

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Sumário

<i>Balanco de Gás Natural no Brasil</i>	4
<i>Reservas Nacionais, Produção Nacional e R/P</i>	5
<i>Produção Nacional por Estado</i>	6
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	7
<i>Importações e Oferta Interna</i>	8
<i>Consumo de Gás Natural</i>	9
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	11
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	12
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	13
<i>Preços</i>	14
<i>Competitividade</i>	15
<i>Infraestrutura de Transporte</i>	21
<i>Destaques do PAC e Lei do Gás</i>	23
<i>UPGN's e Tabela de Conversões de Unidades</i>	25
<i>Acompanhamento TC, CVU das Térmicas, CMO e Níveis dos Reservatórios</i>	26
<i>UTES a Gás Natural no Brasil</i>	27

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Nesta edição do Boletim, além das observações habituais que fazemos nesta apresentação, reservamos um espaço nas próximas páginas para analisar o desempenho do setor de gás natural em 2009. Esperamos, com isso, dar destaque aos fatos mais relevantes ocorridos no ano que passou.

Em relação aos dados de dezembro de 2009, registramos subida de 2% na produção nacional, que fechou o mês em 60,44 milhões de m³/dia, recorde no ano. Na região Nordeste, destaca-se o crescimento de 13% na produção da Bahia (+1,15 milhões de m³/dia), que retornou ao nível médio verificado em 2008. Na região Sudeste, houve elevação na produção do Espírito Santo (+0,23 milhões m³/dia) e queda na produção do Rio de Janeiro (-0,44 milhões de m³/dia). Na região Norte, a produção em Urucu manteve-se estável em 10,46 milhões de m³/dia.

A reinjeção subiu 4% (+0,50 milhões de m³/dia) e o consumo das unidades de E&P manteve-se praticamente constante em relação ao mês anterior. Pelo sexto mês consecutivo houve queda na queima e perda em razão da elevação do nível de aproveitamento de gás natural associado em unidades de produção da bacia de Campos. Em dezembro esse volume foi de 7,46 milhões de m³/dia, redução de 6% em relação ao mês anterior.

A oferta de gás nacional bateu o recorde anual, fechando o mês em 25,14 milhões de m³/dia. Já a oferta total ao mercado caiu apenas 1% (-0,23 milhões de m³/dia), fechando o mês em 45,29 milhões de m³/dia. Em razão disso, a importação de gás natural apresentou queda de 5% (-1,13 milhões de m³/dia). A demanda manteve-se praticamente estável em todos os segmentos de consumo.

Por fim, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos a conclusão do gasoduto GASDUC III, que foi inaugurado no dia 3 de fevereiro. O Gasduc III aumenta a flexibilidade na oferta e a capacidade de transporte para atender o mercado do Sudeste, região de maior consumo de gás natural do país. Além de permitir o crescimento da oferta para o mercado não térmico, com o Gasduc III está garantido o pleno atendimento das usinas Mario Lago (922 MW), Barbosa Lima Sobrinho (394 MW), Leonel Brizola (1.036 MW) e Norte Fluminense (869 MW) – que juntas tem capacidade instalada de 3.221 MW.

Boa leitura a todos.
Departamento de Gás Natural.
boletimdogas@mme.gov.br

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2009

O ano de 2009 foi um ano de avanços importantes, mas também de grandes desafios para o setor de gás natural brasileiro.

Entre os avanços está a sanção da Lei do Gás, marco regulatório que abre novas perspectivas para o setor. A Lei 11.909, de 4 de março de 2009, trouxe inovações que contribuirão para consolidar a indústria do gás natural no Brasil. Destacam-se a introdução do regime de concessão para novos gasodutos, a atribuição de competência ao MME no planejamento da expansão da malha de transporte, a regulamentação das atividades de estocagem e de armazenamento, o acesso regulado aos gasodutos e o tratamento legal aos aspectos da contingência no suprimento.

O mercado de gás natural enfrentou desafios, entre eles a redução da demanda industrial causada pela crise financeira internacional de 2008, e a queda do consumo térmico em função do elevado nível de chuvas, especialmente no segundo semestre. Ao longo de todo o ano houve oferta reprimida de gás nacional, principalmente nos campos de produção de gás não associado dos Estados do Espírito Santo e da Bahia. Houve ainda perda de competitividade do gás natural frente aos energéticos com os quais disputa mercado, em especial por causa da regra contratual de formação do preço do gás vendido às distribuidoras, que contém sistemática de amortecimento de volatilidades.

O ano de 2009 também foi marcado pela entrada em operação dos dois primeiros terminais de regaseificação de GNL, o de Pecém/CE, em janeiro, e o da Baía de Guanabara, em março, com capacidades de 7 e 14 milhões de m³/dia, respectivamente. A instalação desses terminais, além de permitir a diversificação das fontes de importação de gás natural, traz a flexibilidade necessária ao atendimento da demanda térmica do País, que apresenta grandes variações ao longo do ano em função dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Em 2009, foram concluídos mais de 500 km de gasodutos de transporte, entre eles o Japeri-Reduç, em maio, e o Paulínia-Jacutinga, em novembro. O primeiro permite que o gás boliviano chegue ao mercado fluminense e o segundo garante o suprimento de gás à região sul de Minas Gerais. Merece destaque a entrada em operação, em novembro, do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, que permite escoar a produção de gás natural dos polos de Urucu e Juruá para atendimento do mercado do Amazonas, principalmente para a geração de energia elétrica.

A produção nacional média de gás natural em 2009 foi de 57,91 milhões de m³/dia, 2% inferior a 2008, porém, a oferta reprimida de gás nacional foi de aproximadamente 6 milhões de m³/dia. No Sudeste, destaca-se, em especial, o crescimento da produção no Rio de Janeiro, em razão da entrada em operação do FPSO Cidade de Niterói e do aumento do aproveitamento de gás nas plataformas P-51, P-53 e P-54, que elevou a produção no Estado de 24,97 milhões de m³/dia em dezembro de 2008 para 28,95 milhões de m³/dia em dezembro de 2009.

Em razão do aumento gradual do aproveitamento do gás dessas plataformas e também de procedimentos de manutenção em outras unidades de produção e de processamento na bacia de Campos na metade do ano, houve crescimento substancial da queima em 2009, que atingiu o pico de 13,36 milhões de m³/dia em junho, aproximadamente o dobro da média anual dos últimos anos. A partir de julho esses volumes foram decrescendo, até atingir 7,46 milhões de m³/dia em dezembro de 2009.

O Estado do Espírito Santo foi o que apresentou a maior queda de produção, fechando o ano em 2,94 milhões de m³/dia, redução de 62% em relação aos 7,68 milhões de m³/dia em 2008. O nível de produção nos campos de gás não associado do Estado, especialmente os de Peroá I e II, foi modulado para compensar as variações na demanda. Da mesma forma, mas em menor grau, a produção de gás não associado na Bahia, especialmente no campo de Manati, foi reduzida em aproximadamente 1,2 milhões de m³/dia em relação ao ano anterior. A produção média de gás no Estado em 2009 foi de 8,37 milhões de m³/dia, queda de 9% em relação aos 9,22 milhões de m³/dia de 2008.

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2009 (CONTINUAÇÃO)

A importação de gás natural da Bolívia caiu 27% em relação à média de 2008, ficando em 22,20 milhões de m³/dia, abaixo da capacidade máxima de transporte do Gasoduto Bolívia-Brasil, que é de 30 milhões de m³/dia. A despeito disso, em 2009, a participação do gás natural boliviano na oferta total manteve-se praticamente estável, 49,7% em média, o que reflete a queda nas demandas industrial e térmica. A redução da importação a partir de julho de 2009 também foi influenciada pelo aumento da oferta de gás nacional decorrente do aproveitamento da produção nas novas plataformas da bacia de Campos. A importação de gás natural da Argentina, reduzida a zero em junho de 2008 por causa do agravamento dos problemas de abastecimento interno daquele país, não foi retomada em 2009.

Em relação à demanda de gás natural no País, o ano de 2009 foi caracterizado, primeiramente, pela acentuada queda do consumo no setor industrial nos primeiros três meses do ano. A partir de abril houve crescimento gradual do consumo, principalmente em decorrência dos leilões de curto prazo efetuados pela Petrobras. A despeito dessa recuperação, o consumo médio em 2009 foi 15% inferior a 2008 nesse setor.

O comportamento do consumo no segmento de geração de energia elétrica variou ao longo do ano de 2009. No primeiro trimestre, com a interrupção do despacho de térmicas por razões de garantia do suprimento energético, o consumo foi reduzido para cerca de 7 milhões de m³/dia, em comparação com os 14 milhões no final de 2008. Em abril o consumo caiu para 4,7 milhões de m³/dia com a queda do Custo Marginal de Operação. Em maio e junho o consumo subiu novamente para aproximadamente 10 milhões de m³/dia, em função da decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, de 22 de abril de 2009, de adotar um nível meta para os reservatórios ao final do período úmido. Por fim, no segundo semestre, em função da alta pluviosidade nas regiões Sul e Sudeste, o consumo ficou abaixo de 3 milhões de m³/dia.

Os consumos nos segmentos residencial, comercial e de cogeração permaneceram estáveis em relação ao ano anterior. No segmento automotivo houve queda de 13% em relação a 2008, basicamente por causa da competitividade do GNV frente ao álcool e à gasolina.

No primeiro semestre de 2009, a competitividade do gás natural em relação aos seus energéticos competidores ficou comprometida, especialmente no segmento industrial, responsável por mais de 60% do consumo total. Isso ocorreu porque os preços do gás boliviano e do gás nacional são reajustados com amortecimento em relação às cotações internacionais do petróleo, de maneira a absorver as variações bruscas que ocorrem no mercado *spot*. Essa sistemática, além de evitar que a volatilidade da cotação do petróleo impacte negativamente na organização do mercado de gás natural, permite, sobretudo, o planejamento dos agentes do setor, que podem projetar o preço do gás para vários meses à frente, com relativa precisão.

O reajuste do preço leva em conta a média de uma cesta de óleos no trimestre anterior e possui um amortecimento de 50%, por isso, a competitividade do gás natural aumenta nos períodos de subida do preço do petróleo, mas fica prejudicada nos momentos de queda, pois há uma defasagem de tempo entre a queda na cotação das cestas de óleos e a verificação do seu impacto no preço do gás natural, exatamente como ocorreu nos primeiros meses de 2009. Conforme antecipamos há um ano, essa situação foi se revertendo à medida que a cotação internacional do petróleo foi subindo novamente, de modo que a partir do início do segundo semestre o gás natural já tinha recuperado a sua competitividade frente ao óleo combustível nos principais mercados do País.

Nos próximos anos, a tendência é de que o mercado de gás natural continue crescendo, afinado com as perspectivas de oferta crescente de gás nacional. Em relação à infraestrutura de transporte, em 2010 está prevista a conclusão de importantes gasodutos, entre eles, o último trecho do GASENE entre Cacimbas/ES e Catu/BA, que enfim interligará as malhas das regiões Sudeste e Nordeste. Por fim, com a conclusão do processo de regulamentação da Lei do Gás, entrará no topo da agenda do setor a discussão do Plano de Expansão da Malha Dutoviária – PEMAT relativo ao planejamento de novos gasodutos para os próximos 10 anos.

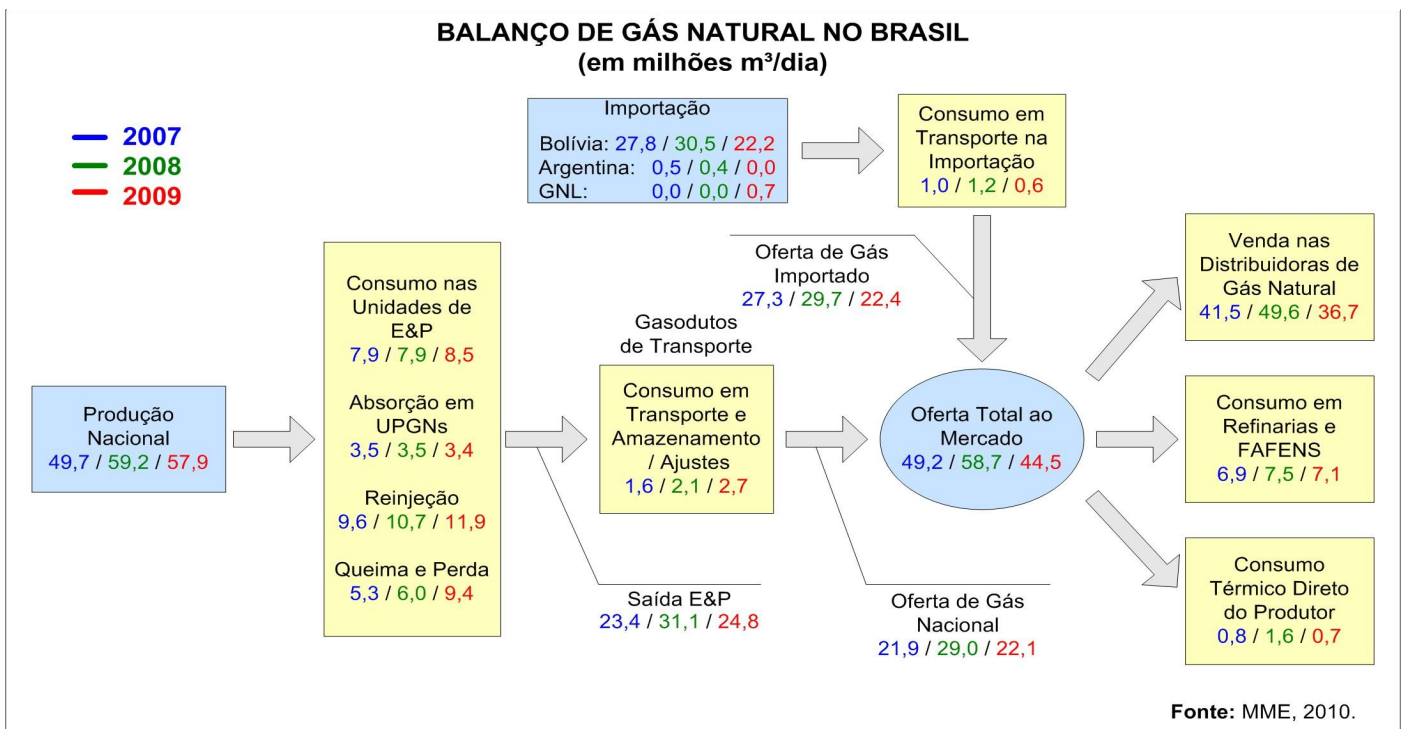
BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	2005	2006	2007	2008	2009												2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2009
PRODUÇÃO NACIONAL	48,49	48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08	58,01	57,04	59,96	59,45	59,12	60,44	57,91
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	10,64	12,26	12,11	11,38	11,41	11,34	12,00	11,68	12,28	11,91	11,85	12,18	12,68	11,92
Queima e perda	6,78	5,07	5,33	5,97	6,08	8,14	10,14	9,98	9,26	13,36	12,08	9,85	9,99	8,29	7,94	7,46	9,38
Consumo nas unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,90	8,46	8,24	7,91	7,85	8,04	7,95	7,97	8,30	8,76	9,12	9,43	9,36	8,45
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,57	2,14	2,30	2,85	2,92	3,03	2,92	2,80	3,00	2,00	2,38	3,58	2,09	2,68	2,71
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,48	3,52	3,51	3,44	3,26	3,83	2,78	3,16	3,37	3,58	3,41	3,17	3,11	3,35
Oferta de gás nacional ao mercado	23,42	22,32	21,82	29,03	20,88	21,22	22,00	20,58	23,02	20,19	20,12	21,25	23,35	23,20	24,31	25,15	22,10
IMPORTAÇÃO	24,64	26,82	28,30	30,92	20,80	20,08	20,43	21,09	26,87	28,47	25,46	23,08	22,51	24,05	21,69	20,56	22,92
Bolívia	23,68	25,52	27,84	30,54	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	27,29	24,40	22,14	20,69	22,50	21,05	20,14	22,20
Argentina	0,96	1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39	0,00	0,57	0,11	0,00	1,19	1,06	0,94	1,81	1,55	0,64	0,42	0,72
Consumo em transporte na importação	0,44	0,72	0,95	1,23	0,50	0,46	0,44	0,48	0,95	0,97	0,72	0,52	0,44	0,56	0,45	0,42	0,58
Oferta de gás importado ao mercado	24,20	26,10	27,35	29,69	20,30	19,62	19,99	20,61	25,91	27,50	24,74	22,55	22,06	23,49	21,24	20,15	22,35
OFERTA TOTAL AO MERCADO	47,61	48,42	49,17	58,72	41,18	40,84	41,98	41,19	48,94	47,69	44,85	43,80	45,41	46,69	45,55	45,29	44,45
Venda nas distribuidoras de gás natural	40,60	41,26	41,49	49,62	33,76	33,41	34,42	32,86	41,56	40,69	37,21	36,95	36,76	38,39	37,87	36,50	36,70
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,11	6,52	6,89	7,50	6,16	6,48	6,56	7,65	6,98	6,22	6,61	6,55	8,03	8,07	7,48	8,29	7,09
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoeará/Termoaçú)	0,90	0,64	0,79	1,60	1,26	0,95	1,00	0,68	0,39	0,78	1,03	0,29	0,62	0,22	0,20	0,50	0,66
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,2%	46,1%	44,4%	49,4%	50,7%	52,0%	52,4%	50,0%	47,0%	42,3%	44,8%	48,5%	51,4%	49,7%	53,4%	55,5%	49,7%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS. Jan/10

* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

NOTA: Os valores de consumo em transporte em GASBOL foram revisados em relação à edição de novembro de 2009. Os novos valores correspondem aos volumes efetivamente realizados. Anteriormente, o consumo no GASBOL era estimado a partir de uma tabela com valores de referência.



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Hugo Leonardo Gosmann, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Juliano Vilela Borges e Aldo Barroso Cores Junior.

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027

Fonte: ANP, janeiro de 2010.

Nota:

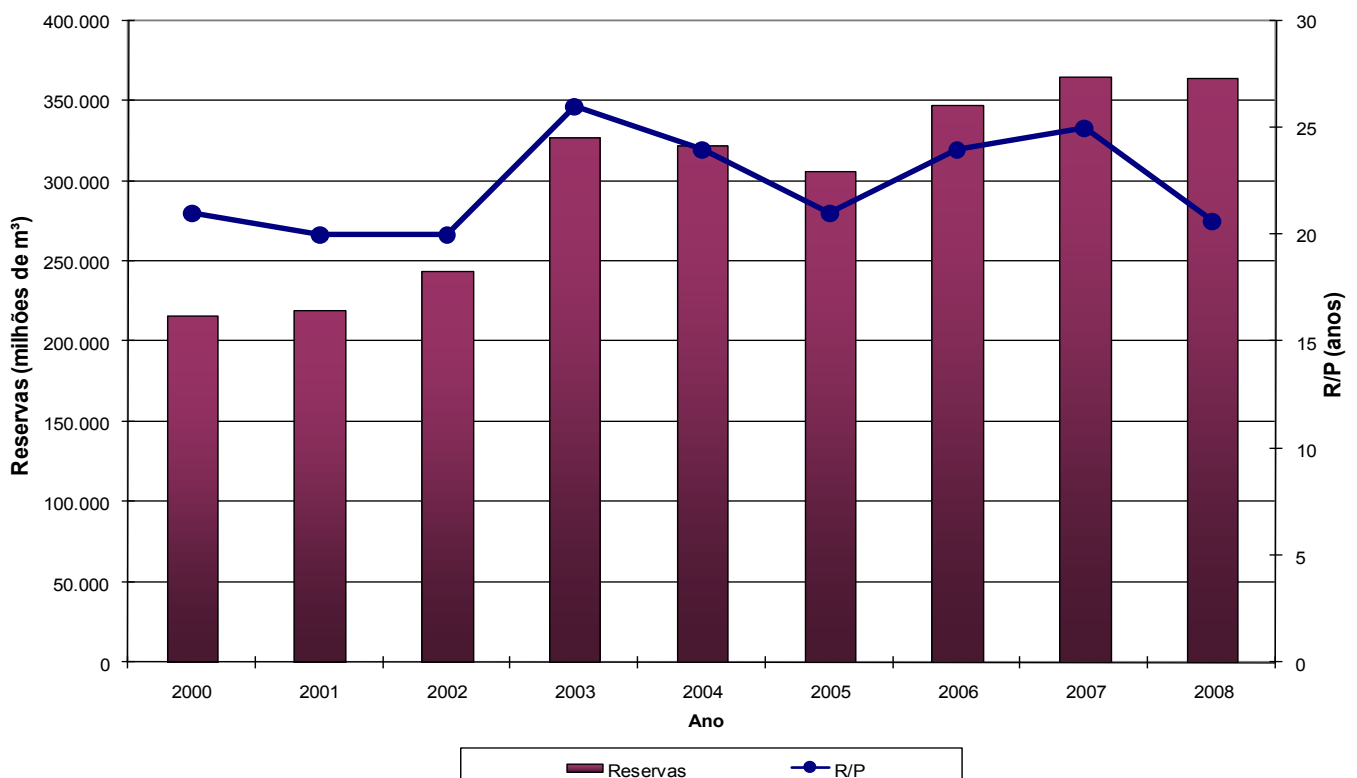
1) Os dados relativos às Reservas Provadas de Gás Natural estão atualizados, de acordo com a Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP. No entanto, exceto os anos de 2002, 2005, 2006 e 2008 esses dados diferem daqueles apresentados na página da ANP (www.anp.gov.br). A Agência está providenciando os ajustes necessários.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	2006	2007	2008	2009												2009
	Média	Média	Média	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
Terra	18,31	17,22	17,19	16,55	16,55	16,35	16,85	16,19	16,51	16,74	16,73	16,39	16,64	16,47	16,77	16,56
Mar	30,20	32,51	41,97	36,96	39,52	41,44	39,26	42,23	42,56	41,27	40,31	43,57	42,81	42,65	43,67	41,35
Gás Associado	37,42	37,02	39,77	42,12	44,09	47,59	46,35	46,15	47,31	46,80	47,91	48,35	47,09	47,24	47,01	46,50
Gás Não Associado	11,08	12,72	19,39	11,39	11,98	10,20	9,76	12,26	11,77	11,21	9,13	11,61	12,36	11,88	13,44	11,41
TOTAL	48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08	58,01	57,04	59,96	59,45	59,12	60,44	57,91

Fonte: ANP, janeiro 2010

RESERVAS X R/P (BRASIL)



PRODUÇÃO NACIONAL POR ESTADO (EM MILHÕES DE M³/DIA)

UF	LOCALIZAÇÃO	2006 Média	2007 Média	2008 Média	2009												2009 Média
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AM	Subtotal	9,24	9,72	10,23	10,36	10,38	9,96	10,42	10,47	10,46	10,47	10,41	10,14	10,39	10,35	10,46	10,36
	Terra	9,24	9,72	10,23	10,36	10,38	9,96	10,42	10,47	10,46	10,47	10,41	10,14	10,39	10,35	10,46	10,36
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	9,22	9,66	10,13	10,31	10,30	9,96	10,22	10,29	10,28	10,28	10,21	9,94	10,19	10,15	10,28	10,20
	Gás Não Associado	0,03	0,07	0,09	0,05	0,08	0,00	0,21	0,18	0,18	0,19	0,21	0,20	0,20	0,20	0,18	0,16
CE	Subtotal	0,27	0,21	0,18	0,19	0,19	0,19	0,17	0,15	0,10	0,11	0,12	0,16	0,15	0,16	0,16	0,15
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,27	0,21	0,18	0,18	0,19	0,18	0,17	0,15	0,10	0,11	0,12	0,16	0,15	0,16	0,16	0,15
	Gás Associado	0,27	0,21	0,18	0,19	0,19	0,19	0,17	0,15	0,10	0,11	0,12	0,16	0,15	0,16	0,16	0,15
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RN	Subtotal	3,23	2,96	2,54	2,33	2,09	2,02	2,09	2,17	2,14	2,20	2,04	2,08	2,03	1,93	1,92	2,09
	Terra	0,73	0,86	0,87	0,84	0,74	0,70	0,72	0,68	0,72	0,78	0,73	0,77	0,77	0,75	0,79	0,75
	Mar	2,51	2,10	1,67	1,49	1,35	1,32	1,36	1,49	1,42	1,42	1,31	1,31	1,26	1,18	1,13	1,34
	Gás Associado	1,96	1,62	1,48	1,06	1,01	1,57	1,59	1,56	1,54	1,60	1,47	1,49	1,44	1,35	1,33	1,42
	Gás Não Associado	1,27	1,34	1,06	1,26	1,08	0,44	0,50	0,61	0,61	0,60	0,57	0,59	0,59	0,58	0,59	0,67
AL	Subtotal	2,80	2,48	2,23	1,87	1,95	2,13	2,13	1,70	1,88	2,04	2,18	2,21	2,16	1,97	2,19	2,03
	Terra	2,41	2,10	1,88	1,51	1,59	1,78	1,80	1,36	1,56	1,71	1,85	1,87	1,82	1,63	1,86	1,69
	Mar	0,40	0,39	0,35	0,36	0,36	0,35	0,33	0,34	0,33	0,33	0,33	0,35	0,35	0,34	0,33	0,34
	Gás Associado	0,68	0,60	0,60	0,60	0,61	1,18	1,26	1,02	1,10	0,76	0,78	0,78	0,81	0,78	0,82	0,87
	Gás Não Associado	2,12	1,89	1,63	1,27	1,34	0,95	0,87	0,68	0,78	1,28	1,40	1,44	1,35	1,19	1,37	1,16
SE	Subtotal	1,67	1,50	2,35	2,71	2,70	2,75	2,33	2,59	2,68	2,79	2,60	2,62	2,48	2,58	2,62	2,62
	Terra	0,23	0,26	0,25	0,24	0,24	0,27	0,26	0,24	0,23	0,26	0,27	0,26	0,26	0,25	0,27	0,25
	Mar	1,44	1,24	2,10	2,47	2,47	2,48	2,07	2,34	2,45	2,53	2,33	2,36	2,23	2,34	2,35	2,37
	Gás Associado	0,82	0,80	1,61	1,89	1,90	2,71	2,27	2,52	2,62	2,30	2,14	2,16	2,05	2,14	2,20	2,24
	Gás Não Associado	0,85	0,70	0,73	0,81	0,81	0,04	0,06	0,06	0,06	0,49	0,46	0,46	0,44	0,44	0,42	0,38
BA	Subtotal	5,19	7,24	9,22	7,05	8,26	7,65	8,08	8,03	8,68	9,03	7,49	9,25	8,58	8,58	9,73	8,37
	Terra	5,15	4,06	3,52	3,36	3,30	3,33	3,35	3,23	3,32	3,19	3,11	3,01	3,10	3,18	3,09	3,21
	Mar	0,04	3,18	5,70	3,70	4,97	4,32	4,73	4,80	5,36	5,84	4,38	6,24	5,48	5,40	6,64	5,16
	Gás Associado	1,30	1,31	1,35	1,40	1,37	2,13	2,03	1,92	1,91	1,63	1,61	1,57	1,70	1,78	1,65	1,72
	Gás Não Associado	3,89	5,93	7,87	5,66	6,89	5,53	6,05	6,11	6,77	7,40	5,88	7,68	6,89	6,80	8,08	6,64
ES	Subtotal	2,49	2,64	7,68	2,58	1,91	3,47	2,33	4,95	3,52	1,61	1,67	2,24	3,80	3,49	3,72	2,94
	Terra	0,55	0,23	0,44	0,23	0,31	0,33	0,30	0,21	0,22	0,34	0,36	0,34	0,31	0,32	0,31	0,30
	Mar	1,94	2,41	7,24	2,35	1,61	3,15	2,03	4,74	3,30	1,27	1,31	1,90	3,49	3,17	3,41	2,64
	Gás Associado	1,29	1,65	1,20	0,81	0,70	0,92	0,87	0,91	0,85	1,01	1,49	1,71	1,79	1,50	1,62	1,18
	Gás Não Associado	1,20	0,99	6,48	1,77	1,21	2,56	1,46	4,04	2,67	0,60	0,17	0,53	2,02	1,99	2,10	1,76
RJ	Subtotal	22,51	21,99	24,00	25,88	28,05	29,10	28,04	27,81	29,04	29,21	30,11	30,54	28,99	29,39	28,95	28,76
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	22,51	21,99	24,00	25,88	28,05	29,10	28,04	27,81	29,04	29,21	30,11	30,54	28,99	29,39	28,95	28,76
	Gás Associado	21,76	21,07	23,14	25,86	28,02	28,94	27,94	27,78	28,91	29,12	30,09	30,54	28,98	29,38	28,95	28,71
	Gás Não Associado	0,75	0,92	0,86	0,02	0,03	0,16	0,10	0,03	0,13	0,10	0,02	0,00	0,01	0,01	0,00	0,05
SP	Subtotal	0,98	0,89	0,66	0,54	0,54	0,53	0,53	0,55	0,57	0,56	0,42	0,71	0,86	0,67	0,70	0,60
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,98	0,89	0,66	0,54	0,54	0,53	0,53	0,55	0,57	0,56	0,42	0,71	0,86	0,67	0,70	0,60
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Não Associado	0,98	0,89	0,66	0,54	0,54	0,53	0,53	0,55	0,57	0,56	0,42	0,71	0,86	0,67	0,70	0,60
PR	Subtotal	0,11	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Mar	0,11	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	0,11	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Brasil		48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08	58,01	57,04	59,96	59,45	59,12	60,44	57,91

Fonte: ANP, janeiro 2010

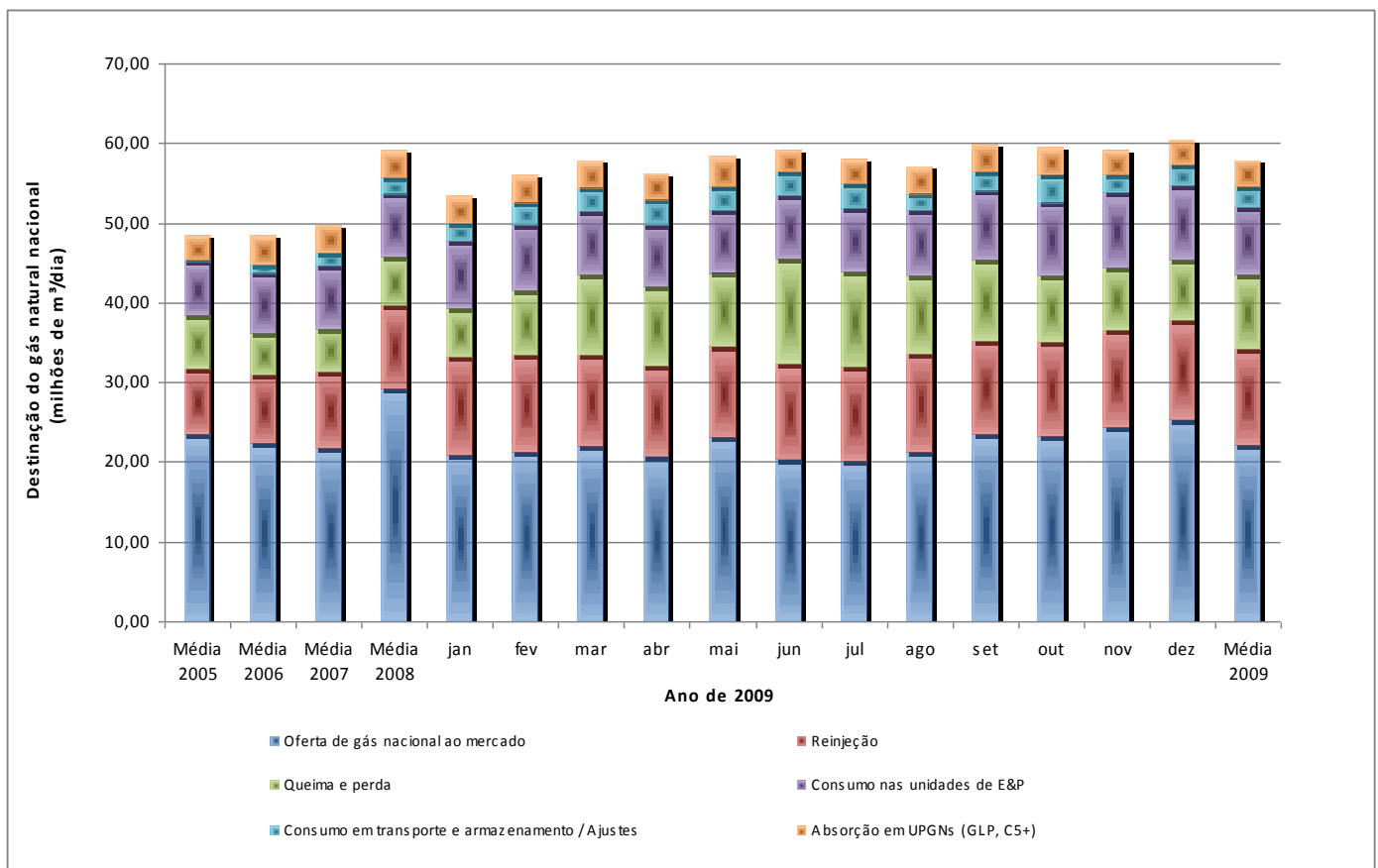
DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	2005	2006	2007	2008	2009												2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2009
PRODUÇÃO NACIONAL	48,49	48,50	49,73	59,16	53,51	56,07	57,79	56,11	58,41	59,08	58,01	57,04	59,96	59,45	59,12	60,44	57,91
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	10,64	12,26	12,11	11,38	11,41	11,34	12,00	11,68	12,28	11,91	11,85	12,18	12,68	11,92
Queima e perda	6,78	5,07	5,33	5,97	6,08	8,14	10,14	9,98	9,26	13,36	12,08	9,85	9,99	8,29	7,94	7,46	9,38
Consumo nas unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,90	8,46	8,24	7,91	7,85	8,04	7,95	7,97	8,30	8,76	9,12	9,43	9,36	8,45
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,57	2,14	2,30	2,85	2,92	3,03	2,92	2,80	3,00	2,00	2,38	3,58	2,09	2,68	2,71
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,48	3,52	3,51	3,44	3,26	3,83	2,78	3,16	3,37	3,58	3,41	3,17	3,11	3,35
Oferta de gás nacional ao mercado	23,42	22,32	21,82	29,03	20,88	21,22	22,00	20,58	23,02	20,19	20,12	21,25	23,35	23,20	24,31	25,15	22,10
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,2%	46,1%	44,4%	49,4%	50,7%	52,0%	52,4%	50,0%	47,0%	42,3%	44,8%	48,5%	51,4%	49,7%	53,4%	55,5%	49,7%

Fonte: ANP e PETROBRAS. Jan/10

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de dezembro de 2009.

GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m ³ /dia)			2006	2007	2008	2009												
			Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2009
Bolívia	TBG	Petrobras	24,44	26,90	30,52	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	27,29	24,40	22,14	20,69	22,50	21,05	20,14	22,20
		BG	0,50	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	EPE		0,57	0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Subtotal		25,52	27,84	30,54	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	27,29	24,40	22,14	20,69	22,50	21,05	20,14	22,20
Argentina	Sulgás (TSB)		1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Subtotal		1,30	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	1,06	0,94	1,81	1,55	0,64	0,42	0,63
TOTAL			26,82	28,30	30,92	20,41	20,08	19,86	20,98	26,87	28,47	25,46	23,08	22,51	24,05	21,69	20,56	22,83
Consumo em transporte na importação			0,72	0,95	1,23	0,50	0,46	0,44	0,48	0,95	0,97	0,72	0,52	0,44	0,56	0,45	0,42	0,58
Oferta de gás importado			26,10	27,35	29,69	19,91	19,62	19,41	20,50	25,91	27,50	24,74	22,55	22,06	23,49	21,24	20,15	22,26

Fonte: ANP, janeiro 2010

Legenda:

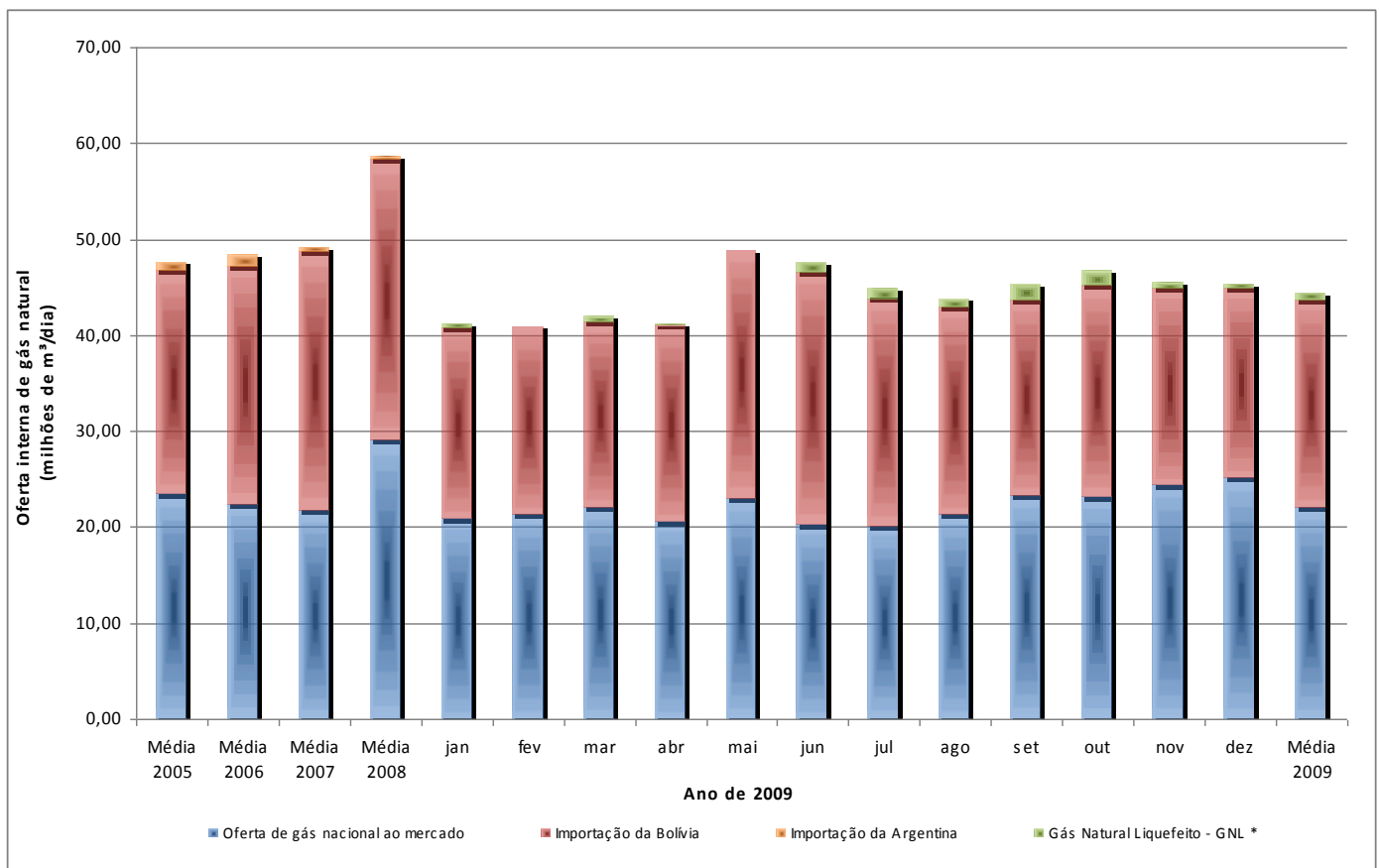
EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de dezembro de 2009.

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



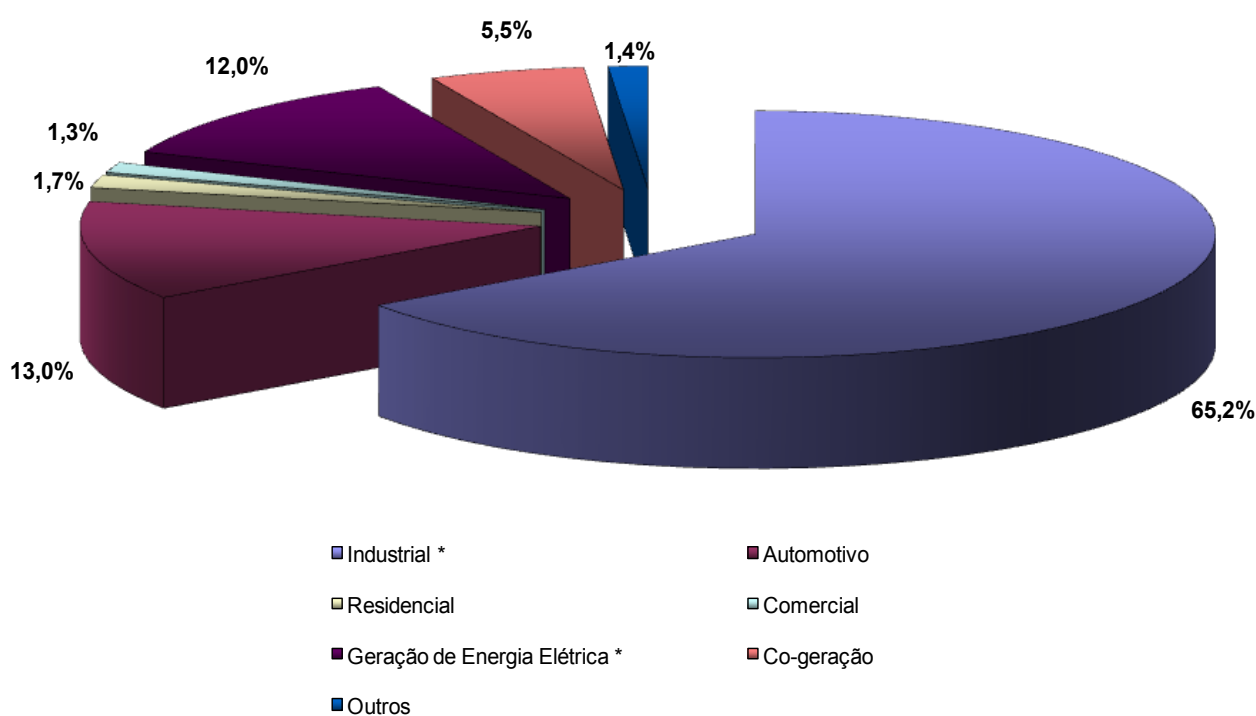
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	2009 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	29,46	30,79	32,24	33,40	25,18	24,86	25,00	26,91	27,92	28,36	29,86	30,45	31,89	33,29	32,32	31,80	28,99	65,2%
Automotivo	5,28	6,31	7,01	6,63	5,66	6,07	5,92	5,74	5,69	5,68	5,55	5,57	5,74	5,70	5,87	6,08	5,77	13,0%
Residencial	0,61	0,65	0,66	0,72	0,64	0,61	0,57	0,68	0,78	0,84	0,85	0,87	0,84	0,81	0,74	0,66	0,74	1,7%
Comercial	0,50	0,56	0,58	0,61	0,55	0,58	0,58	0,56	0,60	0,60	0,56	0,61	0,60	0,61	0,63	0,63	0,59	1,3%
Geração de Energia Elétrica *	10,26	7,98	6,43	14,94	7,26	6,26	7,52	4,69	10,85	9,14	4,71	2,82	2,93	2,80	2,24	2,53	5,31	12,0%
Co-geração	1,43	1,81	1,92	2,26	1,73	1,73	1,68	1,89	2,51	2,48	2,65	2,82	2,87	2,83	3,06	2,89	2,43	5,5%
Outros	0,07	0,32	0,23	0,15	0,16	0,72	0,71	0,72	0,59	0,60	0,67	0,66	0,55	0,63	0,67	0,70	0,61	1,4%
TOTAL	47,61	48,42	49,08	58,71	41,17	40,83	41,98	41,18	48,93	47,69	44,85	43,79	45,41	46,68	45,54	45,28	44,44	100,0%
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	10,12	13,16	12,99	13,50	14,51	14,80	14,46	14,32	14,80	13,55	14,11	13,79	14,87	16,26	14,82	15,16	14,62	
TOTAL GERAL	57,73	61,58	62,16	72,19	55,68	55,63	56,43	55,50	63,73	61,23	58,96	57,58	60,27	62,94	60,36	60,44	59,06	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, janeiro 2010

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2009



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	2009 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,42	0,46	0,50	0,50	0,45	0,46	0,37	0,46	0,47	0,47	0,47	0,43	0,47	0,47	0,47	0,46	0,45	1%
Bahiagás (BA)	3,57	3,35	3,36	3,47	2,19	2,92	2,50	2,64	3,13	2,95	3,15	3,41	3,22	3,57	3,81	3,75	3,10	8%
BR Distribuidora (ES)	1,06	1,11	1,22	1,84	1,02	0,94	0,87	0,96	1,11	1,29	1,49	1,52	1,67	1,73	1,68	1,83	1,34	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0%
Ceg (RJ)	5,32	5,37	6,00	8,46	5,03	5,16	5,82	4,79	7,86	5,88	5,00	5,19	5,15	5,88	6,12	6,14	5,67	15%
Ceg Rio (RJ)	4,58	4,83	4,33	9,14	4,75	4,83	5,19	4,14	6,18	5,16	3,00	2,66	2,22	2,24	2,52	2,29	3,76	10%
Cegás (CE)	0,74	0,62	0,47	0,51	0,65	0,41	0,41	0,55	0,40	1,12	1,05	0,60	0,46	1,29	0,84	0,89	0,72	2%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Comgas (SP)	11,89	13,04	13,89	14,28	10,71	10,03	10,05	10,33	11,46	12,24	12,41	12,70	12,80	12,99	12,59	11,67	11,66	32%
Compagás (PR)	0,68	1,11	1,75	1,29	1,31	1,77	1,52	1,30	2,42	2,50	1,09	0,89	0,85	0,92	0,84	0,85	1,36	4%
Copergás (PE)	2,76	1,47	1,07	1,15	1,12	0,78	1,14	1,12	0,84	1,40	1,71	1,66	2,37	1,35	1,05	0,96	1,29	4%
Gas Brasileiro (SP)	0,28	0,36	0,43	0,48	0,48	0,45	0,39	0,38	0,41	0,45	0,60	0,65	0,63	0,67	0,65	0,57	0,53	1%
Gasmig (MG)	1,83	2,01	1,74	2,40	1,30	0,99	1,45	1,20	2,04	1,84	1,67	1,66	1,24	1,49	1,52	1,61	1,50	4%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Mtgás (MT)	0,65	0,58	0,65	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0%
Msgás (MS)	1,31	0,94	0,38	0,28	0,04	0,05	0,08	0,19	0,13	0,11	0,18	0,19	0,19	0,21	0,24	0,19	0,15	0%
Pbgás (PB)	0,27	0,32	0,36	0,38	0,34	0,33	0,34	0,33	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,39	0,38	0,38	0,36	1%
Potigás (RN)	0,34	0,37	0,40	0,40	0,34	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	0,38	0,37	0,39	0,38	0,37	0,35	0,37	1%
São Paulo Sul (SP)	0,94	1,12	1,27	1,36	1,21	1,16	0,96	1,10	1,22	1,26	1,25	1,29	1,35	1,46	1,49	1,36	1,26	3%
Scgás (SC)	1,30	1,44	1,54	1,57	1,43	1,46	1,49	1,51	1,58	1,60	1,66	1,67	1,67	1,67	1,65	1,54	1,58	4%
Sergás (SE)	0,22	0,27	0,30	0,28	0,25	0,27	0,26	0,25	0,25	0,24	0,25	0,27	0,27	0,28	0,27	0,27	0,26	1%
Sulgás (RS)	2,44	2,48	1,75	1,74	1,12	1,02	1,18	1,25	1,31	1,43	1,46	1,39	1,43	1,37	1,36	1,37	1,31	4%
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	40,60	41,26	41,41	49,59	33,76	33,41	34,42	32,86	41,56	40,69	37,21	36,95	36,76	38,39	37,87	36,50	36,70	100%

Fonte: Abegás, janeiro 2010

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009	2009 Média %
					jan	Fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Algás (AL)	0,42	0,46	0,50	0,50	0,45	0,46	0,37	0,46	0,47	0,47	0,47	0,43	0,47	0,47	0,47	0,46	0,45	1%
Bahiagás (BA)	3,53	3,35	3,36	3,47	2,19	2,79	2,50	2,64	3,13	2,95	3,15	3,40	3,22	3,57	3,80	3,75	3,09	10%
BR Distribuidora (ES)	1,06	1,11	1,22	1,84	1,02	0,94	0,87	0,96	1,11	1,29	1,49	1,52	1,67	1,73	1,68	1,83	1,34	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0%
Ceg (RJ)	4,28	4,74	5,06	4,92	3,97	4,04	4,09	4,03	4,19	4,13	4,19	4,22	4,33	4,55	4,75	4,76	4,27	13%
Ceg Rio (RJ)	2,51	2,43	2,38	2,32	1,69	1,89	1,89	1,95	2,10	2,09	2,06	2,27	2,18	2,22	2,34	2,29	2,08	6%
Cegás (CE)	0,44	0,45	0,46	0,46	0,44	0,41	0,41	0,40	0,40	0,42	0,45	0,43	0,43	0,45	0,44	0,41	0,42	1%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Comgas (SP)	11,49	12,88	13,67	13,37	10,18	9,99	10,02	10,32	11,41	12,22	12,41	12,70	12,80	12,99	12,59	11,66	11,61	36%
Compagás (PR)	0,68	0,77	0,85	0,87	0,63	0,70	0,79	0,79	0,74	0,88	0,85	0,88	0,85	0,92	0,84	0,85	0,81	3%
Copergás (PE)	0,88	0,98	1,02	0,99	0,85	0,78	0,85	0,83	0,84	0,88	0,89	0,91	0,95	0,97	0,97	0,94	0,89	3%
Gas Brasileiro (SP)	0,28	0,36	0,43	0,48	0,48	0,45	0,39	0,38	0,41	0,45	0,60	0,65	0,63	0,67	0,65	0,57	0,53	2%
Gasmig (MG)	1,46	1,49	1,53	1,62	1,12	0,98	1,01	1,10	1,08	1,21	1,41	1,44	1,24	1,49	1,52	1,46	1,26	4%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Mtgás (MT)	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0%
Msgás (MS)	0,04	0,14	0,04	0,04	0,04	0,05	0,08	0,19	0,13	0,07	0,18	0,19	0,19	0,21	0,24	0,19	0,15	0%
Pbgás (PB)	0,27	0,32	0,36	0,38	0,34	0,33	0,34	0,33	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,39	0,38	0,38	0,36	1%
Potigás (RN)	0,34	0,37	0,40	0,40	0,34	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	0,38	0,37	0,39	0,38	0,37	0,35	0,37	1%
São Paulo Sul (SP)	0,94	1,12	1,27	1,36	1,21	1,16	0,96	1,10	1,22	1,26	1,25	1,29	1,35	1,46	1,49	1,36	1,26	4%
Scgás (SC)	1,30	1,44	1,54	1,57	1,43	1,46	1,49	1,51	1,58	1,60	1,66	1,67	1,67	1,67	1,65	1,54	1,58	5%
Sergás (SE)	0,22	0,27	0,30	0,28	0,25	0,27	0,26	0,25	0,25	0,24	0,25	0,27	0,27	0,28	0,27	0,27	0,26	1%
Sulgás (RS)	1,09	1,21	1,36	1,38	1,12	1,02	1,18	1,25	1,31	1,43	1,46	1,39	1,43	1,37	1,36	1,37	1,31	4%
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	31,25	33,92	35,76	36,27	27,76	28,10	27,90	28,84	31,10	32,34	33,54	34,42	34,46	35,81	35,83	34,47	32,05	100%

Fonte: Abegás, janeiro 2010

BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

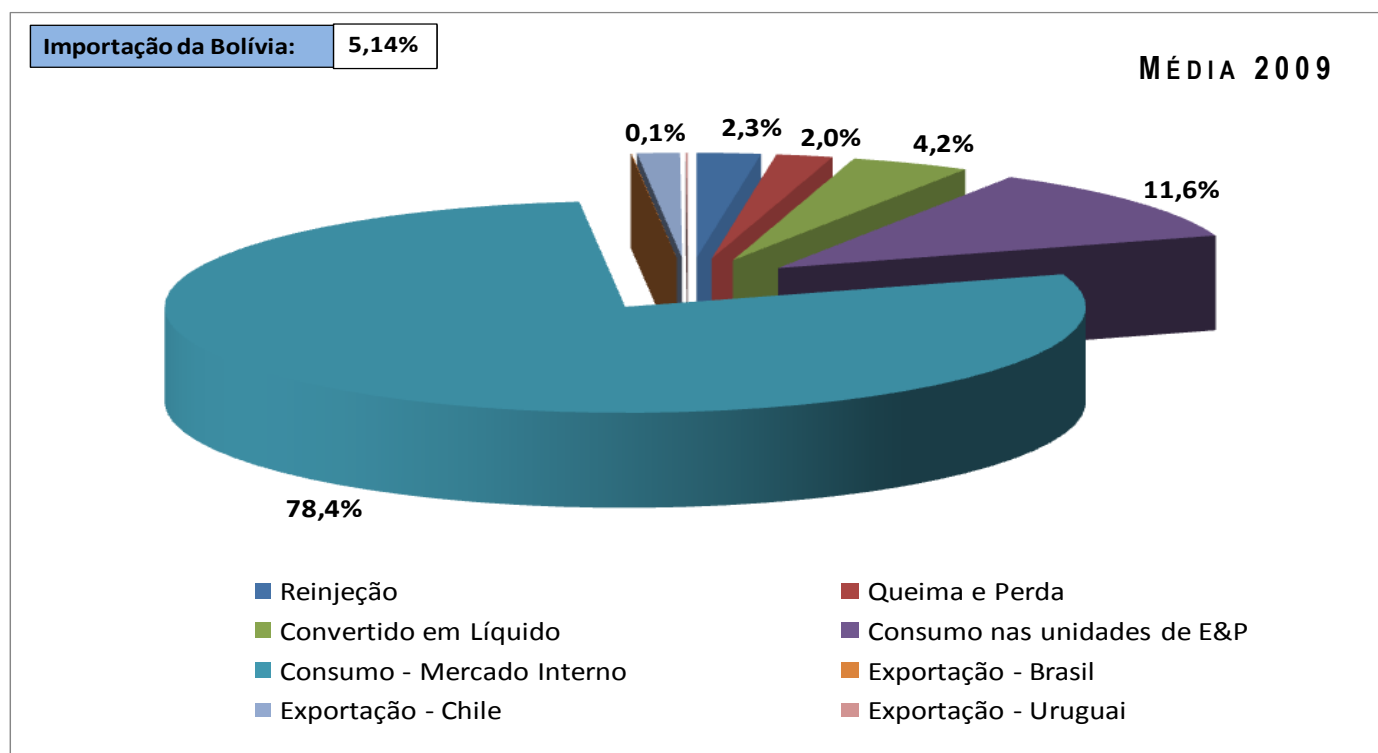
	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	127,34	123,61	132,72	132,97	125,67	131,58	129,63	123,74	133,06	132,74	124,28		128,85
Austral	23,53	22,86	23,82	23,89	25,63	25,90	24,73	27,19	27,33	24,00	29,01	28,43	27,94		26,17
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,55	13,44	14,41	14,99	13,85	13,64	14,03	10,80	14,46	14,56	14,05		13,80
Neuquina	76,64	74,85	73,03	69,62	74,72	73,64	70,90	74,09	72,00	72,94	72,59	72,46	65,34		71,94
Noroeste	17,47	17,62	16,94	16,66	17,96	18,44	16,19	16,66	16,27	16,00	17,00	17,29	16,95		16,94
Reinjeção	2,04	2,62	4,17	3,28	3,28	4,28	1,98	1,34	1,08	1,97	4,67	2,85	4,37		3,02
Queima e Perda	2,39	2,40	2,33	2,29	2,29	3,29	2,67	2,42	2,57	2,50	3,11	3,04	2,90		2,67
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,40	5,38	5,38	6,38	5,92	5,11	5,05	5,00	6,31	6,09	5,84		5,62
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	13,04	13,07	13,07	14,07	12,89	13,10	13,25	13,00	20,77	23,30	21,03		15,51
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	102,40	99,59	108,70	104,95	102,21	109,61	107,68	101,27	98,20	97,46	90,14		102,02
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	4,51	5,80	5,49	5,72	5,02	5,38	6,15	5,70	8,86	3,40	1,61		5,24
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	102,50	102,50	109,96	109,01	105,49	114,21	112,84	105,83	106,30	98,65	89,02		105,12
Residencial	26,55	25,76	8,38	8,38	10,73	15,21	14,72	49,29	53,70	38,00	35,45	23,79	14,84		24,77
Comercial	4,00	4,49	2,87	2,87	2,61	3,21	3,10	7,21	7,69	6,58	5,87	4,44	3,63		4,55
Veicular	7,84	7,50	7,03	7,03	7,02	7,11	6,88	6,94	7,08	7,30	7,40	7,09	6,70		7,05
Geração Elétrica	33,44	34,02	51,92	51,92	54,61	50,88	49,24	30,94	27,04	25,45	25,04	29,37	31,39		38,89
Industriais	33,39	33,63	32,30	32,30	34,99	32,60	31,55	19,83	17,33	28,50	32,54	33,96	32,46		29,85
EXPORTAÇÃO	7,00	2,25	4,42	2,88	4,24	1,66	1,73	0,78	0,99	1,14	0,76	2,22	2,73		2,14
Brasil	0,34	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,03
Chile	6,40	1,98	4,34	2,79	4,17	1,58	1,48	0,45	0,85	1,01	0,64	2,13	2,61		2,00
Uruguai	0,27	0,20	0,08	0,09	0,07	0,08	0,07	0,15	0,14	0,13	0,12	0,09	0,12		0,10

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):

Gás Argentino: 9.300 kcal/m³

Valor estimado até 22/jan/2010



BALANÇO DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

BALANÇO DO GÁS NATURAL NA BOLÍVIA (milhões de m ³ /dia)																
	Média 2006	Média 2007	Média 2008	2009												Média 2009
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	40,24	41,72	41,99	34,32	35,83	34,60	35,60	40,91	41,79	40,22	37,63	36,49	36,72	34,44		37,14
Reinjeção	3,03	2,16	0,88	2,21	1,58	1,98	1,39	0,39	0,31	0,57	1,06	1,02	1,84	1,97		1,30
Queima e perda	0,41	0,22	0,22	0,21	0,19	0,21	0,17	0,17	0,19	0,35	0,14	0,12	0,14	0,19		0,19
Consumo nas unidades de E&P	0,76	0,78	0,80	0,78	0,79	0,78	0,78	0,78	0,77	0,82	0,79	0,78	0,80	0,74		0,78
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,49	0,45	0,46	0,45	0,45	0,47	0,46	0,46	0,45	0,44	0,45	0,43		0,45
Consumo no Transporte	n/d	0,80	0,85	0,62	0,74	0,73	0,62	1,13	0,96	0,92	0,98	1,12	1,07	1,02		0,90
DISPONIBILIZADO	35,50	37,24	38,74	30,05	32,07	30,45	32,19	37,97	39,10	37,10	34,21	33,01	32,42	30,09		33,51
CONSUMO INTERNO DE GÁS	4,27	5,03	5,72	5,47	5,87	5,52	5,93	6,39	6,75	6,98	6,73	6,80	6,82	6,92		6,38
Residencial	n/d	0,07	0,09	0,10	0,11	0,10	0,11	0,12	0,13	0,13	0,15	0,11	0,15	0,12		0,12
Comercial	n/d	0,06	0,07	0,07	0,08	0,10	0,09	0,08	0,11	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08		0,08
Veicular	n/d	0,69	0,89	1,03	1,02	1,03	1,04	1,05	1,07	1,08	1,10	1,13	1,16	1,16		1,08
Geração Elétrica	n/d	2,50	2,88	2,38	2,87	2,46	2,69	3,31	3,35	3,63	3,33	3,45	3,50	3,41		3,13
Refinarias	n/d	0,22	0,26	0,27	0,27	0,29	0,27	0,24	0,29	0,28	0,26	0,23	0,24	0,25		0,26
Indústria	n/d	1,48	1,52	1,62	1,52	1,54	1,73	1,59	1,80	1,78	1,81	1,80	1,69	1,90		1,71
EXPORTAÇÃO	31,23	32,22	33,02	24,57	26,22	24,93	26,26	31,56	32,35	30,13	27,49	26,21	25,60	23,17		27,14
Brasil	26,50	27,60	30,51	20,23	19,91	19,68	20,80	26,75	27,19	24,24	21,96	20,50	22,33	20,86		22,22
Petrobras	24,43	26,62	30,48	20,23	19,91	19,68	20,80	26,75	27,19	24,24	21,96	20,50	22,33	20,86		22,22
EPE	1,12	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
BG	0,94	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Argentina	4,74	4,62	2,52	4,34	6,31	5,25	5,46	4,81	5,16	5,89	5,53	5,71	3,27	2,31		4,91

Fontes:

Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade

Produção: YPFB

Exportação: PEB

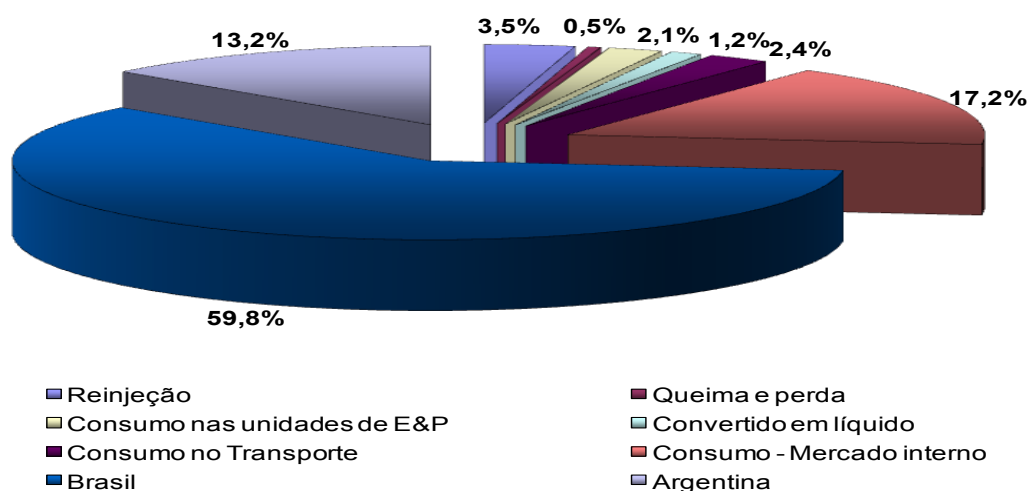
Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

n/d: não disponível

Poder Calorífico:Gás Boliviano: 9.316 kcal/m³

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de dezembro de 2009.

MÉDIA 2009

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO CHILE (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média	Média	Média	2009												Média
	2006	2007	2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2009
PRODUÇÃO NACIONAL	6,02	5,51	5,93	5,22	4,19	5,35	5,55	5,60	5,49	5,59	5,34	4,44				5,20
IMPORTAÇÃO *	15,78	6,63	1,18	4,66	5,01	4,57	1,57	1,86	0,79	0,81	2,76	6,00				3,11
Argentina	15,78	6,63	1,18	4,66	5,01	4,57	1,57	1,86	0,79	0,81	2,76	6,00				3,11
OFERTADO AO MERCADO	21,80	12,15	7,11	9,88	9,20	9,92	7,12	7,46	6,28	6,40	8,10	10,44				8,31
CONSUMO INTERNO DE GÁS	21,80	12,15	7,11	9,88	9,20	9,92	7,12	7,46	6,28	6,40	8,10	10,44				8,31
Residencial e Comercial	1,44	1,45	1,22	0,81	0,75	0,82	1,03	1,33	1,23	1,44	1,99	1,97				1,26
Veicular	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03				0,03
Geração Elétrica	6,12	2,71	1,35	3,50	4,23	3,82	1,01	1,21	0,30	0,25	1,32	2,41				2,01
Industriais	2,58	0,91	0,22	0,56	0,33	0,28	0,27	0,16	0,15	0,11	0,46	1,44				0,42
Petroquímica e Refinaria	11,53	6,97	4,25	4,96	3,83	4,94	4,73	4,68	4,51	4,51	4,24	4,54				4,55
Outros	0,04	0,05	0,04	0,02	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,05				0,05

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno.

Os dados do balanço de gás natural no Chile referentes aos meses de outubro e novembro de 2009 não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO URUGUAI (EM MILHÕES DE M³/DIA)

BALANÇO DO GÁS NATURAL NO URUGUAI (milhões de m ³ /dia)															
	Média	Média	2009												Média
	2007	2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2009
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,16	0,18	0,15	0,18	0,18	0,25	0,25	0,22	0,21	0,19	0,19	0,16	0,19
Argentina	0,31	0,27	0,16	0,18	0,15	0,18	0,18	0,25	0,25	0,22	0,21	0,19	0,19	0,16	0,19
GNL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,16	0,18	0,15	0,18	0,18	0,25	0,25	0,22	0,21	0,19	0,19	0,16	0,19
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,16	0,17	0,15	0,17	0,19	0,23	0,25	0,20	0,13	0,14	0,19	0,16	0,18
Residencial	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercial	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veicular	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração Elétrica	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industriais	0,16	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo próprio setor energético	0,02	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de dezembro de 2009.

PREÇOS DE GÁS NATURAL (DEZEMBRO DE 2009)

PREÇOS	Preço Petrobras para Distribuidora				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
	Região	Contratos	Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/m³	2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Nordeste	Gás Nacional (parcela fixa + parcela variável)		9,7982	0,6397	18,0187	17,2999	16,8819
Sudeste	Gás Nacional (parcela fixa + parcela variável)		9,4830	0,6191	19,4559	15,7978	15,0248
	Gás Importado	Commodity	4,8269	0,3151			
		Transporte	1,7497	0,1142			
Sul	Gás Importado	Commodity	4,8252	0,3150	17,9178	16,0880	15,7408
		Transporte	1,7434	0,1138			
Centro Oeste	Gás Importado	Commodity	5,5410	0,3617	18,9416	15,4290	14,7644
		Transporte	1,7719	0,1157			

Fonte: MME/SPG/DGN, jan/2010.
 Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central.
 Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados disponibilizados em publicações específicas.

Dólar de conversão R\$/US\$ (dez/09):	1,7503
---------------------------------------	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009												Média 2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,21	3,44	3,71	4,21	3,68	3,67	3,65	3,67	3,76	3,84	3,92	3,95	4,00	4,06	4,08	4,10	3,86

Fonte: MME/SPG/DGN, jan/10.

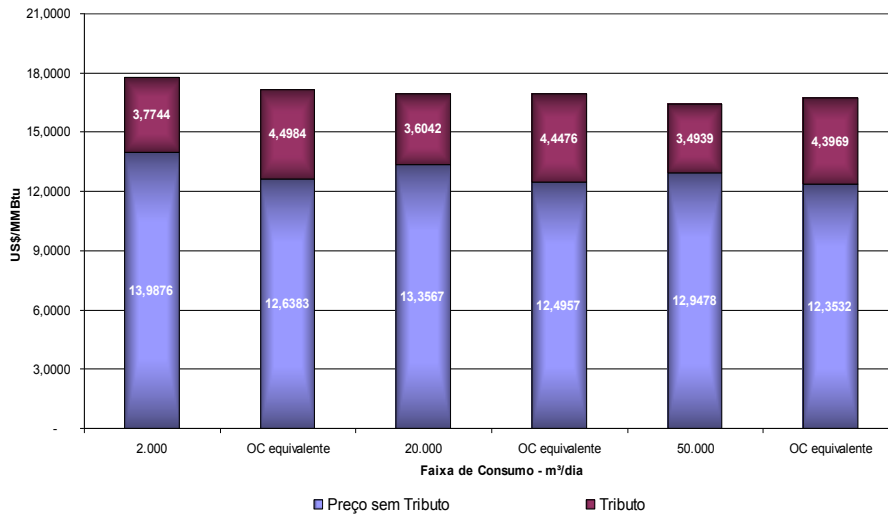
Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008	2009												Média 2009
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	Média 2008	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Henry Hub	8,89	6,74	6,98	8,86	5,23	4,51	3,96	3,49	3,83	3,80	3,38	3,14	2,99	4,00	3,68	5,34	3,95
Petróleo Brent	9,74	11,60	12,92	17,28	7,77	7,67	8,29	8,97	10,23	12,21	11,51	12,98	12,01	12,96	13,66	13,23	10,96
Petróleo WTI	10,10	11,59	12,87	17,74	7,44	6,98	8,55	8,88	10,51	12,42	11,42	12,66	12,37	13,49	13,91	13,26	10,99
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	54,65	65,13	72,53	97,01	43,59	43,07	46,54	50,34	57,42	68,55	64,61	72,83	67,39	72,75	76,66	74,28	61,50
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	56,68	65,08	72,26	99,58	41,75	39,16	48,00	49,82	59,02	69,68	64,10	71,05	69,41	75,73	78,05	74,41	61,68

Fonte: Petrobras, jan/10.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

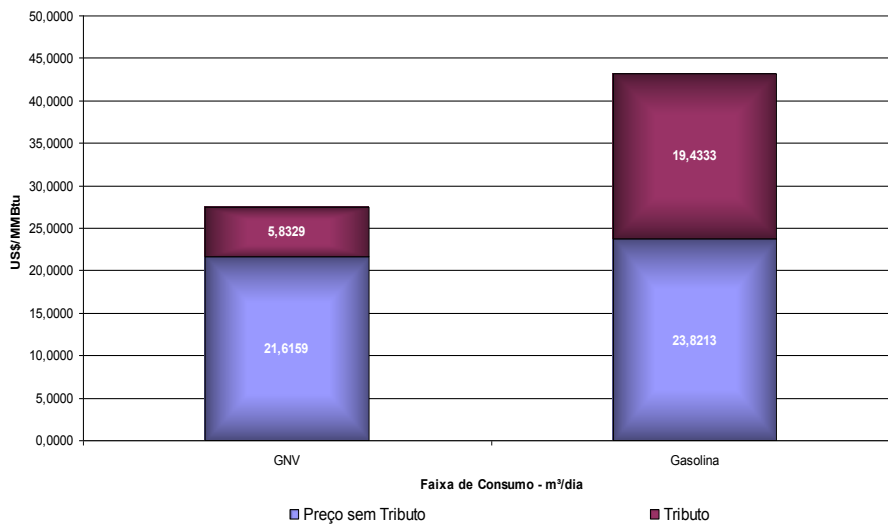
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1na Bahia
DEZEMBRO DE 2009



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
DEZEMBRO DE 2009



Poder Calorífico Superior (PCS)

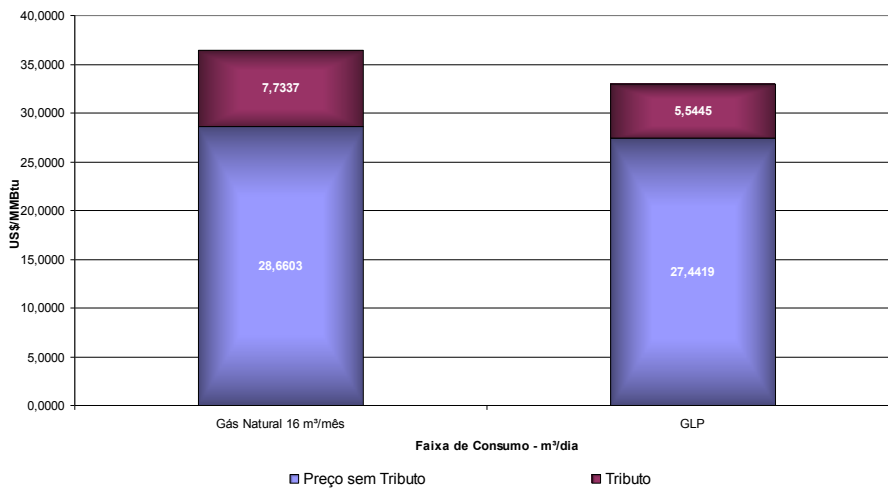
Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

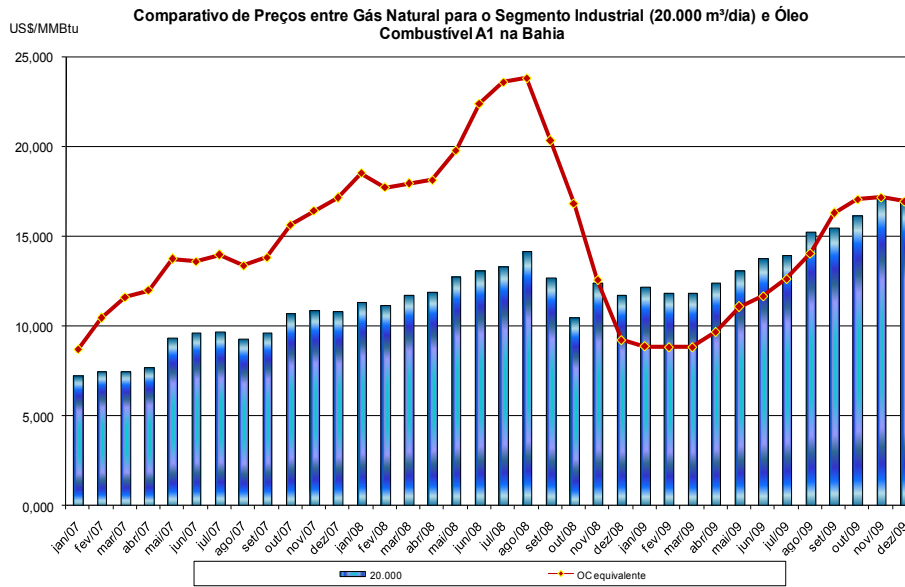
Gás Natural:
9.400 kcal/m³

GLP:
11.750 kcal/kg

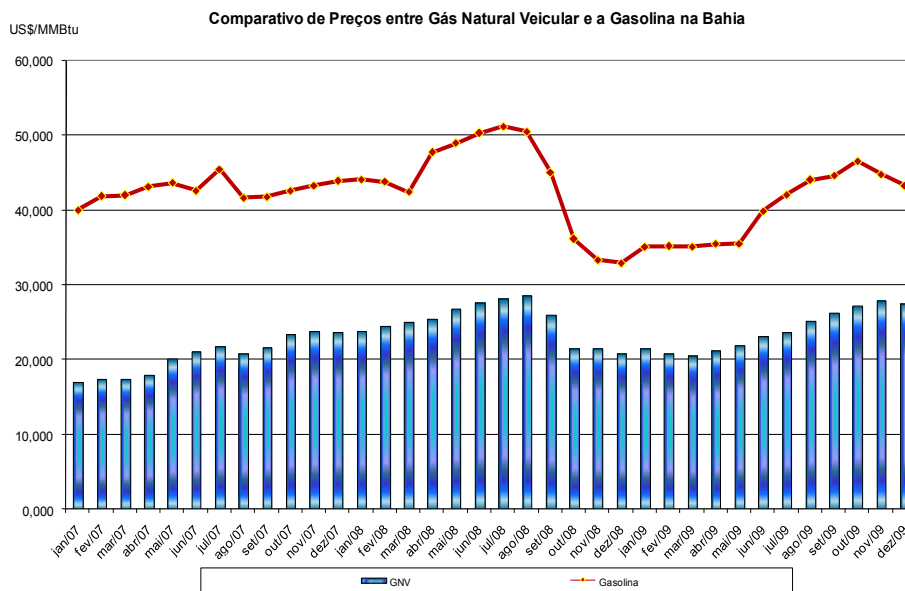
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
DEZEMBRO DE 2009



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA



Preço dos combustíveis ao consumidor final.



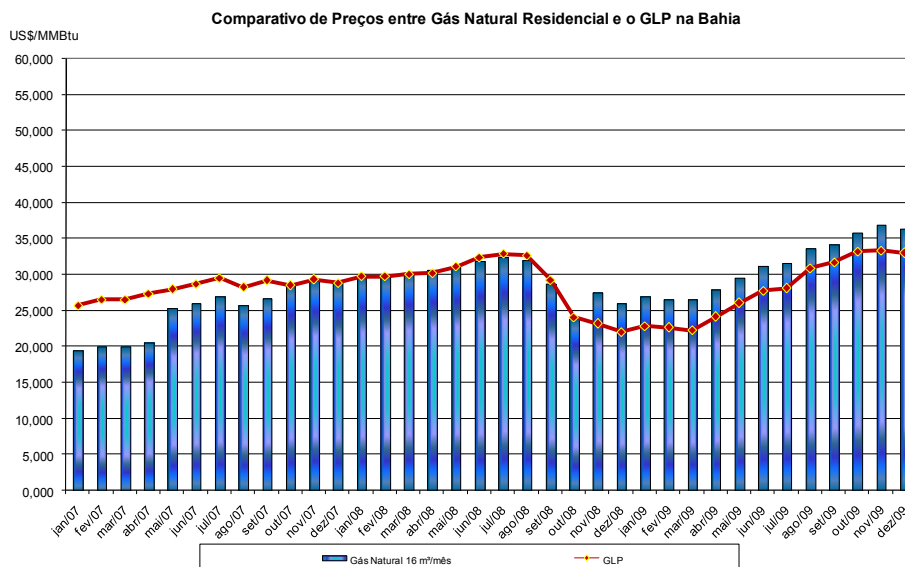
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

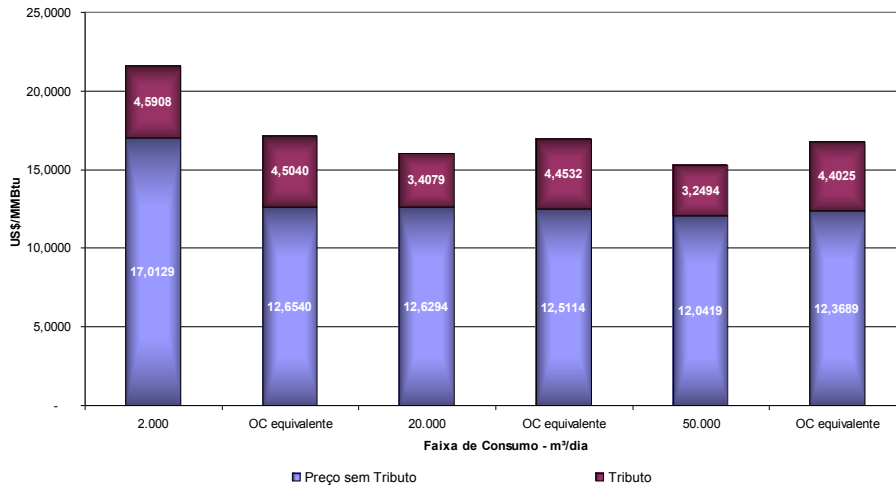
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

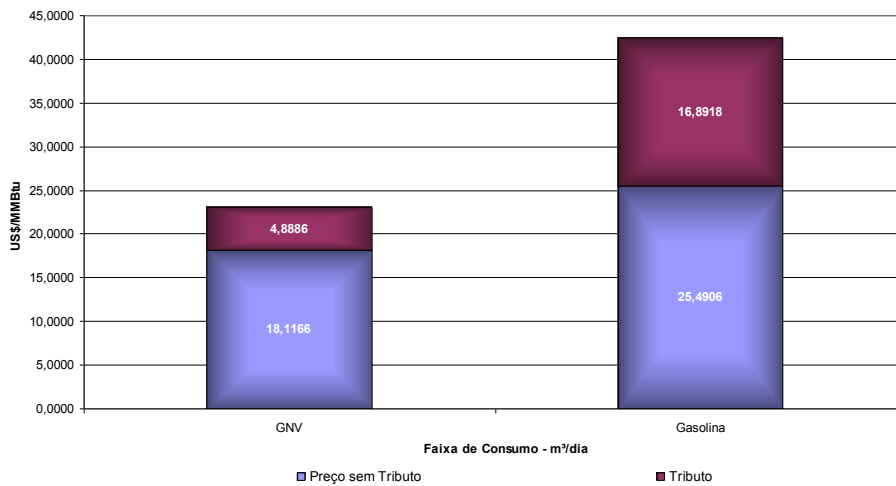
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
DEZEMBRO DE 2009



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
DEZEMBRO DE 2009



Poder Calorífico Superior (PCS)

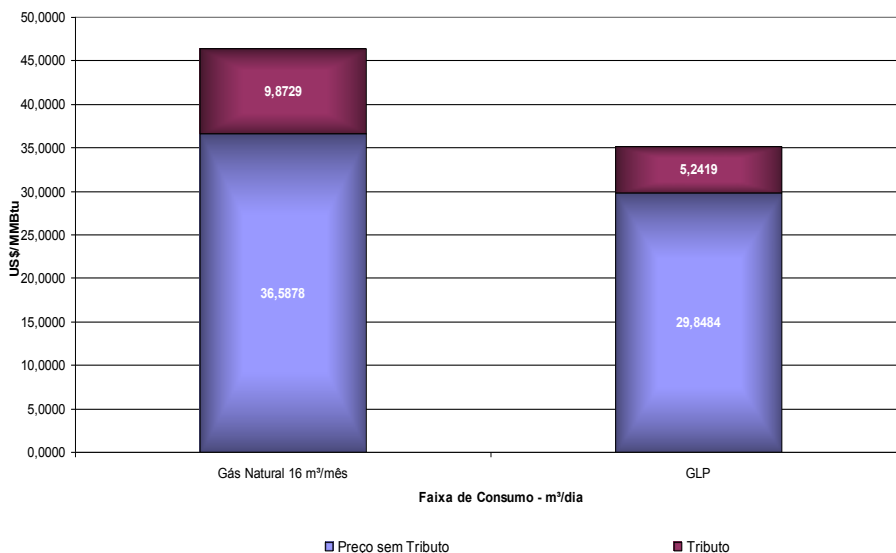
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

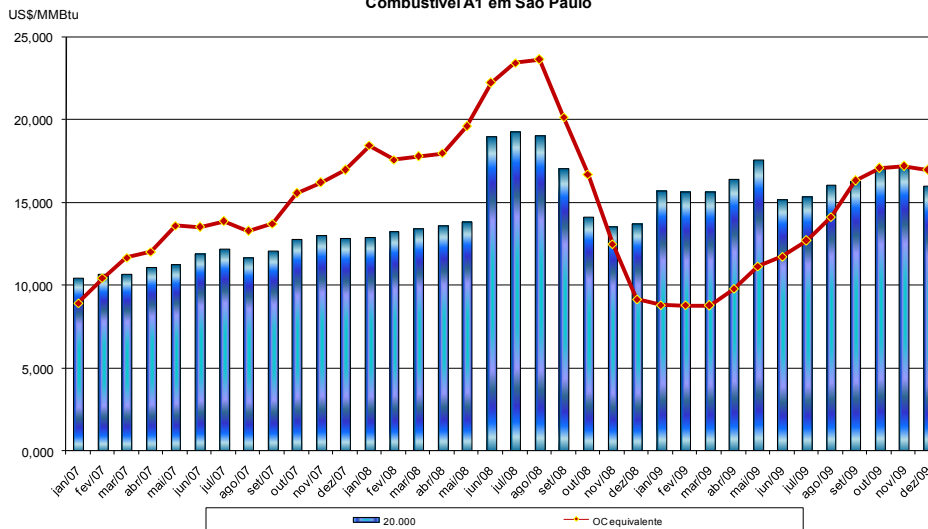
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
DEZEMBRO DE 2009



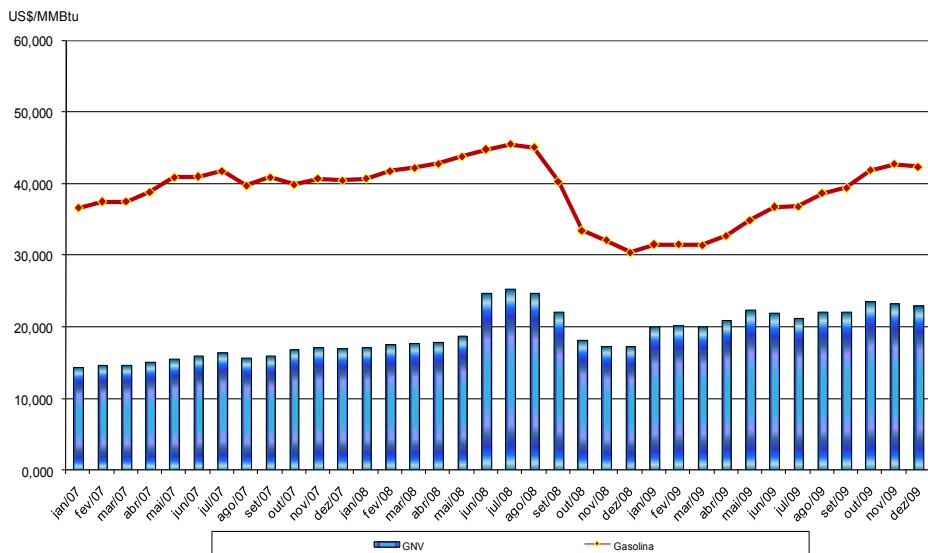
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Poder Calorífico Superior (PCS)

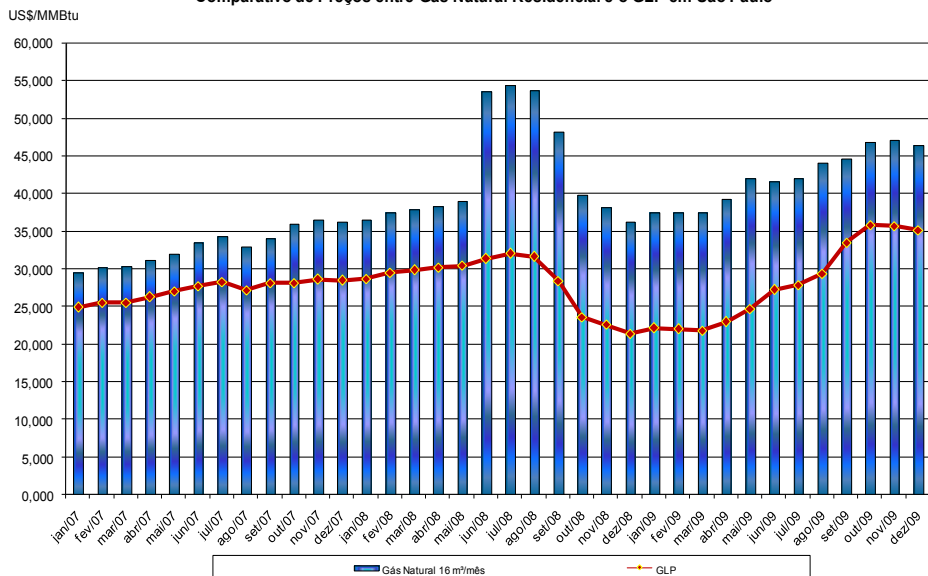
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

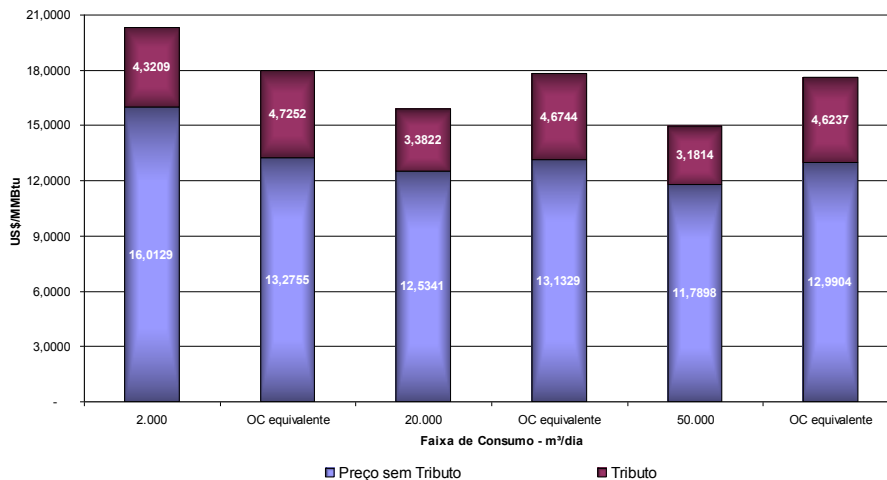
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

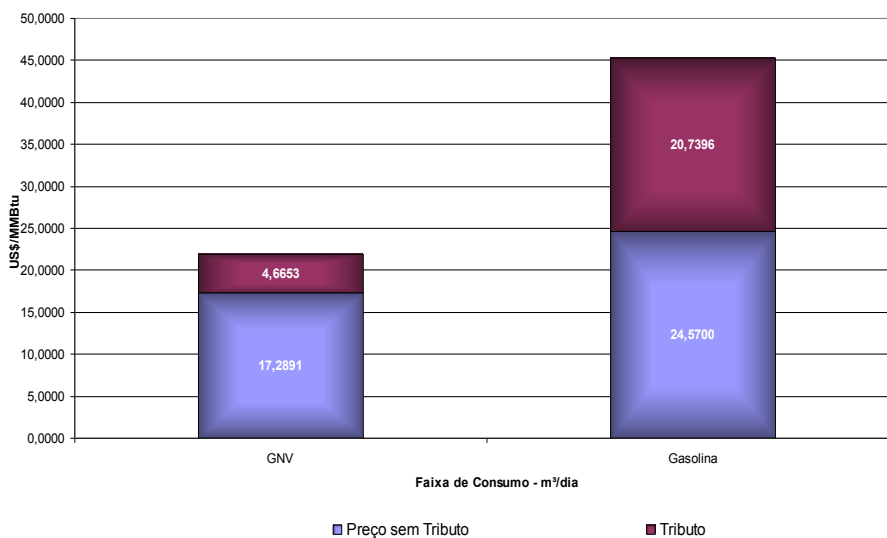
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2009



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2009



Poder Calorífico Superior (PCS)

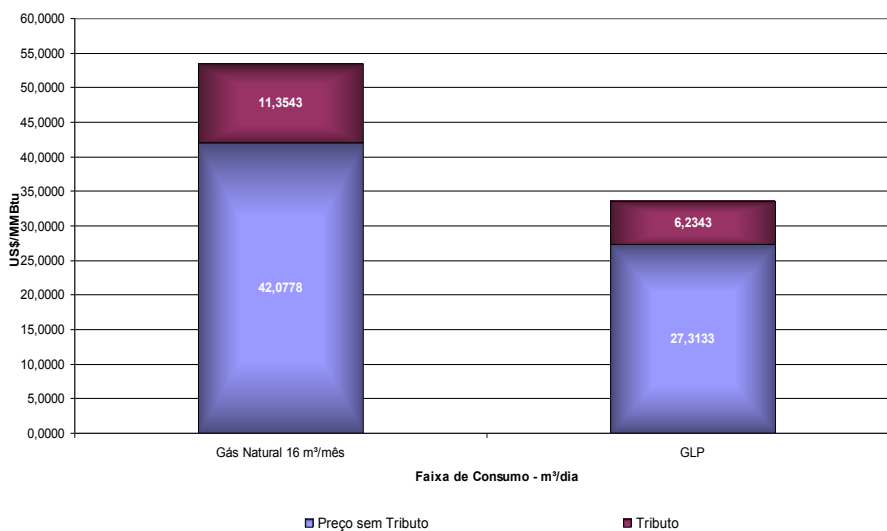
Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

Gás Natural:
9.400 kcal/m³

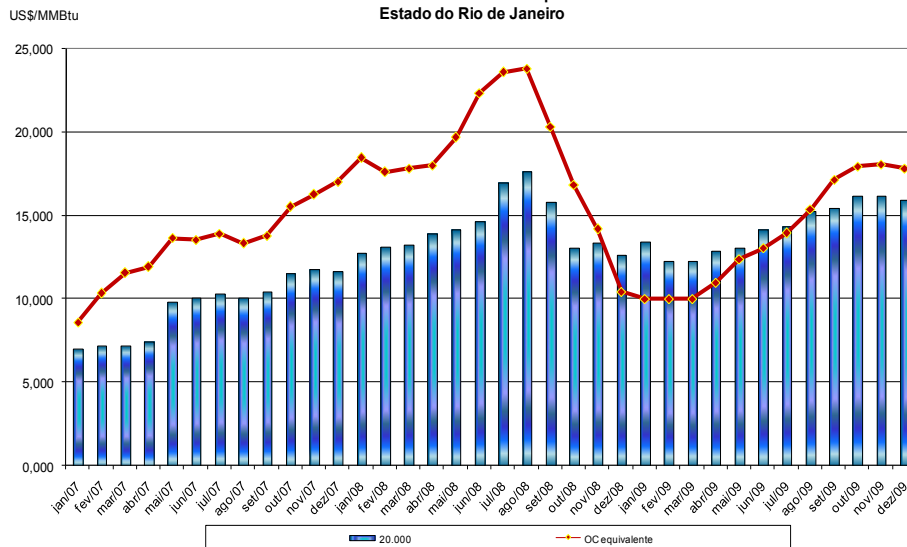
GLP:
11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2009



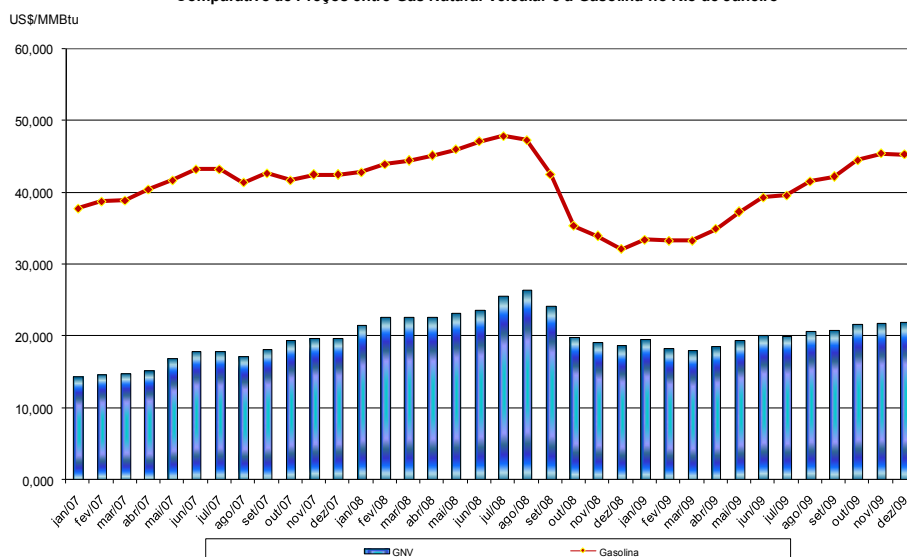
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008.
Estado do Rio de Janeiro



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Poder Calorífico Superior (PCS)

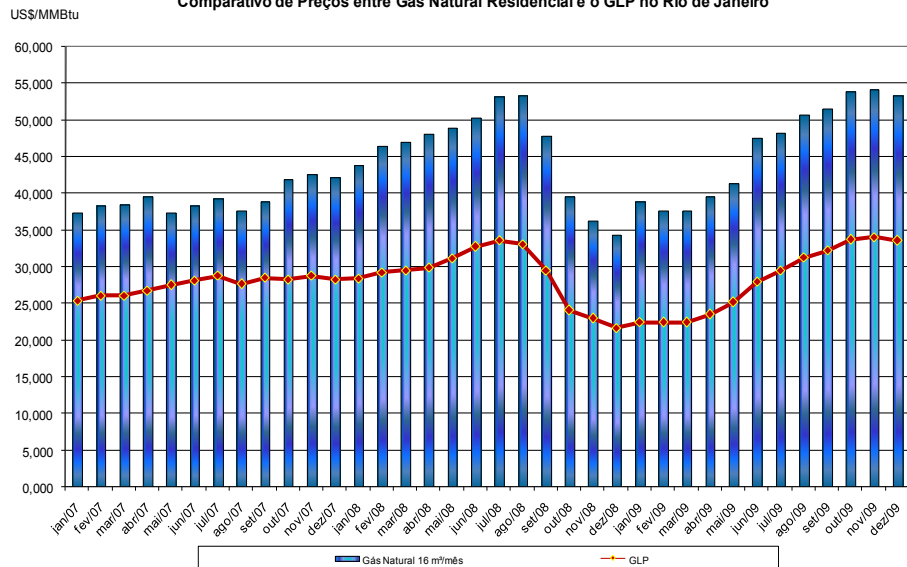
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP no Rio de Janeiro



GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Transportadora - Transpetro⁽¹⁾						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Atalaia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC I	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parada (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	Urucu (AM)	Coari (AM)	281,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	38	40	2010
TOTAL - TRANSPETRO			4.972,0			
Transportadora - TBG⁽²⁾						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biguaçu	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biguaçu - Siderópolis	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
TOTAL - TBG			2.593,2			
Transportadora - TSB⁽³⁾						
Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Pólo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
TOTAL - TSB			50,0			
Transportadora Gás Ocidente⁽⁴⁾						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
TOTAL BRASIL			7.882,2			

GASODUTOS NO EXTERIOR DEDICADOS À EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

GASODUTOS NO EXTERIOR DEDICADOS À EXPORTAÇÃO AO BRASIL						
Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Trecho Boliviano - GTB⁽¹⁾						
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Est. Chiquitos (Bolívia)	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Gas Oriente Boliviano⁽²⁾						
Est. Chiquitos - Brasil	Est. Chiquitos (Bolívia)	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Trecho Argentino - TGM⁽³⁾						
Aldea Brasileira - Uruguiana	Aldea Brasileira (Argentina)	Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL (KM)

Evolução da Malha de Gás Natural (KM)

	Até 1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Acumulado	4.004	5.434	5.434	5.716	5.718	5.737	5.762	5.762	6.424	7.178	7.699
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	754	521

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, jan/10.

AMPLIAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

AMPLIAÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m ³ /dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
TOTAL GERAL			1.707,0			1.286,7			
Malha Nordeste			187,0			76,0			
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	187,0	24	5 a 15	76,0	LO, AO	fev-09	set-10
Malha Sudeste			562,0			252,7			
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15,0	74,0	LO, AO	jul-08	out-10
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	0,0	LI, AC, LO, AO	mar-10 ^(R)	fev-11 ^(R)
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Belim (MG)	268,0	16 - 18	6,9	178,7	LO, AO	mai-09	abr-10
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	0,0	LI, AC, LO, AO	abr-10 ^(R)	mar-11 ^(R)
GASBAR	Paulínea (SP)	Barueri (SP)	100,0	16	5,0	0,0	LP, LI, AC, LO, AO	A definir	jan-14
GASENE			958,0			958,0			
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	958,0	26	20,0	958,0	LO, AO	abr-08	mar-10

 GASODUTOS EM CONSTRUÇÃO

(R) Datas Revisadas neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Fev/10.

LP: Licença Prévia

LI: Licença de Instalação

LO: Licença de Operação

AC: Autorização de Construção

AO: Autorização de Operação

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	6	dez-08	jan-09
COMPLEXO DE GNL	14	A definir	jan-13
Terminal de Liquefação de Gás – OFF SHORE	10	A definir	jan-15

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, Fev/10.

DESTAQUES DO PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO (PAC) NA ÁREA DE GÁS NATURAL

Destques de Janeiro de 2010.

GASDUC III

Conclusão das obras em janeiro e inauguração no dia 03 de fevereiro.

Gasoduto Caraguatatuba – Taubaté

Enterramento de 74 km de tubos, de um total de 96 km

Túnel: Concluída a escavação convencional e iniciada em 10/11 a escavação com TBM. Escavação total com 438m

Gasoduto Cacimbas – Catu

Enterramento de 958 km de tubos, de um total de 958 km

Gasoduto Pilar – Ipojuca

Enterramento de 76 km de tubo, de um total de 187 km

Gasoduto GASBEL II

Enterramento de 178 km de tubo, de um total de 268 km

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN / MME, janeiro/2010.

LEI DO GÁS

No final de 2008, o novo marco regulatório do setor de gás natural foi aprovado pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal. A Lei 11.909/2009, mais conhecida como Lei do Gás, foi sancionada pelo Presidente da República em 04 de março de 2009 e abre novas perspectivas para o setor no Brasil.

Entre os avanços que a nova Lei trouxe e que contribuirão para a consolidação da indústria do gás natural no Brasil, destacam-se a introdução do regime de concessão para novos gasodutos, a atribuição de competência ao MME no planejamento da expansão da malha de transporte, a regulamentação das atividades de estocagem e de armazenamento, o acesso regulado aos gasodutos e o tratamento legal aos aspectos da contingência no suprimento.

A regulamentação da Lei 11.909/2009 está em andamento. A primeira minuta de Decreto, elaborada pelo Ministério de Minas e Energia, foi disponibilizada às associações que reúnem os principais agentes do setor, que apresentaram suas sugestões e comentários aos técnicos do Ministério. O próximo passo será a consolidação dessas sugestões para subsidiar a elaboração da versão final do texto.

Fontes: DGN/MME, janeiro 2010.

BALANÇO DOS DESTAQUES DO PAC EM 2009

Ao longo do ano de 2009, foram emitidas 27 licenças/autorizações relativas a projetos da área de gás natural inseridos no Programa de Aceleração do Crescimento, conforme tabela abaixo:

Licenças / Autorizações	jan/09	fev/09	mar/09	abr/09	mai/09	jun/09	jul/09	ago/09	set/09	out/09	nov/09	dez/09	Total
Licença de Perfuração	2												2
Licença Prévia	1			1				2				1	5
Licença de Instalação	2	1							1				4
Licença de Operação		2	2			2			2			1	9
Autorização de Construção	1	2											3
Autorização de Operação		1							2		1		4
Total	6	6	2	1	0	2	0	2	5	0	1	2	27

Foram também notificadas à ANP treze descobertas de hidrocarbonetos no pré-sal, sendo oito na Bacia de Santos e cinco na Bacia de Campos.

Principais destaques do ano de 2009

MÊS	DESTAQUES
Dez/09	<ul style="list-style-type: none"> Entrada em operação do campo de Golfinho Complementar
Nov/09	<ul style="list-style-type: none"> Entrada em operação do gasoduto Paulínia – Jacutinga
Out/09	<ul style="list-style-type: none"> Concluídas as obras de construção e montagem do gasoduto Urucu – Coari – Manaus
Set/09	<ul style="list-style-type: none"> Iniciado procedimento de partida da UPCGN III
Ago/09	<ul style="list-style-type: none"> Iniciado o aproveitamento de gás na ampliação de Manati (Desenvolvimento da Produção – Bahia) Concluído o empreendimento de Merluza/Lagosta Início do aproveitamento de gás da plataforma P-51 – Campo de Marlim Sul Módulo 2 Iniciada a oferta de gás da Plataforma P-54 (Campo Marlim Sul Módulo 1)
Jul/09	<ul style="list-style-type: none"> Iniciada a produção no campo de Abalone (Parque das Conchas) Início do aproveitamento de gás na área de Jabuti Iniciada a produção do poço em Abalone no Parque das Conchas
Jun/09	<ul style="list-style-type: none"> Início da operação do campo de Frade Iracema – novo poço confirma potencial de petróleo leve em Tupi e reforça as estimativas do potencial de 5 a 8 bilhões de barris de óleo leve e gás natural recuperável nos reservatórios do pré-sal, em águas ultraprofundas da Bacia de Santos – bloco BM-S-11
Mai/09	<ul style="list-style-type: none"> Conclusão do Gasoduto Japeri – Reduc Iniciada a produção do TLD de Tupi
Abr/09	<ul style="list-style-type: none"> Iniciado o aproveitamento de gás natural na Plataforma P-53 Descoberta de hidrocarbonetos em Corcovado-1 – águas profundas da Bacia de Santos Concluída a primeira monobóia do empreendimento PDET – Escoamento da Bacia de Campos
Mar/09	<ul style="list-style-type: none"> GNL Baía de Guanabara: início de fornecimento de gás
Fev/09	<ul style="list-style-type: none"> Entrada em operação do FPSO Niterói no campo de Jabuti
Jan/09	<ul style="list-style-type: none"> GNL Pecém/CE: operação comercial - início de fornecimento de gás Conclusão da Construção e Montagem do Terminal de GNL de Baía de Guanabara. Descoberta no pré-sal Campo de Azulão – descoberta da Esso, primeira operadora privada a encontrar óleo no pré-sal da Bacia de Santos Pialamba - descoberta de importante acumulação de gás em águas rasas na parte sul da Bacia de Santos

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN/MME, janeiro/2010.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			61.980,0
REGIÃO SUDESTE			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.400,0
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	3.500,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	600,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	5.400,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	5.400,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	400,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0
DPP-Cacimbas Módulo I Peroá	Linhares (ES)	2006	3.600,0
DPP-Cacimbas Módulo II Peroá	Linhares (ES)	2008	1.900,0
Total Sudeste			29.200,0
REGIÃO NORDESTE			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	1.980,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.400,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.800,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.000,0
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	2.000,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Total Nordeste			23.180,0
REGIÃO NORTE			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	600,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
Total Norte			9.600,0

Fonte: ANP/SRP, conforme a Portaria ANP n.º 28/99.

CONVERSÕES DE UNIDADES — VALORES TÍPICOS*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	0,028 BCM (bilhões m ³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)	28,32 BCM (bilhões m ³)
1 MMBTU	26,81 m ³
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)	3,60 milhões m ³ /dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)	4,50 milhões m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)	7,00 milhões m ³ /dia

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

GNL: Conversão de volume 600:1 e densidade 0,46 kg/m³;

Consumos em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado: valores típicos de referência (variam de térmica para térmica);

ACOMPANHAMENTO DO TERMO DE COMPROMISSO (TC)

ANO		2009	2010	a partir de 2010
SEMESTRE		2º Sem	1º Sem	2º Sem
SECO	CCBS (Euzébio Rocha)	0	193	193
	Eletrobolt (Barbosa Lima Sobrinho)	325	325	325
	Ibiritermo (Aureliano Chaves)	212	212	212
	Juiz de Fora	79	79	79
	Norte Fluminense - Preço 1	400	400	400
	Norte Fluminense - Preço 2	100	100	100
	Norte Fluminense - Preço 3	200	200	200
	Norte Fluminense - Preço 4	85	85	85
	Nova Piratininga (Fernando Gasparian)	261	522	522
	Piratininga 1 e 2 (óleo)	0	0	0
	Piratininga 3 e 4 (óleo)	260	260	260
	Macaé Merchant (Mário Lago)	885	885	885
	Termorio Total (Gov. Leonel Brizola)	998	998	998
	Três Lagoas (Luís Carlos Prestes)	191	191	191
TOTAL	3.996	4.450	4.450	
S	Araucária	230	458	458
	Canoas (Sepé Tiaraju)	153	153	153
	TOTAL	383	611	611
NE	FAFEN (Rômulo Almeida)	125	125	125
	Fortaleza	327	327	327
	Termobahia (Celso Furtado)	150	150	150
	Termo Ceará (S. C. Jereissati)	217	217	217
	Termopernambuco	494	494	494
	Vale do Açu (Jesus Soares Pereira)	285	285	285
TOTAL	1.597	1.597	1.597	
TOTAL GERAL		5.977	6.659	6.659

CVUS DAS TÉRMICAS DO TC

UTE's a gás natural integrantes do TC	Custo Variável (R\$/MWh)
REGIÃO SE/CO	
Euzébio Rocha (CCBS)	185,69
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - TC	250,87
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - Teste	149,67
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - Leilão	168,81
Aureliano Chaves (Ibiritermo)	188,89
Juiz de Fora	150,00
Norte Fluminense - Patamar 1	37,80
Norte Fluminense - Patamar 2	51,93
Norte Fluminense - Patamar 3	90,69
Norte Fluminense - Patamar 4	131,68
Fernando Gasparian (Nova Piratininga)	317,98
Mário Lago (Macaé Merchant)	253,83
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - Leilão	142,03
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - Teste	147,56
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - TC	214,48
Luís Carlos Prestes (Três Lagoas) - Teste	140,34
Luís Carlos Prestes (Três Lagoas) - Leilão	116,40
REGIÃO SUL	
Araucária	219,00
Sepé Tiaraju (Canoas)	385,22
REGIÃO NE	
Rômulo Almeida (FAFEN-BA)	188,15
Termofortaleza	102,72
Celso Furtado (Termobahia)	204,43
Termo Ceará (Sen. C. Jereissati)	492,29
Termo Ceará (Sen. C. Jereissati) - Leilão	177,54
Termopernambuco	70,16
Jesus Soares Pereira (Termoaçu)	287,83

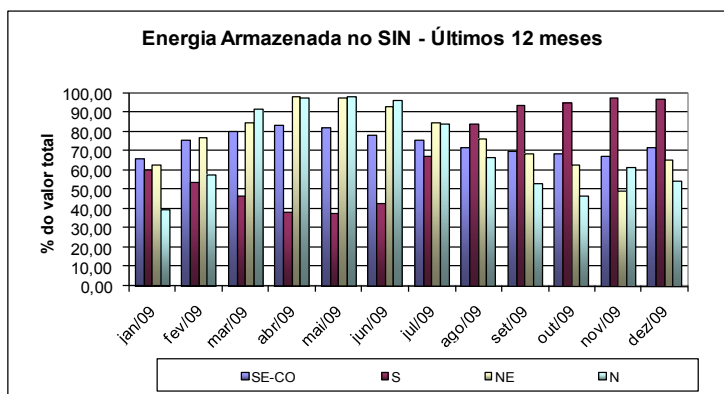
Fonte: ONS, Fax-Preço semana operativa - 30/01/2010 a 05/02/2010

EVOLUÇÃO DO CMO (R\$/MWh)

EVOLUÇÃO DO CMO - MÉDIA SEMANAL (R\$/MWh)			
Semana	CMO SE-CO	CMO S	CMO NE
26/12/2009 a 01/01/2010	0,29	0,29	0,57
02/01/2010 a 08/01/2010	0,00	0,00	0,01
09/01/2010 a 15/01/2010	0,00	0,00	0,00
16/01/2010 a 22/01/2010	0,00	0,00	0,00
23/01/2010 a 29/01/2010	0,00	0,00	0,77
30/01/2010 a 05/02/2010	0,00	0,00	0,00

Fonte: ONS, janeiro 2010.

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS



USINAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil				
UTE em Operação				
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG
Norte Fluminense	cc	869	4,35	RJ
Uruguaiana	cc	640	4,37	RS
Cuiabá	cc	529	4,37	MT
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	ca	206	7,30	MS
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA
Araucária	cc	484	4,57	PR
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ
Camaçari	ca	347	7,77	BA
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,85	RJ
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	258	7,46	MS
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,85	RJ
Termopernambuco	cc	533	4,35	PE
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	386	5,02	SP
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,20	SP
UTE em Construção				
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF
Santa Cruz	cc	200	5,37	RJ
Linhares	ca	204	5,66	ES

Usinas a Gás Natural Vendidas no Último Leilão de Geração de Empreendimentos Novos

Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Leilão	Data
MC2 Cacimbaes	cc	127	4,89	ES	A-5	30/09/2008
Escolha	cc	338	4,89	ES	A-5	30/09/2008
MC2 Joinville	Motor cc	330	4,22	ES	A-5	30/09/2008
MC2 João Neiva	Motor cc	330	4,22	SE	A-5	30/09/2008
José de Alencar	Motor cc	300	5,49	CE	A-3	17/09/2008

Fontes: ANEEL/Petrobras, janeiro 2010.