

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Sumário

<i>Balanco de Gás Natural no Brasil</i>	2
<i>Reservas Nacionais, Produção Nacional e R/P</i>	3
<i>Produção Nacional por Estado</i>	4
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	5
<i>Importações e Oferta Interna</i>	6
<i>Consumo de Gás Natural</i>	7
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	8
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	9
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	10
<i>Preços</i>	11
<i>Competitividade</i>	12
<i>Infra-estrutura de Transporte</i>	18
<i>Destaques do PAC</i>	20
<i>Andamento do Projeto de Lei do Gás</i>	21
<i>UPGN's e Conversões de Unidades</i>	22
<i>Acompanhamento TC</i>	23

Nesta edição do Boletim, com dados de novembro de 2008 registramos queda de 5,1% na produção nacional de gás natural, que ficou em 58,93 milhões de m³/dia. Na região Sudeste, houve queda de 27,4% na produção do Espírito Santo (-2,49 milhões de m³/dia) e de 2,9% no Rio de Janeiro (-0,73 milhão de m³/dia). Na região Nordeste, houve queda de 10,4% na produção da Bahia (-1,05 milhões de m³/dia), aumento de 6,0% na produção de Sergipe (0,17 milhões de m³/dia), queda de 3,0% no Rio Grande do Norte (-0,1 milhões de m³/dia) e aumento de 35,8% em Alagoas (0,54 milhões de m³/dia). Na região Norte, a produção em Uruçu manteve-se estável em 10,41 milhões de m³/dia.

Em novembro de 2008, a reinjeção e o consumo das unidades de E&P aumentaram 11,1% e 1,5%, respectivamente, e a queima/perda caiu 17,4% (-1,3 milhões de m³/dia). Com isso, a oferta de gás nacional ao mercado caiu 11,1%, fechando o mês em 27,17 milhões de m³/dia. A importação de gás natural caiu 5,4%, fechando o mês em 29,50 milhões de m³/dia. Essa queda se deu por causa da interrupção do fornecimento de gás natural aos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, após o rompimento do gasoduto Bolívia-Brasil, em 23 de novembro, nas proximidades do Município de Gaspar/SC, em razão das fortes chuvas no Estado.

Como consequência, a oferta total de gás natural no Brasil caiu 8,2% (-4,98 milhões de m³/dia), fechando o mês em 55,49 milhões de m³/dia. O consumo nas distribuidoras caiu 9,0%, fechando o mês em 47,06 milhões de m³/dia. Boa parte dessa redução se deu em razão do menor nível de despacho de usinas térmicas no Rio de Janeiro, aproximadamente 2,2 milhões de m³/dia. Adicionalmente, houve redução do consumo industrial na Bahia e no Espírito Santo, e também em Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), no mês de novembro de 2008, destacamos o início da produção da Plataforma P-53. Em dezembro de 2008, destacamos a emissão das Licenças de Instalação do gasoduto Pilar-Ipojuca e da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba, e da Licença de Operação da Plataforma P-51.

Por fim, em 04 de dezembro de 2008, o Projeto de Lei do Gás foi aprovado pelo plenário do Senado Federal com 10 emendas que incorporaram o acordo firmado pelos agentes em novembro. Em 11 de dezembro, o projeto foi também aprovado pelo plenário da Câmara dos Deputados e agora segue para sanção presidencial.

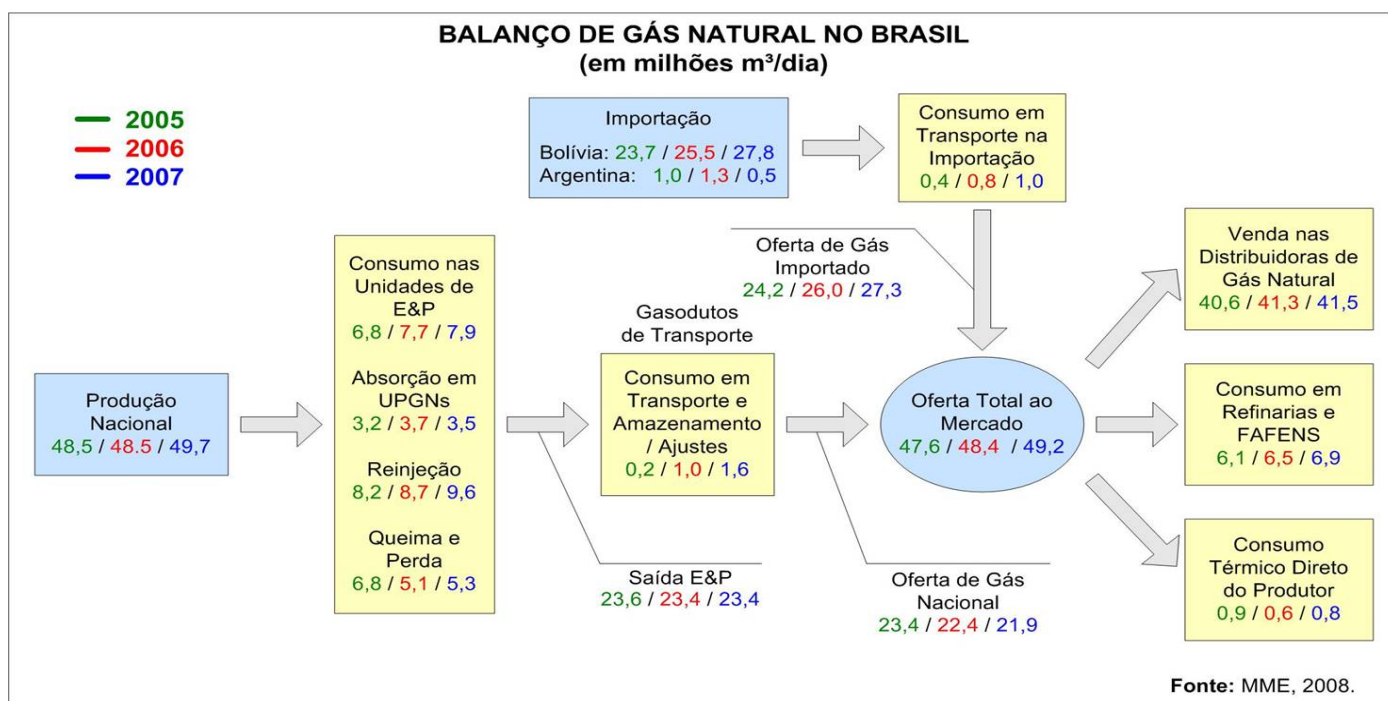
Boa leitura a todos e Feliz Ano Novo.
Departamento de Gás Natural.
boletimdogas@mme.gov.br

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	2006	2007	2008												
	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
PRODUÇÃO NACIONAL	48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93		59,16
Reinjeção	8,68	9,57	9,77	10,29	10,24	10,70	10,22	11,01	10,88	11,01	10,42	10,31	11,45		10,57
Queima e perda	5,07	5,33	5,96	5,24	4,66	4,70	5,81	6,63	6,07	6,01	6,65	7,49	6,19		5,95
Consumo nas unidades de E&P	7,68	7,89	7,21	7,63	7,36	7,24	7,97	8,32	8,21	8,26	8,19	8,13	8,25		7,89
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,04	1,57	3,61	3,05	2,29	1,15	0,98	2,43	1,91	1,76	1,61	2,05	2,39		2,11
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,72	3,54	3,58	3,41	3,46	3,56	3,40	3,32	3,43	3,50	3,54	3,54	3,48		3,48
Oferta de gás nacional ao mercado	22,32	21,82	24,18	29,16	29,78	30,75	29,22	29,34	29,90	30,53	30,29	30,56	27,17		29,17
IMPORTAÇÃO	26,82	28,30	32,41	32,58	32,20	31,74	31,42	31,28	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50		31,40
Bolívia	25,52	27,84	31,25	31,22	31,15	31,07	31,20	31,27	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50		31,00
Argentina	1,30	0,46	1,16	1,36	1,05	0,67	0,22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00		0,41
Consumo em transporte na importação	0,72	0,95	1,27	1,28	1,28	1,27	1,28	1,28	1,28	1,29	1,25	1,28	1,18		1,27
Oferta de gás importado ao mercado	26,10	27,35	31,13	31,30	30,93	30,47	30,15	30,00	30,01	30,07	29,22	29,91	28,32		30,14
OFERTA TOTAL AO MERCADO	48,42	49,17	55,32	60,46	60,70	61,22	59,36	59,34	59,91	60,59	59,51	60,47	55,49		59,31
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,26	41,49	47,55	51,00	50,98	50,82	49,77	50,43	50,42	51,04	51,23	51,71	47,06		50,18
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,52	6,89	6,26	7,32	7,59	7,96	8,08	7,66	8,21	8,36	7,20	7,31	7,01		7,54
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas)	0,64	0,79	1,50	2,13	2,13	2,45	1,51	1,25	1,28	1,20	1,08	1,46	1,42		1,58

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS. Nov/08

Os valores destacados acima foram revisados pela ANP em relação ao Boletim de novembro de 2008.



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Marco Antonio Martins Almeida (Diretor), Symone Christine de Santana Araújo, Hugo Leonardo Gosmann, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Bruna Tonani Pereira, 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
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925

Fonte: ANP, novembro de 2008.

Nota:

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 e 2006 esses dados diferem daqueles apresentados na página da ANP (www.anp.gov.br). A Agência está providenciando os ajustes necessários.

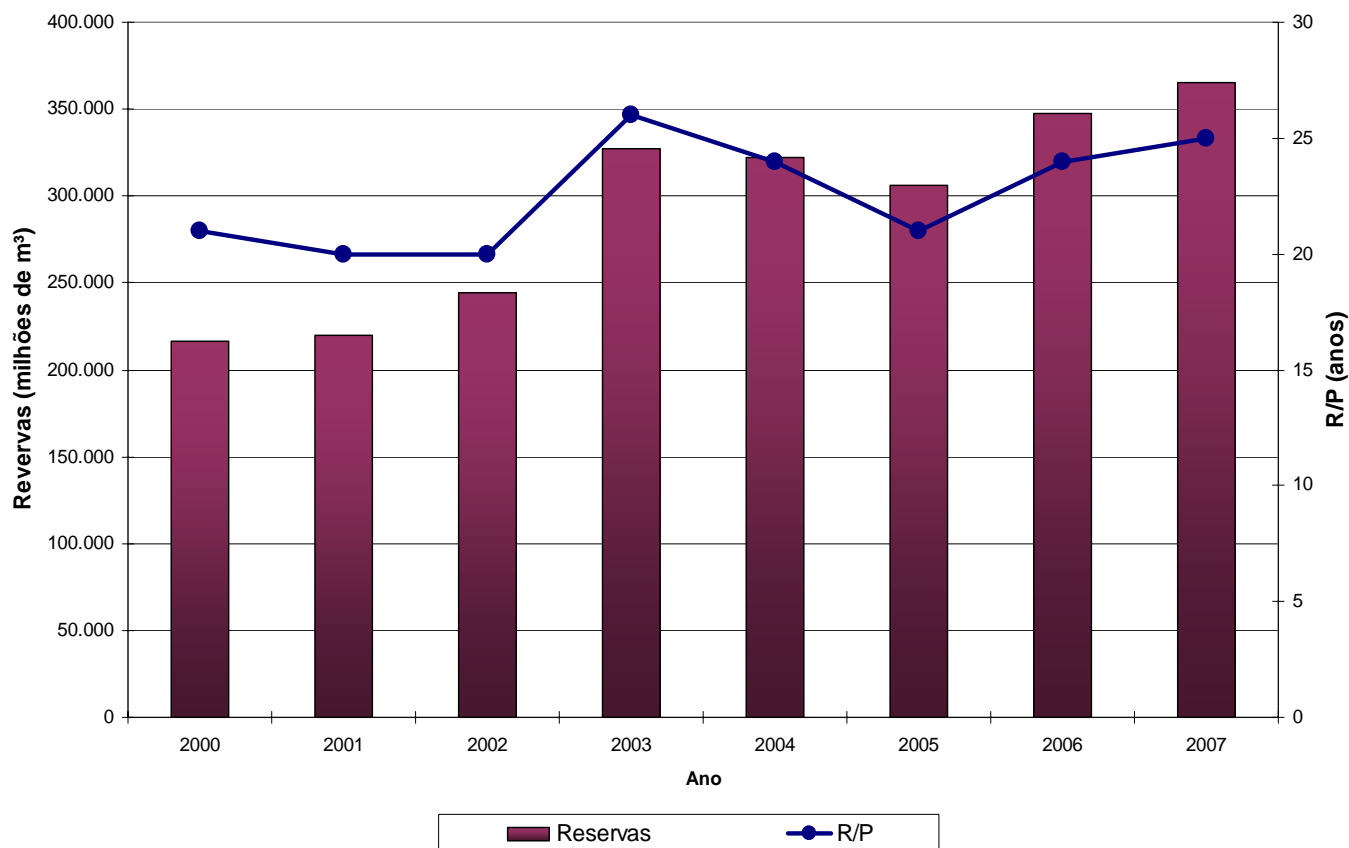
PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	2006 Média	2007 Média	2008												2008 Média
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra	18,31	17,22	17,65	17,69	17,31	17,30	16,35	17,41	17,16	17,38	17,23	17,04	16,94		17,22
Mar	30,20	32,51	36,67	41,11	40,49	40,80	41,26	43,63	43,24	43,68	43,47	45,04	41,99		41,94
Gás Associado	37,42	37,02	38,18	38,78	37,49	38,39	38,26	40,75	40,26	40,43	40,75	41,82	41,01		39,65
Gás Não Associado	11,08	12,72	16,14	20,02	20,30	19,71	19,34	20,29	20,14	20,62	19,95	20,26	17,92		19,52
TOTAL	48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93		59,16

Fonte: ANP, novembro 2008

Os valores destacados acima foram revisados pela ANP em relação ao Boletim de novembro de 2008.

RESERVAS X R/P (BRASIL)



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

UF	LOCALIZAÇÃO	2006 Média	2007 Média	2008												2008 Média
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AM	Subtotal	9,24	9,72	10,35	10,38	10,38	10,14	9,42	10,22	10,10	10,35	10,34	10,33	10,41		10,22
	Terra	9,24	9,72	10,35	10,38	10,38	10,14	9,42	10,22	10,10	10,35	10,34	10,33	10,41		10,22
	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
	Gás Associado	9,22	9,66	10,25	10,28	10,27	10,03	9,31	10,10	9,99	10,26	10,25	10,23	10,36		10,12
	Gás Não Associado	0,03	0,07	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	0,11	0,09	0,09	0,10	0,05		0,10
CE	Subtotal	0,27	0,21	0,13	0,19	0,17	0,19	0,19	0,19	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17		0,18
	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
	Mar	0,27	0,21	0,13	0,19	0,17	0,18	0,19	0,19	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17		0,18
	Gás Associado	0,27	0,21	0,13	0,19	0,17	0,19	0,19	0,19	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17		0,18
	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
RN	Subtotal	3,23	2,96	2,75	2,80	2,63	2,58	2,54	2,63	2,67	2,62	2,48	2,32	2,25		2,57
	Terra	0,73	0,86	0,93	0,99	0,91	0,92	0,90	0,94	0,92	0,87	0,81	0,78	0,74		0,88
	Mar	2,51	2,10	1,83	1,82	1,71	1,66	1,64	1,69	1,75	1,75	1,67	1,55	1,51		1,69
	Gás Associado	1,96	1,62	1,55	1,67	1,60	1,56	1,45	1,70	1,70	1,47	1,40	1,27	1,23		1,51
	Gás Não Associado	1,27	1,34	1,20	1,13	1,03	1,02	1,09	0,93	0,97	1,15	1,08	1,06	1,02		1,06
AL	Subtotal	2,80	2,48	2,52	2,48	2,36	2,38	2,34	2,41	2,33	2,31	2,12	1,51	2,05		2,25
	Terra	2,41	2,10	2,15	2,10	1,99	2,02	1,97	2,05	1,97	1,95	1,76	1,31	1,68		1,90
	Mar	0,40	0,39	0,37	0,37	0,37	0,36	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36	0,20	0,37		0,35
	Gás Associado	0,68	0,60	0,61	0,59	0,55	0,62	0,62	0,62	0,71	0,63	0,57	0,50	0,58		0,60
	Gás Não Associado	2,12	1,89	1,91	1,89	1,81	1,76	1,72	1,80	1,62	1,68	1,56	1,01	1,47		1,66
SE	Subtotal	1,67	1,50	1,83	1,91	1,82	1,92	1,84	2,25	2,67	2,72	2,68	2,81	2,98		2,31
	Terra	0,23	0,26	0,25	0,26	0,25	0,26	0,25	0,26	0,24	0,25	0,25	0,26	0,24		0,25
	Mar	1,44	1,24	1,59	1,66	1,57	1,66	1,58	1,98	2,43	2,47	2,42	2,56	2,73		2,06
	Gás Associado	0,82	0,80	1,10	1,16	1,12	1,24	1,16	1,58	1,96	1,95	1,91	2,13	2,12		1,58
	Gás Não Associado	0,85	0,70	0,73	0,75	0,69	0,68	0,68	0,67	0,71	0,78	0,77	0,68	0,86		0,73
BA	Subtotal	5,19	7,24	9,31	9,61	9,26	9,36	9,17	8,61	9,21	9,71	9,40	10,14	9,09		9,35
	Terra	5,15	4,06	3,81	3,78	3,47	3,65	3,48	3,46	3,41	3,48	3,41	3,61	3,34		3,54
	Mar	0,04	3,18	5,50	5,83	5,79	5,72	5,69	5,14	5,80	6,23	5,99	6,53	5,75		5,82
	Gás Associado	1,30	1,31	1,39	1,44	1,38	1,40	1,31	1,29	1,27	1,32	1,31	1,43	1,30		1,35
	Gás Não Associado	3,89	5,93	7,92	8,16	7,88	7,96	7,85	7,32	7,94	8,39	8,09	8,70	7,79		8,00
ES	Subtotal	2,49	2,64	3,18	7,21	8,08	8,14	7,25	8,93	8,26	8,49	8,70	9,08	6,59		7,63
	Terra	0,55	0,23	0,18	0,18	0,32	0,31	0,33	0,49	0,52	0,48	0,64	0,76	0,53		0,43
	Mar	1,94	2,41	3,01	7,03	7,76	7,82	6,93	8,44	7,75	8,01	8,06	8,33	6,06		7,20
	Gás Associado	1,29	1,65	1,31	1,26	1,21	1,29	1,26	1,21	1,07	1,16	1,25	1,25	1,06		1,21
	Gás Não Associado	1,20	0,99	1,88	5,96	6,88	6,85	6,00	7,72	7,20	7,33	7,46	7,83	5,53		6,42
RJ	Subtotal	22,51	21,99	23,34	23,30	22,21	22,64	23,99	24,95	24,11	23,92	24,19	25,59	24,86		23,92
	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
	Mar	22,51	21,99	23,34	23,30	22,21	22,64	23,99	24,95	24,11	23,92	24,19	25,59	24,86		23,92
	Gás Associado	21,76	21,07	21,77	22,14	21,12	22,00	22,89	23,98	23,27	23,36	23,84	24,81	24,17		23,03
	Gás Não Associado	0,75	0,92	1,57	1,16	1,09	0,64	1,10	0,97	0,83	0,55	0,35	0,79	0,69		0,88
SP	Subtotal	0,98	0,89	0,85	0,87	0,82	0,69	0,79	0,78	0,75	0,66	0,56	0,09	0,52		0,67
	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
	Mar	0,98	0,89	0,85	0,87	0,82	0,69	0,79	0,78	0,75	0,66	0,56	0,09	0,52		0,67
	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
	Gás Não Associado	0,98	0,89	0,85	0,87	0,82	0,69	0,79	0,78	0,75	0,66	0,56	0,09	0,52		0,67
PR	Subtotal	0,11	0,09	0,07	0,04	0,08	0,07	0,08	0,09	0,10	0,09	0,05	0,02	0,01		0,06
	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
	Mar	0,11	0,09	0,07	0,04	0,08	0,07	0,08	0,09	0,10	0,09	0,05	0,02	0,01		0,06
	Gás Associado	0,11	0,09	0,07	0,04	0,08	0,07	0,08	0,09	0,10	0,09	0,05	0,02	0,01		0,06
	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
Total Brasil		48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93		59,16

Fonte: ANP, novembro 2008

Os valores destacados acima foram revisados pela ANP em relação ao Boletim de novembro de 2008.

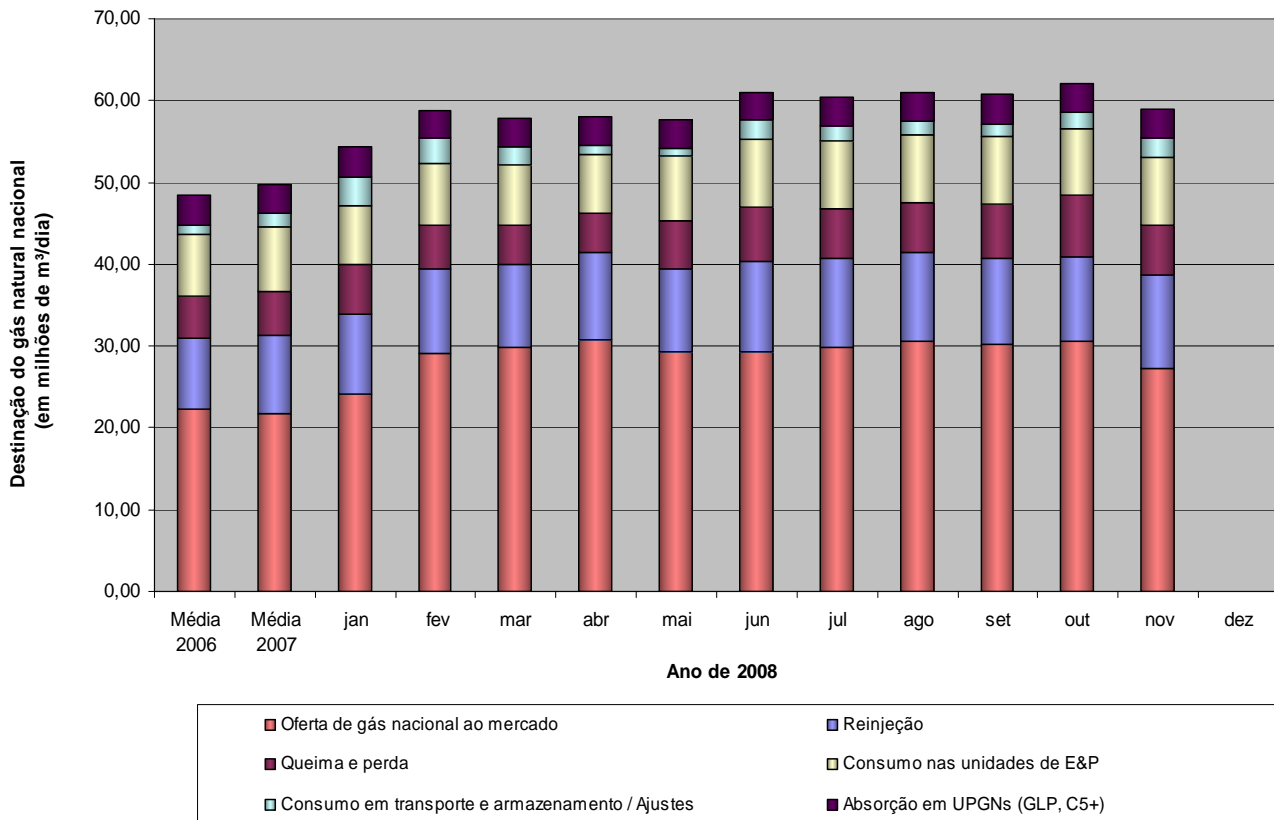
DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	2006	2007	2008												
	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
PRODUÇÃO NACIONAL	48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93		59,16
Reinjeção	8,68	9,57	9,77	10,29	10,24	10,70	10,22	11,01	10,88	11,01	10,42	10,31	11,45		10,57
Queima e perda	5,07	5,33	5,96	5,24	4,66	4,70	5,81	6,63	6,07	6,01	6,65	7,49	6,19		5,95
Consumo nas unidades de E&P	7,68	7,89	7,21	7,63	7,36	7,24	7,97	8,32	8,21	8,26	8,19	8,13	8,25		7,89
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,04	1,57	3,61	3,05	2,29	1,15	0,98	2,43	1,91	1,76	1,61	2,05	2,39		2,11
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,72	3,54	3,58	3,41	3,46	3,56	3,40	3,32	3,43	3,50	3,54	3,54	3,48		3,48
Oferta de gás nacional ao mercado	22,32	21,82	24,18	29,16	29,78	30,75	29,22	29,34	29,90	30,53	30,29	30,56	27,17		29,17

Fonte: ANP e PETROBRAS. Nov/08

Os valores destacados acima foram revisados pela ANP em relação ao Boletim de novembro de 2008.

GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m ³ /dia)		2006	2007	2008													
		Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008	
Bolívia	TBG	Petrobras	24,44	26,90	31,01	31,19	31,11	31,07	31,20	31,27	31,29	31,34	30,46	31,19	29,50		30,97
		BG	0,50	0,39	0,01	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	0,23	0,03	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00		0,03
	Subtotal		25,52	27,84	31,25	31,22	31,15	31,07	31,20	31,27	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50		31,00
Argentina	Sulgás (TSB)		1,30	0,46	1,16	1,36	1,05	0,67	0,22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00		0,41
	Subtotal		1,30	0,46	1,16	1,36	1,05	0,67	0,22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00		0,41
TOTAL		26,82	28,30	32,41	32,58	32,20	31,74	31,42	31,28	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50		31,40	
Consumo em transporte na importação		0,72	0,95	1,27	1,28	1,28	1,27	1,28	1,28	1,28	1,29	1,25	1,28	1,18		1,27	
Oferta de gás importado		26,10	27,35	31,13	31,30	30,93	30,47	30,15	30,00	30,01	30,07	29,22	29,91	28,32		30,14	

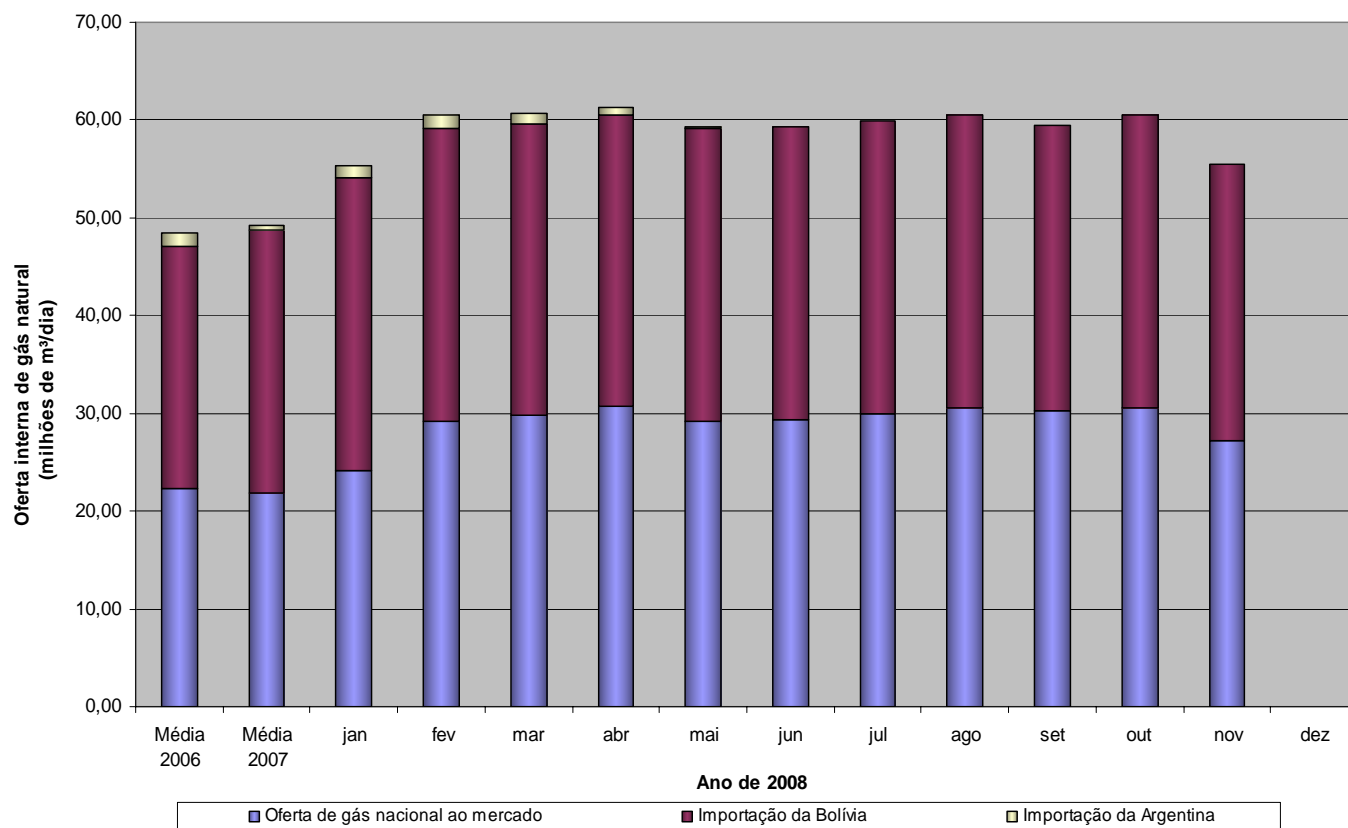
Fontes: ANP, novembro 2008

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



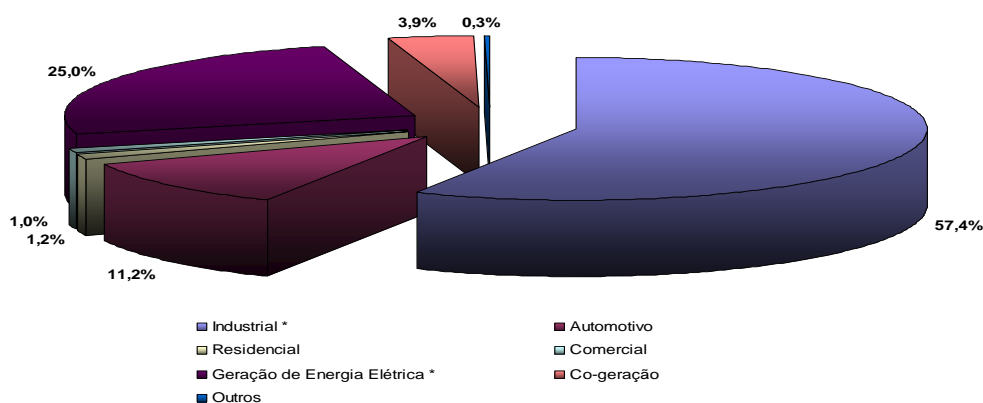
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008	2008 Média %
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	30,79	32,21	32,26	32,76	33,54	34,54	35,41	34,92	35,68	35,62	34,10	33,94	31,80		34,05	57,4%
Automotivo	6,31	7,01	6,66	6,71	6,94	6,78	6,69	6,71	6,52	6,57	6,62	6,59	6,36		6,65	11,2%
Residencial	0,65	0,66	0,55	0,60	0,64	0,68	0,72	0,80	0,83	0,79	0,80	0,82	0,72		0,72	1,2%
Comercial	0,56	0,58	0,57	0,60	0,60	0,62	0,61	0,64	0,60	0,63	0,63	0,64	0,58		0,61	1,0%
Geração de Energia Elétrica *	7,98	6,55	13,46	17,36	16,61	16,11	13,38	13,93	13,95	14,65	14,75	15,54	13,32		14,82	25,0%
Co-geração	1,81	1,92	1,59	2,19	2,31	2,44	2,47	2,20	2,19	2,16	2,43	2,75	2,54		2,30	3,9%
Outros	0,32	0,23	0,23	0,23	0,07	0,05	0,08	0,14	0,14	0,18	0,18	0,19	0,16		0,15	0,3%
TOTAL	48,42	49,17	55,32	60,46	60,70	61,22	59,36	59,34	59,91	60,59	59,51	60,47	55,49		59,31	100%
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	13,16	12,99	14,41	14,10	13,11	11,95	12,35	14,07	13,55	13,51	13,35	13,72	14,11		13,48	
TOTAL GERAL	61,58	62,16	69,72	74,56	73,81	73,17	71,72	73,40	73,46	74,11	72,86	74,19	69,60		72,78	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, novembro 2008.

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2008



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008	2008 Média %
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Algás (AL)	0,46	0,50	0,50	0,49	0,50	0,48	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,53	0,48		0,50	1%
BahiaGás (BA)	3,35	3,36	3,62	3,21	3,45	3,55	3,58	3,28	3,53	3,63	3,82	3,94	3,66		3,57	7%
BR Distribuidora (ES)	1,11	1,22	1,71	1,57	1,73	2,00	2,05	1,96	2,09	2,09	2,07	2,02	1,58		1,90	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,00	0%
Ceg (RJ)	5,37	6,00	7,21	8,60	8,00	8,21	8,14	8,12	8,57	8,47	9,25	9,46	8,83		8,44	17%
Ceg Rio (RJ)	4,83	4,33	5,73	8,72	9,91	9,57	8,46	10,05	9,86	10,03	10,02	10,03	8,01		9,13	18%
Cegás (CE)	0,62	0,50	0,56	0,63	0,75	0,47	0,46	0,47	0,47	0,47	0,47	0,49	0,47		0,52	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%
Comgas (SP)	13,04	13,89	13,84	15,00	15,19	15,23	14,82	14,53	14,75	14,39	14,07	13,74	13,86		14,49	29%
Compagás (PR)	1,11	1,82	1,63	0,76	0,85	0,90	2,02	1,63	1,12	1,92	0,91	1,35	0,80		1,26	3%
Copergás (PE)	1,47	1,07	2,02	1,69	1,20	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02	1,00		1,17	2%
Gas Brasileiro (SP)	0,36	0,43	0,42	0,32	0,29	0,31	0,35	0,49	0,58	0,61	0,63	0,63	0,64		0,48	1%
Gasmig (MG)	2,01	1,73	2,49	2,56	2,47	2,60	2,50	2,55	2,06	2,21	2,61	2,55	2,29		2,45	5%
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%
Mtgás (MT)	0,58	0,65	0,01	0,02	0,02	0,23	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00		0,04	0%
Msgás (MS)	0,94	0,38	1,41	0,67	0,14	0,05	0,05	0,07	0,06	0,04	0,12	0,17	0,51		0,30	1%
Pbgás (PB)	0,32	0,36	0,39	0,37	0,36	0,33	0,37	0,40	0,39	0,38	0,40	0,39	0,39		0,38	1%
Potigás (RN)	0,37	0,40	0,38	0,38	0,39	0,40	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,44	0,38		0,41	1%
São Paulo Sul (SP)	1,12	1,27	1,36	1,39	1,36	1,33	1,35	1,41	1,48	1,41	1,34	1,40	1,37		1,38	3%
Scgás (SC)	1,44	1,54	1,51	1,58	1,60	1,60	1,60	1,65	1,67	1,65	1,71	1,76	1,41		1,61	3%
Sergás (SE)	0,27	0,30	0,29	0,29	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	0,30	0,29	0,28	0,26		0,29	1%
Sulgás (RS)	2,48	1,75	2,48	2,75	2,47	2,31	1,78	1,58	1,56	1,50	1,54	1,47	1,11		1,87	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%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,26	41,49	47,55	51,00	50,98	50,82	49,77	50,43	50,42	51,04	51,23	51,71	47,06		50,18	100%

Fonte: Abegás, novembro 2008

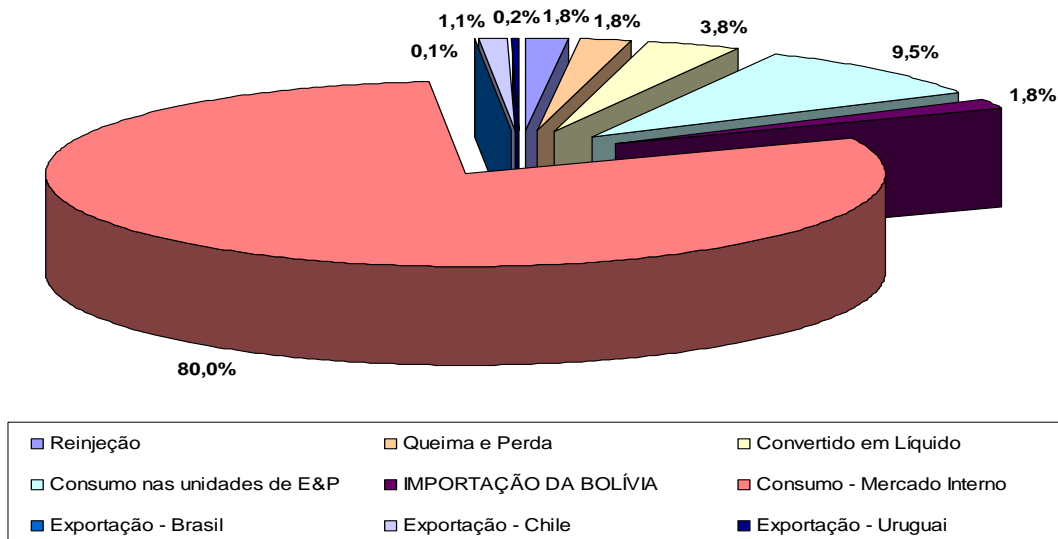
BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	2008												Média 2008
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	119,60	125,61	127,00	127,26	126,89	129,19	137,22	133,68	136,96				129,27
Austral	23,53	20,63	21,66	22,44	22,49	22,42	22,34	23,66	25,64	25,08				22,93
Golfo San Jorge	12,56	12,47	13,10	12,55	12,58	12,54	9,53	14,31	13,11	13,75				12,66
Neuquina	76,64	69,45	72,94	74,39	74,53	74,32	78,93	79,67	77,26	80,14				75,74
Noroeste	17,47	17,05	17,91	17,62	17,66	17,61	18,39	19,58	17,67	17,99				17,94
Reinjeção	2,04	2,61	2,61	3,06	3,06	3,06	1,33	2,61	1,44	1,62				2,38
Queima e Perda	2,39	2,38	2,38	2,43	2,43	2,43	2,48	2,38	2,39	2,38				2,41
Convertido em Líquido	5,65	5,17	5,17	5,01	5,01	5,01	4,80	5,16	4,86	5,16				5,04
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,69	12,69	13,51	13,51	13,51	10,23	12,69	13,55	12,69				12,79
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	96,75	102,76	102,99	103,25	102,88	110,35	114,38	111,44	115,11				106,66
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA	4,74	3,02	2,80	2,91	2,29	1,98	2,14	2,81	1,65	1,75				2,37
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	98,38	103,93	102,40	102,84	103,40	111,56	115,72	111,61	115,34				107,24
Residencial	26,55	8,45	8,90	10,53	19,71	33,34	52,08	43,63	44,68	46,17				29,72
Comercial	4,00	2,16	2,28	2,58	3,58	5,17	7,49	6,68	7,01	7,25				4,91
Veicular	7,84	7,46	7,38	7,44	7,39	7,56	7,54	7,63	7,64	7,90				7,55
Geração Elétrica	33,44	45,35	46,14	43,29	34,25	25,81	18,85	28,96	20,89	21,59				31,68
Industriais	33,39	34,96	39,23	38,56	37,91	31,52	25,60	28,82	31,39	32,43				33,38
EXPORTAÇÃO	7,00	1,41	1,64	3,51	3,14	1,47	0,94	1,47	1,47	1,52				1,84
Brasil	0,34	0,13	0,15	0,25	0,27	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00				0,10
Chile	6,40	1,06	1,26	3,04	2,67	1,12	0,73	1,22	1,23	1,27				1,51
Uruguai	0,27	0,22	0,23	0,22	0,20	0,22	0,21	0,25	0,24	0,25				0,23

Fonte: Petrobras Argentina

Os dados do balanço de gás natural na Argentina em outubro de 2008 não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

MÉDIA 2008



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

	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	40,24	41,72	42,62	42,44	42,45	42,30	42,58	42,52	43,19	42,11	41,32	41,74			42,33
Reinjeção	3,03	2,16	1,54	1,56	1,34	1,15	1,03	0,88	0,66	0,48	0,40	0,32			0,94
Queima e perda	0,41	0,22	0,33	0,28	0,15	0,15	0,20	0,15	0,17	0,19	0,32	0,32			0,23
Consumo nas unidades de E&P	0,76	0,78	0,78	0,79	0,79	0,78	0,80	0,81	0,82	0,82	0,78	0,81			0,80
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,50	0,49	0,49	0,48	0,45	0,49			0,49
Consumo no Transporte	n/d	0,80	0,92	0,85	0,85	0,86	0,83	0,90	0,74	0,82	0,79	0,83			0,84
DISPONIBILIZADO	35,50	37,24	38,54	38,45	38,81	38,85	39,22	39,29	40,31	39,32	38,58	38,97			39,03
CONSUMO INTERNO DE GÁS	4,27	5,03	4,53	4,50	4,85	5,61	6,11	6,03	6,38	6,43	6,47	6,24			5,72
Residencial	n/d	0,07	0,08	0,09	0,08	0,09	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09			0,09
Comercial	n/d	0,06	0,06	0,07	0,06	0,08	0,07	0,08	0,08	0,07	0,09	0,08			0,07
Veicular	n/d	0,69	0,78	0,80	0,84	0,87	0,86	0,89	0,90	0,89	0,93	0,97			0,87
Geração Elétrica	n/d	2,50	2,00	1,89	2,12	2,64	3,22	3,15	3,51	3,53	3,54	3,31			2,89
Refinarias	n/d	0,22	0,29	0,29	0,27	0,27	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,24			0,26
Indústria	n/d	1,48	1,32	1,36	1,48	1,66	1,64	1,57	1,55	1,60	1,56	1,55			1,53
EXPORTAÇÃO	31,23	32,22	34,01	33,96	33,96	33,24	33,09	33,26	33,94	32,90	32,09	32,73			33,32
Brasil	26,50	27,60	31,13	31,24	31,16	31,06	31,20	31,20	31,25	31,31	30,42	31,20			31,12
Petrobras	24,43	26,62	31,01	31,20	31,11	31,05	31,17	31,17	31,25	31,31	30,42	31,20			31,09
EPE	1,12	0,54	0,11	0,04	0,05	0,01	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00			0,03
BG	0,94	0,44	0,01	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	2,88	2,72	2,80	2,18	1,89	2,06	2,69	1,59	1,67	1,53			2,20

Fontes:

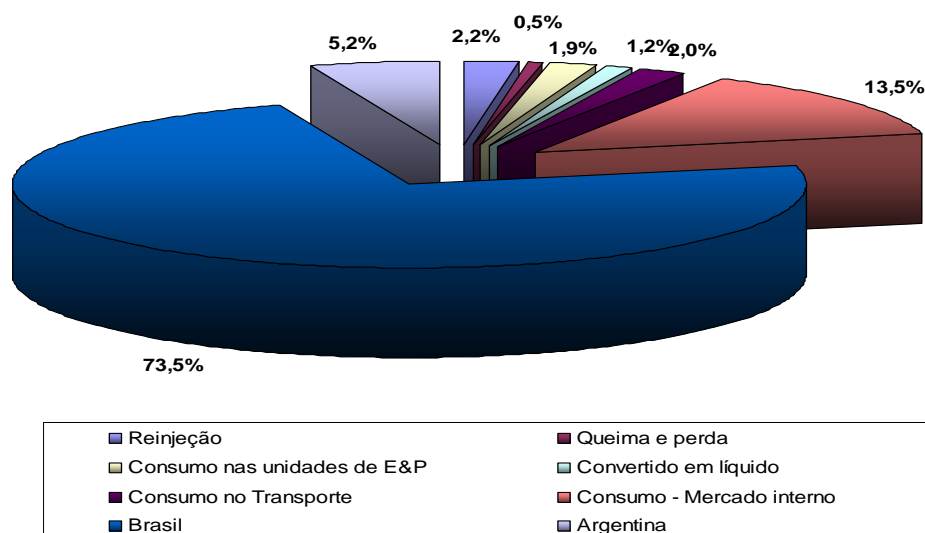
Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade; Produção: YPFB; Exportação: PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia;

n/d: não disponível

MÉDIA 2008



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

	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	6,02	5,51	5,37	5,38	5,18	5,03	5,09	5,25							5,22
IMPORTAÇÃO *	15,78	6,63	1,31	1,19	3,22	2,89	1,21	0,78							1,76
Argentina	15,78	6,63	1,31	1,19	3,22	2,89	1,21	0,78							1,76
OFERTADO AO MERCADO	21,80	12,15	6,68	6,57	8,40	7,91	6,30	6,03							6,98
CONSUMO INTERNO DE GÁS	21,80	12,15	6,68	6,57	8,40	7,91	6,30	6,03							6,98
Residencial e Comercial	1,44	1,45	0,82	0,82	0,90	1,19	1,39	1,39							1,09
Veicular	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03							0,03
Geração Elétrica	6,12	2,71	0,78	0,80	2,45	2,02	0,53	0,10							1,11
Industriais	2,58	0,91	0,21	0,22	0,26	0,25	0,16	0,25							0,23
Petroquímica e Refinaria	11,53	6,97	4,81	4,67	4,73	4,37	4,13	4,21							4,48
Outros	0,04	0,05	0,02	0,02	0,03	0,05	0,05	0,06							0,04

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

Dados Preliminares

* 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 ao meses de julho a outubro de 2008 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 2007	2008												Média 2008
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
IMPORTAÇÃO	0,31	0,30	0,27	0,25	0,29	0,29	0,39	0,33	0,29	0,26	0,26			0,29
Argentina	0,31	0,30	0,27	0,25	0,29	0,29	0,39	0,33	0,29	0,26	0,26			0,29
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
OFERTA DE GÁS	0,31	0,30	0,27	0,25	0,29	0,29	0,39	0,33	0,29	0,26	0,26			0,29
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,28	0,28	0,24	0,29	0,30	0,36	0,32	0,29	0,26	0,26			0,29
Residencial	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-
Comercial	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-
Veicular	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-
Geração Elétrica	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-
Industriais	0,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-
Consumo propio sector energético	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería

PREÇOS DE GÁS NATURAL

PREÇOS	Preço Petrobras para Distribuidora				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
	Região	Contratos	Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/m ³	2.000 m ³ /dia	20.000 m ³ /dia	50.000 m ³ /dia
Nordeste	Gás Nacional (comm. + transp. ou parc. var + parc. fixa)		7,3004	0,6171	13,2504	12,7312	12,4222
Sudeste	Gás Nacional (comm. + transp. ou parc. var + parc. fixa)		7,9115	0,6688	15,5764	12,6627	12,0952
	Gás Importado	Commodity	7,3220	0,6189			
		Transporte	1,7432	0,1474			
Sul	Gás Importado	Commodity	7,3069	0,6177	14,3348	13,2020	12,9781
		Transporte	1,7448	0,1475			
Centro Oeste	Gás Importado	Commodity	7,3325	0,6198	14,6289	11,9161	11,4028
		Transporte	1,7593	0,1487			

Fonte: Petrobras, nov/08.

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\$ (nov/08):	2,2663
---------------------------------------	--------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008												
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
PPT	3,21	3,44	3,71	3,99	4,07	4,12	4,23	4,30	4,45	4,57	4,65	4,40	4,12	3,93		4,26

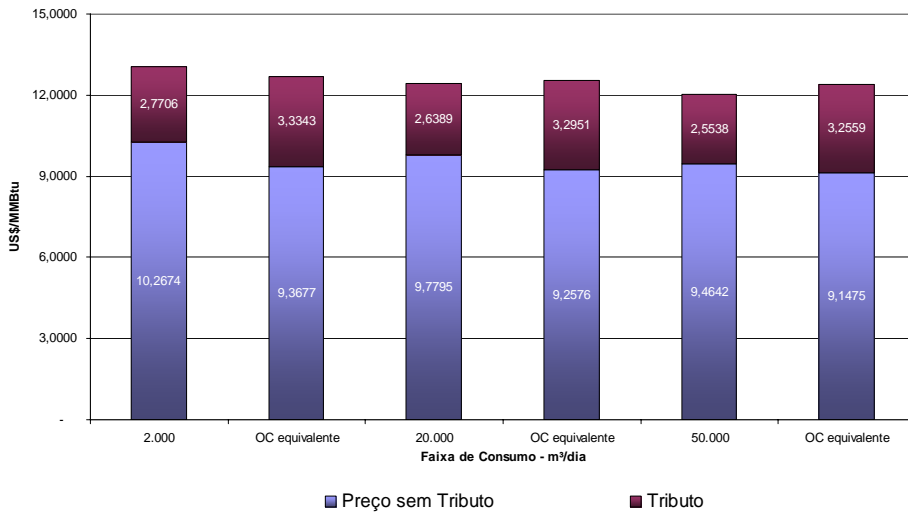
Fonte: MME/SPG/DGN, nov/08.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008												
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
Henry Hub	8,89	6,74	6,98	7,98	8,55	9,41	10,18	11,27	12,68	11,08	8,25	7,62	6,74	6,70		9,13
Petróleo Brent	9,74	11,60	12,92	16,39	16,93	18,47	19,42	21,87	23,63	23,73	20,14	17,48	12,80	9,36		18,20
Petróleo WTI	10,10	11,59	12,87	16,57	17,00	18,79	20,07	22,34	23,91	23,75	20,77	18,46	13,65	10,23		18,68
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	54,65	65,13	72,53	92,00	95,04	103,66	108,97	122,73	132,63	133,18	113,03	98,13	71,86	52,51		102,16
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	56,68	65,08	72,26	92,98	95,39	105,45	112,63	125,38	134,19	133,30	116,58	103,61	76,62	57,41		104,87

Fonte: Petrobras, nov/08.

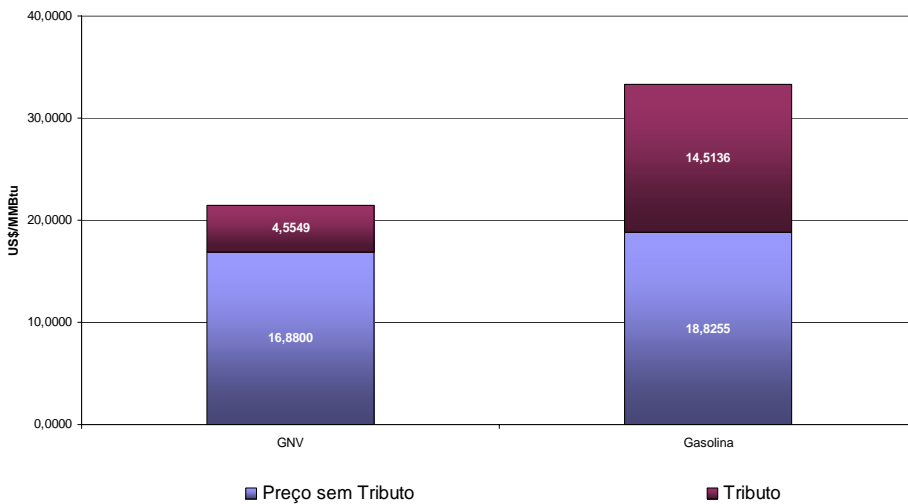
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
NOVEMBRO DE 2008



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.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
NOVEMBRO DE 2008



Poder Calorífico Superior (PCS)

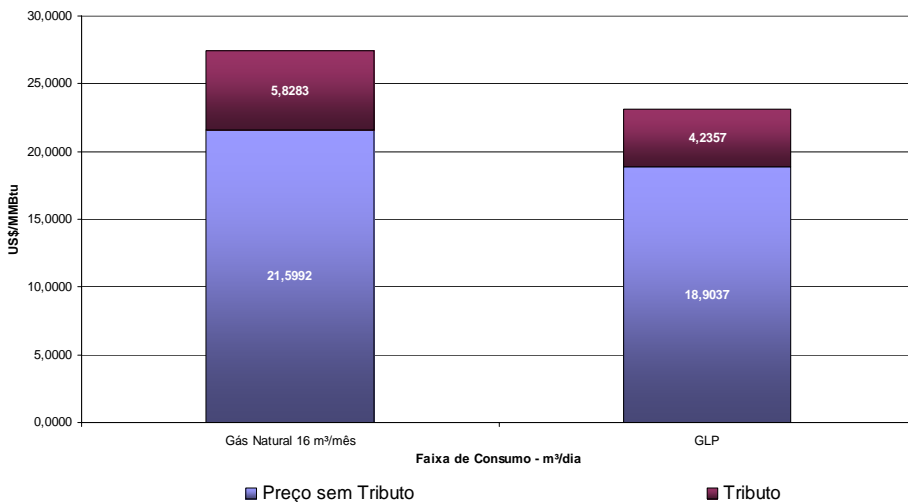
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

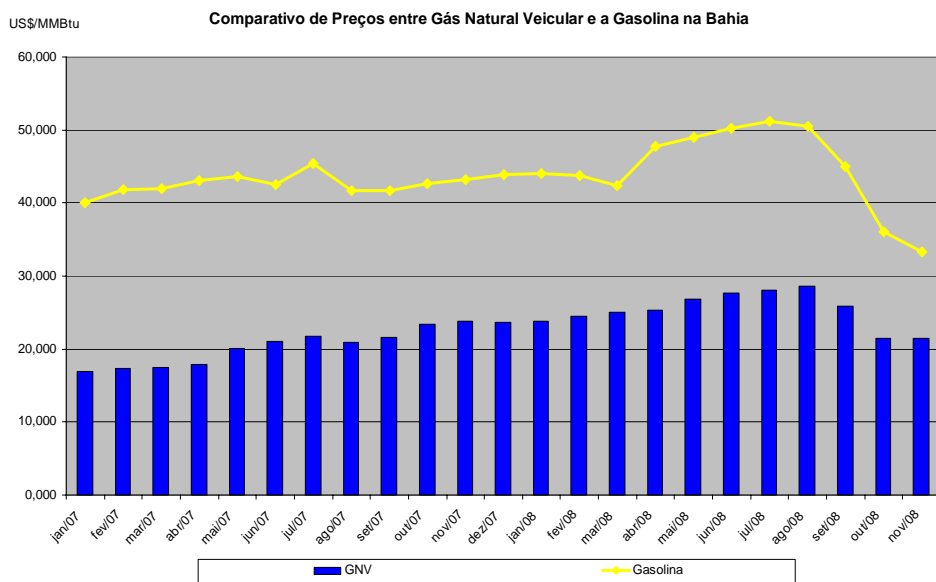
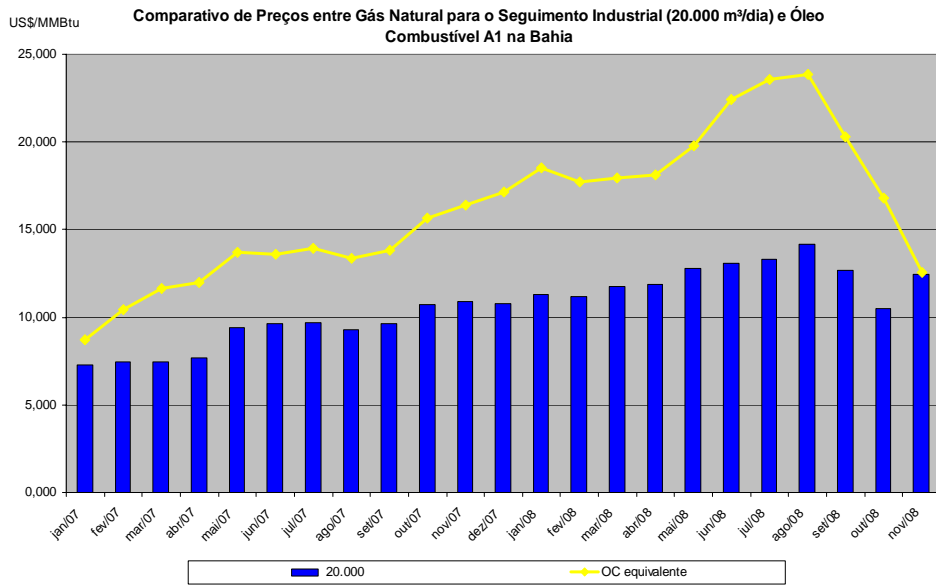
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
NOVEMBRO DE 2008



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA



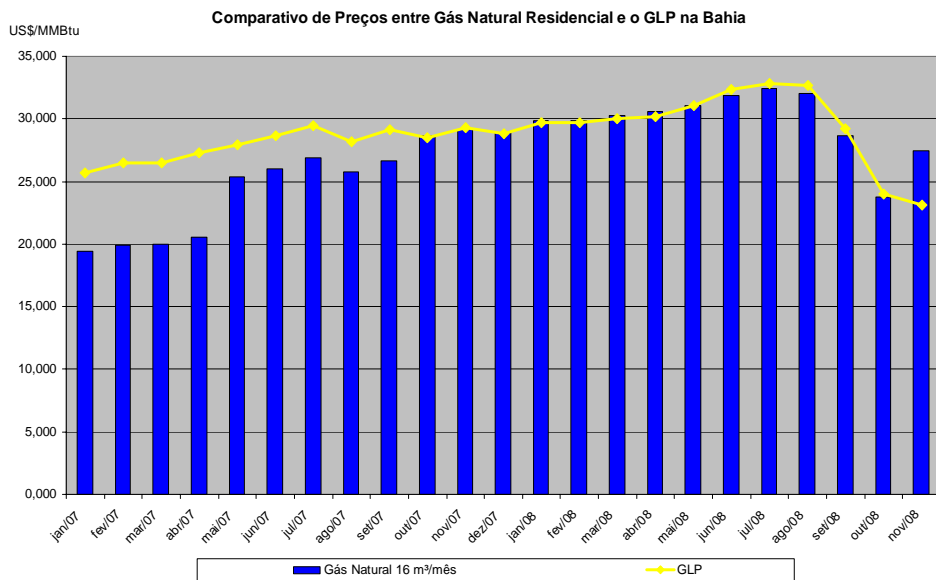
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

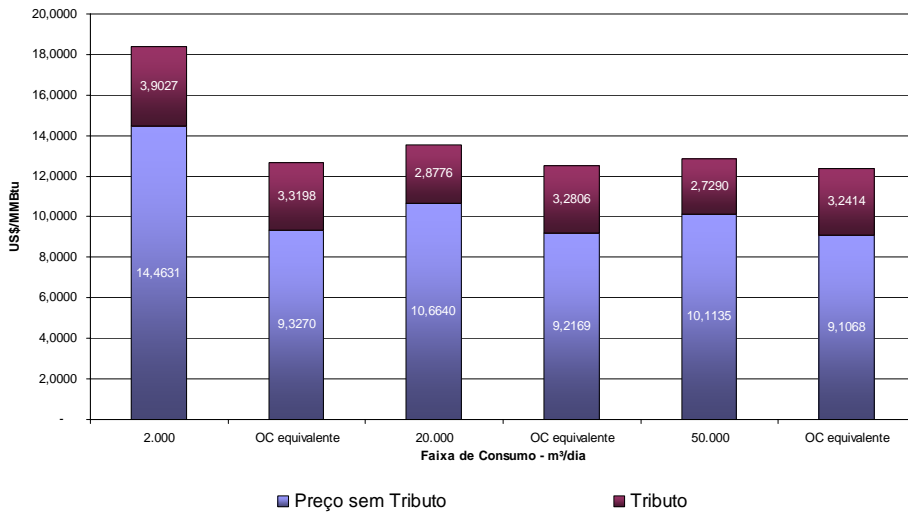
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



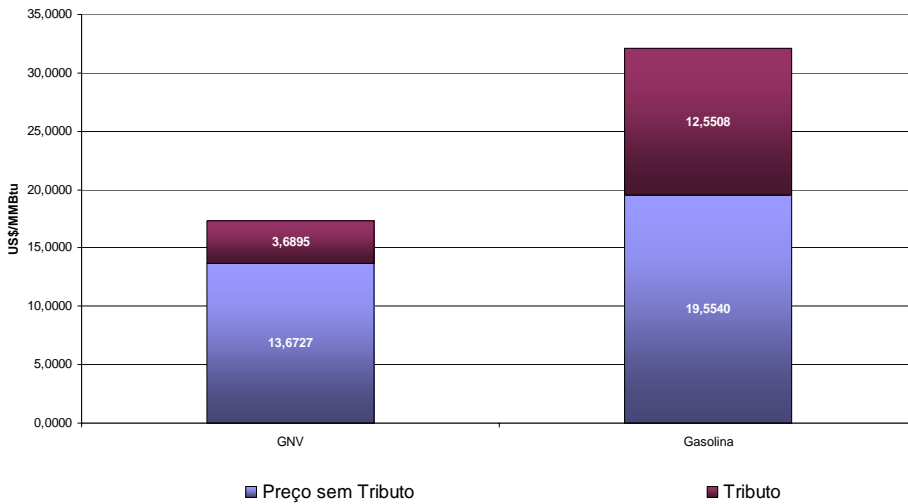
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
NOVEMBRO DE 2008



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.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
NOVEMBRO DE 2008



Poder Calorífico Superior (PCS)

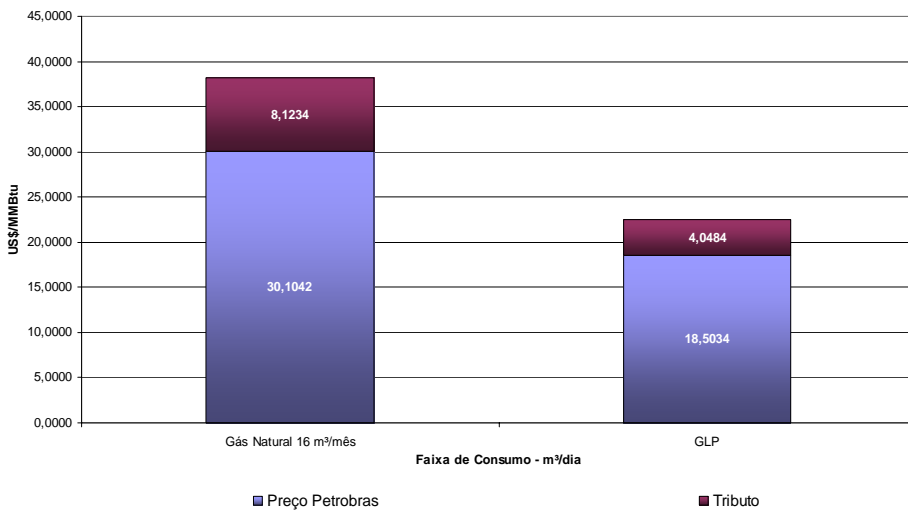
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

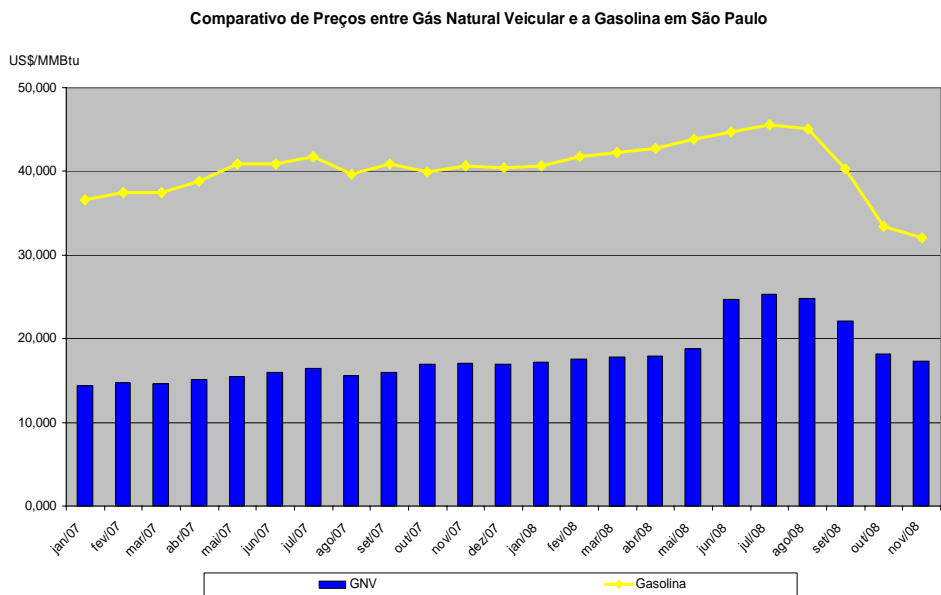
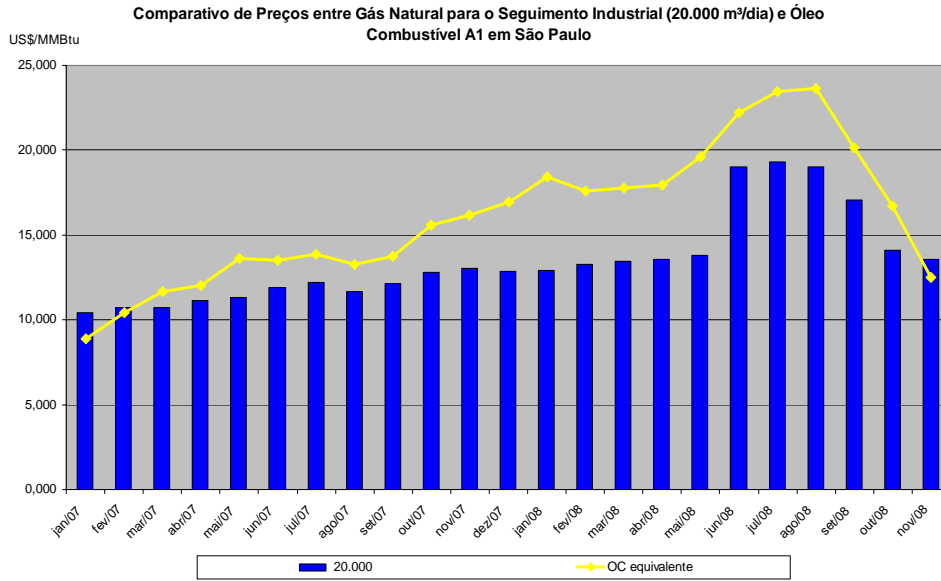
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
NOVEMBRO DE 2008



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)



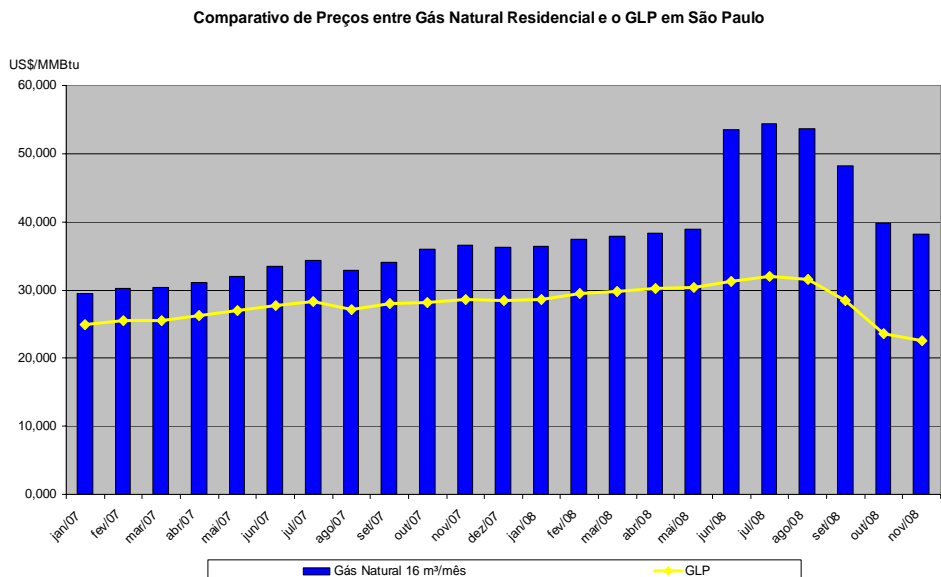
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

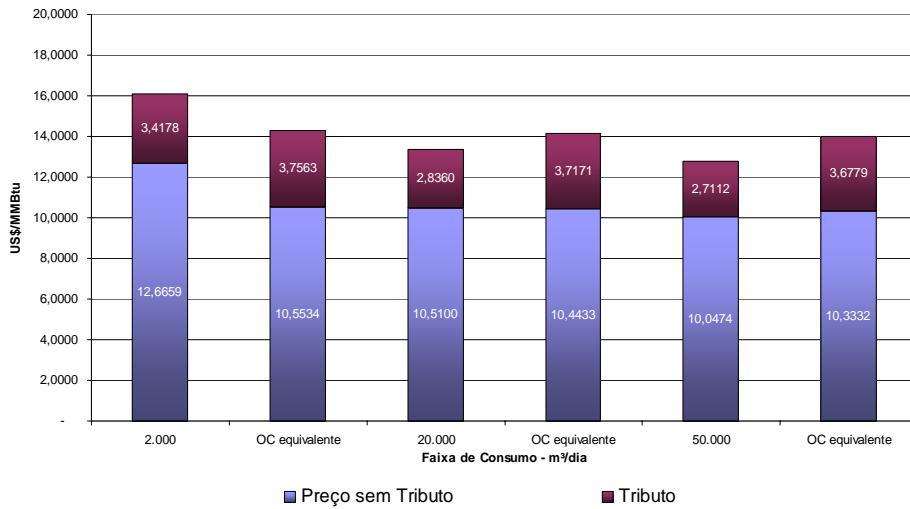
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



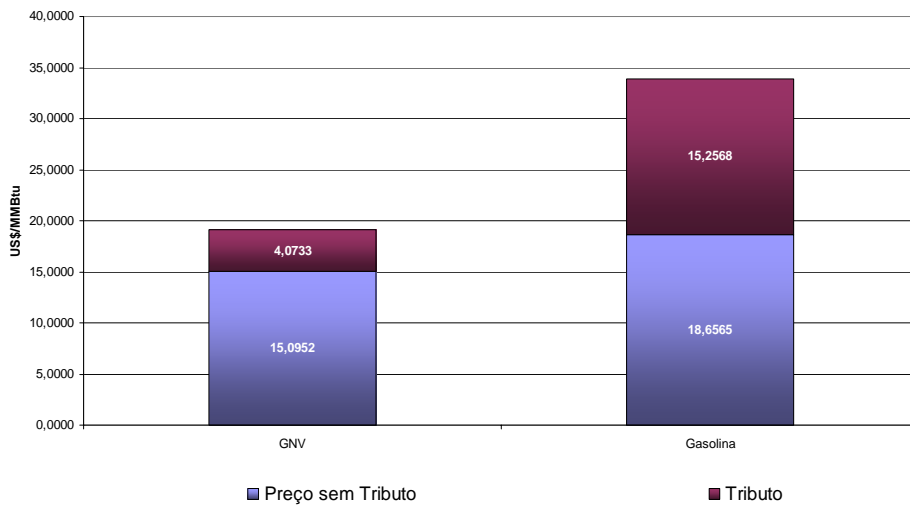
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
NOVEMBRO DE 2008



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.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
NOVEMBRO DE 2008



Poder Calorífico Superior (PCS)

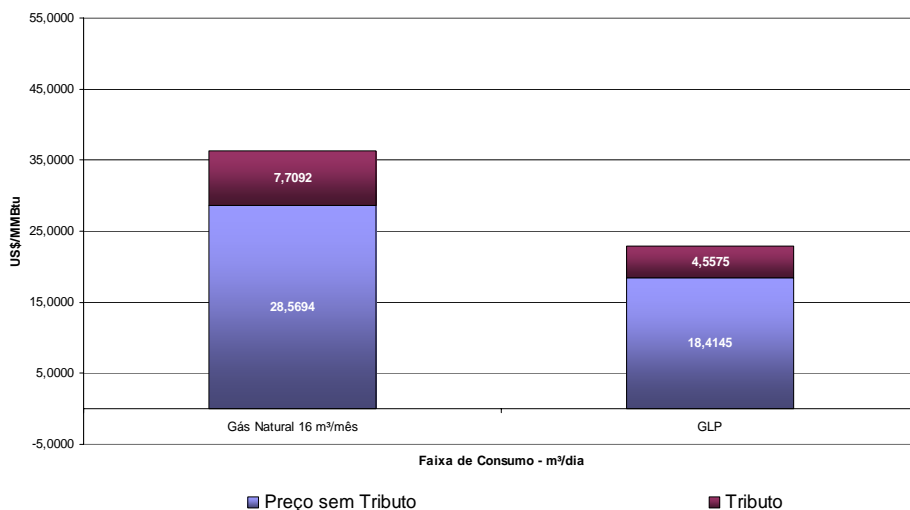
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

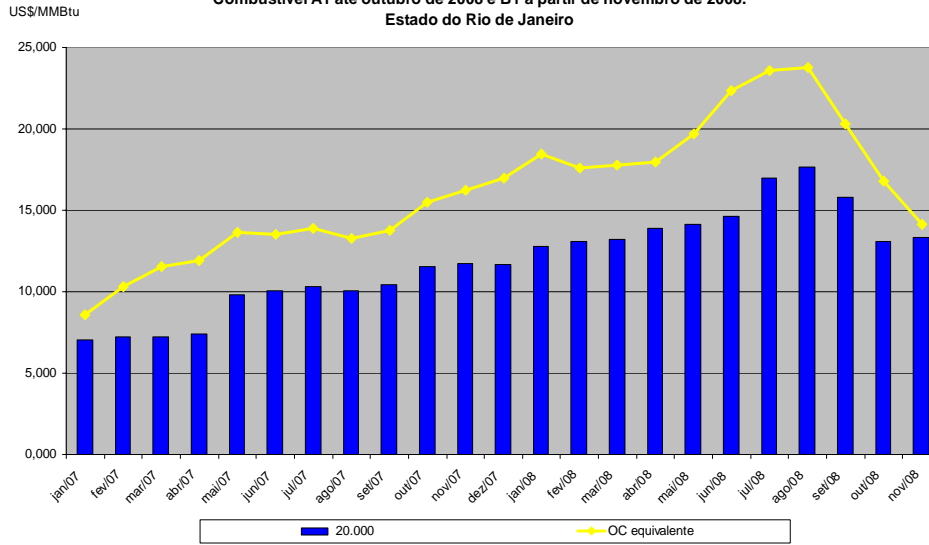
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
NOVEMBRO DE 2008

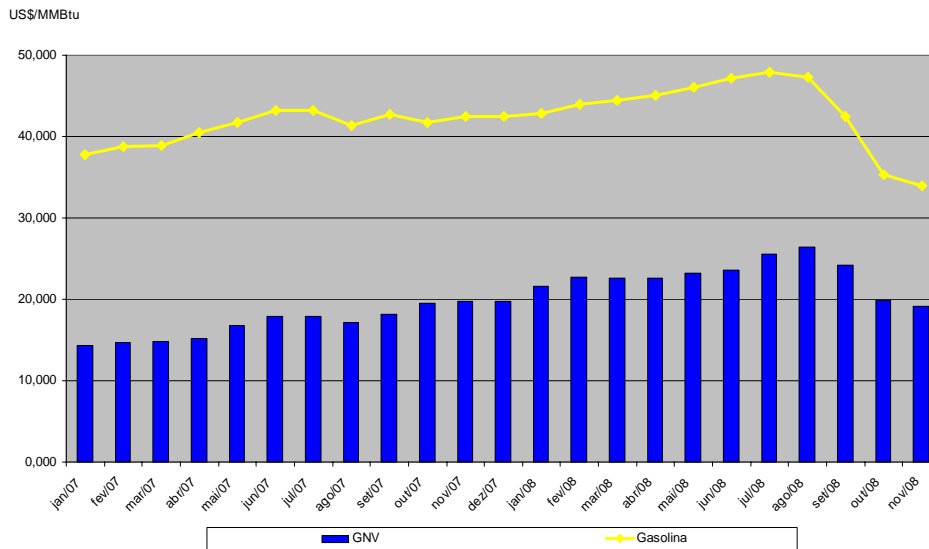


COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

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



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



Poder Calorífico Superior (PCS)

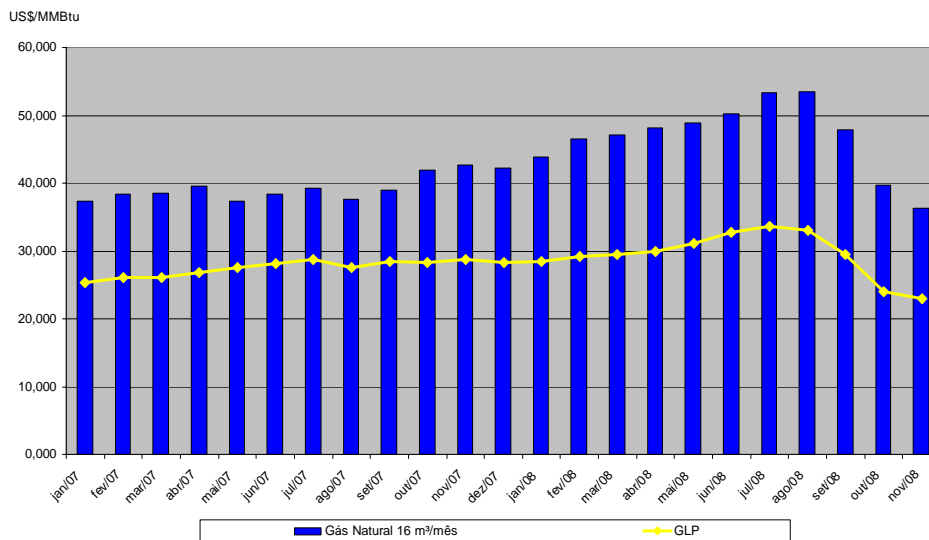
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

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 II	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (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	0	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 Tapu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Acu - Serra do Mel	Acu (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
TOTAL - TRANSPETRO			4.268,0			
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⁾						
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguaiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Polo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
TOTAL - TSB			50,0			
Transportadora Gas Ocidente⁽⁴⁾						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matías)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
TOTAL BRASIL			7.178,2			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

** Gasoduto transportando GLP. Irá transportar GN após a conclusão do GLP duto Urucu - Coari

GASODUTOS NO EXTERIOR DEDICADOS À EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL 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 Matías)	362,0	18	2,8	2002
Trecho Argentino - TGM⁽³⁾						
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Aldea Brasileira (Argentina)	Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

(3) http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim/08-027/Gasoductos.pdf

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás TransBolívia S.A.

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL (KM)

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

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, dez/08.

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			2.352,0			631,5			
Malha Nordeste			207,0			18,0			
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	187,0	24	5 a 15	0,0	AC, LO, AO	mar-09 ^(R)	ago-10 ^(R)
Terminal Pecém - Gasfor I	Porto de Pecém/Pier 2 (CE)	Gasoduto Gasfor I (CE)	Duto terrestre: 18,00 Duto aéreo: 2,00	20	7,0	18,0	AO	dez-07	Jan-09 ^(R)
Malha Sudeste			808,0			26,8			
Caraguatuba - Taubaté	Caraguatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15,0	0,0	LO, AO	jul-08	out-10
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	38	40,0	0,0	LO, AO	jul-08	set-09
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	0,0	LP, LI, AC, LO, AO	jun-09	jun-10
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Belm (MG)	267,0	16 - 18	6,9	0,0	LI, AC, LO, AO	mar-09 ^(R)	mar-10 ^(R)
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	0,0	LP, LI, AC, LO, AO	jun-09	jun-10
Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5,0	3,7	LO, AO	out-08	jul-09
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20,0	18,3	LO, AO	mai-08	mar-09
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	11,0	10	2,0	0,0		A definir	2009
Terminal Baía Guanabara - REDUC	Terminal Flexível de GNL (Baía de Guanabara) (RJ)	Manifold (Campos Eliseos/Duque de Caxias) (RJ)	Duto terrestre: 4,77 Duto marítimo: 10,26	28	14 a 20	4,8	LO, AO	jan-08	fev-09 ^(R)
GASENE			954,0			207,1			
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20,0	207,1	LO, AO	abr-08	mar-10
Malha Norte			383,0			379,6			
Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	379,6	LO e AO	jul-06	set-09
Gasodutos em estudo									
Urucu - Porto Velho	Urucu (AM)	Porto Velho (RO)	520,0	14	2,3	0,0	LO e AO	A definir	A definir

 GASODUTOS EM CONSTRUÇÃO

(R) Dados Revisados neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, dez/08.

LP: Licença de Operação
LI: Licença de Instalação
LO: Licença de Operação
AC: Autorização de Construção
AO: Autorização de Operação

TERMINAL DE REGAISEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	LICENÇAS E AUTORIZAÇÕES A RECEBER	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	LO, AO	jan-09	fev-09 ^(R)
PORTO DE PECÉM - CE	6	AO	dez-08	jan-09 ^(R)

(R) Dados Revisados neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, dez/08.

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

Ao longo dos meses de novembro e dezembro foram emitidas licenças para ações inseridas no Programa de Aceleração do Crescimento. No que tange à área de gás natural, destacam-se:

Licenciamento Ambiental:

21/11/08 – Emitida a Licença de Operação (LO) da Plataforma P-53

11/12/08 – Emitidas as Licenças de Instalação (LI) do gasoduto Pilar – Ipojuca e da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba

17/12/08 – Emitida a LI da estrada do Pavoeiro para o gasoduto Caraguatatuba – Taubaté

19/12/08 – Emitida a LO da Plataforma P-51

Destacam-se ainda:

- Conclusão do lançamento do Pipe-in-pipe do projeto Canapu
- Plataforma P-51: Saída da plataforma do estaleiro em 18/11/08
- Plataforma P-53: Início da produção em 30/11/08

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até nov/2008:

- Gasoduto Japeri – Reduc
 - Realizado o abaixamento de 18 km de tubos, de um total de 45 km
- Gasoduto Cacimbas – Catu
 - Realizado o abaixamento de 207 km de tubos, de um total de 954 km
- Gasoduto Coari – Manaus
 - Enterramento de 379,6 km de tubo, de um total de 383 km
- Gasoduto Paulínia - Jacutinga
 - Enterramento de 3,7 km de tubo, de um total de 93 km
- Gasoduto GASDUC III
 - Túnel: Continua a escavação com avanço de 53,6 m.

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN / MME, dez/2008.

ANDAMENTO DE PROJETOS DE LEI

Tramitação na Câmara Federal

Em 06/11/2007, foi aprovada a redação final do PL 6.673/06 por unanimidade;

Em 09/11/2007 o projeto foi enviado ao Senado por meio do Ofício de nº 653/07/PS-GSE.

Tramitação no Senado Federal

Em 12/11/2007, o projeto foi protocolado na Casa sob o número SF PLC 90/2007;

Em 14/11/2007, o projeto foi encaminhado à CCJ – Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania;

Em 16/11/2007, foi designado o Senador Jarbas Vasconcelos como relator da matéria;

Em 20/05/2008, o relator, Senador Jarbas Vasconcelos, apresentou parecer com proposta de alteração dos artigos 2º, 3º, 27, 36, 55 e 56, além de pequenos ajustes de redação.

Em 02/07/2008, quando seria votado o parecer do relator, o Senador Aloísio Mercadante apresentou voto em separado, mas retirou-o em seguida. Acordou-se que a matéria seria apreciada posteriormente.

Em 09/07/2008, o Senador Tasso Jereissati apresentou cinco emendas ao projeto, propondo alterações nos artigos 4º, 12, 36, 38 e 50.

Situação Atual:

- Em 25/11/2008, após uma série de reuniões coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia, os principais agentes da indústria de gás natural firmaram acordo estabelecendo o entendimento de consenso sobre os princípios que deveriam balizar o novo marco regulatório. Os termos do acordo foram levados ao conhecimento do Senado Federal, com o objetivo de acelerar a tramitação do projeto.
- Em 04/12/2008, o projeto foi aprovado pela CCJ do Senado Federal com 10 emendas que incorporaram integralmente o acordo firmado pelos agentes. No mesmo dia, tramitando em regime de urgência, o projeto foi aprovado pelo plenário e encaminhado à Câmara dos Deputados;
- Em 11/12/2008, as modificações aprovadas no Senado Federal foram aprovadas também na Câmara dos Deputados e o projeto irá à sanção presidencial.

Fonte: Câmara dos Deputados e Senado Federal, dez/2008.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	2006						2007				
			Capacidade de processamento (mil m³/dia)	Gás Processado (mil m³/dia)	Gás Absorvido (mil m³/dia)	Gás Seco (Residual) (mil m³/dia)	C5+ (m³/dia)	GLP (ton/dia)	Gás Processado (mil m³/dia)	Gás Absorvido (mil m³/dia)	Gás Seco (Residual) (mil m³/dia)	C5+ (m³/dia)	GLP (ton/dia)
Total			48.080,0	36.665,8	3.706,2	32.680,9	1.157,1	2.706,6	36.170,1	3.547,8	32.308,7	1.017,7	2.656,3
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	600,0	644,6	30,2	614,4	11,7	56,5	664,9	31,4	633,5	12,1	58,7
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0	5.003,5	423,8	4.579,6	175,9	785,7	5.561,7	455,8	5.105,8	208,7	835,4
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0	2.881,0	243,5	2.637,5	106,2	449,0	3.104,9	263,5	2.841,4	117,0	484,9
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0	210,8	16,2	186,4	-	-	153,8	9,6	137,5	9,7	19,5
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.000,0	1.027,8	92,8	935,0	95,2	146,6	863,4	80,3	783,1	81,8	131,2
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0	1.238,2	107,8	1.130,4	104,7	177,8	1.111,3	107,2	1.004,1	92,4	182,4
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	2.000,0	1.153,7	91,4	1.062,3	82,8	157,2	1.317,6	102,0	1.215,6	81,9	177,5
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0	1.864,1	80,9	1.783,0	91,1	125,7	1.729,8	71,9	1.657,9	80,9	111,8
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.800,0	2.683,1	185,7	2.497,4	169,7	299,8	2.584,3	179,3	2.405,0	169,3	287,9
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0										
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	1.980,0	2.328,2	108,1	2.207,8	-	-	2.063,4	82,0	1.970,8	-	-
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.400,0	1.281,7	61,6	1.161,2	-	-	1.374,9	66,5	1.231,7	-	-
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0	2.212,0	151,8	2.060,2	-	-	1.808,2	117,5	1.690,7	-	-
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	400,0	66,7	1,5	65,2	4,0	1,4	105,7	5,7	128,1	6,5	9,7
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0	1.118,3	4,4	1.113,9	18,9	-	936,9	1,6	935,3	6,1	-
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0	1.509,5	217,4	1.306,4	156,5	316,2	784,5	93,4	688,1	75,9	142,8
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0	1.122,3	96,6	936,1	124,9	133,3	786,4	80,0	700,3	65,5	162,9
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	3.500,0	326,1	30,7	270,8	-	-	1.111,6	101,0	932,7	-	-
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	600,0	399,0	20,8	367,6	15,5	57,4	369,8	18,8	333,8	10,1	51,8
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	5.400,0	4.698,7	833,4	3.836,7	-	-	4.787,4	837,7	3.861,7	-	-
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	5.400,0	4.896,6	907,8	3.929,0	-	-	4.949,6	842,4	4.051,7	-	-

Fontes:

Petrobras Abast e E&P.

Início de operação e capacidade de processamento: ANP/SRP, conforme a Portaria ANP n.º 28/99.

Nota:

Todo o gás rico da UPGN de Carmópolis é processado na UPGN de Atalaia.

CONVERSÕES DE UNIDADES — VALORES TÍPICOS*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	0,028 BCM (bilhões m³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)	28,32 BCM (bilhões m³)
1 MMBTU	26,81 m³
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)	3,60 milhões m³/dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)	4,50 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)	7,00 milhões m³/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);

CUSTO VARIÁVEL DAS TÉRMICAS

UTE's a gás natural integrantes do TC	Custo Variável (R\$/MWh)
REGIÃO SUL/SE/CO	
Nortefluminense (C.C.) - 1º Estagio(400MW)	31,01
2º Estagio(100MW)	42,60
3º Estagio(200MW)	74,40
4º Estagio(169MW)	108,00
Aureliano Chaves - Ibirité (C.C.)	77,46
Mário Lago - Macaé Merchant (C.S.)	253,83
Sepé Tiaraju - Canoas (C.S.)	385,22
Luiz Carlos Prestes - Três Lagoas (C.S.)	130,55
Gov. Leonel Brizola - Termorio (C.C.)	137,27
B. L. Sobrinho - Eletrobolt (C.S.)	139,24
Juiz de Fora (C.S.)	150,00
Fernando Gasparian - Nova Piratininga (C.S.)	180,00
Araucária (C.C.)	219,00
Piratininga (C.R.) - UGs 1 e 2 (óleo)	470,34
UGs 3 e 4 (vapor)	317,98
REGIÃO NE	
Termopernambuco (C.C.)	70,16
Fortaleza (C.C.)	80,65
S. C. Jereissati - Temoceará (C.C.)	492,29
Celso Furtado - Termobahia (C.S.)	100,95
Rômulo Almeida - FAFEN (C.C.)	105,78

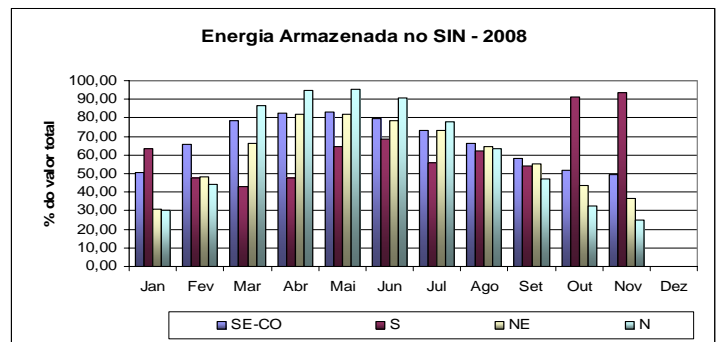
Fonte: ONS, dezembro 2008.

EVOLUÇÃO DO CMO—MÉDIA SEMANAL (R\$/MWh)

Semana	CMO SE-CO	CMO S	CMO NE
01/11/2008 a 07/11/2008	104,07	79,56	104,07
08/11/2008 a 14/11/2008	114,95	105,39	115,14
15/11/2008 a 21/11/2008	107,66	107,66	107,66
22/11/2008 a 28/11/2008	92,51	91,23	92,51
29/11/2008 a 05/12/2008	95,08	94,88	95,08

Fonte: MME/SEE, novembro 2008.

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS (% DO VALOR TOTAL)



TERMO DE COMPROMISSO ASSINADO ENTRE A PETROBRAS E ANEEL (MW)

ANO		2008	2009	2009	2010	a partir de 2010
SEMESTRE		2º Sem	1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem
SECO	CCBS (Euzébio Rocha)	0,00	0,00	0,00	193,00	193,00
	Eletrobolt (Barbosa Lima Sobrinho)	247,00	325,00	325,00	325,00	325,00
	Ibiritermo (Aureliano Chaves)	0,00	0,00	212,20	212,20	212,20
	Juiz de Fora	79,00	79,00	79,00	79,00	79,00
	Norte Fluminense - Preço 1	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
	Norte Fluminense - Preço 2	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Norte Fluminense - Preço 3	200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
	Norte Fluminense - Preço 4	85,30	85,30	85,30	85,30	85,30
	Nova Piratininga (Fernando Gasparian)	0,00	260,90	260,90	521,70	521,70
	Piratininga 1 e 2 (óleo)	175,30	0,00	0,00	0,00	0,00
	Piratininga 3 e 4 (óleo)	160,00	260,00	260,00	260,00	260,00
	Macaé Merchant (Mário Lago)	885,30	885,30	885,30	885,30	885,30
	Termorio Total (Gov. Leonel Brizola)	471,70	998,00	998,00	998,00	998,00
	Três Lagoas (Luís Carlos Prestes)	0,00	190,70	190,70	190,70	190,70
TOTAL	2.803,60	3.784,20	3.996,40	4.450,20	4.450,20	
S	Araucária	230,00	230,00	230,00	458,20	458,20
	Canoas (Sepé Tiaraju)	153,00	153,00	153,00	153,00	153,00
	TOTAL	383,00	383,00	383,00	611,20	611,20
NE	FAFEN (Rômulo Almeida)	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
	Fortaleza	326,70	326,70	326,70	326,70	326,70
	Termobahia (Celso Furtado)	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
	Termoceará (S. C. Jereissati)	217,60	217,00	217,00	217,00	217,00
	Termopernambuco	177,90	493,50	493,50	493,50	493,50
	Vale do Açú (Jesus Soares Pereira)	285,10	285,10	285,10	285,10	285,10
TOTAL	1.282,30	1.597,30	1.597,30	1.597,30	1.597,30	
TOTAL GERAL		4.468,90	5.764,50	5.976,70	6.658,70	6.658,70