residencial) e o número de postos de abastecimento de gás natural veicular (GNV) triplicou, passando de 20 para 60. Em dezembro de 2002, o número de postos na área de concessão da Comgás passava de 130 e a área Sul já contava com um posto de abastecimento, na cidade de Salto.

A estimativa da Coordenadoria Política e Planejamento Energético da Secretaria de Estado de Energia (Matriz Energética) para o período de 2000 a 2010 com taxa de crescimento superior às apresentadas nos outros setores. Neste segmento as taxas obtidas foram de 85% no cenário alto,

57,8% no médio e 39,6% no baixo, correspondendo a volumes firmes de energia da ordem de  $303.540 \cdot 10^9$  kcal,  $253.524 \cdot 10^9$  kcal e  $221.135 \cdot 10^9$  kcal no ano de 2010.

A estimativa do estudo é que a participação deste setor na matriz energética passe dos atuais 34,75% (1999) para 38,7% no cenário alto, 36,5% no cenário médio e 35,3% no cenário baixo.

O estudo praticamente não faz nenhuma citação direta do uso do gás natural para transporte. Ele aparece como sendo responsável por 6% da demanda energética deste setor em 2000, devendo cair para 4,9% em 2010, no chamado cenário alto. Para o médio, em 2010, a previsão é de 5,4% e para o baixo de 5,9%. As distribuidoras de combustível prevêem crescimento mais significativo para o gás natural neste setor (ver Capítulo 7).

#### **4.4 - Residencial**

Em número de consumidores, mas não em volume, o segmento residencial é o que tem maior representatividade. Dos 370 mil clientes da Comgás (em novembro de 2002), 360 mil são do segmento residencial, mas este número é bastante pífio se comparado por exemplo ao total de

residências dentro da área de concessão da Comgás: 6,4 milhões. O número é menor ainda se comparado ao total do Estado, que chega a 9,3 milhões de residências. Apenas 3,5% das residências do Estado de São Paulo contam com gás canalizado. Claro que jamais chegará a cobertura total do Estado, mas ainda há muito espaço para o crescimento deste mercado.

O gás natural pode, não somente substituir o GLP (gás liquefeito de petróleo) no preparo de alimentos, mas ainda ser usado em substituição à eletricidade no chuveiro elétrico, por meio de aquecedores de água a gás natural. Sistema de calefação e lareiras podem ser usados, mas não largamente devido às altas temperaturas registradas no Estado.

O estudo Matriz Energética da Coordenadoria de Política e Planejamento Energético da Secretaria de Estado de Energia revela que a participação do setor residencial na demanda total de energéticos do Estado de São Paulo é de 8,1% ( $41.814 \times 10^9$  kcal), sendo que quase a totalidade desta energia é consumida para iluminação, cocção, aquecimento de água e ambientes e na utilização de equipamentos elétricos e eletrônicos.

Dentre os energéticos consumidos por este setor, a eletricidade é a que tem maior participação. No início dos anos 80, ela respondia por 34,91% do consumo total e em 1998 chegou a 54,04%. A eletricidade não só tem maior participação, como o consumo por residência tem aumentado significativamente: em 1985 era de 172,4 kwh passando para 227,1 kwh em 1999. Um aumento de 76% no período. A taxa média anual de crescimento de eletricidade no consumo residencial foi de 6,1% no período de 1980 a 1998. Em 1998, o gás natural respondia por 1,35% da demanda energética residencial do Estado de São Paulo. Mais uma prova significativa que há possibilidade de aumento deste mercado.

Entre os anos de 1980 e 1998, o consumo de energia residencial cresceu a uma taxa média anual de 3,8%, enquanto o PIB cresceu à uma taxa de 1,2% aa, ou seja, para cada ponto percentual de incremento do PIB foram necessários aproximadamente 3 pontos percentuais de incremento de energia.

## **5. As três áreas de concessão**

O Governo de São Paulo optou por dividir o Estado em três áreas de concessão para o serviço de distribuição de gás natural, embora a indicação dos consórcios que realizaram a modelagem e a avaliação para a desestatização do serviço de distribuição do gás canalizado, era na direção de uma área só, com base na prerrogativa de que o todo tem valor maior que a soma das partes, principalmente por uma questão de custo e sinergia. Os consórcios alegavam que para o “comprador” da concessão, seria mais fácil negociar um desconto mais vantajoso para a compra de um volume maior de tubos de aço ou polietileno que para compras menores. O custo unitário tende a ser menor para grandes compras. A lógica indicava que o Estado de São Paulo teria uma só área de concessão para o serviço de distribuição de gás natural, para se conseguir melhores oportunidades, mas a realidade foi outra, por determinação governo do Estado.

A transferência do serviço para a iniciativa privada enfrentou alguns entraves políticos e de resistência por parte dos sindicatos. Havia todo um movimento contrário à desestatização, que já tinha sido iniciada com a venda das elétricas. A contratação dos consórcios que auxiliariam o governo do Estado para a tarefa de passar à iniciativa privada o serviço de distribuição de gás natural foi feita em setembro de 1997, porém a emenda

constitucional que permitiu a privatização da Comgás só foi aprovada em 15 de dezembro de 1998. O texto adapta a Constituição de São Paulo à Federal, que já havia permitido a concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado à iniciativa privada.

De setembro de 1997 a abril de 1998, os consórcios fizeram o trabalho de avaliação do potencial dos mercados (industrial, comercial, residencial, GNV, co-geração e termelétrica). Os consórcios tentaram fazer um levantamento da demanda do gás natural no Estado, por segmentos e regiões. Foi previsto que em algumas regiões não haveria o serviço de gás canalizado para o segmento residencial, devido à inviabilidade econômica dos projetos.

Se por um lado, é no segmento residencial que estão as maiores margens para as companhias distribuidoras, por outro, o custo é o mais elevado, devido à questão do direito de passagem e de escala. Segundo os consórcios avaliadores, em cidades com menos de 250 mil habitantes não seria viável economicamente o investimento em gás para o setor doméstico. Com base no mercado também foi determinado o investimento mínimo a ser realizado em cada uma das áreas.

Para estimar o mercado industrial, foi feita uma listagem das principais indústrias do Estado com base no faturamento, número de empregados e consumo energético, e feitas visitas para avaliação do interesse das companhias pelo gás natural. Na área que hoje é de concessão da Comgás, já havia, por parte dos industriais, um conhecimento sobre este combustível, mas nas áreas que hoje são da Gás Brasileiro e da Gas Natural, o nível de conhecimento deste combustível era muito baixo. O produto era quase desconhecido.

O problema maior identificado na época foi à restrição do produto. Havia pouco insumo disponível e a demanda, onde o gás natural já era distribuído, era restrita pela oferta. Mas a entrada em operação do Gasbol deveria resolver, pelo menos por alguns anos, a questão da oferta do gás. Além disso, foi feito um levantamento das possíveis alternativas para o crescimento da oferta e descobriu-se que outros gasodutos estavam em planejamento: um que sairia da Argentina e entraria pelo Brasil pelo Paraná e o Cruzeiro do Sul (que hoje já é uma realidade entre a Argentina e o Uruguai e poderá ser estendido até o Rio Grande do Sul), entre outros.

Também foi mapeada, junto à ANP, a possibilidade de aumento da oferta de gás e quando elas poderiam se tornar realidade. A conclusão do levantamento foi que a demanda poderia ser solucionada no médio prazo.

Todos os trabalhos pré-privatização foram feitos quando o país atravessava uma época de prosperidade, com PIB elevado. Em 1997, por exemplo, o PIB cresceu quase 4% e o consumo de energia mais de 6%. No ano seguinte, em 98, o PIB ficou praticamente estável, mas o crescimento do consumo foi de 4%.

O crescimento do consumo de energia elétrica que o Brasil vinha registrando nos últimos anos, uma média anual de 5% na década, levou os avaliadores a acreditarem que o crescimento de interesse por fontes alternativas de energia seria elevado, principalmente devido à escassez de novos projetos hidrelétricos próximos às áreas que mais consumiam energia.

Na época, a indústria de base no Brasil passava por um “boom”. Os grandes fabricantes deste segmento tinham suas carteiras de pedidos lotadas. Na avaliação dos consórcios que ajudaram na avaliação e modelagem, um dos grandes filões do segmento de gás natural era o das termelétricas, principalmente devido ao fato de São Paulo ser um grande consumidor de energéticos. Somente no Estado eram previstas 11 termelétricas que consumiriam cerca de 40 milhões de metros cúbicos de gás natural/dia. Na avaliação do governo paulista, estas usinas entrariam em operação a partir de 2001. Segundo os consórcios, somente a partir de

2003. Atualmente este número (11) está descartado e bastante superestimado.

Dividir o Estado de São Paulo em três áreas de concessão, razoavelmente interessantes, não foi tarefa das mais fáceis, já que o desenvolvimento econômico e a riqueza estão muito longe de estar uniformemente divididos no Estado. A Comgás já tinha uma área de concessão cativa, com redes de distribuição em operação na Região Metropolitana de São Paulo, Baixada Santista e Vale do Paraíba. Do ponto de vista da atratividade, seria muito interessante que a região de Campinas pertencesse à outra área de concessão, pois o PIB existente dentro da área da Comgás já era suficientemente interessante, mas já tinha sido iniciada a construção do Sistema Limeira-Piracicaba, com investimentos bancados pela Comgás (o Estado). Resolveu-se então que a região Campinas iria pertencer à Comgás.

O governo de São Paulo e as consultorias tinham claro que essa área, que já tinha ativos, um pouco da cultura do gás natural e principalmente porque era a mais rica, responsável por 30% do PIB brasileiro, iria ser, no médio prazo, o primeiro mercado maduro de gás natural do país, pois contaria com oferta de gás de diferentes fontes e regulamentação definida, com o mercado funcionando normalmente, sem intervenção do Estado.

## 5.1 - Comgás

### ■ Raio X da Comgás

- Área de concessão: Região Metropolitana de São Paulo, Baixada Santista, Vale do Paraíba e Região de Campinas
- 30% do PIB Brasileiro
- Maior potencial de expansão de gás natural na América Latina
- N° de residências: 6,4 milhões
- População: 24,6 milhões de pessoas
- Rede em abril/1999: 2,4 mil km
- Vendas: 3,5 milhões m<sup>3</sup>/dia
- N° de consumidores em abril/99: 300 mil
- N° de empregados em abril/99: 950

A Comgás foi a única concessão a ser vendida já com ativos (sistemas em operação e consumidores ligados) e a área era a mais interessante entre as três por ser a mais rica, mais industrializada e com maior demanda por energéticos. Foi a primeira área a ser leiloada, em 14 de abril de 1999. O preço mínimo da companhia estava fixado em R\$ 753,5 milhões, mas ela foi arrematada por R\$ 1,65 bilhão pelo consórcio formado pelo Grupo BG e pela Shell, com ágio de 119%.

Na época do leilão, a estimativa do governo do Estado era de que o volume de gás vendido pela Comgás chegasse a cerca de 20 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2015, ou um crescimento de quase seis vezes. Esse volume está longe de ser um exagero, pois a Argentina, nossa vizinha consome no verão cerca de 70 milhões de metros cúbicos/dia e no inverno mais de 150 milhões m<sup>3</sup>/dia. O PIB da área de concessão da Comgás é equivalente ao PIB argentino.

É preciso fazer a seguinte ressalva: a Argentina é um país maduro no mercado de gás natural, tem outro clima, mais frio que o brasileiro, o gás natural é usado largamente para o sistema de calefação de residência e o país tem a maior frota de automóveis movidos a gás natural do planeta. Na Argentina, a participação do gás natural na matriz energética é de 45%, no Brasil é de 3,7%.

O governo paulista vendeu 52,7% do capital total da Comgás. Quando foi desestatizada, a Comgás vendia cerca de 90% do seu gás ao mercado industrial, tinha mais de 290 mil clientes residenciais e rede de distribuição em 17 municípios.

O ágio de 119% conseguido na época surpreendeu o mercado principalmente pelo fato de que a moeda brasileira, o Real, tinha recém

sofrido desvalorização, em fevereiro de 1999. Foi a prova de que apesar a crise, o Brasil continuava sendo um mercado interessante para o investimento estrangeiro.

## ■ Os controladores

### **O Grupo BG**

O Grupo BG é a mais antiga empresa de gás natural do mundo, tem sua sede na Grã-Bretanha e está presente atualmente em 20 países do mundo. É um dos líderes mundiais em energia. Atua, entre outras áreas, em exploração, distribuição, manufatura e transporte de gás natural liquefeito, estocagem, geração de energia e desenvolvimento de novos mercados. Seu faturamento em 2000 foi da ordem de US\$ 3 bilhões e seus ativos somam cerca de US\$ 7 bilhões.

Na América Latina, a BG controla a Metrogas, maior distribuidora de gás natural da AL, que fica em Buenos Aires, na Argentina. A compra da Comgás foi o maior investimento do grupo no continente. Trata-se da “mina dos olhos”, pois o grupo aposta no crescimento do gás natural na matriz energética brasileira.

Ainda na América Latina, o grupo atua na Bolívia (onde tem reservas de gás natural) e no Uruguai. Em consórcio, participa da construção do gasoduto Cruz del Sur, unindo Buenos Aires a Montevideu e, possivelmente, poderá chegar a Porto Alegre, no Rio Grande do Sul. No Brasil está associada à Petrobras no Gasbol, e junto com outras empresas atua ainda na exploração de campos de gás.

### **A Shell**

Nos últimos anos a empresa tem expandido seus negócios para a distribuição de gás e geração de energia elétrica. O grupo Royal Dutch/Shell, detentor de 100% da Shell Brasil, está hoje presente em mais de 100 nações. A Shell Brasil é a maior companhia distribuidora de combustíveis de capital privado, com aproximadamente 20% do mercado brasileiro. Ela atua nas seguintes áreas: varejo, indústria e transporte, lubrificante, exploração e produção, gás natural e geração de energia, aviação, GLP e possui uma divisão química.

No Brasil, a área de gás natural e geração de energia passou a integrar uma estrutura administrativa da qual também participam Argentina, Chile, Uruguai, Paraguai, Bolívia e Peru. Um grupo de

especialistas desenvolve projetos que permitem utilizar os potenciais de cada um dos países integrantes da região. Os projetos de gás natural, por sua natureza e necessidade de integração a uma complexa cadeia, têm longos prazos de desenvolvimento. As estratégias da Shell para a área de gás natural e geração de energia sustentam-se em quatro pilares: produção, criação de mercado consumidor, integração comercial e maximização de valores.

Em 2001, nasceu - alinhada aos princípios de desenvolvimento sustentável - a Shell Energy Efficiency Brasil, ligada à área de gás natural e geração de energia, que começou a operar em São Paulo. Esta divisão tem o objetivo de reduzir, de forma sustentável, o consumo de energia de seus clientes industriais, aplicando metodologia inovadora desenvolvida em suas próprias operações em várias partes do mundo.

## 5.2 - Área Noroeste (Gás Brasileiro)

### ■ Raio X da área Noroeste:

- Nº de Municípios: 375 (58% do Estado de SP)
- Extensão: 141,6 mil km<sup>2</sup> (59% do total do Estado)
- Regiões administrativas: Ribeirão Preto, Bauru, São José do Rio Preto, Araçatuba, Presidente Prudente, Marília, Franca e Barretos.
- Consumo de energia elétrica industrial: 3,6 milhões de MWh
- Nº de indústrias: 21 mil ( 21% do total)
- Nº empregos na indústria: 355,7 mil (15% do total)
- Mercado potencial industrial de gás: 2,6 milhões m<sup>3</sup>/dia
- Nº Consumidores residenciais: 1,9 milhão (20% do total)
- Nº de habitantes: 7,1 milhões (20,77% do total)

A área Noroeste foi a leilão no dia 9 de novembro de 1999. O vencedor foi o Grupo italiano ENI, que ofereceu R\$ 274,9 milhões pela concessão, R\$ 164,9 milhões acima do preço mínimo de R\$ 110 milhões (ágio de 149,9%).

O Grupo ENI terá que investir na região Noroeste R\$ 100 milhões nos próximos dez anos. Nos primeiros cinco anos terá que construir

220 quilômetros de rede de distribuição de gás. Além disso, terá que instalar estações reguladoras. Na época da realização do leilão, o então gerente de desenvolvimento para a América Latina do grupo e atual diretor geral da Gás Brasileiro, Marcello Agostini, informou que a Agip deveria superar a meta inicial, mas não adiantou qual seria o valor a ser aplicado.

A estimativa do Governo do Estado de São Paulo, quando realizou o leilão de concessão desta área era de que os principais segmentos para o desenvolvimento do negócio do gás natural seriam os de termelétricas e de co-geração. A estimativa do consumo potencial de gás natural para termelétricas era de 4,1 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2010 e 8,5 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2020 (estes números constam no material de audiência pública, distribuído pela CSPE e Secretaria de Energia).

Para o segmento industrial, a estimativa era de um consumo de 915 mil m<sup>3</sup>/dia em 2010 e 1,4 mil m<sup>3</sup>/dia em 2020. O produto seria entregue principalmente para os setores cerâmico, alimentício, papel, têxtil, metalúrgico e vidro. A estimativa de volume total, incluindo todos os segmentos, era esta: 5,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia até 2010 e 10,4 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2020.

## ■ Os controladores

### **O Grupo ENI no Brasil**

O Grupo ENI opera no âmbito internacional em todo o ciclo petrolífero. A ENI S.p.A., além do papel de holding do grupo, administra através da Divisão Agip a pesquisa e a produção de petróleo e gás (upstream). AgipPetroli S.p.A., Snam S.p.A., e Enichem S.p.A., controladas pela ENI, são responsáveis pelas atividades do setor do downstream, refino e distribuição dos produtos petrolíferos, abastecimento e distribuição de gás natural e, petroquímica. No setor de engenharia e dos serviços de arquitetura e construção para a indústria petrolífera, o Grupo ENI controla a Saipem S.p.A. e a Snamprogetti S.p.A.

No Brasil, a presença histórica no setor do downstream, em particular no engarrafamento e distribuição de GLP, se reforçou nos últimos três anos nos setores do upstream e do gás natural.

O Grupo ENI considera o Brasil um país chave nos seus planos estratégicos, aonde pretende operar de maneira integrada em toda cadeia da indústria do petróleo, seus derivados e gás natural.

### **5.3 - Área Sul (Gás Natural)**

#### **■ Raio X da área Sul:**

- extensão de 53.000 Km<sup>2</sup> (21,4% do estado)
- população de 2,5 milhões de habitantes (7,24% do total do estado), em 93 municípios
- N° indústrias: 6 mil (5,9% do total do estado)
- N° de residências: 670 mil ( 7% do total do estado)
- Consumo industrial de energia elétrica: 5,7 milhões MWh
- Estimativa de mercado: superar 2 milhões de metros cúbicos diários.

A área Sul foi a leilão em 26 de abril de 2000 e foi a concessão que conseguiu o maior ágio: 462% sobre o preço mínimo de R\$ 95 milhões. O grupo espanhol Gas Natural pagou R\$ 533,8 milhões (US\$ 298,4 milhões) pela área.

#### **Metas:**

Extensão de 200 km de redes em até cinco anos a partir de três citygates, sendo que nos primeiros três anos deverão ser construídos 150 km de rede, a partir dos city-gates de Itu e Araçoiaba da Serra.

Não será por falta de gás que a região deixará de desenvolver o mercado de gás natural. O desafio será justamente o de encontrar mercado para vender o gás.

Segundo estimativa da CSPE, o segmento de termelétrica deverá ser o principal mercado de gás natural desta área. “A proximidade com o grande centro de carga da Região Metropolitana de São Paulo e a infra-estrutura necessária (condições hídricas e proximidade das linhas de transmissão na Região Sul) favorecem a instalação de termelétricas na Região Sul. É estimado um consumo de gás natural para termelétricas de 4,2 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2010 e 7,9 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2020, na área de concessão”.

No setor industrial, a CSPE estima a demanda de gás natural de 1,7 milhão m<sup>3</sup>/dia em 2010 e 2,5 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2020. Na área de co-geração a demanda prevista é de 244 mil m<sup>3</sup>/dia em 2010 e 357 mil m<sup>3</sup>/dia em 2020.

A demanda potencial atinge 6,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2010 e 10,9 milhões m<sup>3</sup>/dia em 2020 divididos da seguinte forma:

Em 2010: 6,2 milhões m<sup>3</sup>/dia

- 27% industrial
- 1% residencial e outros
- 4% co-geração

- 68% termelétricas

Em 2020: 10,9 milhões m<sup>3</sup>/dia

- 23% industrial
- 1% residencial e outros
- 3% co-geração
- 73% termelétricas

## ■ Os controladores

### **Gas Natural**

Controladora da área Sul, a Gas Natural é uma empresa espanhola que está presente em seis países além da Espanha, são eles: Marrocos, Portugal, México, Colômbia, Argentina e Brasil, onde iniciou seus empreendimentos em julho de 1997 em um consórcio na aquisição da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG). Em abril de 2000, o grupo Gas Natural arrematou a área Sul.

A empresa espanhola já havia tentando entrar no mercado paulista, tanto via leilão da Comgás, em abril de 1999, quanto na licitação da área Noroeste, em outubro do mesmo ano, mas nas duas ocasiões fez lances modestos e acabou derrotada por outros grupos estrangeiros.

A Gas Natural tem 85% do mercado de gás da Espanha e no total, entre todos os países em que atua, 6,3 milhões de clientes. Trata-se do primeiro grupo gasista da Espanha, com faturamento anual de US\$ 3 bilhões. A Gas Natural nasceu em 1843 e hoje seus principais acionistas são a Repsol e a YPF, com 45% do capital total, e a Caixa de Poupança, com outros 25%. Os restantes 30% estão pulverizados no mercado. A aquisição da Gás Sul foi o segundo maior investimento da empresa naquele ano, só perdendo para a compra de uma outra distribuidora de gás e eletricidade da Cidade do México, a Texas Utility.

## 6. Barreiras

Mas se o Estado de São Paulo é tão atrativo economicamente e o país viveu em 2001 uma crise energética, incluindo a imposição de racionamento de energia, o que impede o crescimento mais acelerado do mercado do gás natural? Quais são as barreiras a serem eliminadas para o gás natural aumentar sua participação na matriz energética do Estado de São Paulo? É possível eliminá-las? De que maneira?

Como descreve Porter (1986) as cinco forças competitivas – entrada, ameaça de substituição, poder de negociação dos compradores, poder de negociação dos fornecedores e rivalidade entre os atuais concorrentes – refletem o fato de que a concorrência em uma indústria não está limitada aos participantes estabelecidos. A essência da formulação de uma estratégia competitiva é relacionar uma companhia ao seu meio ambiente.

Um dos nós é referente à competitividade do gás natural frente a outros energéticos, principalmente o óleo combustível, seu maior alvo de substituição no mercado industrial. Este segmento é, por enquanto, o mais representativo em volume de gás distribuído, ficando com cerca de 70% das vendas totais de gás natural do Estado. Uma possível solução para esta questão poderia ser a adoção do Princípio do Poluidor Pagador (PPP):

quem polui mais para mais. Seria uma forma de incentivar o uso de combustíveis menos poluentes. Como descreve Goldemberg (1998) freqüentemente, os custos energéticos não refletem o custo total da energia devido a uma variedade de subsídios, e muito raramente incluem as “externalidades” que surgem da utilização da energia, tais como os custos de saúde devido à poluição. Sob a ótica da competitividade, seria também preciso salientar a vantagem de desempenho do produto e o quanto isso melhora a posição competitiva para o usuário. Essas vantagens valem principalmente para os segmentos cerâmico e vidreiro.

Outro entrave é o fato de o gás boliviano ser cerca de 40% mais caro que o gás brasileiro, o que acaba dificultando a competitividade do produto. A solução deve passar por uma negociação entre agências regulatórias, distribuidores, produtores e comercializadores de gás natural.

A falta de infra-estrutura para levar o gás aos clientes também é outra barreira para o crescimento maior da participação do gás natural na matriz energética de São Paulo. Para este nó ser desatado em um menor espaço de tempo seria necessária a colaboração dos órgãos públicos na emissão de licenças ambientais em um espaço menor de tempo, desburocratizando o processo. Outra ação que poderia ajudar na eliminação desta barreira,

seria a aprovação de novos financiamentos via BNDES para a construção de novas redes de distribuição de gás.

A questão cultural e a falta de informação sobre o gás natural também são barreiras que precisam ser superadas. De maneira geral, as pessoas tendem a ter medo do desconhecido e é mais ou menos isso o que ocorre com o gás natural, principalmente no segmento doméstico. O grau de desinformação sobre o produto é muito grande. De maneira geral, as pessoas no Brasil têm mais medo do gás natural que do GLP, o gás de cozinha, cujo botijão fica, muitas vezes, próximo ao fogão, o que já é por si só um perigo. Além disso, o gás natural é mais leve que o ar e em caso de vazamento se dissipa facilmente se o local tiver ventilação. Já no caso de vazamento de GLP, por ele ser mais pesado que o ar, o gás vazado ficará próximo ao chão, formando bolsões. No aquecimento de água, a desinformação é grande também. A solução para esta questão é uma grande ação de comunicação, combinando matérias jornalísticas, publicidade em rádios, revistas, jornais, out-doors, palestras em escolas, entre outras ações.

A falta de equipamentos que utilizem o gás natural e de tecnologia para desenvolvê-los e colocá-los no mercado a preços competitivos também são embaraços do caminho. Uma pedra que precisa ser removida para o

mercado do gás natural fluir melhor. A criação de “gasdomésticos” é uma excelente alternativa, aliada à pesquisa tecnológica. Não se pode pensar em desenvolver um mercado de peões, é preciso dar condições para esta tão importante parte, a de tecnologia, se desenvolver também, amparada na qualidade das melhores universidades, no incentivo à pesquisa, na indústria de equipamentos domésticos e nas distribuidoras de gás natural. A combinação entre essas partes envolvidas poderá resultar não somente da remoção desta “pedra no caminho”, mas na criação de novas perspectivas para o mercado tecnológico.

Como descreve Lohani (1992), algumas barreiras são comuns para todos os países, como por exemplo à incerteza em relação aos preços da energia e, se diante desta dúvida, vale à pena investir na mudança de equipamentos e de novas tecnologias, que na maior parte das vezes, têm custos mais elevados que os similares convencionais. Isto vale principalmente para os projetos de co-geração. O investimento inicial nesse caso é bastante elevado e a questão da incerteza dos preços é grande. Mesmo quando o investimento é menor existe um certo temor por parte do usuário. No caso do GNV por exemplo, cujo custo de conversão do veículo varia entre R\$ 2.500 e R\$3.500 (março/2003), é grande a desconfiança dos usuários, tanto sobre a questão do preço (a vantagem do GN sobre a gasolina irá se manter? até quando?) quanto sobre a

disponibilidade do combustível. O Proálcool deixou alguns traumas no inconsciente coletivo do motorista brasileiro. O raciocínio é que se chegou a faltar álcool, que é produzido dentro do país, para os automóveis, porque não haveria de faltar o GN, que além de tudo, é importado, em boa parte. O programa só está crescendo porque proporciona uma economia muito significativa ao usuário, de até 70%.

## 6.1 - Gás natural x óleo combustível

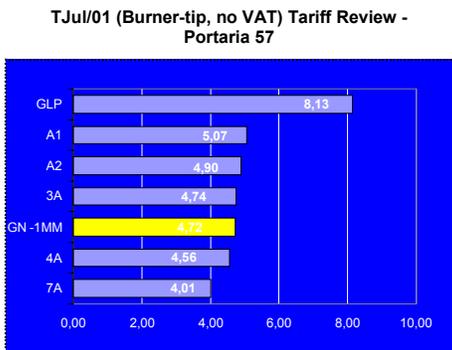
Um dos principais entraves para o crescimento da indústria do gás natural é a desvantagem em relação ao óleo combustível, seu principal concorrente no mercado industrial que hoje fica com cerca de 70% de todo o gás natural distribuído no Estado de São Paulo. Em maio de 2002, o preço do gás natural perdia para todos os óleos combustíveis ATE (alto teor de enxofre) e os BTE (baixo teor de enxofre).

Nem sempre o preço do gás natural perdeu para o óleo combustível, mas ao longo dos anos vem perdendo competitividade. Para se ter uma idéia, em 1999, quando a Comgás foi privatizada, o gás natural ganhava em preço do A1, A2 e até do A3. Hoje, está perdendo para estes óleos (veja tabela na página seguinte). O que ocorre é que o gás natural é vendido como uma simples *commodity* e como tal, perde para o óleo combustível e o pior: se nada for feito, perderá ainda mais, pois a queda do preço do OC será sempre maior que a do gás natural. Além disso, no Brasil, o ganho ambiental proporcionado pelo gás natural em relação ao OC, não é privilegiado. Segundo Goldemberg (1998) a inclusão de custos externos no preço do energético reflete de forma mais completa o custo social real do fornecimento e da sua utilização. O uso da energia seria então desencorajado e os usuários poderiam responder substituindo certas

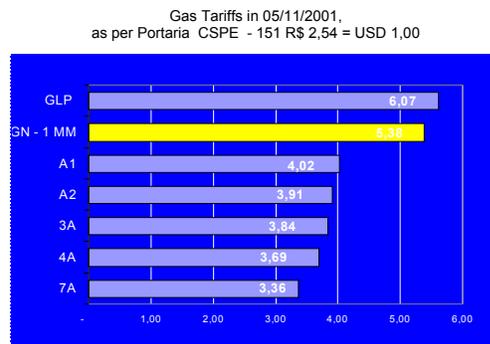
fontes de energia ou mudando seus padrões de consumo. As melhores qualidades do gás natural não são reconhecidas: além de ser um energético limpo há vantagens na questão de logística, ininterruptibilidade, armazenamento e na qualidade final do produto.

O problema no mercado se agrava, pois a Petrobras, dona de cerca de 70% do mercado de óleos combustíveis, está com uma política agressiva de desconto para vender óleos combustíveis, chegando a 30%, o que está impedindo a entrada do gás natural em indústrias, principalmente nas áreas Sul e Noroeste, onde o gás é mais caro, pois não há um *mix* de preços (nacional mais boliviano).

### MERCADO- competitividade do GN no segmento industrial



\* Gas Tariffs in 03/06/2000, as per Portaria CSPE - 57 R\$ 1,80 = USD 1,00



Jan/01 (Burner-tip, sem ICMS) Tariff Review -Portaria 151

**BURNER TIP COMPETITIVITY= PREÇO DO O.C. NA REFINARIA + MARGEM DISTRIBUIDORA + FRETE AO CONSUMIDOR + CUSTOS INTERNOS PRÊMIO(1)-CUSTO DE CONVERSÃO= 0**

- (1) QUALIDADE,EFICIÊNCIA, AMBIENTAL Custo atual dos combustíveis concorrentes (Burner-tip, sem ICMS)

Fonte:Comgás

A política de descontos da Petrobras no óleo combustível foi a forma encontrada pela empresa de “segurar” parte do mercado que está perdendo com o aumento da participação do gás natural no mercado industrial. As vendas de óleo combustível vinham registrando queda de 1% ao ano entre o período de 1995 a 1999. Mas somente em 2000, o recuo chegou a 5,9% em relação a 1999. Em 2000 foram consumidos no Brasil 9,7 milhões de m<sup>3</sup> de óleo combustível, frente aos 10,4 milhões de m<sup>3</sup> usados em 1999.

Está sobrando óleo combustível e, também neste caso, vale a lei da oferta e da procura na determinação de preços: como a oferta de óleo combustível está maior que a demanda, a estatal optou por baixar os preços para tentar recuperar parte do mercado perdido. A “liquidação” dos produtos faz parte da estratégia de competição da própria companhia, ainda que os interesses de uma diretoria acabem entrando em choque com os de outra. “A empresa tem óleo combustível para colocar no mercado e tem que vendê-lo, se não o fizer, fica com o mico na mão”, informa uma fonte da Petrobras. Conforme descreve Porter (1986), esta situação de “liquidação” ocorre devido ao excesso de oferta, como mecanismo utilizado pela indústria devido à intensidade da rivalidade entre os concorrentes existentes. Uma das táticas corriqueiramente usadas é a de concorrência de preços. Algumas empresas chegam a práticas de dumping para manter mercado.

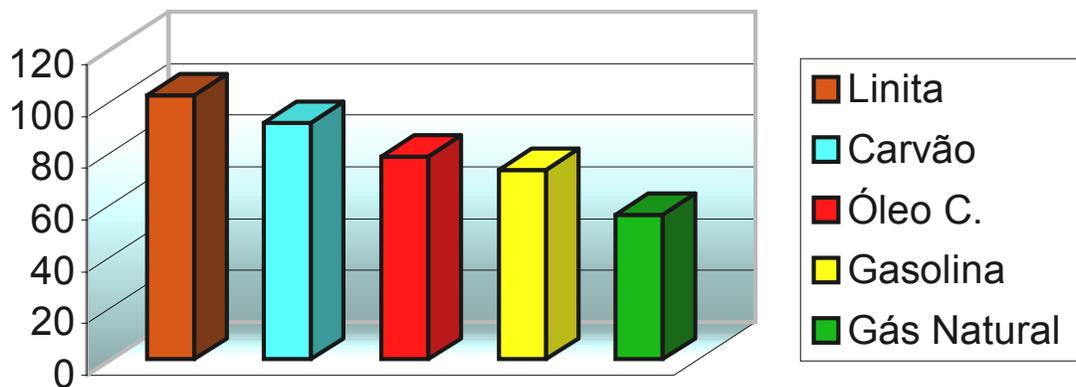
Outra vantagem é que a queima do gás natural é mais limpa e em geral tem menos impureza que a do óleo, que pode vir misturado, pois é comum encontrar sujeira no fundo do tanque e associado a água. Por ser um combustível mais limpo, a regulagem dos queimadores nos equipamentos é mais fácil quando se usa o gás natural. O óleo combustível é viscoso e essa viscosidade muda conforme a temperatura, quanto mais quente, o óleo fica mais ralo e com temperaturas mais frias, o óleo fica mais viscoso. Como o combustível é distribuído por meio de bicos que pulverizam o óleo, essa mudança acaba dificultando a regulagem do equipamento.

Além disso, em alguns processos industriais, os gases oriundos da queima do óleo combustível podem comprometer a qualidade do material produzido. Indústrias cerâmicas que produzem materiais mais nobres não podem ter a presença de óxido de enxofre porque isso altera o produto, a indústria de vidro também vive situação semelhante.

### 6.1.1 - Vantagens ambientais

Em relação às questões ambientais o gás natural é muito menos poluente que o óleo combustível ou qualquer outro combustível fóssil. Trata-se de um combustível mais limpo e ecologicamente correto. A queima do gás natural emite uma quantidade menor de material particulado, pouquíssimo SO<sub>2</sub> e menos CO, hidrocarbonetos e óxido de nitrogênio.

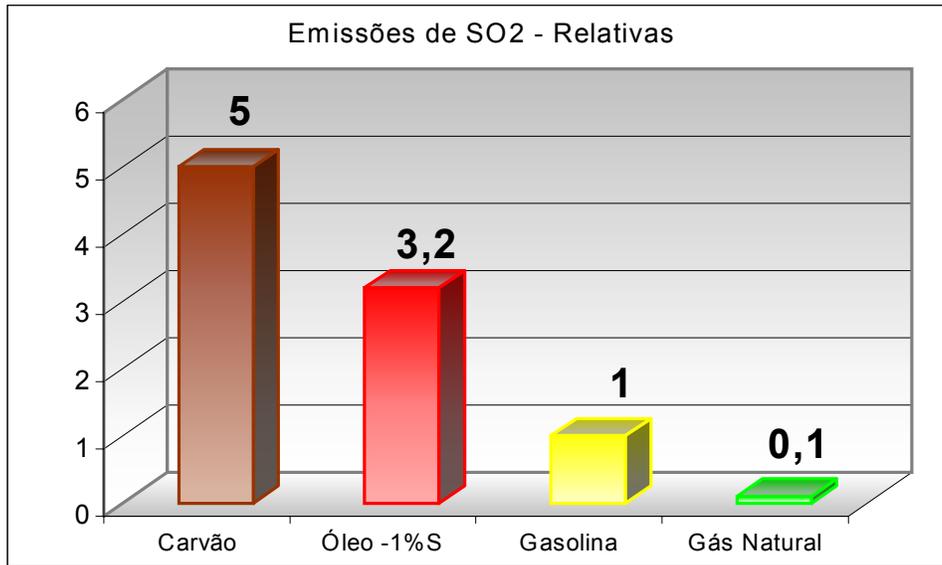
**Emissão de CO<sub>2</sub>, em kg CO<sub>2</sub> / GJ**



#### QUADROS COMPARATIVOS DE EMISSÕES

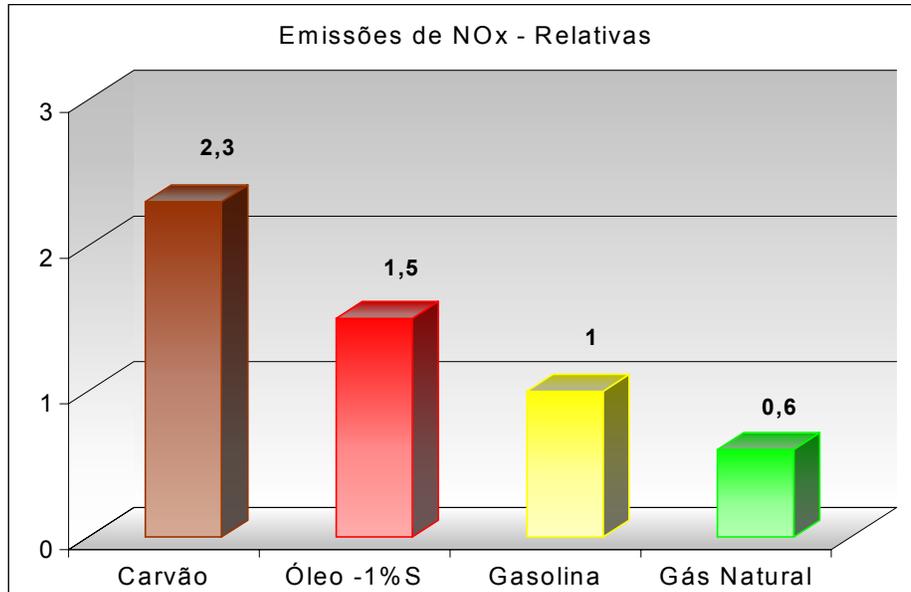
Quadro 1 – CO<sub>2</sub> formado pela Combustão de combustíveis Fósseis  
Fonte: Eurogas

Quadro 2 – SO<sub>2</sub> formado pela Combustão de combustíveis Fósseis



Fonte: Eurogas

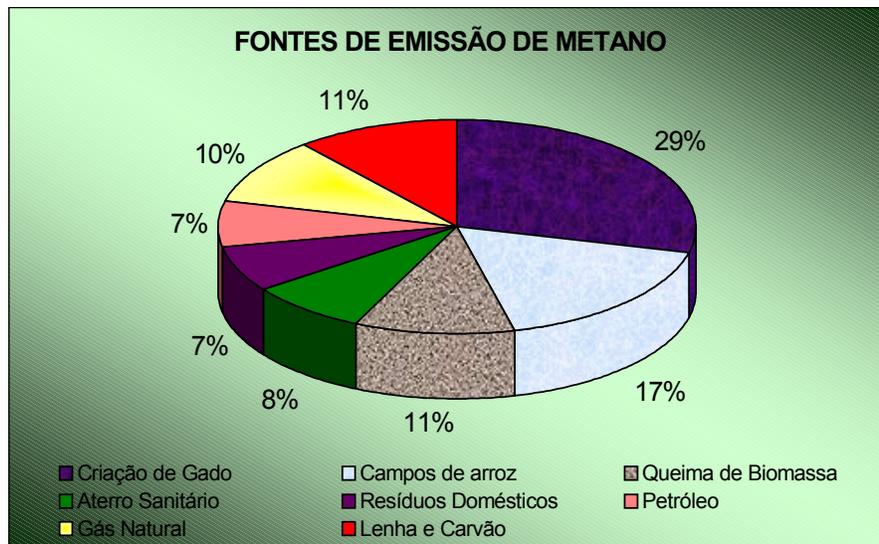
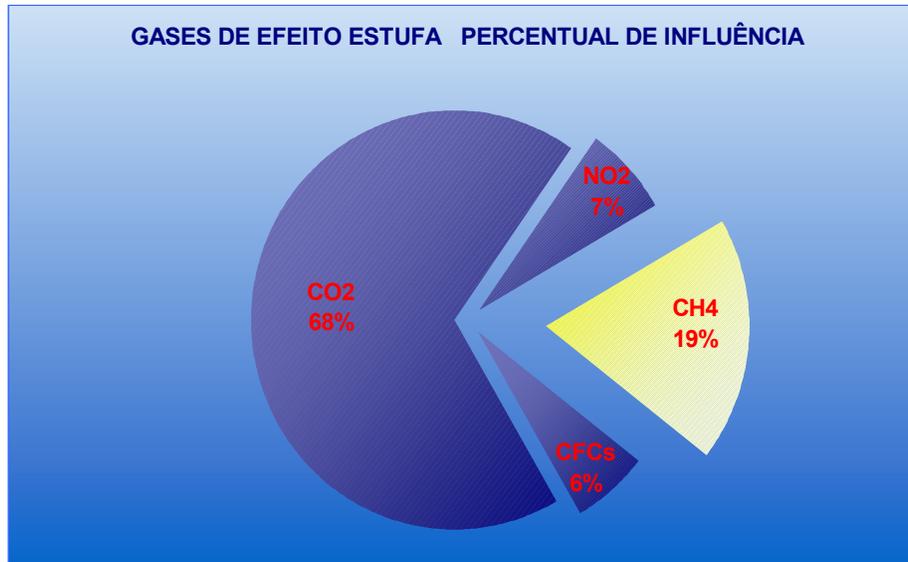
Quadro 3 – NO<sub>x</sub> formado pela Combustão de combustíveis Fósseis



Fonte: Eurogas

# GÁS NATURAL COMO GÁS DE EFEITO ESTUFA

(EFEITO NEGATIVO)



Fonte: Eurogas

## Enxofre

Com relação à emissão de enxofre, o gás natural apresenta enormes vantagens em relação ao óleo combustível. Na verdade, a composição química (veja em Anexos) do gás natural é isenta de enxofre, a pouca quantidade deste elemento existente na queima do produto é resultado do odorante que é colocado no gás natural para deixar o produto com cheiro característico de gás, já que este combustível é inodoro. A adição de odorante é feita para identificação no caso de vazamentos, por motivos de segurança.

No óleo combustível, por exemplo, o teor de enxofre equivale à cerca de 1% do seu peso, assim, para cada 100 kg de óleo combustível tem 1 kg de enxofre. A queima do óleo combustível emite enxofre, que ao reagir com o oxigênio dobra seu peso molecular, formando o  $\text{SO}_2$ . Devido a esta reação, a queima de 1 tonelada de óleo combustível emite teoricamente 20 kg de  $\text{SO}_2$ .

É comum encontrar óleos combustíveis com teor de enxofre acima de 1%. Na década de 70, por exemplo, o óleo combustível mais usado pela indústria brasileira, o BPF (Baixo Ponto de Fluidez) tinha 5% de enxofre. Este período aliás foi o mais crítico para o país, no que se refere à questão de emissão de gases.

O enxofre é prejudicial ao meio ambiente porque é um dos maiores causadores da chuva ácida. Dependendo do grau da umidade atmosférica, ele se transforma em ácido sulfúrico  $H_2SO_4$  e quando chove, a água vem carregada deste ácido, que provoca corrosão, danifica a vegetação, materiais e altera o PH das águas dos rios. Entre os diversos males que ele provoca à saúde estão: coriza, catarro e danos irreversíveis aos pulmões. Em doses altas pode ser fatal.

#### Dióxido de Carbono ( $CO_2$ )

O dióxido de carbono é resultado da queima completa do carbono. Ele é um gás inerte, não é tóxico, mas seu grande problema é que quando vai para a atmosfera dificulta o retorno de algumas radiações que incidem sobre a terra. É um dos vilões do efeito do aquecimento global, o chamado efeito estufa.

#### Monóxido de Carbono (CO)

O monóxido de carbono é resultado da queima incompleta do carbono e é muito prejudicial à saúde do homem, pois desloca elementos no sangue e dificulta a oxigenação. Seus efeitos prejudiciais à saúde são: diminuição da oxigenação do sangue, causando tonturas e vertigens. Além disso, provoca alterações no sistema nervoso central. Pode ser fatal em doses altas em ambientes fechados. Doentes cardíacos, portadores de angina

crônica, são considerados o grupo mais suscetível aos efeitos da exposição ao CO.

### Óxido de Nitrogênio (NO<sub>x</sub>)

O monóxido (NO) e o dióxido (NO<sub>2</sub>) de nitrogênio são resultados da combustão do nitrogênio, que é o gás mais presente na atmosfera (78% do total). Quando o nitrogênio se encontra em alta temperatura (chama do forno) reage com o oxigênio. Nesta reação, ele captura algumas moléculas de oxigênio, formando o Monóxido de Oxigênio (NO) e o Dióxido de Nitrogênio (NO<sub>2</sub>), quanto mais alta a temperatura da chama, maior será a formação destes dois gases poluentes.

Na atmosfera, estes gases têm dois efeitos básicos:

1. podem reagir com a água e formar chuva ácida (ácido nítrico) e/ou acidificar a água da chuva, causando o mesmo efeito do ácido sulfúrico.
2. O NO e o NO<sub>2</sub> são instáveis e reagem com muita facilidade na atmosfera e se transformam em outras substâncias: com a luz solar, ocorre a liberação de uma molécula de oxigênio que se associa ao oxigênio presente no ar formando o O<sub>3</sub>, que é o Ozônio. Essa substância é prejudicial à saúde pois irrita a mucosa. Ele faz parte de um grupo de poluentes chamado oxidantes fotoquímicos que são elementos que se formam na atmosfera, na presença da luz, devido à presença de diversos

poluentes com hidrocarbonetos.

Sem sombras de dúvidas, em uma avaliação global, o uso do gás natural traz ganhos ambientais para a sociedade quando usado em substituição a outros combustíveis fósseis e, se ampliarmos um pouco mais os horizontes, será possível vislumbrar que os ganhos econômicos que trariam para a sociedade, pois é necessário ser computada a redução dos custos de saúde da população, ganhos de qualidade de vida, um ar mais puro, uma vida mais saudável. Uma questão de saúde pública.

### **6.1.2 - Legislação Ambiental**

Mas afinal, a legislação ambiental brasileira é atrasada em termos mundiais? A resposta é não, mas por outro lado, está longe de ser moderna, pois não incentiva o uso de combustíveis mais limpos. Além disso, há uma questão de colocar a lei em prática, o que implica em recursos (financeiros e de pessoal): o número de fiscais é pequeno, o que acaba comprometendo a aplicação das leis.

Conheça algumas das principais resoluções neste setor:

A Resolução 5 de 1989 (veja íntegra anexo), institui o Pronar (Programa Nacional de Qualidade do Ar). Ela estabelece padrões de emissão, ou seja, limita a quantidade de poluição que pode ser emitida por uma determinada fonte (normalmente por equipamento)

Outro padrão é com relação à máxima concentração que pode ter determinado poluente no ar, não é a quantidade emitida por uma determinada chaminé é a concentração no ar.

A resolução 3 de 1990 (veja íntegra anexo) estabelece padrões de qualidade do ar para todo território brasileiro, determinando a quantidade de partículas totais em suspensão, que é todo o material particulado: sólido ou líquido. Além das partículas mais grosseiras, são emitidas também as chamadas partículas inaláveis, que são inferiores a 10 microns (que é a milésima parte de um milímetro) e são as mais prejudiciais à saúde e na maioria dos casos nem percebemos que as respiramos, só notamos depois seus males, com o surgimento de doenças.

A resolução 8 de 1990 (veja íntegra anexo) estabelece padrões de emissões para queima de combustível em relação a material particulado e SO<sub>2</sub>. Essa resolução é específica para óleos combustíveis e carvão. O Conama não estabelece padrões para emissão de gás natural.

### **6.1.3 - Casos da Comgás**

Apesar de todas as dificuldades em relação à competitividade, em 2001, mais de 50 indústrias do Estado de São Paulo deixaram de usar o óleo combustível para usar o gás natural. Somente a Votorantim Papel e Celulose (VCP) substituiu 4,9 mil toneladas de óleo combustível/mês para queimar 5,35 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural/mês. Foram substituídos os combustíveis das unidades de Jacareí (2,9 mi m<sup>3</sup>/mês), Piracicaba (2,1 mi m<sup>3</sup>/mês) e Mogi das Cruzes ( 350 mil m<sup>3</sup>/mês)

Estudo comparativo, elaborado pela Comgás constatou que a utilização industrial do gás natural vem proporcionando benefícios do ponto de vista ambiental. Ao substituírem o uso do óleo combustível, do diesel e do gás liquefeito de petróleo (GLP) pelo gás natural, as 72 indústrias da área de concessão da Comgás, ligadas no período de janeiro a dezembro de 2001, reduziram sensivelmente suas emissões de gases tóxicos na atmosfera.

Neste período, as emissões de material particulado (fuligem) diminuíram de 253,355 para 15,593 toneladas, o que representa uma redução de 94% desse poluente na atmosfera. Já as emissões de dióxido de enxofre caíram de 1.531,475 para 2,339 toneladas (99% de redução). As emissões do dióxido de carbono (um dos gases responsáveis pelo efeito estufa) reduziram de 437,088 para 311,864 toneladas, o que significa uma queda de 29 %.

<b>Quadro conclusivo</b>			
	MP, Kg	SO <sub>2</sub> , Kg	CO <sub>2</sub> , ton
Total antes	253.355	1.531.475	437.088
Conversão			
Redução após	15.593	2.339	311.864
conversão, %	94	99,85	29

MP: Material particulado

SO<sub>2</sub>: Dióxido de enxofre

CO<sub>2</sub>: Dióxido de carbono

#### **6.1.4 - Possível solução: óleo combustível x gás natural:**

Uma legislação ambiental mais rígida para tirar do mercado nacional óleos combustíveis muito pesados, obrigando assim significativa melhora no perfil das refinarias da Petrobras, para que elas passem a produzir somente os óleos, mais leves, não tão pesados/poluentes. Hoje a Petrobras produz até o 7A que do ponto de vista ambiental é muito prejudicial. Falta na verdade, investimento da Petrobrás para melhorar seu parque de refino e assim produzir óleos menos poluentes.

A aplicação de pesadas tributações ambientais aos consumidores industriais que insistirem em usar óleos combustíveis pesados. É sugerida a criação de uma tabela, progressiva ano-a-ano, que poderia ser uma importante alternativa para a solução deste problema, dentro do Princípio do Poluidor Pagador (PPP), onde quem polui mais paga mais. Como descreve Goldemberg (1998) os países da OCDE adotaram, no início dos anos 70, o PPP como o princípio guia de suas legislações ambientais. Isso significa que o poluidor deve arcar com as despesas de levar a termo as medidas decididas pelas autoridades públicas para garantir que o meio ambiente esteja num estado aceitável. Em outras palavras, o custo das medidas deve ser refletido no custo dos bens e serviços que causam a poluição na produção e/ou no consumo. Uma possível alternativa seria

taxar a emissão de determinada quantidade de um poluente, por exemplo: a indústria que emitisse acima de X toneladas de dióxido de enxofre seria taxada por um valor estipulado, que iria crescendo à medida que aumentasse a quantidade de emissões. Na França, a Agência para a Aplicação Racional da Energia e Controle Ambiental (que leva a sigla Ademe) usa os recursos arrecadados por uma taxa semelhante à citada acima, no financiamento da conversão ou troca de equipamentos menos poluentes, bem como o financiamento de pesquisas voltadas para a melhoria da qualidade do ar e da eficiência energética. No Brasil também poderia ser feito algo semelhante. A criação de uma política que privilegie a eficiência energética seria um importante instrumento motivador.

Como já descreveu Gomes (1996), o preço competitivo do gás natural poderá ser calculado com a adição dos seguintes componentes: i) imposto ambiental sobre o preço do óleo; ii) taxas sobre a emissão de quantidade de determinados poluentes, por exemplo: sobre as emissões calculadas de Sox ou de material particulado; iii) custo alternativo à instalação de equipamentos de controle ambiental, como filtros, lavadores etc.

É necessário que o Estado e a União tenham maior preocupação com o meio-ambiente, pois pode ser um erro deixar a responsabilidade do meio ambiente às indústrias ou ao mercado. Pelo menos por enquanto, para os

investidores, o interesse maior é com os dividendos: entre usar o gás natural, que é menos poluente, a um óleo combustível de alta viscosidade porém mais barato, a maior parte fica com o mais barato, que lhe garante um lucro maior. Embora lentamente essa percepção esteja mudando. Hoje já é possível ver que a poluição está entrando no cálculo de custo das indústrias. O desafio é conciliar o crescimento econômico e social com o equilíbrio ecológico. Iniciativas para gestão ambiental estão crescendo no meio empresarial, envolvendo novas tecnologias e treinamento de recursos humanos. A responsabilidade para o desenvolvimento realmente sustentável deve ser dividida entre a sociedade, parlamentares, governo e organizações não-governamentais.

## **6.2 - Preço do gás boliviano x gás nacional**

O gás importado da Bolívia custa US\$ 1 acima do nacional. Enquanto o nacional custa US\$ 2,6 por milhão de BTU, o boliviano fica em US\$ 3,6, uma diferença de 38,5%. Esse fato dá uma desvantagem para o Estado de São Paulo e para todos os outros que são servidos pelo Gasbol em relação, por exemplo, ao Estado vizinho do Rio de Janeiro, que tem acesso ao gás natural nacional, que é mais barato. Como descreve Porter (1986) quando o produto é visto como artigo de primeira necessidade, a escolha do comprador é baseada em grande parte no preço e no serviço, o que vem resultar em pressões no sentido de uma concorrência intensa com relação a preços e serviços.

Um levantamento feito pela Abegás revela que somente em 2001, as distribuidoras que vendem o gás vindo da Bolívia deixaram de entregar 2 milhões de m<sup>3</sup> de gás/dia devido a esta questão do preço do gás boliviano. As empresas da região Sul do Brasil foram as mais prejudicadas, pois perderam 40% do potencial mercado. Na Comgás, segundo este levantamento, as vendas ficaram 27% abaixo do previsto.

A questão do preço do produto é crucial porque se o gás natural não for competitivo com outros combustíveis ele não consegue entrar no mercado.

Como já foi dito antes, à indústria e também ao comércio, como em qualquer outro setor do mundo dos negócios, o que vale, é no final do mês um faturamento maior.

Exemplo: Uma indústria cerâmica está em dúvida entre se instalar no Rio de Janeiro ou em Ribeirão Preto, sendo que o custo do combustível para esse segmento representa entre 30% e 40% do preço final do produto e, no RJ, como o gás é somente de origem nacional, ou seja com diferença de preço de 38%, sobre o importado da Bolívia (única fonte em Ribeirão Preto) é claro que a cerâmica irá se instalar no RJ.

### **6.2.1 - Possível solução: preço gás nacional x gás importado**

Uma das possíveis alternativas seria tentar baixar o custo do transporte, responsável por mais de 50% da tarifa do gás natural importado. Neste sentido, uma das propostas em andamento, feita pela Abegás e relacionada à Cide (Contribuição de Intervenção de Domínio Econômico), tem foco na alteração da estrutura de capital da TBG. Antes de entrarmos na proposta vamos a uma introdução à Cide, que surgiu no âmbito do Projeto de Emenda Constitucional dos Combustíveis e traz uma oportunidade para a alocação de recursos na indústria do gás natural. Estes recursos poderiam ser usados como veículo de estímulo à sua utilização, uma vez que a lei da sua criação estabelece em seu artigo primeiro, parágrafo 1, o seguinte: “o produto da arrecadação da Cide será destinado, na forma de lei orçamentária, ao:

- 1) pagamento de subsídios a preço ou transporte de álcool combustível, de gás natural e seus derivados e de derivados de petróleo;
- 2) financiamento de projetos ambientais relacionados com a indústria de petróleo e do gás, e;
- 3) financiamento de programas de infra-estrutura de transporte”.

A proposta da Abegás é no sentido de aplicar uma parte desta arrecadação para ajudar a viabilizar a indústria do gás natural, com o firme propósito de dar soluções estruturais de longo prazo para o setor e não para a criação de subsídios temporais. Desta forma, a proposta da Abegás para a solução do problema do transporte do gás boliviano se daria por meio do pagamento antecipado de dívidas e capital da TBG/GTB, empresas atualmente responsáveis pelo transporte do gás boliviano para o Brasil, e portanto reduzindo a incidência dos custos de capital e amortização do projeto.

Uma segunda opção, que daria uma solução mais integral ao problema, poderia ser atingida por meio da transformação da atual sociedade numa sociedade de capital aberto e com seu capital pulverizado na bolsa de valores local. Tais medidas poderiam dar solução até para o problema da tarifa atrelada ao dólar.

É necessária a união de forças entre as distribuidoras de gás, com apoio do governo, principalmente via Petrobras para a implantação de uma política mais competitiva para o preço para o gás natural. A renegociação do preço do produto junto aos fornecedores bolivianos também poderá ajudar na solução deste entrave.

A própria Petrobras, dona do Gasbol, já trabalha na renegociação do contrato de fornecimento do gás natural. Segundo fontes da própria estatal, estão sendo discutidas possibilidades de criação de mecanismos que impeçam grandes flutuações do preço do combustível. A empresa quer criar um piso e um teto para o preço do gás natural, com base no preço histórico do combustível e também “confortável” para o produtor, desta forma, sempre que o valor estipulado ultrapassar esse teto ou o piso, seriam descartados os ajustes tanto para cima como para baixo.

Se o governo brasileiro quer mesmo introduzir de forma sustentável o gás natural na matriz energética brasileira vai precisar em algum momento trabalhar nessa questão do preço do gás importado e criar uma forma de deixar o produto mais atrativo em relação ao preço. Sem isso, o produto fica sem competitividade e o gás natural não ganha novos mercados.

### **6.3 - A falta de infra-estrutura**

A falta de redes, tanto de transmissão como de distribuição do gás natural é um dos maiores entraves para o desenvolvimento do mercado do gás natural. A construção depende de pesados investimentos, que acabam encarecendo o custo do gás que é formado pela soma da commodity (a molécula do gás) e da tarifa de transporte, que inclui o retorno dos investidores que fizeram o gasoduto. E o Brasil, como já foi dito no começo deste trabalho, não é um país com tradição gasífera e sua rede é bastante limitada.

Na maior parte dos casos, para o gás chegar ao consumidor final, é necessária a construção de rede de distribuição. Mas além de ser entregue via gasoduto, o gás natural pode ser transportado também sobre rodas ou via fluvial ou marítima, na forma comprimido, o chamado GNC, (gás natural comprimido). Até janeiro de 2002, apenas uma empresa instalada no Brasil tinha autorização da ANP para fazer este tipo de transporte, a Neogás, que tem sede no Rio de Janeiro. A empresa pretende atuar naquele Estado, em São Paulo e também na região Nordeste.

Na avaliação de perspectivas de negócios, feita pela Neogás, os postos de abastecimento de gás natural veicular (GNV) são vistos como um dos

principais mercados para o GNC. Esta alternativa aliás pode ser interessante principalmente para as áreas Sul e Noroeste, onde os clientes industriais e comerciais estão muito mais dispersos geograficamente que na área de concessão da Comgás.

### **6.3.1 - Possível solução: falta de infra-estrutura**

A solução desta barreira é a construção de novas redes de distribuição, que já estão sendo implantadas no Estado de São Paulo, mas ainda é limitada, precisa mais. Em 2001, entraram em operação mais de 270 km de nova rede de distribuição, sendo 250km dentro da área de concessão da Comgás, que tem (em dezembro de 2002) um sistema de cerca de 3.100 km. Até o final de 2002 apenas 45 das 645 cidades do Estado de São Paulo eram atendidas com rede de distribuição de gás natural.

As distribuidoras alegam que um dos empecilhos para a expansão da rede é a demora na obtenção de licenças para assentarem novos tubos e ampliar ou iniciar seus sistemas. Estas licenças são fornecidas pela Cetesb, Secretaria Estadual de Meio Ambiente e Prefeituras envolvidas. Dentro da cidade de São Paulo, a situação é um pouco mais complicada, pois envolve Convias e Administração Regional, entre outras entidades.

São necessárias também linhas de crédito específicas para a construção de redes de distribuição. O BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) já vem fazendo isso, mas é preciso mais. Para se ter uma idéia, o banco é o maior financiador da Comgás. Somente no ano passado, o banco aprovou empréstimo no valor de R\$ 260 milhões para a

distribuidora de São Paulo ampliar sua rede de distribuição.

Mas não é só por meio de construção de novas redes que se pode atender o mercado do gás natural. A ampliação do uso do GNC parece também ser uma boa alternativa para fazer chegar o gás natural até as regiões mais distantes dos grandes pólos de concentração de clientes. O problema neste caso é justamente a questão preço do produto. Mais uma vez volta à tona a questão da competitividade. Se o preço do gás natural não for competitivo, dificilmente ele conseguirá substituir outros combustíveis.

#### **6.4 - Falta de equipamentos e tecnologia**

Há uma certa irracionalidade na queima do gás para ser transformado em energia elétrica que irá alimentar aparelhos de ar-condicionado, geladeiras, lavadoras e secadoras de roupa, de aquecimento de água (torneiras e chuveiros), fornos, chapeiras, fritadeiras e outros equipamentos que funcionam a eletricidade. Todos estes equipamentos poderiam funcionar diretamente com o gás natural e não pela queima do gás em usinas termelétricas, onde a eficiência é baixa: da ordem de 50%.

Pode-se pensar em “gasdomésticos”, ao invés de eletrodomésticos. Mas, a indústria de equipamentos e as próprias distribuidoras de gás natural parecem pouco interessadas no desenvolvimento, adaptação e no ato de disponibilizar/colocar nas prateleiras equipamentos que venham a consumir o gás natural.

Talvez falte também um pouco de visão estratégica neste segmento. É preciso enxergar que desenvolver este setor é levar a molécula do metano até o uso final, ou seja aos equipamentos, criando assim novas oportunidades de negócios, desenvolvendo novas tecnologias e criando novas frentes de trabalho. Estudo realizado pela Abegás revela que o uso do gás natural para alimentar diretamente equipamentos poderia significar

um consumo adicional deste combustível da ordem de 12 a 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia, somente com eletrotermia, em um período para realizar as substituições de equipamentos, de quatro a cinco anos. O grande problema é justamente a falta de crédito para incentivar essas trocas.

Atualmente, o BNDES se coloca como um dos principais financiadores de projetos de termelétricas, que não são competitivos com o sistema hídrico. Este banco, que tem papel fomentador de negócios no Brasil, poderia destinar parte de sua verba para financiar pesquisas para a produção de equipamentos movidos a gás natural, pois ajudaria a desenvolver o mercado de forma eficiente e isto seria interessante não somente sob a ótica de eficiência energética, mas também de novas oportunidades de emprego, com mão-de-obra especializada. É um erro pensar que desenvolver o mercado de gás é empregar temporariamente peões de obra para construir as redes de gasodutos (no Gasbol foram empregadas temporariamente, 25 mil pessoas) e depois, na fase operacional, manter três empregados a cada *city-gate*. É preciso pensar no desenvolvimento sustentável do setor de gás natural, visando o aumento da produção e da produtividade, a redução de custos e preços, a melhoria da qualidade do serviço e da vida de todos quanto possam ser afetados por seus resultados.

Segundo documento elaborado por Santos ao CTPETRO, há uma lacuna no desenvolvimento de tecnologia de equipamentos. Prova disso é que das áreas prioritárias definidas para o CTPETRO (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo e Gás) em seu primeiro plano plurianual, a referente ao gás natural foi a mais pobre em termos de definição de diretrizes estratégicas coerentes e sustentáveis.

O CTPETRO é a primeira experiência nacional de um fundo setorial de Ciência e Tecnologia. Sua origem está relacionada à lei 9.478 de 06 de agosto de 1997 (a Lei do Petróleo), que estabelece que a parcela do valor dos royalties do petróleo que exceder a 5% da produção será distribuída entre diferentes interesses, cabendo ao Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) a participação de 25% sobre este excedente para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo e do gás natural. O decreto 2.851, de 30 de novembro de 1998 dispôs sobre estes programas, criando uma rubrica específica no âmbito do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), que visa à recepção dos recursos oriundos dos royalties destinados ao MCT e o primeiro destes recursos aos programas de C&T destinados ao setor de petróleo e gás.

As atividades de C&T relativas ao tema gás natural do CTPETRO não refletem o esforço que será necessário para se alcançar à meta de 12% de participação deste combustível na matriz energética brasileira. Poucas iniciativas foram implementadas no sentido de fazer aumentar o mercado de gás, o que é uma condição necessária para a ampliação da indústria gasífera no país.

No conjunto dos editais do CTPETRO no biênio 1999 a 2000, a participação do gás natural no total de recursos alocados foi de apenas 4%, que equivalem à participação atual do gás natural na matriz energética brasileira. Com esforço tecnológico desta monta, é pouco provável que o Brasil conseguirá dominar tecnologias necessárias para elevar a participação do gás natural na matriz energética para 12% até 2010. Para isso efetivamente acontecer, será necessário um maior esforço tecnológico.

É preciso compreender a dificuldade do CTPETRO em estabelecer uma política tecnológica coerente para o gás, quando não existe uma política gasífera para o país. Este na verdade é o nó da gestão. A política energética encontra-se degenerada e a recente crise de abastecimento de eletricidade conduziu o setor a concentrar, de forma míope, todas as atenções no uso termelétrico do gás natural como solução de curto prazo

para a geração de eletricidade. Não existe uma perspectiva estratégica de longo prazo e uma visão crítica sobre a sustentabilidade de termeletricidade a gás no Brasil.

#### **6.4.1 - A experiência do GLP**

A indústria do gás natural pode aprender muito com a experiência da indústria do GLP (gás liqüefeito de petróleo). Atualmente no Brasil, cerca de 87% da população brasileira usam o GLP, ou seja este combustível faz parte do dia-a-dia de quase 150 milhões de brasileiros. E sua história não é tão remota. Começou em 1937, quando o diligível Hindenburg explodiu em New Jersey e os vôos do Zeppelin para o Brasil foram suspensos. Um comerciante do Rio de Janeiro percebeu que existia ali uma oportunidade para criar um novo negócio. Era o imigrante austríaco Ernesto Igel (fundador da Ultragaz). Ele comprou os 6 mil botijões de GLP destinados a abastecer o Zeppelin, que estavam no Rio e em Recife e começou a vendê-los como combustível doméstico. Nasceu assim este novo negócio no Brasil, pouco mais de dez anos após sua origem nos Estados Unidos.

Como a maior parte dos novos negócios, o começo foi difícil. Envolveu mudanças de hábitos, pois a maioria dos usuários estava habituada a usar a

lenha para cozinhar (é difícil imaginar hoje alguém chegando em casa com um punhado de lenha debaixo do braço para acender o fogão). Alguns ainda usavam fogões a eletricidade, querosene ou carvão. Apenas parte dos moradores do Rio de Janeiro e São Paulo contava com redes de gás canalizado, que não acompanhavam o crescimento da população urbana. Foi preciso criatividade e persistência para convencer o público a adotar o GLP em substituição a lenha. Foram realizados trabalhos contínuos de visitas, promoções e explicações. A Ultragaz tornou-se assim, inovadora em termos de marketing na época.

No final de 1938 havia apenas 166 usuários do novo combustível, mas o número foi crescendo paulatinamente. Para estimular a utilização do novo combustível, além de campanhas e promoções, Igel passou a comercializar fogões, já que o comércio só vendia modelos que usavam lenha ou gás canalizado. Os fogões eram vendidos e o comprador levava grátis o primeiro botijão de gás. Depois que o mercado de fogões engrenou, Igel saiu dele, pois sua finalidade era somente criar a base de sustentação para o desenvolvimento deste mercado e não vender fogões. Prática semelhante foi adotada pela Light, depois que a hidrelétrica Henry Border ficou pronta, em 1926, a empresa começou a distribuir ferro elétrico aos seus consumidores de eletricidade, para assim incentivar e aumentar o consumo de energia elétrica.

Uma das melhores formas de promover a mudança de cultura é criar incentivo sobre o novo, um diferencial, um atrativo, equipamentos para viabilizar o uso do novo combustível.

#### **6.4.2 – Competitividade**

Além da questão cultural é preciso prestar atenção no preço do equipamento: antes do racionamento de energia elétrica, era possível comprar um chuveiro por R\$ 17,50, com a mudança no IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) passou para R\$ 45,00. Apesar de o preço ter mais que dobrado, ainda está bem distante de um razoável aquecedor a gás, que sai por R\$ 1.000. Essa diferença de preço faz o consumidor acabar desistindo da compra do equipamento. Ou seja, além da barreira cultural é necessário facilitar a aquisição do equipamento. Além do custo tem ainda alguns transtornos físicos, como reformas e adaptações, pois poucos apartamentos estão equipados com rede de gás e parte hidráulica na área de serviço, o que acaba desmotivando o cliente a adotar o gás em substituição ao barato chuveiro elétrico, cuja eficiência energética chega a 95%. Um aquecedor de água a gás tem eficiência de 80%. É um páreo duro, sem dúvida.

No caso do fogão, ocorre o contrário em relação ao custo. Um fogão elétrico custa cerca de R\$ 2.000,00, já um a gás o preço médio é de R\$ 400,00. Além do custo, trata-se de uma questão cultural, pois no Brasil mais de 90% dos fogões são movidos a gás, sendo que deste total, mais de 90% queimam GLP. Já nos Estados Unidos o mercado é dividido entre elétrico e a gás. A eficiência de um fogão elétrico é da ordem de 90%, já um a gás cai para 60%, chegando a 70% na melhor das hipóteses.

Uma geladeira movida a gás natural custa cerca de três vezes mais que uma movida à eletricidade e é muito difícil de ser encontrada no mercado. É que no mundo todo, as geladeiras funcionam por compressão, ou seja, o motor elétrico comprime o fluido e aumenta a temperatura e realiza a troca de calor (ciclo térmico). Trata-se de uma tecnologia já implementada e por isso mesmo, por uma questão de escala, seu preço é mais em conta.

### **6.4.3 - Possível solução: falta de equipamentos e tecnologia**

A união de forças é possivelmente a melhor saída para esta questão, pois a distribuidora de gás sozinha dificilmente conseguirá por si só alavancar este mercado. O mesmo aconteceria com a indústria de equipamentos, sem uma firme sinalização das distribuidoras de gás, sem o apoio da estratégia política do governo, ou do BNDES para financiar projetos específicos e da ajuda de universidades para disponibilizar pessoal qualificado para desenvolver nova tecnologia.

A abertura de um diálogo envolvendo todas estas partes parecer ser o caminho mais possível e lógico para a solução desta questão. É necessário unir o mundo dos negócios (distribuidoras e fabricantes de equipamentos) com o do conhecimento/pesquisa em tecnologia (universidades, centros de pesquisas), com o BNDES, para facilitar a obtenção de recursos para financiar este novo negócio no país, e ainda contar com o apoio do governo, principalmente via CTPETRO (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo e Gás). É necessário criar interlocutores entre os diversos setores, com o objetivo comum de desenvolver um novo mercado. Um mercado avançado tecnologicamente e que tenha uma visão que contemple todas as partes envolvidas.

Cabe a este grupo, mas principalmente às distribuidoras de gás, a realização de campanhas elucidativas sobre o uso de equipamentos movidos a gás natural, destacando as vantagens do produto (preço, conforto, comodidade, logística, ininterruptibilidade) desmistificando o equipamento movido a gás natural. Existe uma tendência natural das pessoas em não gostar do desconhecido: “Não conheço, logo não gosto”. É preciso criar uma cultura do gás. Torná-lo mais participante do dia-a-dia. A adoção de práticas de incentivo ao uso de equipamentos, doando o produto, em muitos casos, parece ser a forma mais fácil de incentivar o consumidor a usar equipamentos movidos a gás natural. A indústria do gás natural não pode descartar a experiência do desenvolvimento do mercado de GLP no Brasil.

## **6.5 - Falta informação**

A falta de tradição no uso do gás natural é por si só uma barreira para a sua universalização. Há tanto a questão cultural (um país acostumado a usar o GLP no fogão e o óleo combustível para alimentar o processo industrial), que resulta na resistência por parte do consumidor em usar o gás natural, como também uma falta de informação sobre o produto, suas vantagens e benefícios. Fala-se e informa-se pouco sobre o gás natural, em todos os segmentos (residencial, comercial, industrial, automotivo).

A falta de uma cultura relativa ao gás natural poderá ser minimizada significativamente com um vasto programa de comunicação/disseminação de informações sobre o combustível. A tarefa não é das mais difíceis, pois o produto, o gás natural já conta “naturalmente” com algumas vantagens, como por exemplo o fato de ser menos poluente que qualquer outro combustível fóssil, é chamado de “amigo do meio ambiente”. Esta vantagem pode e deve ser amplamente difundida.

Mas principalmente é preciso falar aos nichos específicos, informar sobre as vantagens do combustível para possíveis novos clientes, destacando as vantagens do produto.

Como descreve Lohani (1992), um passo essencial para a superação deste tipo de barreira é a melhoria do fluxo de informação. Disponibilizar boa quantidade de informação poderá ser a possível solução para alcançar e convencer o público alvo. Reddy (1991) vai um pouco além, no tema falta de informação. Além de sugerir vários canais para disseminar informações, como porta a porta, panfletos, mala-direta, jornais, revistas, rádios e televisão, o autor não descarta que a prática de incentivos pode ser mais eficaz, mais importante, que a informação.

### **6.5.1 - Possível solução: falta de informação**

Um programa mais agressivo de comunicação/ informação sobre o gás natural em todos os segmentos de mercado, tanto por meio de palestras, produção e distribuição de material informativo institucional para a comunidade, como produtos mais focados no cliente (ex: mala-direta e outros desenvolvidos exclusivamente para cada setor). Cada peça guardaria a sua peculiaridade, e deveria ser respeitado o grau de conhecimento do público alvo que se pretende atingir.

Para a comunidade de maneira em geral, deverá ser informado o que é esse novo combustível? Qual a sua utilização (onde ele pode ser usado?) Ele é menos poluente que outros combustíveis? Quais? Quanto? É competitivo, economicamente falando? Que outras vantagens ele tem?

Os meios de comunicação local (jornais, rádios, emissoras de televisão) poderão ajudar muito no desenvolvimento da cultura do gás, pois conseguem falar a um universo muito grande de pessoas. Visitas de porta-vozes das companhias distribuidoras aos veículos para falar sobre o gás natural, sua chegada, os usos, benefícios, obras, investimentos, entre outros, costumam dar bons resultados e ajudam a desmistificar o gás natural para a comunidade de maneira em geral.

Pode-se trabalhar junto às associações industrial e comercial para divulgar os benefícios para os possíveis clientes destes segmentos. O trabalho pode ser mais específico por segmento, como por exemplo associação dos donos de cerâmicas de Rio Claro e região; entidade que reúne os proprietários de indústrias têxteis de Americana e Região; organização dos calçadistas de França ou de Birigui.

Para o público do segmento automotivo poderão ser realizadas palestras sobre o assunto, envolvendo donos de postos de gasolina, representantes das bandeiras e na outra ponta, os possíveis interessados na conversão de seus veículos, como taxistas, donos de frotas, sindicatos das categorias, entre outros.

## **7. Perspectivas de crescimento de mercado**

### Expansão da rede de distribuição

A rede de distribuição de gás natural deverá dobrar de tamanho nos próximos cinco a dez anos, segundo estimativa da Comissão de Serviços Públicos de Energia (CSPE). A rede atual, que é ligeiramente superior a 3 mil km de extensão deverá chegar a 6 mil km. Até o final do 2º semestre de 2002, a rede da Comgás e um pequeno trecho da área Sul estavam em operação. A área Noroeste estava trabalhando no assentamento de nova rede. A implantação de nova rede é fundamental para o aumento do consumo do gás natural. A rede está sendo ampliada, ainda que lentamente. Em 1999, quando a Comgás foi privatizada, a companhia atendia a 17 municípios. Até o final do segundo semestre de 2002, o número de cidades atendidas passava de 40.

## 7.1 - Planos da Comgás

A estratégia da companhia é levar nova rede de distribuição principalmente para a região de Campinas (que vai de Jundiaí a Rio Claro) onde o parque industrial é mais rico e diversificado. Nesta área já foram assentados mais de 800 km de rede de distribuição. Quando a companhia foi privatizada (em abril de 1999) tinha uma rede de distribuição de 2.400 km. Em janeiro de 2003 eram 3.200 km.



## Residencial, Comercial e GNV

Nestes segmentos estão localizadas as duas maiores margens das companhias distribuidoras. Em 2001, as vendas físicas desses mercados da Comgás representaram 11% do volume total distribuído pela companhia, mas a participação no faturamento da empresa foi de 21%.

Estes mercados são muito pouco explorados no Estado de São Paulo. Até novembro de 2002, a Comgás e a área Sul atuavam neste segmento e dentro da sua área de concessão da Comgás, dos 177 municípios, apenas cinco (e bem parcialmente) eram abastecidos pelo gás natural no setor residencial (São Paulo, São Bernardo, Santo André, Guarulhos e São José dos Campos). A área Sul tinha recém iniciado o fornecimento em Sorocaba. O mercado a ser explorado neste setor é muito grande, só na área da Comgás há 6,4 milhões de residências e deste total, até novembro de 2002, 360 mil eram clientes da companhia. Este número representa apenas 5,7% do total das residências localizadas dentro do seu campo de atuação.

O crescimento do número de consumidores residenciais tem sido tímido: em 99 foi de 12.404, representando acréscimo de 4,12% em relação aos de 1998. Em 2000 o crescimento do número de clientes foi de 6,3%, agregando mais 18.949 consumidores residenciais e, em 2001 foi de

5% (mais 16.162 clientes). A meta da companhia é conquistar, nos próximos dez anos, 1 milhão de novos clientes residenciais.

Além de trabalhar para conquistar novos consumidores residenciais, a companhia atua no sentido de viabilizar e incentivar o uso do gás natural para outros aparelhos domésticos além do fogão e do aquecedor de água, como por exemplo secadoras de roupa, refrigeradores e condicionadores de ar.

A crise de energia elétrica, com o racionamento deflagrado em maio de 2001 e que foi até o começo de 2002, ajudou muito pouco a impulsionar o mercado de aquecedores de água a gás natural, em substituição ao chuveiro elétrico. A Comgás já lançou alguns programas de venda de aquecedores de água a gás natural para facilitar a aquisição do produto, como linhas de financiamento pela Caixa Econômica, em até dez vezes.

O programa visa incentivar a substituição do chuveiro elétrico, um dos equipamentos domésticos que mais consomem energia elétrica em uma residência, pelo aquecedor de água a gás natural. A simples troca do chuveiro elétrico pelo aquecedor reduz o consumo de eletricidade em cerca de 30%. A economia em reais, resultado da redução da conta de energia e do aumento da fatura de gás, chegaria, teoricamente a 20% ao

mês, mas na prática não funciona. É que como melhora a qualidade do banho, a tendência é que a pessoa gaste mais tempo no banho, consumindo mais água e conseqüentemente, mais gás para aquecê-la. É o preço do conforto.

A situação da Comgás é bastante privilegiada no mercado residencial, pois ele só deverá ser desenvolvido em cidades com mais de 250 mil habitantes e a área de concessão da Comgás é a que concentra o maior número de grandes cidades. Já a área Sul estará bastante prejudicada nesse segmento, pois as cidades da área de abrangência são pequenas.

### Comercial

Para o segmento comercial, a meta da companhia é agregar por ano cerca de 550 novos clientes. No início de 1999, a companhia tinha 6.961 clientes e fechou o ano com 7.010 consumidores. No período, as vendas passaram de 4,2 milhões de metros cúbicos para 4,6 milhões. Um cliente deste setor consome, em média, 30 vezes mais gás natural que um consumidor residencial e os custos de conexão dessas duas áreas são similares.

A estratégia da Comgás para o mercado comercial inclui principalmente acompanhamento dos projetos de novos prédios comerciais, para prepará-

los para o uso do gás natural em diversas formas, como por exemplo ar refrigerado central. Atualmente, na cidade de São Paulo, apenas um prédio comercial usa o gás natural para operar aparelhos de ar condicionado. Os principais clientes no setor comercial são hospitais, órgãos públicos, lavanderias, hotéis, clubes e bancos entre outros.

Em 2000, a Comgás conseguiu incrementar em 22,5% seu volume de vendas para os clientes residenciais, comerciais e consumidores de gás natural veicular (GNV), em relação ao de 1999. Ao todo, essa clientela foi responsável pela aquisição de 196 milhões de metros cúbicos de gás natural no ano passado, 36 milhões de metros cúbicos a mais que a quantidade comprada por esse grupo de clientes em 1999.

## GNV

O volume de gás distribuído para os postos de veículos é um dos que mais cresce na companhia, ele dobrou de tamanho, no ano 2000, com o fornecimento de 64 milhões de metros cúbicos, em comparação com os 32 milhões de metros cúbicos verificados em 1999. Em 2001 foram vendidos 112 milhões de metros cúbicos para este segmento, crescimento de 75%.

A expansão ganha mais importância quando se constata que o número de postos de combustível atendidos pela Comgás permaneceu estável de

um ano para outro (20 postos), de 2000 para 2001. Isso demonstra uma crescente demanda para o uso automobilístico do gás natural, menos poluente e mais econômico que outros combustíveis atualmente empregados na frota nacional de veículos. De 2000 para 2001, o número de postos quase triplicou, terminando o ano de 2001 com 59 postos. Já em 2002, o número de postos chegou a 140.

A Comgás, assim como a Gás Brasileiro e a Gas Natural não são responsáveis pela construção dos postos de combustível, mas sim pela venda do gás natural.

## **7.2 - Planos da Gas Natural SPS**

No segundo semestre de 2002 a Gás Natural começou a fornecer gás natural para o segmento residencial, em Sorocaba. A companhia já abastece postos de GNV e tem clientes no segmento industrial. Em uma investida inicial, foram cadastrados 2.700 pontos de consumo residencial e mais 80 estabelecimentos comerciais graças a uma campanha agressiva de vendas, com direito à aquisição incentivada de diversos aparelhos domésticos movidos a gás natural. Para esta missão foi convocada uma empresa exclusivamente dedicada à venda de serviços e equipamentos. Diante da promessa de economia de 30% em relação a gastos com energia elétrica, a receptividade da população, segundo a empresa, tem sido positiva.

Com um cronograma mínimo de assentamento de 150 km de rede até 2003, conforme estipulado pela CSPE, a Gás Natural SPS já conseguiu implantar 130 km de tubulações em aço e polietileno. Cerca de 900 pessoas atuaram nessa fase, que exigiu 13 meses de trabalho.

Desde o início dos projetos, em 2000, foram investidos cerca de R\$ 60 milhões. O uso novo energético para indústrias de Sorocaba, Itu e Salto significa que 44 mil toneladas de óleo combustível deixam de ser

queimados. Ao todo, 47 empresas já firmaram contrato de fornecimento, incluindo estabelecimentos localizados em Votarántim, o próximo município a receber o gás natural. O consumo se dará em estufas, caldeiras, secadoras e plantas de co-geração. A Gas Natural se prepara para prosseguir as obras de expansão em direção às cidades de Alumínio, Tatuí e Itapetininga.

Na época da privatização, o diretor da Gas Natural no Brasil, Secundino Muñoz Velasco, informava a previsão de investir R\$ 400 milhões, em um período de cinco a dez anos, para cumprir as metas mínimas. 'Vamos superar as metas', afirmou Velasco. A empresa espanhola vai construir no mínimo 300 quilômetros de rede de distribuição nos primeiros dez anos de concessão. O contrato obriga o novo controlador a erguer pelo menos 200 quilômetros.

### Co-geração

Para o projeto de co-geração, hoje existem 16 projetos na área de concessão da Gas Natural, sendo que, 4 destas empresas já têm protocolo de intenção assinado. Num total previsto de 28 MW de geração de energia e um fornecimento de gás de 206.400 m<sup>3</sup>/dia. As empresas que tem protocolos assinados, preferem não se manifestar para que as negociações não sejam prejudicadas.

### Termelétricas

É prevista a construção de uma térmica na área de concessão, em local ainda a ser definido, que terá potência instalada entre 900 e 1.000 megawatts.

### Postos de trabalho

Criação de 200 postos diretos de trabalho e 1.500 indiretos, colaborando com o desenvolvimento de mão-de-obra qualificada através de formação específica facilitada em parcerias junto a entidades vinculadas ao negócio.

## **8. Conclusão**

Há boas perspectivas para o crescimento do mercado do gás natural no Brasil desde que as barreiras sejam eliminadas. Mais do que isso, é necessário que o crescimento do mercado do gás natural seja inserido realmente na política estratégica para o setor de energia do país para garantir o crescimento deste combustível na matriz energética brasileira.

Ao mesmo tempo em que existe um enorme potencial da indústria do gás na geração de empregos, na criação de novos negócios e no aumento da competitividade nacional, existe ainda uma grande limitação no entendimento sobre a função da tecnologia para superar os desafios na indústria do gás no Brasil e para promover os benefícios ainda mais amplos.

Caso estas barreiras não sejam superadas não será possível alcançar a meta de 12% de participação deste combustível na matriz energética brasileira. Aliás, poucas iniciativas foram adotadas neste sentido. Falta uma política gasífera consistente no país. Simplesmente construir e colocar em operação o Gasoduto Bolívia-Brasil não basta. Algumas vezes dá a impressão que esse índice de 12% foi tirado magicamente de uma

cartola e se nada for feito para implementar efetivamente o gás na matriz energética, realmente estará fadado à estagnação.

O fato é que a política energética encontra-se degenerada e a recente crise de energia levou o setor de gás natural a concentrar todas as suas atenções no uso para geração de eletricidade, como solução de curto prazo. Esquecendo-se de desenhar uma perspectiva estratégica de longo prazo e uma visão sobre a sustentabilidade do mercado de gás natural no Brasil. É necessário questionar a estratégia ou a ausência dela neste assunto. As pessoas que trabalham na política de desenvolvimento energético estratégico para o Brasil não deveriam promover exclusivamente o uso do gás natural para geração térmica de tão baixa eficiência. É preciso ter uma visão mais ampla do “negócio gás” promovendo sua utilização, difundindo conceitos, criando estrutura industriais para fabricar equipamentos para a queima direta do gás.

No Brasil, toda a cadeia do gás dependerá principalmente do surgimento dos consumidores. Do fabricante de equipamentos ao projetista, do produtor de gás à distribuidora, nada avançará enquanto não surgir um mercado para o gás. É preciso que o Brasil pense em adotar tecnologias mais modernas, alternativas para implementar uma nova era de energia sustentável, capacitando a construção de um futuro próspero, equilibrado, ambientalmente sadio e politicamente seguro.

O Brasil já mostrou várias vezes ser bastante competente no setor energético. Aqui são feitas pesquisas avançadas sobre o uso de hidrogênio na produção de energia. É possível que ela seja usada pelo Brasil antes de qualquer outro país. Vale lembrar ainda o programa do álcool, onde o papel da universidade foi fundamental e capaz de criar uma geração de pessoas capazes de dominar uma tecnologia com um mínimo de apoio internacional. O mesmo ocorre com as obras hidrelétricas brasileiras, que estão entre as melhores do mundo e foram feitas com tecnologia nacional. São todos bons exemplos da importância de se ter universidade de alto nível e da força do país no setor energético.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ATLAS DO MERCADO BRASILEIRO. Gazeta Mercantil. São Paulo, 1998.
- BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Balanço Energético Nacional 2001. Brasil, Ministério de Minas e Energia, Brasília, 2001.
- CALDEIRA, J. Mauá – Empresário do Império, São Paulo, Companhia das Letras, 1995.
- ECO, Umberto – Como se faz uma Tese, São Paulo, Editora Perspectiva, 1997.
- GÁS EM EVOLUÇÃO. Companhia de Gás de São Paulo (Comgás). São Paulo, 1998.
- GÁS BRASIL. Guia de Produtos e Serviços. Ano 2, nº 2. São Paulo, Maio, 2001.
- GLP NO BRASIL: 54 anos de História. São Paulo: JMJ, 1991.
- GOLDEMBERG, José. Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento, São Paulo, Edusp, 1998.
- GOMES, Ieda Correa. Uma Análise do Mercado e do Preço Competitivo de Gás Natural em São Paulo. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. São Paulo, 1996.
- LOHANI, B. N.; AmiziA. M.. “Barriers to energy end-use efficiency”. Energy Policy. Vol. 20. Nº 6, June 1992. pp. 533-545.
- MAGAZINE NEWSWEECK, The Future of Energy. New York, vol. CXXXIX, nº 14. April8/April 15, 2002.
- MARTÍNEZ, Maurício. O Mercado de Gás (5 volumes). São Paulo, Panorama Setorial, Gazeta Mercantil, 1998.
- MATRIZ ENERGÉTICA DO ESTADO DE SÃO PAULO – Secretaria de Estado de Energia. Coordenadoria de Política e Planejamento Energético. São Paulo, 2000.

OS PIONEIROS DO GLP: meio século de história. São Paulo: CL-A Comunicações S/C Ltda., 1987. 2ª edição, 1990.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 2000/2009– Eletrobrás. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2000.

PORTER, Michael. Estratégia Competitiva – Técnicas para Análise de Indústrias e da Concorrência. Editora Campus, Rio de Janeiro, 1986, 7ª edição, 27ª tiragem.

REDDY, Amulya K. N., “Barriers to Improvements in Energy Efficiency”. Energy Policy. December 1991. pp 953-961.

RELATÓRIO ANUAL Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. São Paulo, 1999.

RELATÓRIO ANUAL . Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. São Paulo, 2000.

REVISTA REPÚBLICA. Crise Energética. Ano 5, nº 52. São Paulo, fevereiro, 2001.

REVISTA BRASIL ENERGIA, Rio de Janeiro, nº 254, Janeiro 2002, pág 32

REVISTA BRASIL ENERGIA, Rio de Janeiro, nº 263, outubro 2002, pág 125 e 126

REVISTA BRASIL ENERGIA, Rio de Janeiro, nº 264, Novembro 2002, pág 43

SANTOS, E. M.; P. Poullation; M. T. W. Fagá: The Role of power generation in the development of the Brazilian natural gas sector: Choosing between “bubbling water” or abating an “electricity Bubble”, São Paulo, 2002

SANTOS. E. M.; P. Poulallion; V. Corrêa Neto; M.T. W. Fagá: Crítica às Atividades de C&T na Área de Gás Natural do CTPETRO (Centro Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo e Gás Natural), São Paulo, 2002

SANTOS, E. M.. Gas Natural: estratégias para uma energia nova no Brasil – São Paulo, Annablume, Fapesp, Petrobras/2002.

SIESE – Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica. Síntese 2000. Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás. Rio de Janeiro, 2001.

**Páginas de internet consultadas:**

- **Abegás**
- **British Gas**
- **British Petroleum**
- **Ceg**
- **Cedigaz**
- **Comgás**
- **Efei**
- **EIA (Energy Information Administration)**
- **Fiesp**
- **Gás Brasil**
- **Gás Energia**
- **Gás Net**
- **Infoenergia**
- **Onip**
- **Primeira Página**
- **Petrobras**
- **SIEE**

## ANEXOS

A Tabela 1 apresenta a composição típica do gás natural a ser distribuído pela COMGÁS na região de Americana, Limeira, Piracicaba e Iracemápolis.

### Composição típica do gás natural

Componentes	Porcentagem Molar
Metano	91,80
Etano	5,58
Propano	0,97
i-Butano	0,03
n-Butano	0,02
Pentano	0,10
Nitrogênio	1,42
CO <sub>2</sub>	0,08

Fonte: EIA/RIMA do GASBOL

### 2. Propriedades<sup>1</sup>

- Peso Molecular Médio: 17,367 g/mol
- Densidade Relativa: 0,59 a 0,69
- Poder Calorífico Superior: 9.000 a 10.200 kcal/m<sup>3</sup>:
- Poder Calorífico Inferior: 8.364 kcal/m<sup>3</sup>
- Viscosidade Absoluta: 0,011 centipoise

#### 2.1. Propriedades toxicológicas de alguns componentes do gás natural

Propriedade	CO <sub>2</sub>	Metano	Etano	Propano
Cor	Incolor	incolor	incolor	incolor
Odor	Inodoro	inodoro	inodoro	inodoro
Toxicologia	Asfixiante simples	Asfixiante simples	Asfixiante simples	Asfixiante simples
Exposição Aguda:				

<b>Efeito Local</b>	Nenhum	nenhum	nenhum	Nenhum
<b>Efeito Sistêmico</b>	Baixo	baixo	moderado	baixo
<b>Exposição Crônica:</b>				
<b>Efeito Local</b>	Nenhum	nenhum	nenhum	nenhum
<b>Efeito Sistêmico</b>	Baixo	baixo	baixo	não detectado

### 3. Ficha de Informações <sup>2</sup>

- Classe/Subclasse de Risco: 2 - Gás Inflamável
- Sinônimos do produto:
- Sinônimo 1: Gás do Pântano
- Sinônimo 2: Metano
- Fórmula química:
- Fórmula molecular: CH<sub>4</sub> (componente predominante)
- Família química: Hidrocarbonetos (basicamente)
- Aparência geral:
- Incolor
- Odorizado, para distribuição, com mercaptanas - 25 g/1.000 N m<sup>3</sup>
- Código ABNT - ONU: 1971
- Número de risco: 23 - gás inflamável

LEI Nº 6.938, DE 31 DE AGOSTO DE 1981\*

Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.

**O PRESIDENTE DA REPÚBLICA,**

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º Esta lei, com fundamento nos incisos VI e VII do art. 23 e no art. 235 da Constituição, estabelece a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, constitui o Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) e institui o Cadastro de Defesa Ambiental.<sup>1</sup>

Art. 2º. A Política Nacional do Meio Ambiente tem por objetivo a preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida, visando assegurar, no País, condições ao desenvolvimento sócioeconômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana, atendidos os seguintes princípios:

I - ação governamental na manutenção do equilíbrio ecológico, considerando o meio ambiente como um patrimônio público a ser necessariamente assegurado e protegido, tendo em vista o uso coletivo;

II - racionalização do uso do solo, do subsolo, da água e do ar;

III - planejamento e fiscalização do uso dos recursos ambientais;

IV - proteção dos ecossistemas, com a preservação de áreas representativas;

V - controle e zoneamento das atividades potencial ou efetivamente poluidoras;

VI - incentivos ao estudo e à pesquisa de tecnologias orientadas para o uso racional e a proteção dos recursos ambientais;

VII - acompanhamento do estado da qualidade ambiental;

VIII - recuperação de áreas degradadas;

IX - proteção de áreas ameaçadas de degradação;

X - educação ambiental a todos os níveis do ensino, inclusive a educação da comunidade, objetivando capacitá-la para participação ativa na defesa do meio ambiente.

Art. 3º - Para os fins previstos nesta Lei, entende-se por:

I - meio ambiente, o conjunto de condições, leis, influências e interações de ordem física, química e biológica, que permite, abriga e rege a vida em todas as suas formas;

II - degradação da qualidade ambiental, a alteração adversa das características do meio ambiente;

III - poluição, a degradação da qualidade ambiental resultante de atividades que direta ou indiretamente:

a) prejudiquem a saúde, a segurança e o bem-estar da população;

b) criem condições adversas às atividades sociais e econômicas;

c) afetem desfavoravelmente a biota;

d) afetem as condições estéticas ou sanitárias do meio ambiente;

e) lancem matérias ou energia em desacordo com os padrões ambientais estabelecidos;

IV - poluidor, a pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, responsável, direta ou indiretamente, por atividade causadora de degradação ambiental;

V - recursos ambientais: a atmosfera, as águas interiores, superficiais e subterrâneas, os estuários, o mar territorial, o solo, o subsolo, os elementos da biosfera, a fauna e a flora.<sup>2</sup>

DOS OBJETIVOS DA POLÍTICA NACIONAL DO MEIO AMBIENTE

---

\* Publicada no D.O.U. de 02.09.81

<sup>1</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>2</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

Art. 4º - A Política Nacional do Meio Ambiente visará:

I - à compatibilização do desenvolvimento econômico social com a preservação da qualidade do meio ambiente e do equilíbrio ecológico;

II - à definição de áreas prioritárias de ação governamental relativa à qualidade e ao equilíbrio ecológico, atendendo aos interesses da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios;

III - ao estabelecimento de critérios e padrões da qualidade ambiental e de normas relativas ao uso e manejo de recursos ambientais;

IV - ao desenvolvimento de pesquisas e de tecnologias nacionais orientadas para o uso racional de recursos ambientais;

V - à difusão de tecnologias de manejo do meio ambiente, à divulgação de dados e informações ambientais e à formação de uma consciência pública sobre a necessidade de preservação da qualidade ambiental e do equilíbrio ecológico;

VI - à preservação e restauração dos recursos ambientais com vistas à sua utilização racional e disponibilidade permanente, concorrendo para a manutenção do equilíbrio ecológico propício à vida;

VII - à imposição, ao poluidor e ao predador, da obrigação de recuperar e/ou indenizar os danos causados, e ao usuário, de contribuição pela utilização de recursos ambientais com fins econômicos.

Art. 5º - As diretrizes da Política Nacional do Meio Ambiente serão formuladas em normas e planos, destinados a orientar a ação dos Governos da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios no que se relaciona com a preservação da qualidade ambiental e manutenção do equilíbrio ecológico, observados os princípios estabelecidos no art. 2º desta Lei.

Parágrafo único. As atividades empresariais públicas ou privadas serão exercidas em consonância com as diretrizes da Política Nacional do Meio Ambiente.

#### DO SISTEMA NACIONAL DO MEIO AMBIENTE

Art. 6º Os órgãos e entidades da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios, bem como as fundações instituídas pelo Poder Público, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental, constituirão o Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, assim estruturado:

I - órgão superior: o Conselho de Governo, com a função de assessorar o Presidente da República na formulação da política nacional e nas diretrizes governamentais para o meio ambiente e os recursos ambientais;<sup>3</sup>

II - órgão consultivo e deliberativo: o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), com a finalidade de assessorar, estudar e propor ao Conselho de Governo, diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e os recursos naturais e deliberar, no âmbito de sua competência, sobre normas e padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida;<sup>4</sup>

III - órgão central: a Secretaria do Meio Ambiente da Presidência da República, com a finalidade de planejar, coordenar, supervisionar e controlar, como órgão federal, a política nacional e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente;<sup>5</sup>

IV - órgão executor: o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, com a finalidade de executar e fazer executar, como órgão federal, a política e diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente;<sup>6</sup>

V - Órgãos Seccionais : os órgãos ou entidades estaduais responsáveis pela execução de programas, projetos e pelo controle e fiscalização de atividades capazes de provocar a degradação ambiental;<sup>7</sup>

VI - Órgãos Locais: os órgãos ou entidades municipais, responsáveis pelo controle e fiscalização dessas atividades, nas suas respectivas jurisdições;<sup>8</sup>

§ 1º Os Estados, na esfera de suas competências e nas áreas de sua jurisdição, elaboram normas supletivas e complementares e padrões relacionados com o meio ambiente, observados os que forem estabelecidos pelo CONAMA.

---

<sup>3</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>4</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>5</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>6</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>7</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>8</sup> Inciso acrescentado pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

§ 2º Os Municípios, observadas as normas e os padrões federais e estaduais, também poderão elaborar as normas mencionadas no parágrafo anterior.

§ 3º Os órgãos central, setoriais, seccionais e locais mencionados neste artigo deverão fornecer os resultados das análises efetuadas e sua fundamentação, quando solicitados por pessoa legitimamente interessada.

§ 4º De acordo com a legislação em vigor, é o Poder Executivo autorizado a criar uma Fundação de apoio técnico científico às atividades da SEMA.<sup>9</sup>

#### CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE

Art. 7º - (Revogado pela Lei nº 8.028, de 12.04.90)

Art. 8º Compete ao CONAMA:<sup>10</sup>

I - estabelecer, mediante proposta da SEMA, normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pelos Estados e supervisionado pelo SEMA;<sup>11</sup>

II - determinar, quando julgar necessário, a realização de estudos das alternativas e das possíveis conseqüências ambientais de projetos públicos ou privados, requisitando aos órgãos federais, estaduais e municipais, bem assim a entidades privadas, as informações indispensáveis para apreciação dos estudos de impacto ambiental, e respectivos relatórios, no caso de obras ou atividades de significativa degradação ambiental, especialmente nas áreas consideradas patrimônio nacional.<sup>12</sup>

III - decidir, como última instância administrativa em grau de recurso, mediante depósito prévio, sobre as multas e outras penalidades impostas pela SEMA;<sup>13</sup>

IV - homologar acordos visando à transformação de penalidades pecuniárias na obrigação de executar medidas de interesse para a proteção ambiental (Vetado);

V - determinar, mediante representação da SEMA, a perda ou restrição de benefícios fiscais concedidos pelo Poder Público, em caráter geral ou condicional, e a perda ou suspensão de participação em linhas de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito;<sup>14</sup>

VI - estabelecer, privativamente, normas e padrões nacionais de controle da poluição por veículos automotores, aeronaves e embarcações, mediante audiência dos Ministérios competentes;

VII - estabelecer normas, critérios e padrões relativos ao controle e à manutenção da qualidade do meio ambiente com vistas ao uso racional dos recursos ambientais, principalmente os hídricos.

Parágrafo único. O Secretário do Meio Ambiente é, sem prejuízo de suas funções, o Presidente do Conama.<sup>15</sup>

#### DOS INSTRUMENTOS DA POLÍTICA NACIONAL DO MEIO AMBIENTE

Art. 9º - São Instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente:

I - o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental;

II - o zoneamento ambiental;

III - a avaliação de impactos ambientais;

IV - o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras;

V - os incentivos à produção e instalação de equipamentos e a criação ou absorção de tecnologia, voltados para a melhoria da qualidade ambiental;

<sup>9</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>10</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>11</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>12</sup> Redação dada pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

<sup>13</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>14</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>15</sup> Parágrafo acrescentado pela Lei nº 8.028, de 12.04.90

VI - a criação de espaços territoriais especialmente protegidos pelo Poder Público federal, estadual e municipal, tais como áreas de proteção ambiental, de relevante interesse ecológico e reservas extrativistas;<sup>16</sup>

VII - o sistema nacional de informações sobre o meio ambiente;

VIII - o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumento de Defesa Ambiental;

IX - as penalidades disciplinares ou compensatórias não cumprimento das medidas necessárias à preservação ou correção da degradação ambiental.

X - a instituição do Relatório de Qualidade do Meio Ambiente, a ser divulgado anualmente pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA;

XI - a garantia da prestação de informações relativas ao Meio Ambiente, obrigando-se o Poder Público a produzi-las, quando inexistentes;

XII - o Cadastro Técnico Federal de atividades potencialmente poluidoras e/ou utilizadoras dos recursos ambientais.<sup>17</sup>

Art. 10 - A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.<sup>18</sup>

§ 1º Os pedidos de licenciamento, sua renovação e a respectiva concessão serão publicados no jornal oficial do Estado, bem como em um periódico regional ou local de grande circulação.

§ 2º Nos casos e prazos previstos em resolução do CONAMA, o licenciamento de que trata este artigo dependerá de homologação da SEMA.<sup>19</sup>

§ 3º O órgão estadual do meio ambiente e a SEMA, esta em caráter supletivo, poderão, se necessário e sem prejuízo das penalidades pecuniárias cabíveis, determinar a redução das atividades geradoras de poluição, para manter as emissões gasosas, os efluentes líquidos e os resíduos sólidos dentro das condições e limites estipulados no licenciamento concedido.<sup>20</sup>

§ 4º Compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA o licenciamento previsto no caput deste artigo, no caso de atividades e obras com significativo impacto ambiental, de âmbito nacional ou regional.<sup>21</sup>

Art. 11. Compete à SEMA propor ao CONAMA normas e padrões para implantação, acompanhamento e fiscalização do licenciamento previsto no artigo anterior, além das que forem oriundas do próprio CONAMA.<sup>22</sup>

§ 1º A fiscalização e o controle da aplicação de critérios, normas e padrões de qualidade ambiental serão exercidos pela SEMA, em caráter supletivo da atuação do órgão estadual e municipal competentes.<sup>23</sup>

§ 2º Inclui-se na competência da fiscalização e controle a análise de projetos de entidades, públicas ou privadas, objetivando a preservação ou a recuperação de recursos ambientais, afetados por processos de exploração predatórios ou poluidores.

Art. 12. As entidades e órgãos de financiamento e incentivos governamentais condicionarão a aprovação de projetos habilitados a esses benefícios ao licenciamento, na forma desta Lei, e ao cumprimento das normas, dos critérios e dos padrões expedidos pelo CONAMA.

---

<sup>16</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>17</sup> Incisos X, XI e XII acrescentados pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>18</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>19</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>20</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>21</sup> Parágrafo acrescentado pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>22</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

<sup>23</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA

Parágrafo único. As entidades e órgãos referidos no caput deste artigo deverão fazer constar dos projetos a realização de obras e aquisição de equipamentos destinados ao controle de degradação ambiental e a melhoria da qualidade do meio ambiente.

Art. 13. O Poder Executivo incentivará as atividades voltadas ao meio ambiente, visando:

I - ao desenvolvimento, no País, de pesquisas e processos tecnológicos destinados a reduzir a degradação da qualidade ambiental;

II - à fabricação de equipamentos antipoluidores;

III - a outras iniciativas que propiciem a racionalização do uso de recursos ambientais.

Parágrafo único. Os órgãos, entidades e programas do Poder Público, destinados ao incentivo das pesquisas científicas e tecnológicas, considerarão, entre as suas metas prioritárias, o apoio aos projetos que visem a adquirir e desenvolver conhecimentos básicos e aplicáveis na área ambiental e ecológica.

Art. 14 - Sem prejuízo das penalidades definidas pela legislação federal, estadual e municipal, o não cumprimento das medidas necessárias à preservação ou correção dos inconvenientes e danos causados pela degradação da qualidade ambiental sujeitará os transgressores:

I - à multa simples ou diária, nos valores correspondentes, no mínimo, a 10 (dez) e, no máximo, a 1.000 (mil) Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional - ORTNs, agravada em casos de reincidência específica, conforme dispuser o regulamento, vedada a sua cobrança pela União se já tiver sido aplicada pelo Estado, Distrito Federal, Territórios ou pelos Municípios;

II - à perda ou restrição de incentivos e benefícios fiscais concedidos pelo Poder Público;

III - à perda ou suspensão de participação em linhas de financiamento em estabelecimentos oficiais de crédito;

IV - à suspensão de sua atividade.

§ 1º Sem obstar a aplicação das penalidades previstas neste artigo, é o poluidor obrigado, independentemente da existência de culpa, a indenizar ou reparar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros, afetados por sua atividade. O Ministério Público da União e dos Estados terá legitimidade para propor ação de responsabilidade civil e criminal, por danos causados ao meio ambiente.

§ 2º No caso de omissão da autoridade estadual ou municipal, caberá ao Secretário do Meio Ambiente a aplicação Ambiente a aplicação das penalidades pecuniárias prevista neste artigo.

§ 3º Nos casos previstos nos incisos II e III deste artigo, o ato declaratório da perda, restrição ou suspensão será atribuição da autoridade administrativa ou financeira que concedeu os benefícios, incentivos ou financiamento, cumprimento resolução do CONAMA.

§ 4º Revogado pela Lei nº 9.966, de 28.4.2000.

Art. 15. O poluidor que expuser a perigo a incolumidade humana, animal ou vegetal, ou estiver tornando mais grave situação de perigo existente, fica sujeito à pena de reclusão de 1 (um) a 3 (três) anos e multa de 100 (cem) a 1.000 (mil) MVR.<sup>24</sup>

§ 1º A pena é aumentada até o dobro se:<sup>25</sup>

I - resultar:

a) dano irreversível à fauna, à flora e ao meio ambiente;

b) lesão corporal grave;

II - a poluição é decorrente de atividade industrial ou de transporte;

III - o crime é praticado durante a noite, em domingo ou em feriado.

§ 2º Incorre no mesmo crime a autoridade competente que deixar de promover as medidas tendentes a impedir a prática das condutas acima descritas.<sup>26</sup>

Art. 16. Os Governadores dos Estados, do Distrito Federal e do Territórios poderão adotar medidas de emergência, visando a reduzir nos limites necessários, ou paralisar, pelo prazo máximo de 15 (quinze) dias, as atividades poluidoras.

<sup>24</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>25</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>26</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

Parágrafo único. (Revogado pela Lei nº 7.804, de 18.07.89)

Art. 17. Fica instituído, sob a administração do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA:<sup>27</sup>

I - Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental, para registro obrigatório de pessoas físicas ou jurídicas que se dedicam a consultoria técnica sobre problemas ecológicos e ambientais e à indústria e comércio de equipamentos, aparelhos e instrumentos destinados ao controle de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras;

II - Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras ou Utilizadoras de Recursos Ambientais, para registro obrigatório de pessoas físicas ou jurídicas que se dedicam a atividades potencialmente poluidoras e/ou à extração, produção, transporte e comercialização de produtos potencialmente perigosos ao meio ambiente, assim como de produtos e subprodutos da fauna e flora.<sup>28</sup>

Art. 17-A. São estabelecidos os preços dos serviços e produtos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama, a serem aplicados em âmbito nacional, conforme Anexo a esta Lei.<sup>29</sup> (AC)

Art. 17-B. Fica instituída a Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental – TCFA, cujo fato gerador é o exercício regular do poder de polícia conferido ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama para controle e fiscalização das atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos naturais.<sup>30</sup> (NR)

§ 1º Revogado.

§ 2º Revogado.

Art. 17-C. É sujeito passivo da TCFA todo aquele que exerça as atividades constantes do Anexo VIII desta Lei. (NR)

§ 1º O sujeito passivo da TCFA é obrigado a entregar até o dia 31 de março de cada ano relatório das atividades exercidas no ano anterior, cujo modelo será definido pelo Ibama, para o fim de colaborar com os procedimentos de controle e fiscalização. (NR)

§ 2º O descumprimento da providência determinada no § 1º sujeita o infrator a multa equivalente a vinte por cento da TCFA devida, sem prejuízo da exigência desta. (NR)

§ 3º Revogado.

Art. 17-D. A TCFA é devida por estabelecimento e os seus valores são os fixados no Anexo IX desta Lei. (NR)

§ 1º Para os fins desta Lei, consideram-se: (AC)\*

I – microempresa e empresa de pequeno porte, as pessoas jurídicas que se enquadrem, respectivamente, nas descrições dos incisos I e II do *caput* do art. 2º da Lei nº 9.841, de 5 de outubro de 1999; (AC)

II – empresa de médio porte, a pessoa jurídica que tiver receita bruta anual superior a R\$ 1.200.000,00 (um milhão e duzentos mil reais) e igual ou inferior a R\$ 12.000.000,00 (doze milhões de reais); (AC)

III – empresa de grande porte, a pessoa jurídica que tiver receita bruta anual superior a R\$ 12.000.000,00 (doze milhões de reais). (AC)

§ 2º O potencial de poluição (PP) e o grau de utilização (GU) de recursos naturais de cada uma das atividades sujeitas à fiscalização encontram-se definidos no Anexo VIII desta Lei. (AC)

§ 3º Caso o estabelecimento exerça mais de uma atividade sujeita à fiscalização, pagará a taxa relativamente a apenas uma delas, pelo valor mais elevado. (AC)

Art. 17-E. É o Ibama autorizado a cancelar débitos de valores inferiores a R\$ 40,00 (quarenta reais), existentes até 31 de dezembro de 1999. (AC)

Art. 17-F. São isentas do pagamento da TCFA as entidades públicas federais, distritais, estaduais e municipais, as entidades filantrópicas, aqueles que praticam agricultura de subsistência e as populações tradicionais. (NR)

Art. 17-G. A TCFA será devida no último dia útil de cada trimestre do ano civil, nos valores fixados no Anexo IX desta Lei, e o recolhimento será efetuado em conta bancária vinculada ao Ibama, por intermédio de documento próprio de arrecadação, até o quinto dia útil do mês subsequente. (NR)

Parágrafo único. Revogado.

<sup>27</sup> Redação dada pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>28</sup> Incisos I e II acrescentados pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>29</sup> Artigos 17A, E, J, K, L M, N acrescentados pela Lei nº 9.960, de 28.1.2000

<sup>30</sup> Artigos 17 B, C, D, F, G, H, I, O alterados pela Lei 10.165 de 20.12.2000

Art. 17-H. A TCFA não recolhida nos prazos e nas condições estabelecidas no artigo anterior será cobrada com os seguintes acréscimos: (NR)

I – juros de mora, na via administrativa ou judicial, contados do mês seguinte ao do vencimento, à razão de um por cento; (NR)

II – multa de mora de vinte por cento, reduzida a dez por cento se o pagamento for efetuado até o último dia útil do mês subsequente ao do vencimento; (NR)

III – encargo de vinte por cento, substitutivo da condenação do devedor em honorários de advogado, calculado sobre o total do débito inscrito como Dívida Ativa, reduzido para dez por cento se o pagamento for efetuado antes do ajuizamento da execução. (AC)

§ 1º-A. Os juros de mora não incidem sobre o valor da multa de mora. (AC)

§ 1º Os débitos relativos à TCFA poderão ser parcelados de acordo com os critérios fixados na legislação tributária, conforme dispuser o regulamento desta Lei. (NR)

Art. 17-I. As pessoas físicas e jurídicas que exerçam as atividades mencionadas nos incisos I e II do art. 17 e que não estiverem inscritas nos respectivos cadastros até o último dia útil do terceiro mês que se seguir ao da publicação desta Lei incorrerão em infração punível com multa de: (NR)

I – R\$ 50,00 (cinquenta reais), se pessoa física; (AC)

II – R\$ 150,00 (cento e cinquenta reais), se microempresa; (AC)

III – R\$ 900,00 (novecentos reais), se empresa de pequeno porte; (AC)

IV – R\$ 1.800,00 (mil e oitocentos reais), se empresa de médio porte; (AC)

V – R\$ 9.000,00 (nove mil reais), se empresa de grande porte. (AC)

Parágrafo único. Revogado.

Art. 17-J. A multa de que trata o parágrafo único do art. 17-I terá como valor a importância correspondente a R\$ 20.000,00 (vinte mil reais). (AC)

Parágrafo único. O valor da multa será reduzido em 50% (cinquenta por cento) para empresas de pequeno porte, em 90% (noventa por cento) para microempresas e em 95% (noventa e cinco por cento) para pessoas físicas. (AC)

Art. 17-L. As ações de licenciamento, registro, autorizações, concessões e permissões relacionadas à fauna, à flora, e ao controle ambiental são de competência exclusiva dos órgãos integrantes do Sistema Nacional do Meio Ambiente. (AC)

Art. 17-M. Os preços dos serviços administrativos prestados pelo Ibama, inclusive os referentes à venda de impressos e publicações, assim como os de entrada, permanência e utilização de áreas ou instalações nas unidades de conservação, serão definidos em portaria do Ministro de Estado do Meio Ambiente, mediante proposta do Presidente daquele Instituto. (AC)

Art. 17-N. Os preços dos serviços técnicos do Laboratório de Produtos Florestais do Ibama, assim como os para venda de produtos da flora, serão, também, definidos em portaria do Ministro de Estado do Meio Ambiente, mediante proposta do Presidente daquele Instituto. (AC)

"Art. 17-O. Os proprietários rurais que se beneficiarem com redução do valor do Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural – ITR, com base em Ato Declaratório Ambiental - ADA, deverão recolher ao Ibama a importância prevista no item 3.11 do Anexo VII da Lei nº 9.960, de 29 de janeiro de 2000, a título de Taxa de Vistoria." (NR)

"§ 1º-A. A Taxa de Vistoria a que se refere o *caput* deste artigo não poderá exceder a dez por cento do valor da redução do imposto proporcionada pelo ADA." (AC)

"§ 1º A utilização do ADA para efeito de redução do valor a pagar do ITR é obrigatória." (NR)

"§ 2º O pagamento de que trata o *caput* deste artigo poderá ser efetivado em cota única ou em parcelas, nos mesmos moldes escolhidos pelo contribuinte para o pagamento do ITR, em documento próprio de arrecadação do Ibama." (NR)

"§ 3º Para efeito de pagamento parcelado, nenhuma parcela poderá ser inferior a R\$ 50,00 (cinquenta reais)." (NR)

"§ 4º O inadimplemento de qualquer parcela ensejará a cobrança de juros e multa nos termos dos incisos I e II do *caput* e §§ 1º-A e 1º, todos do art. 17-H desta Lei." (NR)

"§ 5º Após a vistoria, realizada por amostragem, caso os dados constantes do ADA não coincidam com os efetivamente levantados pelos técnicos do Ibama, estes lavrarão, de ofício, novo ADA, contendo os dados reais, o qual será encaminhado à Secretaria da Receita Federal, para as providências cabíveis." (NR)

Art. 17-P. Constitui crédito para compensação com o valor devido a título de TCFA, até o limite de sessenta por cento e relativamente ao mesmo ano, o montante efetivamente pago pelo estabelecimento ao Estado, ao Município e ao Distrito Federal em razão de taxa de fiscalização ambiental.<sup>31</sup> (AC)

§ 1º Valores recolhidos ao Estado, ao Município e ao Distrito Federal a qualquer outro título, tais como taxas ou preços públicos de licenciamento e venda de produtos, não constituem crédito para compensação com a TCFA. (AC)

§ 2º A restituição, administrativa ou judicial, qualquer que seja a causa que a determine, da taxa de fiscalização ambiental estadual ou distrital compensada com a TCFA restaura o direito de crédito do Ibama contra o estabelecimento, relativamente ao valor compensado. (AC)

Art. 17-Q. É o Ibama autorizado a celebrar convênios com os Estados, os Municípios e o Distrito Federal para desempenharem atividades de fiscalização ambiental, podendo repassar-lhes parcela da receita obtida com a TCFA. (AC)

Art. 18. São transformadas em reservas ou estações ecológicas sob a responsabilidade da SEMA, as florestas e as demais formas de vegetação natural de preservação permanente, relacionadas no art. 2º da Lei nº 4.771, de 15/09/1965 - Código Florestal, e os pouços das aves de arribação protegidas por convênios, acordos ou tratados assinados pelo Brasil com outras nações.<sup>32</sup>

Parágrafo único. As pessoas físicas ou jurídicas que, de qualquer modo, degradarem reservas ou estações ecológicas, bem como outras áreas declaradas como de relevante interesse ecológico, estão sujeitas às penalidades previstas no art. 14 desta Lei.

Art. 19. Ressalvado o disposto nas Leis nºs 5357, de 17/11/1967, e 7661, de 16/06/1988, a receita proveniente da aplicação desta Lei será recolhida de acordo com o disposto no art. 4º da Lei nº 7735, de 22/02/1989.<sup>33</sup>

Art. 20. Esta Lei entrará em vigor na data de sua publicação.

Art. 21. Revogam-se as disposições em contrário.

Brasília, 31 de agosto de 1981; 160º da Independência e 93º da República.

Anexos à Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981

#### ANEXO VII<sup>34</sup>

TABELA DE PREÇOS DOS SERVIÇOS E PRODUTOS COBRADOS PELO INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS - IBAMA

DESCRIÇÃO	VALOR (R\$)
<b>I – FAUNA</b>	
<b>1. LICENÇA E RENOVAÇÃO</b>	
1. Licença ou renovação para transporte nacional de fauna silvestre, partes, produtos e derivados para criadouros científicos ligados a instituições públicas de pesquisa, pesquisadores ligados a instituições públicas de pesquisa e zoológicos públicos	ISENTO
• Licença ou renovação para transporte nacional de fauna silvestre, partes, produtos e derivados da fauna exótica constante do Anexo I da Convenção sobre Comercio Internacional de Espécies da Fauna e Flora em perigo de extinção - CITES (por formulário)	21,00
• Licença ou renovação para exposição ou concurso de animais silvestres (por formulário)	32,00
• Licença para importação, exportação ou reexportação de animais vivos, partes, produtos e derivados da fauna para criadouros científicos e pesquisadores ligados a instituições públicas de pesquisa e zoológicos públicos	ISENTO
• Licença para importação, exportação ou reexportação de animais vivos, partes, produtos e derivados da fauna:	
1.5.1 Por formulário de até 14 itens	37,00
1.5.2 Por formulário adicional	6,00
<b>2. LICENCIAMENTO AMBIENTAL</b>	
2.1 - Criadouro de espécimes da fauna exótica para fins comerciais:	

<sup>31</sup> Artigos 17 - P e 17 – Q acrescidos pela Lei 10.165 de 20.12.2000

<sup>32</sup> Lei nº 7.804, de 18.07.89 - substituir Secretaria Especial do Meio Ambiente - SEMA por Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA.

<sup>33</sup> Artigo acrescentado pela Lei nº 7.804, de 18.07.89

<sup>34</sup> Incluído pela Lei nº 9.960, de 28.01.00

2.1.1 - Pessoa física	600,00
2.1.2 – Microempresa	800,00
2.1.3 - Demais empresas	1.200,00
2.2 - Mantenedor de fauna exótica :	
2.2.1 - Pessoa física	300,00
2.2.2 - Microempresa	400,00
2.2.3 - Demais empresas	500,00
2.3. Importador de animais vivos, abatidos, partes, produtos e subprodutos da fauna silvestre brasileira e exótica:	
2.3.1. Microempresa	500,00
2.3.2. Demais empresas	600,00
2.4. Circo:	
2.4.1. Microempresa	300,00
2.4.2. Demais empresas	600,00
<b>Obs.:</b> O licenciamento ambiental da fauna será renovável a cada dois anos	
<b>3. REGISTRO</b>	
3.1. Criadouros de espécies da fauna brasileira para fins científicos:	
3.1.1. Vinculados a instituições públicas de pesquisas	ISENTO
3.1.2. Não vinculados	100,00
3.2. Criadouros de espécies da fauna brasileira para fins comerciais:	
3.2.1. Categoria A – Pessoa Física	400,00
3.2.2. Categoria B – Pessoa Jurídica	300,00
3.3. Industria de beneficiamento de peles, partes, produtos e derivados da fauna brasileira	400,00
3.4. Zoológico Público – Categorias A, B e C	ISENTO
3.5. Zoológico privado:	
3.5.1. Categorias A	300,00
3.5.2. Categorias B	350,00
3.5.3. Categorias C	400,00
3.6. Exportador de animais vivos, abatidos, partes, produtos e derivados da fauna	300,00
3.7. Importador de animais vivos, abatidos, partes, produtos e derivados da fauna	400,00
<b>4. CAÇA AMADORISTA</b>	
4.1. Liberação de armas e demais petrechos de caça	373,00
4.2. Autorização anual de caça amadorista de campo e licença de transporte das peças abatidas	300,00
4.3. Autorização anual de caça amadorista de banhado e licença de transporte das peças abatidas	300,00
4.4. Autorização de ingresso de caça abatida no exterior (por formulário)	319,00
<b>5. VENDA DE PRODUTOS</b>	
5.1. Selo de lacre de segurança para peles, partes, produtos e derivados da fauna	1,10
<b>6. SERVIÇOS DIVERSOS</b>	
6.1. Expedição ou renovação anual de carteira da fauna para sócios de clubes agrupados à Federação Ornitológica	30,00
6.2. Identificação ou marcação de espécimes da fauna (por unidade por ano).	16,00
<b>II - FLORA</b>	
<b>1. LICENÇA E RENOVAÇÃO</b>	

1.1. Licença ou renovação para exposição ou concurso de plantas ornamentais	53,00
1.2. Licença ou renovação para transporte nacional de flora brasileira, partes, produtos e derivados para jardins botânicos públicos e pesquisadores ligados a instituições públicas de pesquisa	ISENTO
1.3. Licença ou renovação para transporte nacional de flora exótica constante do Anexo I da CITES (por formulário)	21,00
1.4. Licença ou renovação para importação, exportação ou reexportação de plantas vivas, partes, produtos e derivados da flora para jardins botânicos públicos e pesquisadores ligados a instituições públicas de pesquisa	ISENTO
1.5. Licença ou renovação para importação, exportação ou reexportação de plantas vivas, partes, produtos e derivados da flora:	
1.5.1. Por formulário de 14 itens	37,00
1.5.2. Por formulário adicional	6,00
1.6. Licença para porte e uso de motosserra - anual	30,00
<b>2. AUTORIZAÇÃO</b>	
2.1. Autorização para uso do fogo em queimada controlada:	
2.1.1. Sem vistoria	ISENTO
2.1.2. Com vistoria:	
2.1.2.1. Queimada Comunitária:	
. Área até 13 hectares	3,50
. De 14 a 35 hectares	7,00
. De 36 a 60 hectares	10,50
. De 61 a 85 hectares	14,00
. De 86 a 110 hectares	17,50
. De 111 a 135 hectares	21,50
. De 136 a 150 hectares	25,50
2.1.2.2. Demais Queimadas Controladas:	
. Área até 13 hectares	3,50
. Acima de 13 hectares – por hectare autorizado	3,50
2.2. Autorização de Transporte para Produtos Florestais-ATPF	
2.2.1. Para lenha, rachas e lascas, palanques roliços, escoramentos, xaxim, óleos essenciais e carvão vegetal	5,00
2.2.2. Para demais produtos	10,00
2.3. Autorização para Consumo de Matéria Prima Florestal - m <sup>3</sup> consumido/ano	vide formula
Até 1.000 = (125, 00 + Q x 0,0020) Reais	
1.001 a 10.000 = (374,50 + Q x 0,0030) Reais	

10.001 a 25.000 = $(623,80 + Q \times 0,0035)$ Reais	
25.001 a 50.000 = $(873,80 + Q \times 0,0040)$ Reais	
50.001 a 100.000 = $(1.248,30 + Q \times 0,0045)$ Reais	
100.001 a 1.000.000 = $(1.373,30 + Q \times 0,0050)$ Reais	
1.000.001 a 2.500.000 = $(1.550,00 + Q \times 0,0055)$ Reais	
Acima de 2.500.000 = 22.500,00 Reais Q = quantidade consumida em metros cúbicos	
<b>3. VISTORIA</b>	
3.1. Vistorias para fins de loteamento urbano	532,00
3.2. Vistoria prévia para implantação de Plano de Manejo Florestal Sustentado (área projetada):	
. Até 250 há	289,00
. Acima de 250 ha. - Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha. excedente	vide fórmula
3.3. Vistoria de acompanhamento de Plano de Manejo Florestal Sustentado (área explorada):	
. Até 250 há	289,00
. Acima de 250 ha. – Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha excedente	vide fórmula
3.4. Vistoria técnica para coleta de plantas ornamentais e medicinais (área a ser explorada):	
. Até 20 ha/ano	ISENTO
. De 21 a 50 ha/ano	160,00
. De 51 a 100 ha/ano	289,00
. Acima de 100 ha/ano – Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha	vide fórmula
3.5. Vistoria para limpeza de área (área solicitada)	289,00
3.6. Vistoria técnica de desmatamento para uso alternativo do solo de projetos enquadrados no Programa Nacional de Agricultura Familiar-PRONAF ou no Programa de Financiamento à Conservação e Controle do Meio Ambiente-FNE VERDE (área a ser explorada):	
. Até Módulo INCRA por ano	ISENTO
. Acima de Módulo INCRA por ano - Valor = R\$ 128,00 + R\$ 0,55 por ha excedente	vide fórmula
3.7. Vistorias de implantação, acompanhamento e exploração de florestas plantadas, enriquecimento (palmito e outras frutíferas) e cancelamentos de projetos (por área a ser vistoriada):	
. Até 50 ha/ano	64,00
. De 51 a 100 ha/ano	117,00
. Acima de 100 ha/ano – Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha excedente	vide fórmula

3.8. Vistoria técnica para desmatamento para uso alternativo do solo e utilização de sua matéria-prima florestal:	
. Até 20 há	ISENTO
. De 21 a 50 ha/ano	160,00
. De 51 a 100 ha/ano	289,00
. Acima de 100 ha/ano – Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha excedente	vide fórmula
3.9. Vistoria para fins de averbação de área de Reserva Legal (sobre a área total da propriedade):	
. Até 100 ha/ano	ISENTO
. De 101 a 300 ha/ano	75,00
. De 301 a 500 ha/ano	122,00
. De 501 a 750 ha/ano	160,00
. Acima de 750 ha/ano – Valor = R\$ 160,00 + R\$ 0,21 por ha excedente	vide fórmula
<b>Obs.:</b> Quando a solicitação de vistoria para averbação de reserva legal for concomitante a outras vistorias (desmatamento, plano de manejo, etc.), cobra-se pelo maior valor	
3.10. Vistoria de áreas degradadas em recuperação, de avaliação de danos ambientais em áreas antropizadas e em empreendimentos cujas áreas estão sujeitas a impacto ambiental - EIA/RIMA:	
- até 250 ha/ano	289,00
- acima de 250 ha/ano – Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha excedente	vide fórmula
3.11. Demais Vistorias Técnicas Florestais:	289,00 vide fórmula
<ul style="list-style-type: none"> <li>• até 250 ha/ano</li> <li>- acima de 250 ha/ano – Valor = R\$289,00 + 0,55 por ha excedente</li> </ul>	
<b>4. INSPEÇÃO DE PRODUTOS E SUBPRODUTOS DA FLORA PARA EXPORTAÇÃO OU IMPORTAÇÃO</b>	
4.1. Inspeção de espécies contingenciadas	ISENTO
4.2 Levantamento circunstanciado de áreas vinculados à reposição florestal e ao Plano Integrado Florestal, Plano de Corte e Resinagem (projetos vinculados e projetos de reflorestamento para implantação ou cancelamento):	
- Até 250 ha/ano	289,00
- Acima de 250 ha/ano – Valor = R\$ 289,00 + R\$ 0,55 por ha excedente	vide fórmula
<b>5. OPTANTES DE REPOSIÇÃO FLORESTAL</b>	
5.1. Valor por árvore	1,10
<b>III – CONTROLE AMBIENTAL</b>	
<b>1. LICENÇA E RENOVAÇÃO</b>	
1.1. Licença Ambiental ou Renovação	vide tabela

<b>EMPRESA DE PEQUENO PORTE</b>	
<i>Impacto Ambiental Pequeno Medio Alto</i>	
Licença Prévia 2.000,00 4.000,00 8.000,00	
Licença de Instalação 5.600,00 11.200,00 22.400,00	
Licença de Operação 2.800,00 5.600,00 11.200,00	
<b>EMPRESA DE PORTE MÉDIO</b>	
<i>Impacto Ambiental Pequeno Medio Alto</i>	
Licença Prévia 2.800,00 5.600,00 11.200,00	
Licença de Instalação 7.800,00 15.600,00 31.200,00	
Licença de Operação 3.600,00 7.800,00 15.600,00	
<b>EMPRESA DE GRANDE PORTE</b>	
<i>Impacto Ambiental Pequeno Medio Alto</i>	
Licença Prévia 4.000,00 8.000,00 16.000,00	
Licença de Instalação 11.200,00 22.400,00 44.800,00	
Licença de Operação 5.600,00 11.200,00 22.400,00	
1.2. Licença para uso da configuração de veículo ou motor	vide fórmula
<p>Valor = R\$266,00 + N x R\$1,00</p> <p>N = número de veículos comercializados no mercado interno – pagamento até o último dia do mês subsequente à comercialização.</p>	
1.3. Licença de uso do Selo Ruído	266,00
1.4. Certidão de dispensa de Licença para uso da configuração de veículo ou motor por unidade.	266,00
1.5. Declaração de atendimento aos limites de ruídos	266,00
<b>2. AVALIAÇÃO E ANÁLISE</b>	
2.1. Análise de documentação técnica que subsidie a emissão de: Registros, Autorizações, Licenças, inclusive para supressão de vegetação em Áreas de Preservação Permanente e respectivas renovações :	vide fórmula
Valor = {K + [(A x B x C) + (D x A x E)]}	
A - N <sup>o</sup> de Técnicos envolvidos na análise	
B - N <sup>o</sup> de horas/homem necessárias para análise	
C - Valor em Reais da hora/homem dos técnicos envolvidos na análise + total de obrigações sociais	
(OS) = 84,71% sobre o valor da hora/homem	
D - Despesas com viagem	
E - N <sup>o</sup> de viagens necessárias	
K - Despesas administrativas = 5% do somatório de (A x B x C) + (D x A x E)	
2.2. Avaliação e classificação do Potencial de Periculosidade	

Ambiental - PPA:	
2.2.1. Produto Técnico	22.363,00
2.2.2. Produto formulado	11.714,00
2.2.3. Produto Atípico	6.389,00
2.2.4. PPA complementar	2.130,00
2.2.5. Pequenas alterações	319,00
2.3. Conferência de documentação técnica para avaliação e registro de agrotóxicos e afins	319,00
2.4. Avaliação de eficiência de agrotóxicos e afins para registro	2.130,00
2.5. Reavaliação técnica de agrotóxicos (inclusão de novos usos)	3.195,00
2.6. Avaliação Ambiental Preliminar de Agrotóxicos, seus componentes e afins, com ou sem emissão de Certificado de Registro Especial Temporário:	
2.6.1. Fase 2	532,00
2.6.2. Fase 3	2.130,00
2.6.3. Fase 4	4.260,00
2.7. Avaliação/Classificação Ambiental de Produtos Biotecnológicos para fins de registro	6.389,00
2.8. Avaliação Ambiental de Preservativos de Madeira	4.260,00
2.9. Avaliação Ambiental de Organismos Geneticamente Modificados	22.363,00
<b>3. AUTORIZAÇÃO</b>	
3.1. Autorizações para supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente:	
. Até 50 há	133,00
. Acima de 50 há	vide fórmula
Valor = R\$ 6.250,00 +( 25,00 x Área que excede 50 ha)	
3.2. Autorização para importação, produção, comercialização e uso de mercúrio	vide fórmula
Valor = R\$ 125,00 + (125,00 x 0,003 x QM)	
QM = quantidade de Mercúrio Metálico (medido em quilograma) importado, comercializado ou produzido por ano	
<b>4. REGISTRO</b>	
4.1. Proprietário e comerciante de motosserra	ISENTO
4.2. Registro de agrotóxicos, seus componentes e afins	1.278,00
4.3. Manutenção de registro ou da classificação do PPA (Classe I e II)	7.454,00
4.4. Manutenção de registro ou da classificação do PPA(Classe III e IV)	3.195,00

4.5. Registro ou renovação de produto preservativo de madeira	1.278,00
4.6. Registro de produtos que contenham organismos geneticamente modificados	1.278,00
4.7. Manutenção de registro de produtos que contenham organismos geneticamente modificados	5.325,00
<b>IV - RECURSOS PESQUEIROS</b>	
<b>1. ANÁLISE LABORATORIAL</b>	
1.1. Análise Bromatológica	53,00
1.2. Análise Ictiopatológica	32,00
1.3. Análise Físico - Química da Água	32,00
<b>2. VENDA DE PRODUTOS</b>	
2.1. Alevinos (por milheiro):	
2.1.1. Tilápia, carpa comum, tambaqui, pacu, curimatá, piau e carpa chinesa	37,00
2.1.2. Truta-arco-íris	128,00
2.2. Pós-larvas (por milheiro):	
2.2.1. Tilápia, carpa comum, tambaqui, pacu, curimatá, piau e carpa chinesa	9,00
2.2.2. Truta arco-íris	21,00
<b>3. LICENÇA</b>	
3.1. Licenças para pescador amador:	
3.1.1. Desembarcado	21,00
3.1.2. Embarcado	64,00
<b>4. INSPEÇÃO PARA IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE PRODUTOS</b>	
4.1. Lagosta viva e beneficiada; camarão; sardinha, atum, pargo – por tonelada	60,00
4.2. Outras espécies (por tonelada)	55,00
4.3. Peixes ornamentais - por milheiro	60,00
4.4. Outros aquáticos - por unidade	10,00

**anexo VIII<sup>35</sup>**

atividades potencialmente poluidoras e utilizadoras de recursos ambientais

Código	Categoria	Descrição	Pp/gu
01	Extração e Tratamento de Minerais	- pesquisa mineral com guia de utilização; lavra a céu aberto, inclusive de aluvião, com ou sem beneficiamento; lavra subterrânea com ou sem beneficiamento, lavra garimpeira, perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural.	AAIto

<sup>35</sup> Incluído pela Lei nº 10.165 de 27.12.2000

02	Indústria de Produtos Minerais Não Metálicos	- beneficiamento de minerais não metálicos, não associados a extração; fabricação e elaboração de produtos minerais não metálicos tais como produção de material cerâmico, cimento, gesso, amianto, vidro e similares.	MMédio
03	Indústria Metalúrgica	- fabricação de aço e de produtos siderúrgicos, produção de fundidos de ferro e aço, forjados, arames, relaminados com ou sem tratamento; de superfície, inclusive galvanoplastia, metalurgia dos metais não-ferrosos, em formas primárias e secundárias, inclusive ouro; produção de laminados, ligas, artefatos de metais não-ferrosos com ou sem tratamento de superfície, inclusive galvanoplastia; relaminação de metais não-ferrosos, inclusive ligas, produção de soldas e anodos; metalurgia de metais preciosos; metalurgia do pó, inclusive peças moldadas; fabricação de estruturas metálicas com ou sem tratamento de superfície, inclusive; galvanoplastia, fabricação de artefatos de ferro, aço e de metais não-ferrosos com ou sem tratamento de superfície, inclusive galvanoplastia, têmpera e cementação de aço, recozimento de arames, tratamento de superfície.	AAlto
04	Indústria Mecânica	- fabricação de máquinas, aparelhos, peças, utensílios e acessórios com e sem tratamento térmico ou de superfície.	MMédio
05	Indústria de material Elétrico, Eletrônico e Comunicações	- fabricação de pilhas, baterias e outros acumuladores, fabricação de material elétrico, eletrônico e equipamentos para telecomunicação e informática; fabricação de aparelhos elétricos e eletrodomésticos.	MMédio
06	Indústria de Material de Transporte	- fabricação e montagem de veículos rodoviários e ferroviários, peças e acessórios; fabricação e montagem de aeronaves; fabricação e reparo de embarcações e estruturas flutuantes.	MMédio
07	Indústria de Madeira	- serralha e desdobramento de madeira; preservação de madeira; fabricação de chapas, placas de madeira aglomerada, prensada e compensada; fabricação de estruturas de madeira e de móveis.	Médio
08	Indústria de Papel e Celulose	- fabricação de celulose e pasta mecânica; fabricação de papel e papelão; fabricação de artefatos de papel, papelão, cartolina, cartão e fibra prensada.	Alto
09	Indústria de Borracha	- beneficiamento de borracha natural, fabricação de câmara de ar. fabricação e	Pequeno

		recondicionamento de pneumáticos; fabricação de laminados e fios de borracha; fabricação de espuma de borracha e de artefatos de espuma de borracha, inclusive látex.	
10	Indústria de Couros e Peles	- secagem e salga de couros e peles, curtimento e outras preparações de couros e peles; fabricação de artefatos diversos de couros e peles; fabricação de cola animal.	Alto
11	Indústria Têxtil, de Vestuário, Calçados e Artefatos de Tecidos	- beneficiamento de fibras têxteis, vegetais, de origem animal e sintéticos; fabricação e acabamento de fios e tecidos; tingimento, estamparia e outros acabamentos em peças do vestuário e artigos diversos de tecidos; fabricação de calçados e componentes para calçados.	Médio
12	Indústria de Produtos de Matéria Plástica.	- fabricação de laminados plásticos, fabricação de artefatos de material plástico.	Pequeno
13	Indústria do Fumo	- fabricação de cigarros, charutos, cigarrilhas e outras atividades de beneficiamento do fumo.	Médio
14	Indústrias Diversas	- usinas de produção de concreto e de asfalto.	Pequeno
15	Indústria Química	- produção de substâncias e fabricação de produtos químicos, fabricação de produtos derivados do processamento de petróleo, de rochas betuminosas e da madeira; fabricação de combustíveis não derivados de petróleo, produção de óleos, gorduras, ceras, vegetais e animais, óleos essenciais, vegetais e produtos similares, da destilação da madeira, fabricação de resinas e de fibras e fios artificiais e sintéticos e de borracha e látex sintéticos, fabricação de pólvora, explosivos, detonantes, munição para caça e desporto, fósforo de segurança e artigos pirotécnicos; recuperação e refino de solventes, óleos minerais, vegetais e animais; fabricação de concentrados aromáticos naturais, artificiais e sintéticos; fabricação de preparados para limpeza e polimento, desinfetantes, inseticidas, germicidas e fungicidas; fabricação de tintas, esmaltes, lacas, vernizes, impermeabilizantes, solventes e secantes; fabricação de fertilizantes e agroquímicos; fabricação de produtos farmacêuticos e veterinários; fabricação de sabões, detergentes e velas; fabricação de perfumarias e cosméticos; produção de álcool etílico, metanol e similares.	Alto

16	Indústria de Produtos Alimentares e Bebidas	- beneficiamento, moagem, torrefação e fabricação de produtos alimentares; matadouros, abatedouros, frigoríficos, charqueadas e derivados de origem animal; fabricação de conservas; preparação de pescados e fabricação de conservas de pescados; beneficiamento e industrialização de leite e derivados; fabricação e refinação de açúcar; refino e preparação de óleo e gorduras vegetais; produção de manteiga, cacau, gorduras de origem animal para alimentação; fabricação de fermentos e leveduras; fabricação de rações balanceadas e de alimentos preparados para animais; fabricação de vinhos e vinagre; fabricação de cervejas, chopes e maltes; fabricação de bebidas não-alcoólicas, bem como engarrafamento e gaseificação e águas minerais; fabricação de bebidas alcoólicas.	Médio
17	Serviços de Utilidade	- produção de energia termoeletrica; tratamento e destinação de resíduos industriais líquidos e sólidos; disposição de resíduos especiais tais como: de agroquímicos e suas embalagens; usadas e de serviço de saúde e similares; destinação de resíduos de esgotos sanitários e de resíduos sólidos urbanos, inclusive aqueles provenientes de fossas; dragagem e derrocamentos em corpos d'água; recuperação de áreas contaminadas ou degradadas.	Médio
18	Transporte, Terminais, Depósitos e Comércio	- transporte de cargas perigosas, transporte por dutos; marinas, portos e aeroportos; terminais de minério, petróleo e derivados e produtos químicos; depósitos de produtos químicos e produtos perigosos; comércio de combustíveis, derivados de petróleo e produtos químicos e produtos perigosos.	Alto
19	Turismo	- complexos turísticos e de lazer, inclusive parques temáticos.	Pequeno
20	Uso de Recursos Naturais	- silvicultura; exploração econômica da madeira ou lenha e subprodutos florestais; importação ou exportação da fauna e flora nativas brasileiras; atividade de criação e exploração econômica de fauna exótica e de fauna silvestre; utilização do patrimônio genético natural; exploração de recursos aquáticos vivos; introdução de espécies exóticas ou geneticamente modificadas; uso da diversidade biológica pela biotecnologia.	Médio

21	(VETADO)		
22	(VETADO)		

ANEXO IX

VALORES, EM REAIS, DEVIDOS A TÍTULOS DE TCFA POR ESTABELECIMENTO POR TRIMESTRE

Potencial de Poluição, Grau de utilização de Recursos Naturais	Pessoa Física	Microempresa	Empresa de Pequeno Porte	Empresa de Médio Porte	Empresa de Grande Porte
Pequeno	-	-	112,50	225,00	450,00
Médio	-	-	180,00	360,00	900,00
Alto	-	50,00	225,00	450,00	2.250,00

## RESOLUÇÃO CONAMA N.º 005 de 15 de junho de 1989\*

O CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA, no uso das atribuições que lhe confere o inciso VII, do Art. 8º, da Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981 e o Art 48, do Decreto nº 88.351 de 01 de junho de 1983,

Considerando o acelerado crescimento urbano e industrial brasileiro e da frota de veículos automotores;

Considerando o progressivo e decorrente aumento da poluição atmosférica principalmente nas regiões metropolitanas;

Considerando seus reflexos negativos sobre a sociedade, a economia e o meio ambiente;

Considerando as perspectivas de continuidade destas condições e,

Considerando a necessidade de se estabelecer estratégias para o controle, preservação e recuperação da qualidade do ar, válidas para todo o território nacional, conforme previsto na Lei 6.938 de 31.08.81 que instituiu a Política Nacional do Meio Ambiente, RESOLVE:

I - Instituir o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar - PRONAR, como um dos instrumentos básicos da gestão ambiental para proteção da saúde e bem estar das populações e melhoria da qualidade de vida com o objetivo de permitir o desenvolvimento econômico e social do país de forma ambientalmente segura, pela limitação dos níveis de emissão de poluentes por fontes de poluição atmosférica com vistas a:

- a) uma melhoria na qualidade do ar;
- b) o atendimento aos padrões estabelecidos;
- c) o não comprometimento da qualidade do ar em áreas consideradas não degradadas.

### 2 - ESTRATÉGIAS

A estratégia básica do PRONAR é limitar, à nível nacional, as emissões por tipologia de fontes e poluentes prioritários, reservando o uso dos padrões de qualidade do ar como ação complementar de controle.

#### 2.1 - LIMITES MÁXIMOS DE EMISSÃO

Entende-se por limite máximo de emissão a quantidade de poluentes permissível de ser lançada por fontes poluidoras para a atmosfera.

Os limites máximos de emissão serão diferenciados em função da classificação de usos pretendidos para as diversas áreas e serão mais rígidos para as fontes novas de poluição.

2.1.1 - Entende-se por fontes novas de poluição aqueles empreendimentos que não tenham obtido a licença prévia do órgão ambiental licenciador na data de publicação desta Resolução.

Os limites máximos de emissão aqui descritos serão definidos através de Resoluções específicas do CONAMA.

#### 2.2 - ADOÇÃO DE PADRÕES NACIONAIS DE QUALIDADE DO AR

Considerando a necessidade de uma avaliação permanente das ações de controle estabelecidas no PRONAR, é estratégica a adoção de padrões de qualidade do ar como ação complementar e referencial aos limites máximos de emissão estabelecidos.

2.2.1 - Ficam estabelecidos dois tipos de padrões de qualidade do ar: os primários e os secundários.

a) São padrões primários de qualidade do ar as concentrações de poluentes que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde da população, podendo ser entendidos como níveis desejados de concentração de poluentes, constituindo-se em meta de longo prazo.

b) São padrões secundários de qualidade do ar, as concentrações de poluentes atmosféricos abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem estar da população, assim como o mínimo dano à fauna e flora aos materiais e meio ambiente em geral, podendo ser entendidos como níveis desejados de concentração de poluentes, constituindo-se em meta de longo prazo.

Os padrões de qualidade do ar aqui escritos serão definidos através de Resolução específica do CONAMA.

#### 2.3 - PREVENÇÃO DE DETERIORAÇÃO SIGNIFICATIVA DA QUALIDADE DO AR

Para a implementação de uma política de não deterioração significativa da qualidade do ar em todo o território nacional, suas áreas serão enquadradas de acordo com a seguinte classificação de usos pretendidos:

Classe I: Áreas de preservação, lazer e turismo, tais como Parques Nacionais e Estaduais, Reservas e Estações Ecológicas, Estâncias Hidrominerais e Hidrotermais. Nestas áreas deverá ser mantida a qualidade do ar em nível o mais próximo possível do verificado sem a intervenção antropogênica.

Classe II: Áreas onde o nível de deterioração da qualidade do ar seja limitado pelo padrão secundário de qualidade.

Classe III: Áreas de desenvolvimento onde o nível de deterioração da qualidade do ar seja limitado pelo padrão primário de qualidade.

Através de Resolução específica do CONAMA serão definidas as áreas Classe I e Classe III, sendo as demais consideradas Classe II.

#### 2.4 - MONITORAMENTO DA QUALIDADE DO AR

Considerando a necessidade de conhecer e acompanhar os níveis de qualidade do ar no país, como forma de avaliação das ações de controle estabelecidas pelo PRONAR, é estratégica a criação de uma Rede Nacional de monitoramento da Qualidade do Ar.

Nestes termos, será estabelecida uma Rede Básica e Monitoramento que permitirá o acompanhamento dos níveis de qualidade do ar e sua comparação com os respectivos padrões estabelecidos.

#### 2.5 - GERENCIAMENTO DO LICENCIAMENTO DE FONTES DE POLUIÇÃO DO AR

Considerando que o crescimento industrial e urbano, não devidamente planejado, agrava as questões de poluição do ar, é estratégico estabelecer um sistema de disciplinamento da ocupação do solo baseado no licenciamento prévio das fontes de poluição. Por este mecanismo o impacto de atividades poluidoras poderá ser analisado previamente, prevenindo uma deterioração descontrolada da qualidade do ar.

#### 2.6 - INVENTÁRIO NACIONAL DE FONTES E POLUENTES DO AR

\* Publicada no D.O.U, de 30.08.89

Como forma de subsidiar o PRONAR, no que tange às cargas e locais de emissão de poluentes, é estratégica a criação de um Inventário Nacional de Fontes e Emissões objetivando o desenvolvimento de metodologias que permitam o cadastramento e a estimativa das emissões, bem como o devido processamento dos dados referentes às fontes de poluição do ar.

#### 2.7 - GESTÕES POLÍTICAS

Tendo em vista a existência de interfaces com os diferentes setores da sociedade, que se criam durante o estabelecimento e a aplicação de medidas de controle da poluição do ar é estratégia do PRONAR que o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA coordene gestões junto aos órgãos da Administração Pública Direta ou Indireta. Federais, Estaduais ou Municipais e Entidades Privadas, no intuito de se manter um permanente canal de comunicação visando viabilizar a solução de questões pertinentes.

#### 2.8 - DESENVOLVIMENTO NACIONAL NA ÁREA DE POLUIÇÃO DO AR

A efetiva implantação do PRONAR está intimamente correlacionada com a capacitação técnica dos órgãos ambientais e com o desenvolvimento tecnológico na área de poluição do ar.

Nestes termos, é estratégia do PRONAR promover junto aos órgãos ambientais meios de estruturação de recursos humanos e laboratoriais a fim de se desenvolverem programas regionais que viabilizarão o atendimento dos objetivos estabelecidos.

Da mesma forma o desenvolvimento científico e tecnológico em questões relacionadas com a poluição atmosférica envolvendo órgãos ambientais, universidades, setor produtivo e demais instituições afetas à questão, deverá ser propiciado pelo PRONAR como forma de criar novas evidências científicas que possam ser úteis ao Programa.

#### 2.9 - AÇÕES DE CURTO, MÉDIO E LONGO PRAZO.

Considerando que os recursos disponíveis para a implementação do PRONAR são finitos, é estratégico que se definam metas de curto, médio e longo prazo para que se dê prioridade à alocação desses recursos. Nestes termos, fica definida como seqüência de ações:

##### a) A Curto Prazo:

- . Definição dos limites de emissão para fontes poluidoras prioritárias;
- . Definição dos padrões de qualidade do ar
- . Enquadramento das áreas na classificação de usos pretendidos;
- . Apoio a formulação dos Programas Estaduais de Controle de Poluição do Ar;
- . Capacitação Laboratorial;
- . Capacitação de Recursos Humanos.

##### b) A Médio Prazo:

- . Definição dos demais limites de emissão para fontes poluidoras;
- . Implementação da Rede Nacional de Monitoramento da Qualidade do Ar;
- . Criação do Inventário Nacional de Fontes e Emissões;
- . Capacitação Laboratorial (continuidade);
- . Capacitação de Recursos Humanos (continuidade).

##### c) A Longo Prazo:

- . Capacitação laboratorial (continuidade);
- . Capacitação de Recursos Humanos (continuidade);
- . Avaliação e Retro-avaliação do PRONAR.

### 3 - INSTRUMENTOS

Para que as ações de controle definidas pelo PRONAR possam ser concretizadas a nível nacional, ficam estabelecidos alguns instrumentos de apoio e operacionalização.

#### 3.1 - SÃO INSTRUMENTOS DO PRONAR:

- . Limites máximos de emissão;
- . Padrões de Qualidade do Ar;
- . PROCONVE - Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores, criado pela Resolução CONAMA Nº 018/86;
- . PRONACOP - Programa Nacional de Controle da Poluição Industrial;
- . Programa Nacional de Avaliação da Qualidade do Ar;
- . Programa Nacional de Inventário de Fontes Poluidoras do Ar
- . Programas Estaduais de Controle da Poluição do Ar.

### 4 - DISPOSIÇÕES GERAIS

- . Compete ao IBAMA o gerenciamento do PRONAR.
- . Compete ao IBAMA o apoio na formulação dos programas de controle, avaliação e inventário que instrumentalizam o PRONAR.
- . Compete aos Estados o estabelecimento e implementação dos Programas Estaduais de Controle da Poluição do Ar, em conformidade com o estabelecido no PRONAR.
- . Sempre que necessário, os limites máximos de emissão poderão ter valores mais rígidos, fixados a nível estadual.
- . Sempre que necessário, poderão ser adotadas ações de controle complementares.

As estratégias de controle de poluição do ar estabelecidas no PRONAR estarão sujeitas a revisão a qualquer tempo, tendo em vista a necessidade do atendimento dos padrões nacionais de qualidade do ar.

5 - Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Fernando César de Moreira Mesquita João Alves Filho

## RESOLUÇÃO CONAMA N.º 003 de 28 de junho de 1990\*

O CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA, no uso das atribuições que lhe confere o inciso II, do Art. 6º, da Lei nº 7.804, de 18 de julho de 1989, e tendo em vista o disposto na Lei nº 8.028, de 12 de abril de 1990, Decreto nº 99.274, de 06 de junho de 1990 e,

Considerando a necessidade de ampliar o número de poluentes atmosféricos passíveis de monitoramento e controle no País;

Considerando que a Portaria GM 0231, de 27.04.76, previa o estabelecimento de novos padrões de qualidade do ar quando houvesse informação científica a respeito;

Considerando o previsto na Resolução CONAMA nº 05, de 15.06.89, que instituiu o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar "PRONAR, RESOLVE:

Art. 1º - São padrões de qualidade do ar as concentrações de poluentes atmosféricos que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde, a segurança e o bem-estar da população, bem como ocasionar danos à flora e à fauna, aos materiais e ao meio ambiente em geral.

Parágrafo Único - Entende-se como poluente atmosférico qualquer forma de matéria ou energia com intensidade e em quantidade, concentração, tempo ou características em desacordo com os níveis estabelecidos, e que tornem ou possam tornar o ar:

I - impróprio, nocivo ou ofensivo à saúde;

II - inconveniente ao bem-estar público;

III - danoso aos materiais, à fauna e flora.

IV - prejudicial à segurança, ao uso e gozo da propriedade e às atividades normais da comunidade.

Art. 2º - Para os efeitos desta Resolução ficam estabelecidos os seguintes conceitos:

I - Padrões Primários de Qualidade do Ar são as concentrações de poluentes que, ultrapassadas, poderão afetar a saúde da população.

II - Padrões Secundários de Qualidade do Ar são as concentrações de poluentes abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem-estar da população, assim como o mínimo dano à fauna, à flora, aos materiais e ao meio ambiente em geral.

Parágrafo Único - Os padrões de qualidade do ar serão o objetivo a ser atingido mediante a estratégia de controle fixada pelos padrões de emissão e deverão orientar a elaboração de Planos Regionais de Controle de Poluição do Ar.

Art. 3º - Ficam estabelecidos os seguintes Padrões de Qualidade do Ar:

I - Partículas Totais em Suspensão

a) Padrão Primário

1 - concentração média geométrica anual de 80 (oitenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 240 (duzentos e quarenta) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

b) Padrão Secundário

1 - concentração média geométrica anual de 60 (sessenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 150 (cento e cinquenta) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

II - Fumaça

a) Padrão Primário

1 - concentração média aritmética anual de 60 (sessenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 150 (cento e cinquenta) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

b) Padrão Secundário

1 - concentração média aritmética anual de 40 (quarenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 100 (cem) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida uma de uma vez por ano.

III - Partículas Inaláveis

a) Padrão Primário e Secundário

1 - concentração média aritmética anual de 50 (cinquenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 150 (cento e cinquenta) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

IV - Dióxido de Enxofre

a) Padrão Primário

1 - concentração média aritmética anual de 80 (oitenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 365 (trezentos e sessenta e cinco) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

b) Padrão Secundário

1 - concentração média aritmética anual de 40 (quarenta) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 24 (vinte e quatro) horas de 100 (cem) microgramas por metro cúbico de ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

V - Monóxido de carbono

a) Padrão Primário e Secundário

1 - concentração média de 8 (oito) horas de 10.000 (dez mil) microgramas por metro cúbico de ar (9 ppm), que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

2 - concentração média de 1 (uma) hora de 40.000 (quarenta mil) microgramas por metro cúbico de ar (35 ppm), que

\* Publicada no D.O.U de 22.08.90

não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

#### VI-Ozônio

##### a) Padrão Primário e Secundário

1 - concentração média de 1 (uma) hora de 160 (cento e sessenta) microgramas por metro cúbico do ar, que não deve ser excedida mais de uma vez por ano.

#### VII - Dióxido de Nitrogênio

##### a) Padrão Primário

1 - concentração média aritmética anual de 100 (cem) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 1 (uma) hora de 320 (trezentos e vinte) microgramas por metro cúbico de ar.

##### b) Padrão Secundário

1- concentração média aritmética anual de 100 (cem) microgramas por metro cúbico de ar.

2 - concentração média de 1 (uma) hora de 190 (cento e noventa) microgramas por metro cúbico de ar.

Art. 3º - Ficam estabelecidos os seguintes métodos de amostragem e análise dos poluentes atmosféricos a serem definidos nas respectivas Instruções Normativas:

a) Partículas Totais em Suspensão - Método de Amostrador de Grandes Volumes ou Método Equivalente.

b) Fumaça - Método da Refletância ou Método Equivalente.

c) Partículas Inaláveis - Método de Separação Inercial/Filtração ou Método Equivalente.

d) Dióxido de Enxofre - Método de Pararonsilina ou Método Equivalente.

e) Monóxido de Carbono - Método do Infra-Vermelho não Dispersivo ou Método Equivalente.

f) Ozônio - Método da Quimioluminescência ou Método Equivalente.

g) Dióxido de Nitrogênio - Método da Quimioluminescência ou Método Equivalente.

§ 1º - Constitui-se Método de Referência, os métodos aprovados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO e na ausência deles os recomendados pelo IBAMA como os mais adequados e que deva ser utilizado preferencialmente.

§ 2º - Poderão ser adotados métodos equivalentes aos métodos de referência, desde que aprovados pelo IBAMA.

§ 3º - Ficam definidas como condições de referência a temperatura de 25°C e a pressão de 760 milímetros de coluna de mercúrio (1.013,2 milibares).

Art. 4º - O monitoramento da qualidade do ar é atribuição dos Estados.

Art. 5º - Ficam estabelecidos os Níveis de Qualidade do Ar para elaboração do Plano de Emergência para Episódios Críticos de Poluição do Ar, visando providências dos governos de Estado e dos Municípios, assim como de entidades privadas e comunidade geral, com o objetivo de prevenir grave e iminente risco à saúde da população.

§ 1º - Considera-se Episódio Crítico de Poluição do Ar a presença de altas concentrações de poluentes na atmosfera em curto período de tempo, resultante da ocorrência de condições meteorológicas desfavoráveis à dispersão dos mesmos.

§ 2º - Ficam estabelecidos os Níveis de Atenção, Alerta e Emergência, para a execução do Plano.

§ 3º - Na definição de qualquer dos níveis enumerados poderão ser consideradas concentrações de dióxido de enxofre, partículas totais em suspensão, produto entre partículas totais em suspensão e dióxido de enxofre, monóxido de carbono, ozônio, partículas inaláveis, fumaça, dióxido de nitrogênio, bem como a previsão meteorológica e os fatos e fatores intervenientes previstos e esperados.

§ 4º - As providências a serem tomadas a partir da ocorrência dos Níveis de Atenção e de Alerta tem por objetivo evitar o atingimento do Nível de Emergência.

§ 5º - O Nível de Atenção será declarado quando, prevenindo-se a manutenção das emissões, bem como condições meteorológicas desfavoráveis à dispersão dos poluentes nas 24 (vinte e quatro) horas subseqüentes, for atingida uma ou mais das condições a seguir enumeradas:

1. concentração de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), média de 24 (vinte e quatro) horas, de 800 (oitocentos) microgramas por metro cúbico;
2. concentração de partículas totais em suspensão, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 375 (trezentos e setenta e cinco) microgramas por metro cúbico;
3. produto, igual a 65x103, entre a concentração de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e a concentração de partículas totais em suspensão - ambas em microgramas por metro cúbico, média de 24 (vinte e quatro) horas;
4. concentração de monóxido de carbono (CO), média de 08 (oito) horas, de 17.000 (dezesete mil) microgramas por metro cúbico (15 ppm);
5. concentração de ozônio, média de 1 (uma) hora, de 400 (quatrocentos) microgramas por metro cúbico;
6. concentração de partículas inaláveis, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 250 (duzentos e cinquenta) microgramas por metro cúbico;
7. concentração de fumaça, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 250 (duzentos e cinquenta) microgramas por metro cúbico.
8. concentração de dióxido de nitrogênio (NO<sub>2</sub>), média de 1 (uma) hora, de 1130 (hum mil cento e trinta) microgramas por metro cúbico.

§ 6º - O Nível de Alerta será declarado quando, prevenindo-se a manutenção das emissões, bem como condições meteorológicas desfavoráveis à dispersão de poluentes nas 24 (vinte e quatro) horas subseqüentes, for atingida uma ou mais das condições a seguir enumeradas:

1. concentração de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), média de 24 (vinte e quatro) horas, 1.600 (hum mil e seiscentos) microgramas por metro cúbico;
2. concentração de partículas totais em suspensão, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 625 (seiscentos e vinte e cinco) microgramas por metro cúbico;
3. produto, igual a 261 x 103, entre a concentração de dióxido de enxofre(SO<sub>2</sub>) e a concentração de partículas totais em suspensão - ambas em microgramas por metro cúbico, média de 24 (vinte e quatro) horas;
4. concentração de monóxido de carbono (CO), média de 8 (oito) horas, de 34.000 (trinta e quatro mil) microgramas por metro cúbico (30 ppm);
5. concentração de ozônio, média de 1 (uma) hora, de 800 (oitocentos) microgramas por metro cúbico;
6. concentração de partículas inaláveis, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 420 (quatrocentos e vinte) microgramas por metro cúbico.

7. concentração de fumaça. média de 24 (vinte e quatro) horas, de 420 (quatrocentos e vinte) microgramas por metro cúbico.
8. concentração de dióxido de nitrogênio (NO<sub>2</sub>), média de 1 (uma) hora de 2.260 (dois mil, duzentos e sessenta) microgramas por metro cúbico;

§ 7º - O nível de Emergência será declarado quando prevendo-se a manutenção das emissões, bem como condições meteorológicas desfavoráveis à dispersão dos poluentes nas 24 (vinte e quatro) horas subseqüentes, for atingida uma ou mais das condições a seguir enumeradas:

1. concentração de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>); média de 24 (vinte e quatro) horas, de 2.100 (dois mil e cem) microgramas por metro cúbico;
2. concentração de partículas totais em suspensão, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 875 (oitocentos e setenta e cinco) microgramas por metro cúbico;
3. produto, igual a 393 x 103, entre a concentração de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e a concentração de partículas totais em suspensão - ambas em microgramas por metro cúbico, média de 24 (vinte e quatro) horas;

d) concentração de monóxido de carbono (CO), média de 8 (oito) horas, de 46.000 (quarenta e seis mil) microgramas por metro cúbico (40 ppm);

1. concentração de ozônio, média de 1 (uma) hora de 1.000 (hum mil) microgramas por metro cúbico;
2. concentração de partículas inaláveis, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 500 (quinhentos) microgramas por metro cúbico;
3. concentração de fumaça, média de 24 (vinte e quatro) horas, de 500 (quinhentos) microgramas por metro cúbico;
4. concentração de dióxido de nitrogênio (NO<sub>2</sub>), média de 1 (uma) hora de 3.000 (três mil) microgramas por metro cúbico.

§ 8º - Cabe aos Estados a competência para indicar as autoridades responsáveis pela declaração dos diversos níveis, devendo as declarações efetuar-se por qualquer dos meios usuais de comunicação de massa.

§ 9º - Durante a permanência dos níveis acima referidos, as fontes de poluição do ar ficarão, na área atingida sujeitas às restrições previamente estabelecidas pelo órgão de controle ambiental.

Art. 6º - Outros Padrões de Qualidade do Ar para poluentes, além dos aqui previstos, poderão ser estabelecidos pelo CONAMA, se isto vier a ser julgado necessário.

Art. 7º - Enquanto cada Estado não deferir as áreas de Classe I, II e III mencionadas no item 2, subitem 2.3, da Resolução/CONAMA nº 005/89, serão adotados os padrões primários de qualidade do ar estabelecidos nesta Resolução.

Art. 8º - Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Tânia Maria Tonelli Munhoz José A. Lutzenberger

## RESOLUÇÃO CONAMA N.º 008 de 06 de dezembro de 1990\*

O CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE - CONAMA, no uso das atribuições que lhe são conferidas pela Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, alterada pela Lei nº 8.028, de 12 de abril de 1990, regulamentadas pelo Decreto nº 99.274, de 06 de junho de 1990, e tendo em vista o disposto em seu Regimento Interno, e

Considerando o previsto na Resolução/conama/nº 05, de 15 de junho de 1989, que instituiu o Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar PRONAR;

Considerando a necessidade do estabelecimento de limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) em fontes fixas de poluição;

Considerando, que o estabelecimento deste mecanismo, em nível nacional, constitui-se no mais eficaz instrumento de controle da poluição atmosférica, em conjunto com os limites máximos de emissão veiculares, já fixados pelo PROCONVE,

Considerando que, entre toda a tipologia industrial, os processos de combustão externa constituem-se no maior contingente de fontes fixas de poluentes atmosféricos, o que justifica ser a primeira atividade a ter emissões regulamentadas em nível nacional, RESOLVE:

Art. 1º - Estabelecer, em nível nacional, limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas fixas de poluição com potências nominais totais até 70 MW (setenta megawatts) e superiores.

§ 1º - A definição de limites máximos de emissão é aquela dada pela Resolução CONAMA nº 05, de 15.06.89, que instituiu o PRONAR.

§ 2º - Para os efeitos desta Resolução fontes novas de poluição são aquelas pertencentes a empreendimentos cujas LP venha a ser solicitada aos órgãos licenciadores competentes após a publicação desta Resolução.

§ 3º - Entende-se por processo de combustão externa em fontes fixas toda a queima de substâncias combustíveis realizada nos seguintes equipamentos: caldeiras; geradores de vapor; centrais para a geração de energia elétrica; fornos, fornalhas, estufas e secadores para a geração e uso de energia térmica incineradores e gaseificadores.

Art 2º - Para efeitos desta Resolução, ficam definidos os seguintes limites máximos de emissão para particular totais e dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), expressos em peso de poluentes por poder calorífico superior do combustível e densidade colorimétrica, consoante a classificação de usos pretendidos definidas pelo PRONAR.

2.1 Para novas fontes fixas com potência nominal total igual ou inferior a 70 MW (setenta megawatts).

2.1.1 Áreas Classe 1

2.1.1.1 Áreas a serem atmosféricamente preservadas (Unidades de Conservação com exceção das APA'S).

Nestas áreas fica proibida qualquer atividade econômica que gere poluição do ar.

2.1.1.2 Áreas a serem atmosféricamente conservadas (lazer, turismo, estâncias climáticas, hidrominerais e hidrotermais)

a) Partículas Totais

- 120 (cento e vinte) gramas por milhão de quilocalorias.

b) Densidade Colorimétrica

- Máximo de 20% (vinte por cento), equivalente a Escala de Ringelmann nº 01, exceto na operação de ramagem e na partida do equipamento.

c) Dióxido de Enxofre (SO)

- 2.000 (dois mil) gramas por milhão de quilocalorias.

d) O limite de consumo de óleo combustível por fonte rixa, (correspondente à capacidade nominal total do(s) equipamento(s)), será de 3.000 toneladas por ano. Consumos de óleo superiores ao ora estabelecido, ou o use de outros combustíveis estarão sujeitos à aprovação do órgão Estadual do Meio Ambiente por ocasião do licenciamento ambiental.

2.1.2 Áreas Classe II e III

a) Partículas Totais

- 350 (trezentos e cinquenta) gramas por milhão de quilocalorias (para óleo combustível).

- 1.500 (hum mil e quinhentos) gramas por milhão de quilocalorias (para carvão mineral).

b) Densidade Calorimétrica

- Máximo de 20% (vinte por cento), equivalente a Escala de Ringelmann nº 01, exceto na operação de ramagem e na partida do equipamento.

c) Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>)

- 5.000 (cinco mil) gramas por milhão de quilocalorias (para óleo combustível e carvão mineral).

2.2 Para novas fontes fixas com potência nominal total superior a 70MW (setenta megawatts).

2.2.1 Áreas Classe I

Nestas áreas não será permitida a instalação de novas fontes fixas com este porte.

2.2.2 Áreas Classe II e III

a) Partículas Totais

- 120 (cento e vinte) gramas por milhão de quilocalorias (para óleo combustível).

- 800 (oitocentos) gramas por milhão de quilocalorias (para carvão mineral).

b) Densidade Calorimétrica

- Máximo de 2% (vinte por cento), equivalente a Escala de Ringelmann nº 01, exceto na operação de ramagem ou na partida do equipamento.

\* Publicada no D.O.U de 28.12.90

c) Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>)

- 2.000 (dois mil) gramas por milhão de quilocalorias para óleo combustível e carvão mineral).

Art 3º - Para outros combustíveis, exceto óleo combustível e carvão numeral, caberá aos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente o estabelecimento de limites máximos de emissão para partículas totais, dióxido e enxofre e, se for o caso, outros poluentes, quando do licenciamento ambiental do empreendimento.

Art 4º - Cabe aos órgãos Estaduais de Meio Ambiente propor aos governos de seus respectivos estados o enquadramento de suas áreas Classe I e III, conforme já previsto na Resolução/conama/nº 05/89 e Resolução/conama/nº 03/90.

Art. 5º - O atendimento aos limites máximos de emissão aqui estabelecidos, não exime o empreendedor do atendimento a eventuais exigências de controle complementares, conforme a legislação vigente.

Art 6º - A verificação do atendimento aos limites máximos de emissão fixado através desta Resolução, quando do fornecimento da LO - Licença de Operação, poderá ser realizada pelo órgão ambiental licenciador ou pela Empresa em Licenciamento, desde que com acompanhamento do referido órgão ambiental licenciador.

Art 7º - Os limites máximos de emissão aqui fixados são passíveis de uma 1ª. revisão dentro de dois anos, e em seguida a cada 05 (cinco) anos, quando também poderão ser, eventualmente, acrescentados outros poluentes gerados nos processos de combustão externa em fontes rixas.

Art 8º - Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Tânia Maria Tonelli Munhoz José A. Lutzenberger