

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

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>Reserva Nacional por Estado</i>	5
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	6
<i>Importações e Oferta Interna</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural</i>	8
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	10
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	11
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	12
<i>Preços</i>	13
<i>Competitividade</i>	14
<i>Infraestrutura de Transporte Existente</i>	20
<i>Ampliação da Infraestrutura</i>	21
<i>Destaques do PAC</i>	22
<i>UPGN's e Tabela de Conversões de Unidades</i>	23
<i>UTES a Gás Natural no Brasil, CMO e Níveis dos Reservatórios</i>	24

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Em fevereiro de 2011, o mercado de gás apresentou 7,95% de crescimento em relação ao mês anterior. Considerando as vendas do energético pelas distribuidoras de gás canalizado, registramos alta de 10,19% frente a janeiro de 2011, passando de 43,10 milhões de m³/dia para 47,50 milhões de m³/dia. Excluindo a demanda térmica, a expansão do consumo dos demais segmentos foi de 6,93%, chegando a 39,35 milhões de m³/dia. O consumo de gás natural pelas termelétricas aumentou 24,13% no período em questão, fechando o mês em 10,17 milhões de m³/dia.

A despeito do aumento no mercado de gás natural, a produção nacional teve queda de 5,18% em comparação com janeiro do corrente ano. Na região Nordeste, houve queda de 0,19 milhões de m³/dia, equivalente a 11,86%, na produção de gás em Alagoas e de 0,28 milhões de m³/dia ou 3,45% na produção da Bahia. Em contrapartida, destacamos a elevação na produção de gás associado no Ceará e em Sergipe, de 62,74% e 4,16%, respectivamente, e na produção de gás não associado no Rio Grande do Norte, de 58,61%, que, somadas, representaram elevação de 0,39 milhões de m³/dia. Na região Sudeste, registramos queda na produção de gás em todos os Estados produtores, com destaque para o Espírito Santo, cuja produção de gás caiu 18,58% (- 2,20 milhões de m³/dia) e Rio de Janeiro, que caiu 3,82% (- 1,00 milhão de m³/dia). Na região Norte, a produção em Urucu aumentou 3,26%, ficando em 11,19 milhões de m³/dia.

A queima/perda de gás natural foi de 4,83 milhões de m³/dia, a menor desde abril de 2008. Houve redução de 42,07% ao comparar com fevereiro de 2010 e de 20,39% em relação a janeiro de 2011. Já a reinjeção e o consumo nas unidades do E&P apresentaram crescimento de 1,99% e 1,24%, respectivamente.

No que tange à oferta de gás natural importado, destacamos a queda, em relação a janeiro de 2011, de 34,49% no volume de GNL regaseificado, que ficou em 0,78 milhões de m³/dia. A expectativa é que a regaseificação em março fique em torno de 1,30 milhões de m³/dia. A quantidade de gás importado da Bolívia, por sua vez, oscilou positivamente em 29,04%, chegando a 29,50 milhões de m³/dia. Como resultado, a oferta total de gás natural importado aumentou 24,29% (+ 5,70 milhões de m³/dia), encerrando o mês em 29,18 milhões de m³/dia.

No âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos a emissão, pelo IBAMA, das Licenças de Operação (LO) do gasoduto Caraguatatuba - Taubaté (GASTAU) e da Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (DPP) da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA). Além disso, foi emitida a Autorização de Operação (AO) do GASTAU e foi concluído o enterramento de tubo do gasoduto GASAN II.

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

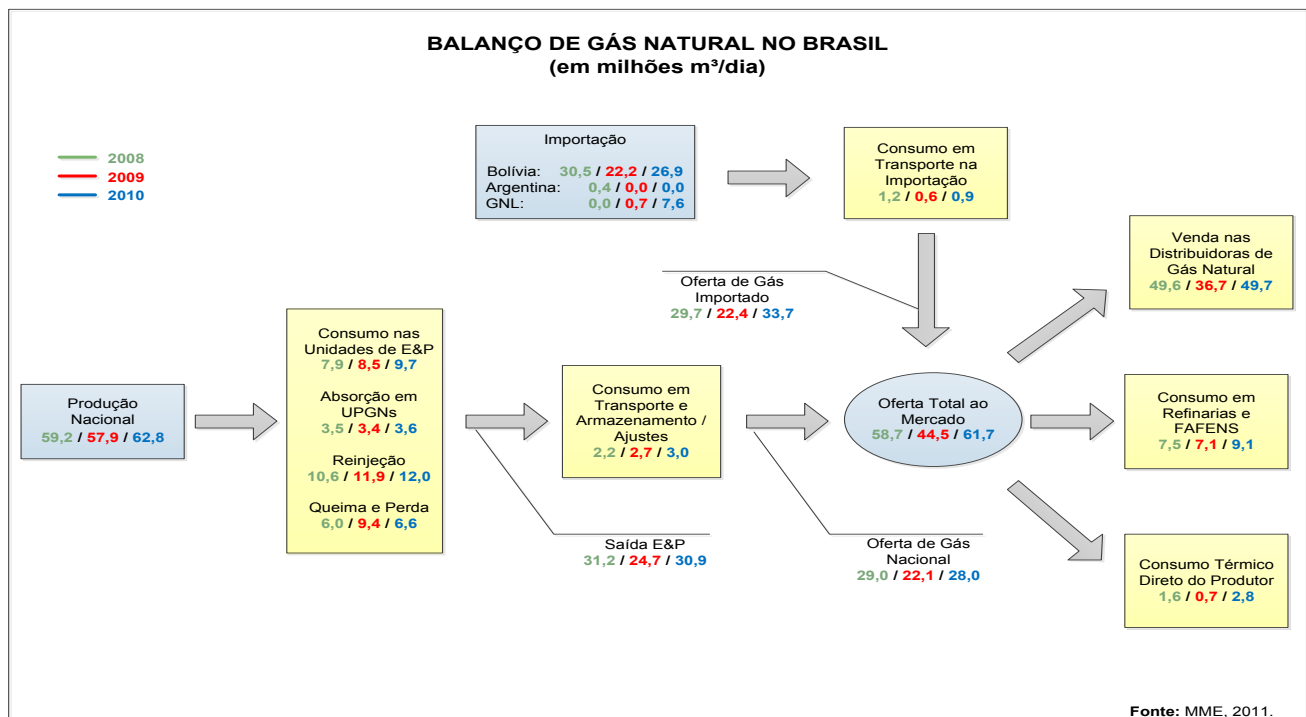
BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21	69,21	62,84	66,26	62,83	66,26
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	12,78	11,66	12,51	12,52	12,35	12,48	12,35	12,25	11,24	11,11	10,31	12,01	11,96	12,01	12,25	12,13
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,93	8,33	7,22	7,03	7,13	5,79	5,66	6,16	6,56	5,50	6,75	6,61	6,64	6,06	4,83	5,45
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,26	9,45	9,66	10,16	10,20	10,12	9,98	9,59	9,41	9,16	9,49	10,16	9,72	10,01	10,13	10,07
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,36	2,80	3,47	2,20	2,58	3,47	2,75	2,77	3,41	4,06	2,31	2,95	2,93	2,59	1,44	2,01
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,50	3,38	3,45	3,76	3,69	3,39	3,63	3,64	3,46	3,34	3,66	3,77	3,56	3,74	3,63	3,69
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	23,74	24,90	23,24	25,54	26,14	27,68	28,03	28,11	29,85	31,81	33,69	33,71	28,04	31,85	30,55	5,20
IMPORTAÇÃO	28,30	30,92	22,92	21,87	27,31	25,90	23,38	29,08	35,00	34,92	44,22	48,15	45,22	46,45	33,08	34,55	24,05	30,28	27,16
Bolívia	27,84	30,54	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86	24,78	26,91	22,86	29,50	26,18
Argentina	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	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,72	0,65	0,97	0,52	0,84	1,18	5,36	6,52	14,52	18,39	16,83	17,59	8,30	7,64	1,19	0,78	0,99
Consumo em transporte na importação	0,95	1,23	0,58	0,47	0,83	0,73	0,54	0,96	1,08	0,96	1,16	1,13	0,99	1,04	0,73	0,89	0,58	1,10	0,84
Oferta de gás importado ao mercado	27,35	29,69	22,35	21,40	26,48	25,16	22,84	28,12	33,92	33,96	43,06	47,02	44,23	45,42	32,36	33,66	23,48	29,18	26,33
OFERTA TOTAL AO MERCADO	49,08	58,69	44,45	45,13	51,37	48,40	48,39	54,26	61,60	61,98	71,17	76,87	76,04	79,10	66,07	61,70	55,33	59,73	57,53
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,41	49,59	36,70	36,40	41,49	39,61	40,15	44,19	50,18	48,67	59,11	62,77	59,77	62,41	52,02	49,73	43,10	47,50	45,30
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,89	7,50	7,09	8,14	8,95	8,00	7,46	8,83	9,03	11,11	8,99	8,84	10,36	9,76	10,03	9,12	10,34	10,21	10,28
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoçu/Euzébio Rocha)	0,79	1,60	0,66	0,60	0,93	0,79	0,78	1,23	2,39	2,20	3,08	5,26	5,90	6,94	4,02	2,84	1,88	2,02	1,95
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	52,6%	48,5%	48,0%	52,8%	48,2%	44,9%	45,2%	39,5%	38,8%	41,8%	42,6%	51,0%	45,4%	57,6%	51,2%	9,0%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, março de 2011

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

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de fevereiro de 2011.



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Hugo Leonardo Gosmann, Aldo Barroso Cores Junior, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Juliano Vilela Borges dos Santos, Matheus Batista Bodnar, André Barros Martins e Fernando Massaharu Matsumoto.

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22	23
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422

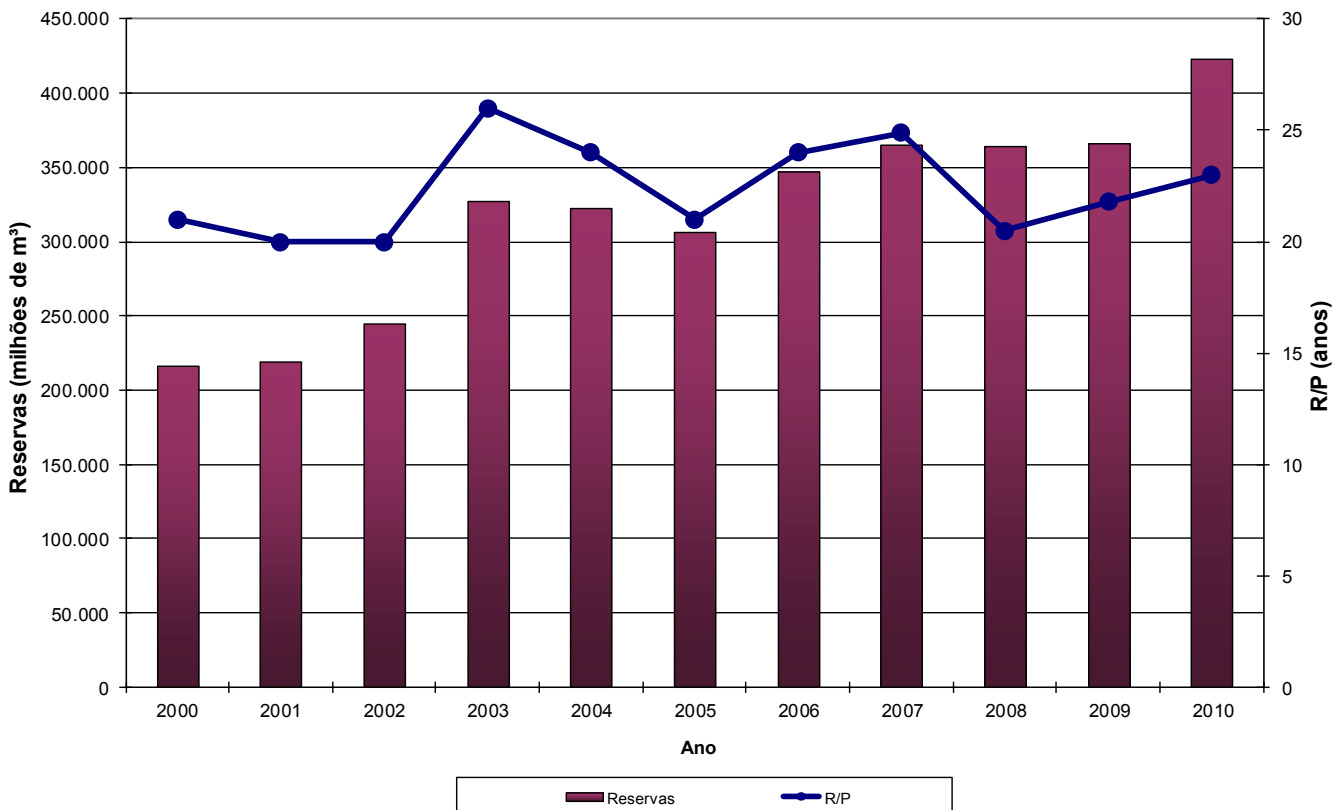
Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, março de 2011.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
Terra	17,22	17,19	16,56	16,81	16,64	16,42	16,78	16,82	16,74	16,67	16,82	16,41	14,97	16,30	16,73	16,51	16,69	16,79	16,74
Mar	32,51	41,97	41,35	41,74	43,89	43,13	44,43	45,27	46,18	45,72	45,69	47,51	50,00	49,91	52,48	46,33	49,57	46,04	47,80
Gás Associado	37,02	39,77	46,50	45,94	46,67	46,57	47,59	48,17	47,14	47,21	47,23	45,88	44,69	47,89	50,46	47,12	50,01	48,75	49,38
Gás Não Associado	12,72	19,39	11,41	12,62	13,85	12,98	13,62	13,93	15,77	15,18	15,28	18,04	20,28	18,32	18,75	15,72	16,24	14,06	15,15
TOTAL	49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21	69,21	62,84	66,26	62,83	64,54

Fonte: ANP, março de 2011

RESERVAS X R/P (BRASIL)



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

UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev		
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,47	10,43	10,37	10,72	10,77	10,94	11,00	10,90	10,32	9,32	10,58	11,00	10,57	10,84	11,19	11,02	
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,47	10,43	10,37	10,72	10,77	10,94	11,00	10,90	10,32	9,32	10,58	11,00	10,57	10,84	11,19	11,02	
	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	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,29	10,23	10,17	10,60	10,65	10,81	10,87	10,77	10,23	9,24	10,46	10,90	10,43	10,72	11,09	10,91	
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,19	0,20	0,21	0,13	0,12	0,13	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12	0,10	0,14	0,13	0,09	0,11	
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12	0,05	0,08	0,01	
	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	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,11	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12	0,05	0,08	0,07	
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,11	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,13	0,09	0,08	0,12	0,05	0,08	0,07	
	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	0,00	0,00	0,00	
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,85	2,02	2,04	2,04	2,05	1,99	1,98	1,89	1,90	1,83	1,39	1,67	1,89	1,87	1,89	1,88	
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,73	0,72	0,71	0,76	0,78	0,73	0,75	0,73	0,74	0,71	0,75	0,75	0,74	0,82	0,84	0,83	
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,12	1,30	1,33	1,28	1,27	1,26	1,23	1,17	1,16	1,12	0,64	0,92	1,15	1,05	1,05	1,05	
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,19	1,17	1,28	1,32	1,25	1,22	1,24	1,19	1,25	1,34	1,18	1,25	1,24	1,48	1,27	1,37	
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,66	0,85	0,75	0,72	0,80	0,77	0,74	0,70	0,65	0,49	0,21	0,42	0,65	0,39	0,62	0,50	
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	2,06	2,12	2,00	2,02	2,03	1,87	1,69	1,76	1,84	1,64	1,54	1,58	1,84	1,64	1,44	1,54	
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,83	1,83	1,75	1,69	1,70	1,56	1,36	1,44	1,52	1,35	1,26	1,27	1,55	1,35	1,15	1,25	
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,23	0,29	0,24	0,33	0,33	0,30	0,33	0,32	0,32	0,29	0,28	0,31	0,30	0,29	0,30	0,29	
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,87	0,81	0,77	0,75	0,74	0,65	0,65	0,60	0,62	0,56	0,52	0,58	0,68	0,59	0,50	0,55	
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,19	1,31	1,23	1,27	1,29	1,22	1,03	1,16	1,22	1,09	1,02	1,00	1,17	1,04	0,94	0,99	
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	2,75	2,65	2,71	2,96	3,14	3,24	3,01	3,41	3,42	3,46	2,20	3,30	3,02	3,39	3,52	3,46	
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,25	0,27	0,34	0,26	0,27	0,25	0,25	0,23	0,26	0,27	0,27	0,26	0,27	0,27	0,30	0,28	
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,50	2,39	2,37	2,69	2,87	2,99	2,76	3,18	3,16	3,19	1,93	3,04	2,76	3,13	3,23	3,18	
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,33	2,23	2,29	2,54	2,72	2,82	2,60	3,00	3,02	3,06	1,80	2,91	2,61	3,00	3,13	3,07	
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,42	0,43	0,42	0,42	0,42	0,42	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41	0,39	0,39	0,39	
BA	Subtotal	7,24	9,22	8,37	8,93	8,97	8,92	8,36	8,32	9,18	9,28	9,85	10,47	10,23	10,15	9,10	9,31	8,08	7,80	7,94	
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,17	3,05	2,96	3,01	3,05	3,05	3,05	3,32	3,33	3,09	3,20	3,14	3,12	3,08	3,00	3,04	
	Mar	3,18	5,70	5,16	5,76	5,92	5,97	5,35	5,27	6,13	6,23	6,53	7,14	7,14	6,95	5,96	6,19	5,00	4,80	4,90	
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,71	1,62	1,64	1,48	1,51	1,43	1,47	1,71	1,78	1,66	1,77	1,77	1,63	1,72	1,68	1,70	
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,22	7,35	7,28	6,87	6,82	7,75	7,81	8,14	8,70	8,58	8,38	7,32	7,68	6,35	6,12	6,24	
ES	Subtotal	2,64	7,68	2,94	3,83	4,65	4,41	5,51	5,89	6,39	6,19	6,21	9,08	10,89	12,71	12,91	7,39	11,81	9,62	10,71	
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,35	0,33	0,29	0,33	0,26	0,21	0,26	0,21	0,24	0,23	0,24	0,30	0,27	0,34	0,31	0,33	
	Mar	2,41	7,24	2,64	3,48	4,32	4,12	5,18	5,64	6,19	5,93	6,00	8,84	10,66	12,47	12,60	7,12	11,47	9,31	10,39	
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	1,64	1,72	2,16	2,01	2,07	1,65	2,28	2,71	2,98	2,84	4,57	4,95	2,63	5,63	5,31	5,47	
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	2,19	2,93	2,25	3,49	3,82	4,74	3,91	3,51	6,10	8,05	8,14	7,95	4,76	6,18	4,31	5,25	
RJ	Subtotal	21,99	24,00	28,76	27,80	28,87	28,11	28,69	29,01	28,43	28,12	27,39	25,74	25,74	27,42	27,87	27,77	26,15	25,15	25,65	
	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	0,00	0,00	0,00	
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,80	28,87	28,11	28,69	29,01	28,43	28,12	27,39	25,74	25,74	27,42	27,87	27,77	26,15	25,15	25,65	
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,80	28,85	28,11	28,67	28,94	28,29	27,84	26,99	25,74	25,74	27,38	27,81	27,68	26,15	25,15	25,65	
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,00	0,02	0,00	0,03	0,07	0,14	0,28	0,40	0,00	0,00	0,04	0,06	0,09	0,00	0,00	0,00	
SP	Subtotal	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,89	0,78	0,74	0,74	1,00	0,96	1,01	1,72	0,13	1,71	0,93	2,43	2,13	2,28	
	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	0,00	0,00	0,00	
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,89	0,78	0,74	0,74	1,00	0,96	1,01	1,72	0,13	1,71	0,93	2,43	2,13	2,28	
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,09	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,20	0,10	0,67	0,54	0,61	
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,74	0,78	0,84	0,69	0,60	0,61	0,87	0,84	0,89	1,60	0,01	1,51	0,83	1,76	1,59	1,68	
PR	Subtotal	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	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	0,00	0,00	0,00	
	Mar	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	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Gás Associado	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	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	0,00	0,00	0,00	
Total Brasil		49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21	69,21	62,84	66,26	62,83	64,54	

Fonte: ANP, março de 2011

RESERVA NACIONAL POR ESTADO (EM MILHÕES DE M³)

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amazonas	Total	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	28.350	27.956	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012
	Gás Não Associado	16.052	16.593	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866
Ceará	Total	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.678	19.849	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701
	Gás Não Associado	11.422	11.281	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380
Alagoas	Total	7.233	6.769	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156
	Gás Não Associado	6.094	5.538	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321
Sergipe	Total	5.646	4.996	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984
Bahia	Total	20.991	19.967	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546
	Gás Não Associado	11.258	10.558	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972
Espirito Santo	Total	8.303	11.787	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603
	Gás Não Associado	7.058	11.076	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008
Rio de Janeiro	Total	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677
São Paulo	Total	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293
	Gás Não Associado	4.669	4.273	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080
Paraná	Total	43	68	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
Santa Catarina	Total	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, março de 2011.

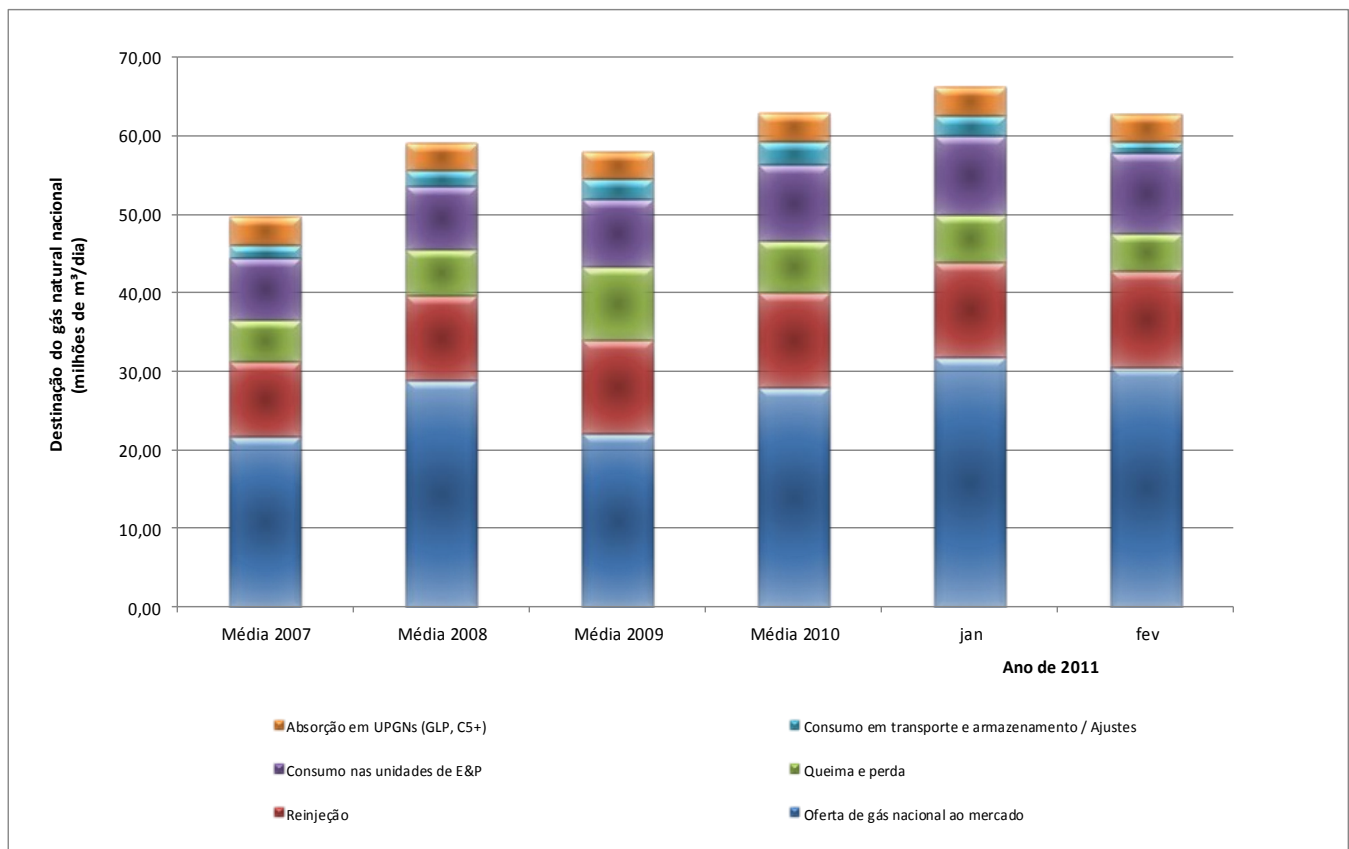
DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
PRODUÇÃO NACIONAL	49,73	59,16	57,91	58,56	60,53	59,55	61,21	62,09	62,91	62,39	62,51	63,92	64,97	66,21	69,21	62,84	66,26	62,83	64,54
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	12,78	11,66	12,51	12,52	12,35	12,48	12,35	12,25	11,24	11,11	10,31	12,01	11,96	12,01	12,25	12,13
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,93	8,33	7,22	7,03	7,13	5,79	5,66	6,16	6,56	5,50	6,75	6,61	6,64	6,06	4,83	5,45
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,26	9,45	9,66	10,16	10,20	10,12	9,98	9,59	9,41	9,16	9,49	10,16	9,72	10,01	10,13	10,07
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,36	2,80	3,47	2,20	2,58	3,47	2,75	2,77	3,41	4,06	2,31	2,95	2,93	2,59	1,44	2,01
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,50	3,38	3,45	3,76	3,69	3,39	3,63	3,64	3,46	3,34	3,66	3,77	3,56	3,74	3,63	3,69
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	23,74	24,90	23,24	25,54	26,14	27,68	28,03	28,11	29,85	31,81	33,69	33,71	28,04	31,85	30,55	31,20
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	52,6%	48,5%	48,0%	52,8%	48,2%	44,9%	45,2%	39,5%	38,8%	41,8%	42,6%	51,0%	45,4%	57,6%	51,2%	9,0%

Fonte: ANP e PETROBRAS, março de 2011

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de fevereiro de 2011.

GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev		
Bolívia	TBG	Petrobras	26,90	30,52	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86	24,78	26,91	22,86	29,50	26,18	
		BG	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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	EPE		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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Subtotal		27,84	30,54	22,20	21,22	26,34	25,38	22,54	27,90	29,64	28,40	29,71	29,76	28,39	28,86	24,78	26,91	22,86	29,50	26,18	
Argentina	Sulgás (TSB)		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	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Subtotal		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	0,00	0,00	0,00	0,00	
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,72	0,65	0,97	0,52	0,84	1,18	5,36	6,52	14,52	18,39	16,83	17,59	8,30	7,64	1,19	0,78	0,99	
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,00	0,64	0,65	0,97	0,42	0,84	1,18	2,92	2,90	3,43	4,48	4,74	4,65	2,68	2,49	0,18	0,20	0,19	
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,08	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	2,44	3,62	11,08	13,92	12,09	12,94	5,62	5,15	1,01	0,58	0,80	
TOTAL			28,30	30,92	22,92	21,87	27,31	25,90	23,38	29,08	35,00	34,92	44,22	48,15	45,22	46,45	33,08	34,55	24,05	30,28	27,16	
Consumo em transporte na importação			0,95	1,23	0,58	0,47	0,83	0,73	0,54	0,96	1,08	0,96	1,16	1,13	0,99	1,04	0,73	0,89	0,58	1,10	0,84	
Oferta de gás importado			27,35	29,69	22,35	21,40	26,48	25,16	22,84	28,12	33,92	33,96	43,06	47,02	44,23	45,42	32,36	33,66	23,48	29,18	26,33	

Fontes: ANP e TBG, março de 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

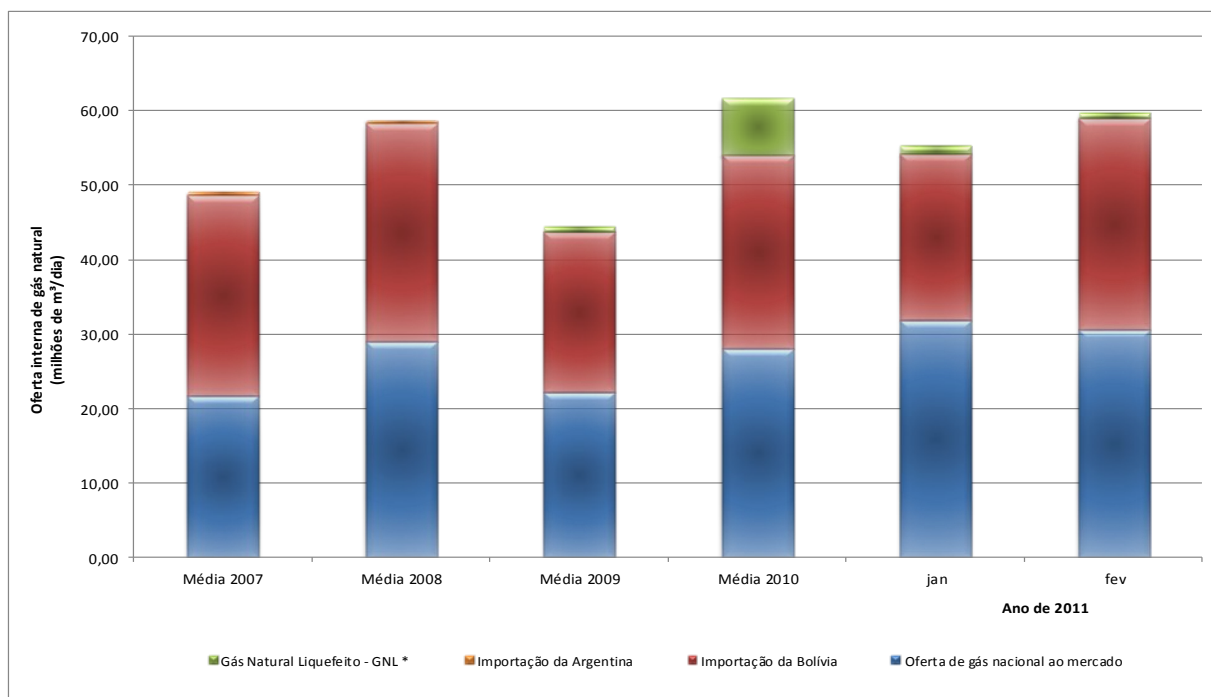
IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 2008	26.270.651	31.904.700	69.966			
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217			
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606			
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	48.858.560	121.446.765	266.331			

Fonte: Aliceweb - MDIC, março de 2011.

* FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m³.

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



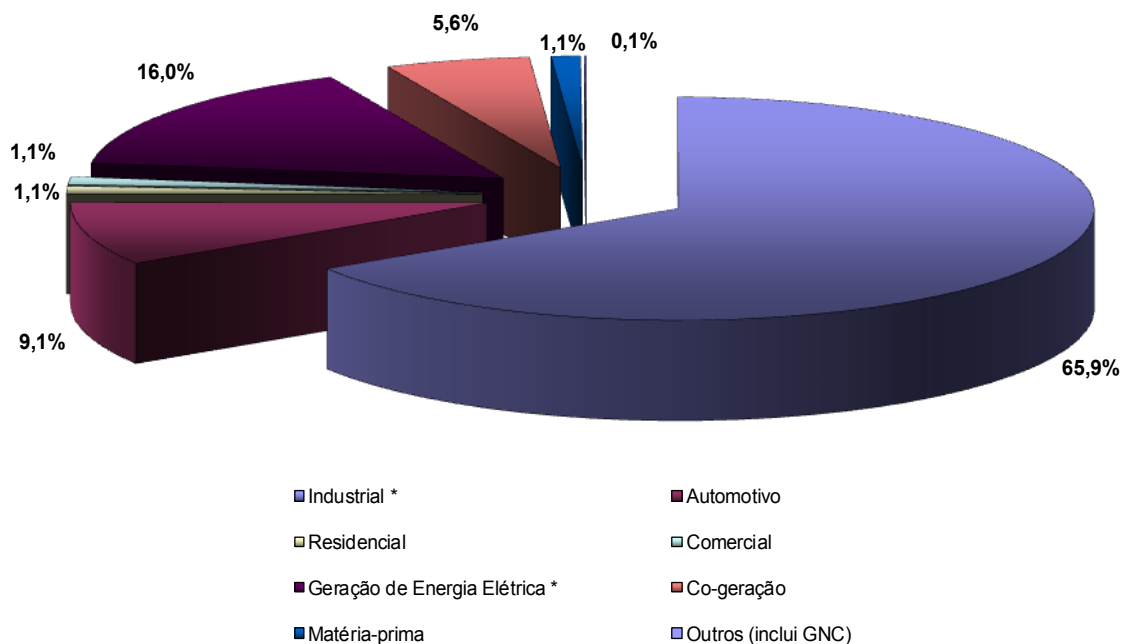
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011	2011 Média %
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	32,16	34,42	32,96	33,08	34,39	35,47	38,17	36,37	36,47	38,53	37,23	35,72	35,41	36,80	39,05	37,92	65,9
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,34	5,68	5,70	5,41	5,62	5,32	5,31	5,54	5,51	5,47	5,40	5,70	5,50	5,11	5,40	5,26	9,1
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,58	0,55	0,63	0,77	0,83	0,92	0,95	0,87	0,93	0,91	0,81	0,77	0,79	0,63	0,59	0,61	1,1
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,61	0,55	0,60	0,60	0,63	0,67	0,65	0,63	0,67	0,65	0,64	0,65	0,63	0,64	0,64	0,64	1,1
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	2,92	7,00	5,16	5,04	9,55	15,44	13,13	23,92	29,45	26,83	31,60	19,22	15,77	8,19	10,17	9,18	16,0
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,93	2,45	2,66	2,74	2,71	3,06	3,06	3,13	3,12	2,98	2,78	3,21	2,90	3,22	3,24	3,23	5,6
Matéria-prima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,70	0,60	0,65	1,1
Outros (inclui GNC)	0,23	0,15	0,64	0,60	0,72	0,70	0,73	0,51	0,73	0,71	0,70	0,70	0,67	0,65	0,79	0,68	0,04	0,05	0,04	0,1
TOTAL	49,08	58,71	44,44	45,13	51,37	48,39	48,38	54,25	61,59	61,98	71,16	76,86	76,03	79,10	66,06	61,69	55,33	59,73	57,53	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,57	15,12	15,64	16,58	16,12	16,47	16,97	16,36	16,00	16,28	16,55	15,46	16,87	16,20	16,34	15,20	15,77	
TOTAL GERAL	62,16	72,19	59,02	60,24	67,00	64,98	64,50	70,72	78,56	78,34	87,16	93,14	92,58	94,56	82,94	77,89	71,66	74,93	73,29	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, março de 2011

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2011



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011	Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		Jan	Fev		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48	0,50	0,51	0,50	0,46	0,40	0,47	0,42	0,31	0,37	0,8
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,65	3,60	3,59	3,59	3,44	3,83	3,96	3,57	3,82	3,70	3,33	3,99	3,67	3,85	3,77	3,81	8,4
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16	2,35	2,50	2,74	2,92	2,95	2,14	2,75	3,60	3,17	7,0
Cebgás (DF)	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	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	4,98	7,08	6,57	5,93	7,68	7,86	7,28	10,71	10,88	10,98	12,01	10,60	8,55	7,45	7,43	7,44	16,4
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	3,70	4,67	4,48	3,03	4,23	6,49	5,91	9,01	9,75	6,61	8,93	6,21	6,09	3,71	5,11	4,41	9,7
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	0,66	0,67	0,43	0,65	1,24	1,93	1,93	1,67	1,97	1,98	1,98	1,40	1,38	0,41	0,46	0,43	1,0
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	0,51	0,46	0,08	0,50	0,92	0,71	1,6
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	11,77	12,68	12,87	12,66	12,99	13,87	13,09	14,49	15,02	15,30	14,13	12,54	13,45	12,40	14,08	13,24	29,2
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	0,85	0,90	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01	3,05	3,06	3,02	2,86	1,66	1,70	1,29	0,95	1,12	2,5
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	0,97	1,00	1,02	2,54	2,34	3,04	3,12	2,92	3,22	2,86	2,96	2,10	2,34	1,59	1,24	1,42	3,1
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76	0,82	0,82	0,73	0,62	0,55	0,65	0,54	0,54	0,54	1,2
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	1,69	1,99	1,89	1,84	2,45	2,60	2,84	3,28	3,41	3,18	3,46	2,91	2,63	2,59	2,84	2,72	6,0
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	0,00	0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,0
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,17	0,58	0,31	0,44	0,23	0,50	0,22	0,72	1,81	2,10	2,41	0,80	0,86	0,18	0,30	0,24	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,8
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,39	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,38	0,8
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47	1,54	1,45	1,48	1,49	1,37	1,46	1,42	1,50	1,46	3,2
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82	1,81	1,80	1,78	1,78	1,70	1,74	1,72	1,84	1,78	3,9
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28	0,28	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,6
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53	1,59	1,69	1,72	1,48	1,36	1,49	1,35	1,54	1,45	3,2
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	0,00	0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,41	49,59	36,70	36,40	41,49	39,61	40,15	44,19	50,18	48,67	59,11	62,77	59,77	62,41	52,02	49,73	43,10	47,50	45,30	100,0

Fonte: Abegás, março de 2011

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 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011	Média %
				Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		Jan	Fev		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,45	0,47	0,51	0,49	0,47	0,46	0,48	0,50	0,51	0,50	0,45	0,40	0,47	0,42	0,31	0,37	1,0
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,65	3,56	3,58	3,58	3,43	3,83	3,95	3,57	3,82	3,70	3,32	3,99	3,67	3,85	3,77	3,81	10,0
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	1,76	1,92	0,80	1,87	1,73	1,92	2,16	2,35	2,50	2,74	2,92	2,95	2,14	2,71	3,08	2,90	7,6
Cebgás (DF)	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	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,40	4,50	4,77	4,40	4,61	4,51	4,87	5,28	5,36	5,25	5,12	5,00	4,84	4,60	4,97	4,79	12,6
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,34	2,50	2,44	2,29	2,31	2,24	2,21	2,07	2,14	2,12	2,12	1,96	2,25	2,04	2,22	2,13	5,6
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,42	0,42	0,43	0,40	0,41	0,43	0,43	0,44	0,44	0,43	0,44	0,41	0,43	0,41	0,46	0,43	1,1
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	0,00	0,00	0,0
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	11,77	12,31	12,68	12,65	12,66	13,05	12,85	12,98	12,91	13,05	12,67	11,74	12,61	12,25	13,17	12,71	33,4
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,85	0,90	0,99	0,99	0,95	1,04	1,01	1,01	0,98	1,01	0,97	0,83	0,96	0,79	0,95	0,87	2,3
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,95	0,96	0,98	0,98	0,92	0,99	0,98	1,02	0,99	1,02	1,03	0,98	0,98	0,97	1,00	0,99	2,6
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,53	0,52	0,51	0,51	0,66	0,73	0,76	0,82	0,82	0,73	0,62	0,55	0,65	0,54	0,54	0,54	1,4
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,57	1,74	1,71	1,73	1,75	1,78	1,88	1,87	1,92	2,03	2,06	2,33	1,86	2,59	2,75	2,67	7,0
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	0,00	0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,17	0,19	0,21	0,22	0,21	0,19	0,22	0,20	0,23	0,20	0,20	0,23	0,21	0,18	0,20	0,19	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,35	0,37	0,38	0,37	0,36	0,37	0,39	0,38	0,38	0,37	0,37	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,37	0,39	0,40	0,38	0,38	0,40	0,41	0,41	0,40	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,38	1,0
São Paulo Sul (SP)	1,27	1,36	1,26	1,40	1,41	1,49	1,42	1,50	1,48	1,47	1,54	1,45	1,48	1,49	1,37	1,46	1,42	1,50	1,46	3,8
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,53	1,64	1,72	1,75	1,77	1,80	1,82	1,81	1,80	1,78	1,78	1,70	1,74	1,72	1,84	1,78	4,7
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,25	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,28	0,28	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,7
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,30	1,33	1,38	1,43	1,48	1,57	1,53	1,59	1,69	1,72	1,48	1,36	1,49	1,35	1,54	1,45	3,8
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	0,00	0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	35,76	36,27	32,05	34,08	35,42	35,25	35,89	35,88	37,13	37,75	38,27	38,58	38,85	37,75	36,82	36,80	36,80	39,35	38,07	100,0

Fonte: Abegás, março de 2011

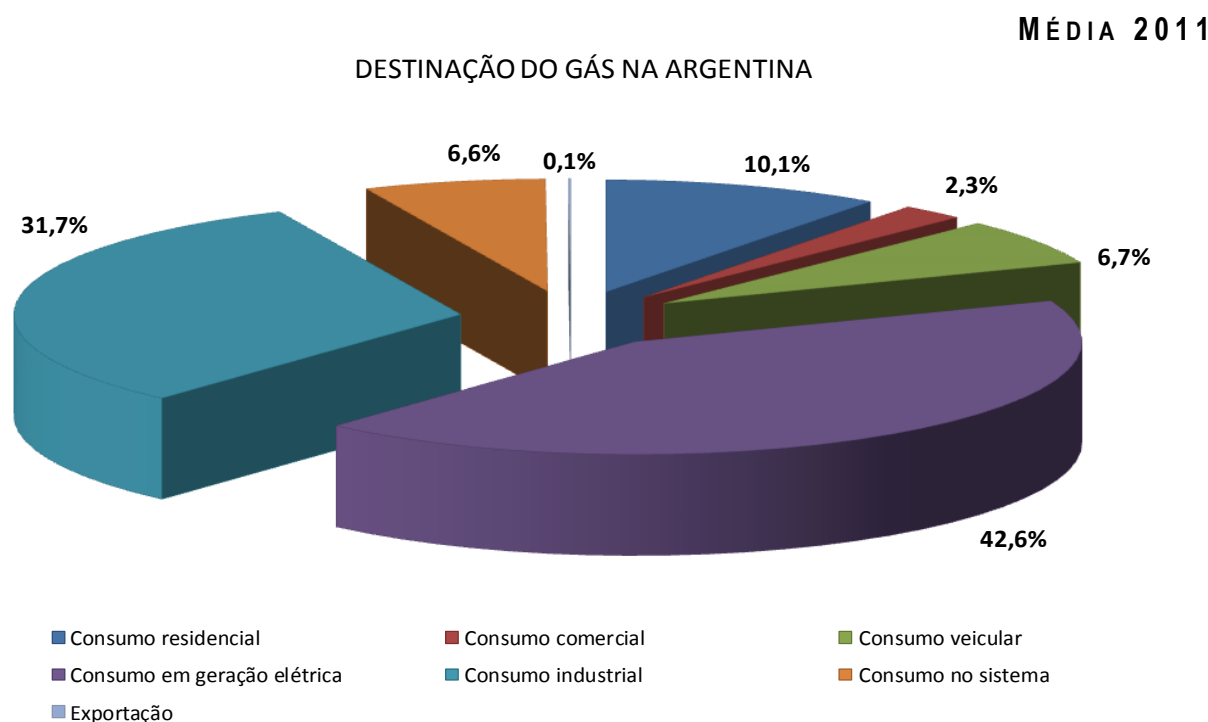
BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	128,49	128,91	123,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,26
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37													26,37
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97													13,97
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51													69,51
Noroeste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24													13,24
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80													3,80
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	3,13	5,27													5,27
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	4,44	2,50													2,50
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77													12,77
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,23
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	10,05	11,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,30													6,30
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,75													4,75
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	113,26	108,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,06
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	10,98													10,98
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,50													2,50
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	7,26													7,26
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	46,31													46,31
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	34,50													34,50
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	7,16													7,16
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00													0,00
Chile	6,40	1,98	2,09	0,97	0,77													0,77
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31													0,31

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):
Gás Argentino: 9.300 kcal/m³

Os valores destacados em azul foram corrigidos em relação ao Boletim de fevereiro de 2011.



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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	41,72	41,99	36,74	41,71	39,14												39,14
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00												0,00
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42												0,42
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76												0,76
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45												0,45
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21												1,21
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30												36,30
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,03	5,72	6,38	7,34	7,61												7,61
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15												0,15
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09												0,09
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35												1,35
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99												3,99
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26												0,26
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77												1,77
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68												28,68
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68												22,68
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68												22,68
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00												0,00
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00												6,00

Fontes:

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

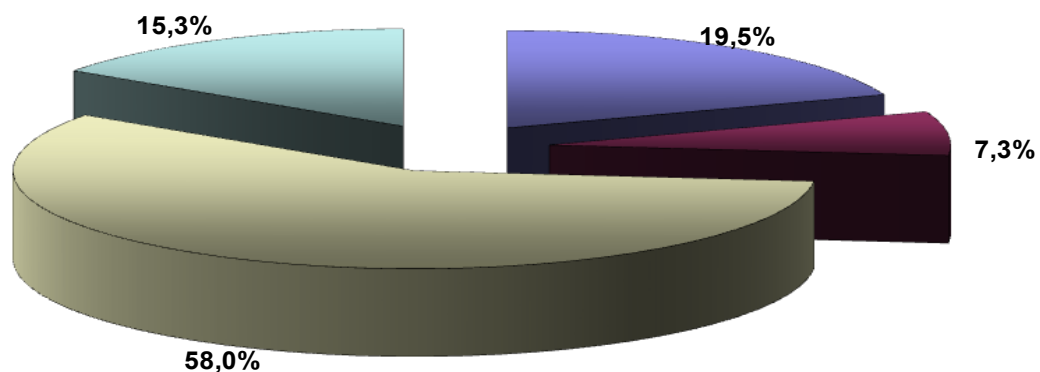
Produção: YPFB

Exportação: PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

n/d: não disponível

Poder Calorífico:Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³**MÉDIA 2011****PRODUÇÃO TOTAL DE GÁS BOLIVIANO**

■ CONSUMO INTERNO DE GÁS ■ NÃO DISPONIBILIZADO ■ BRASIL ■ ARGENTINA

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	5,51	5,93	4,33	n/d	n/d												n/d
IMPORTAÇÃO *	6,63	1,18	4,35	n/d	n/d												n/d
OFERTADO AO MERCADO	12,15	7,11	8,68	n/d	n/d												n/d
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	13,45												13,45
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02												1,02
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04												0,04
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62												8,62
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27												1,27
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,47												2,47
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03												0,03

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 e englobam a importação de GNL e a importação por gasodutos da Argentina

Os dados do balanço de gás natural no Chile não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
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	0,19	0,08	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,24	0,24	0,20	0,20	0,45		0,20
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,10	0,13	0,12	0,20	0,15	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,44		0,20
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 dados do balanço de gás natural no Uruguai não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

PREÇOS DE GÁS NATURAL (FEVEREIRO DE 2011)

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)			Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço US\$/MMBTu	2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Nordeste	Gás Nacional	11,0103	20,0323	19,0360	18,5288
Sudeste	Gás Nacional	10,6744	18,1996	14,8177	14,0529
		Commodity	Transporte	Total	
Sudeste	Gás Importado	6,0160	1,7703	7,7863	18,1996
Sul	Gás Importado	6,0064	1,7691	7,7755	19,0456
Centro Oeste	Gás Importado	7,0128	1,7979	8,8107	16,1903
Dólar de conversão R\$/US\$ (fevereiro/11):			1,6680		

Fonte: MME/SPG/DGN, março de 2011.

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.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
PPT	3,71	4,21	3,86	4,08	4,10	4,14	4,22	4,20	4,23	4,25	4,27	4,32	4,38	4,40	4,45	4,25	4,56	4,63	4,60

Fonte: MME/SPG/DGN, março de 2011.

Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto e é calculado com base na Portaria Interministerial nº 234/02.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	2010												Média 2010	2011		Média 2011
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
NBP*	6,13	11,41	4,96	5,84	5,36	4,54	4,83	5,53	6,26	6,89	6,22	6,73	7,50	7,86	9,16	6,39	8,81	8,65	8,73
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	5,82	5,32	4,29	4,03	4,14	4,80	4,63	4,32	3,90	3,41	3,71	4,25	4,38	4,49	4,09	4,29
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	13,58	13,12	14,06	15,12	13,39	13,34	13,51	13,73	13,86	14,74	15,20	16,28	14,16	17,20	18,49	17,84
Petróleo WTI	12,87	17,74	10,99	13,95	13,60	14,48	15,04	13,12	13,41	13,60	13,65	13,39	14,59	15,00	15,86	14,14	15,93	15,96	15,94
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	72,53	97,01	61,50	76,20	73,63	78,89	84,89	75,16	74,87	75,85	77,07	77,79	82,74	85,33	91,36	79,48	96,54	103,76	100,15
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	72,26	99,58	61,68	78,31	76,34	81,25	84,44	73,62	75,29	76,32	76,62	75,17	81,89	84,20	88,99	79,37	89,38	89,57	89,48

Fontes:

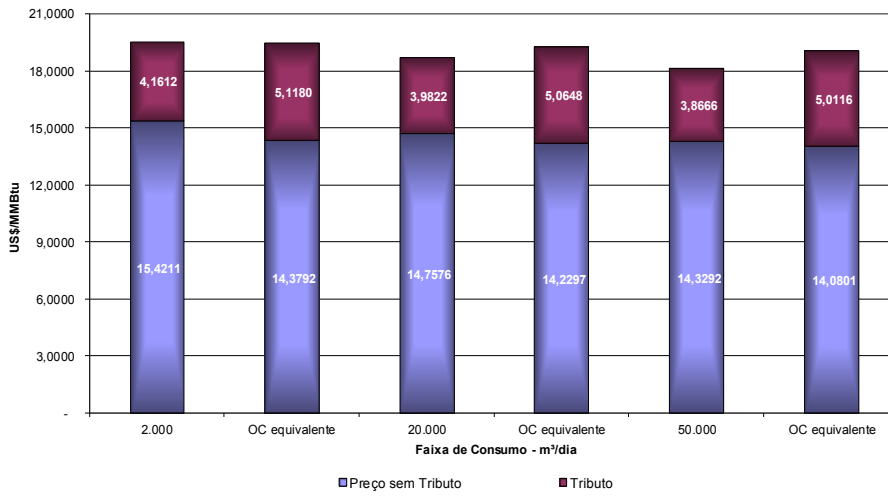
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, março de 2011.

Preço do Petróleo: Petrobras, março de 2011.

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

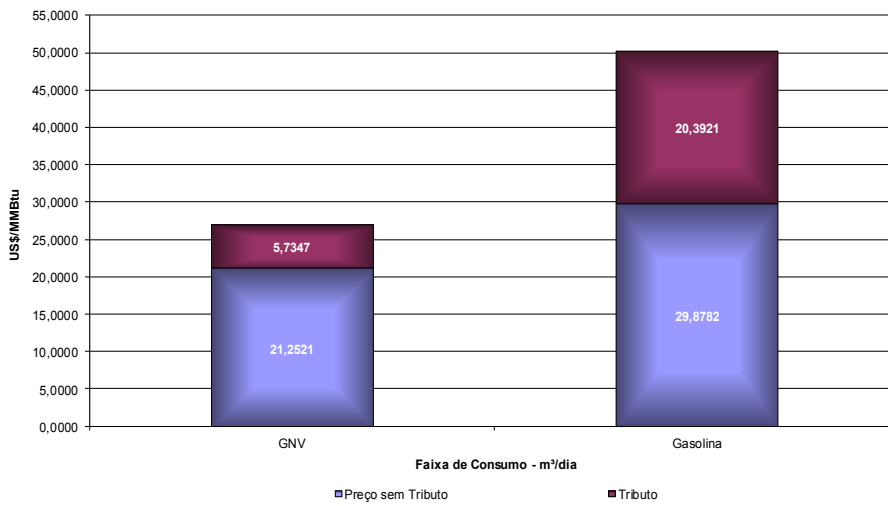
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
FEVEREIRO DE 2011



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
FEVEREIRO DE 2011



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

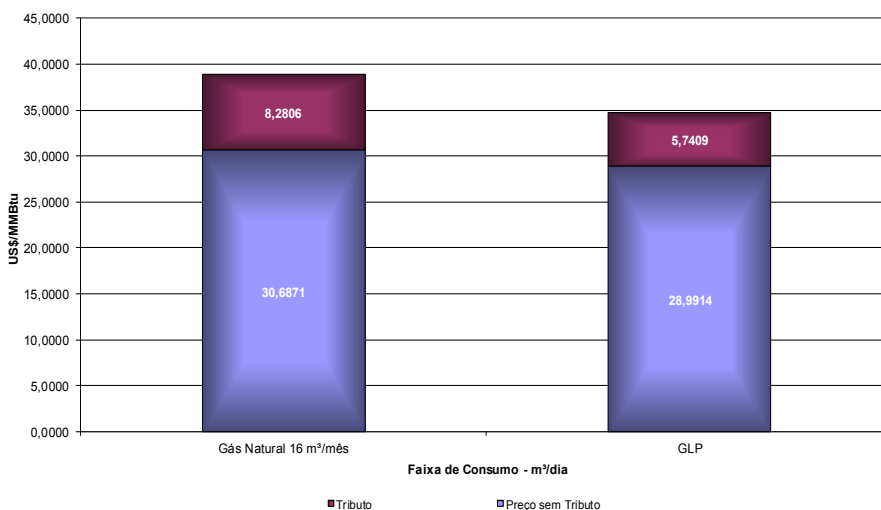
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

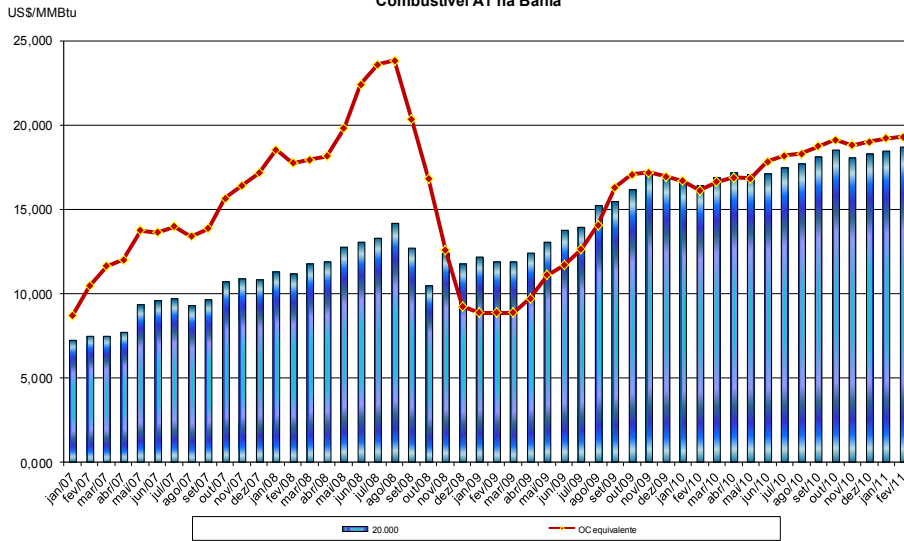
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
FEVEREIRO DE 2011



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

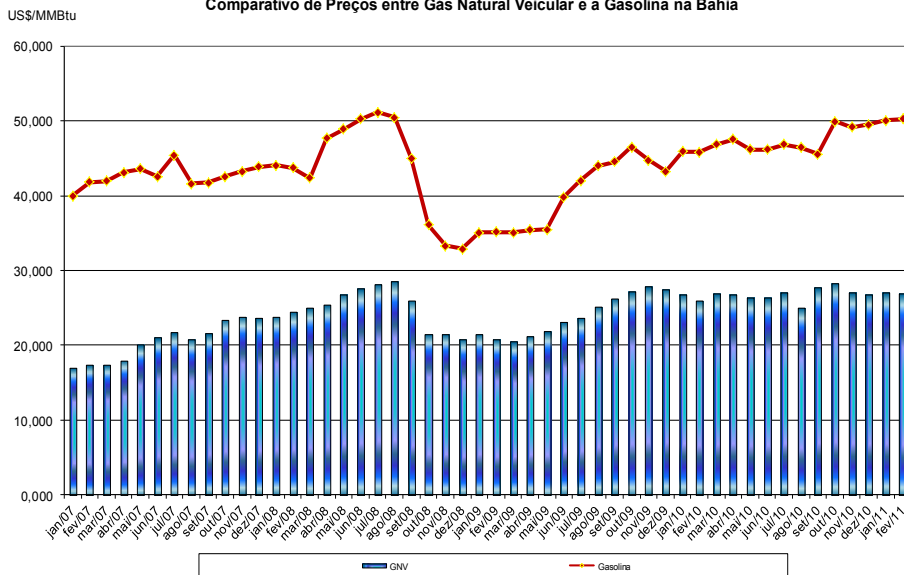
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



Preço dos combustíveis ao consumidor final.

20 000 OC equivalente

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

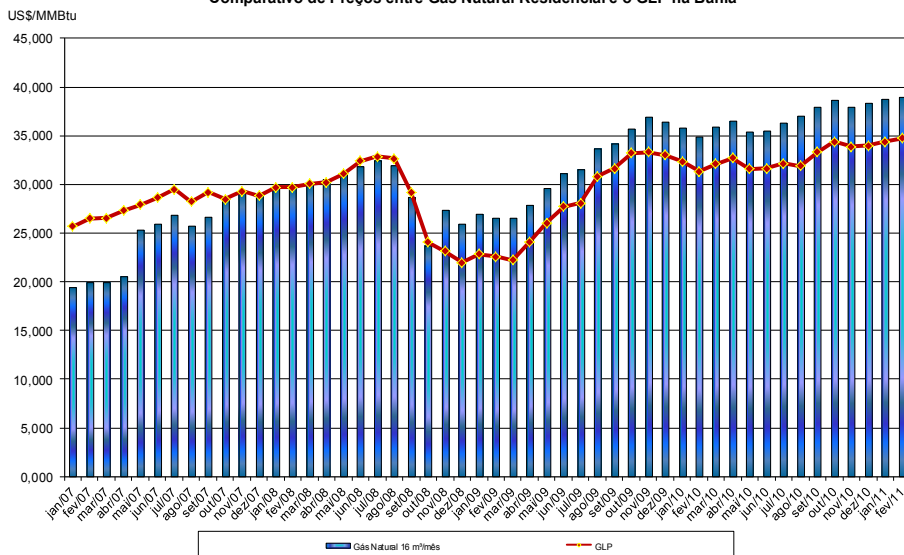
Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

GNV Gasolina

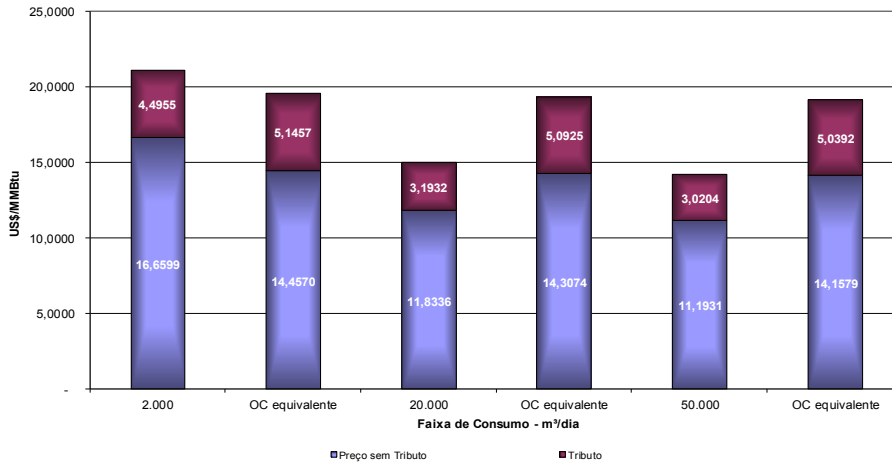
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



Gás Natural 16 m³/mês GLP

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

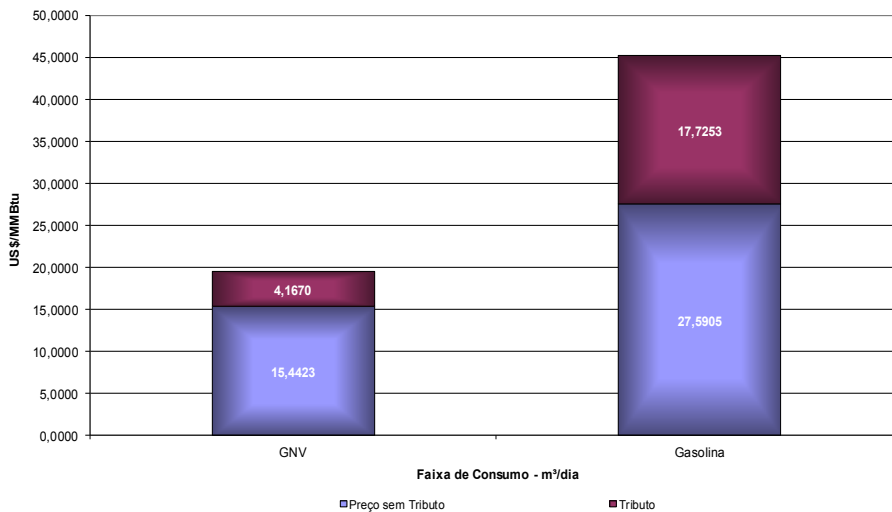
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
FEVEREIRO DE 2011



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
FEVEREIRO DE 2011



Gás Natural: preço do gás boliviano.

Poder Calorífico Superior (PCS)

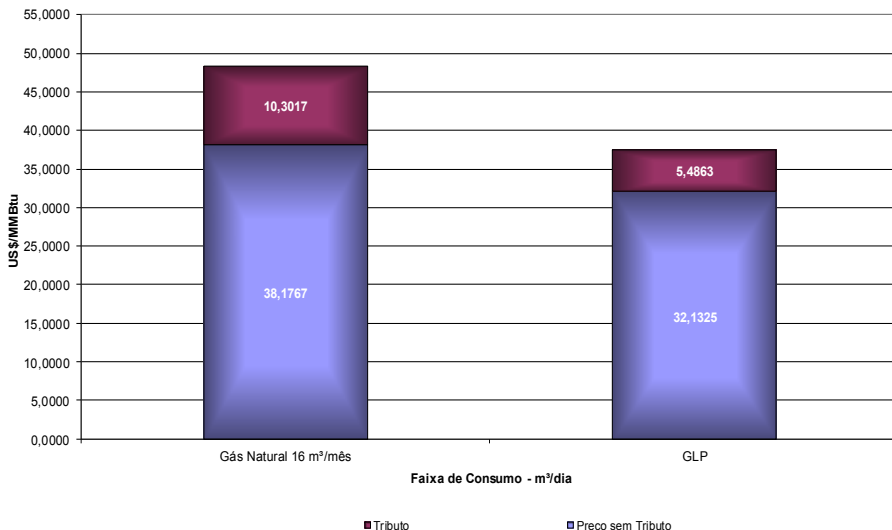
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

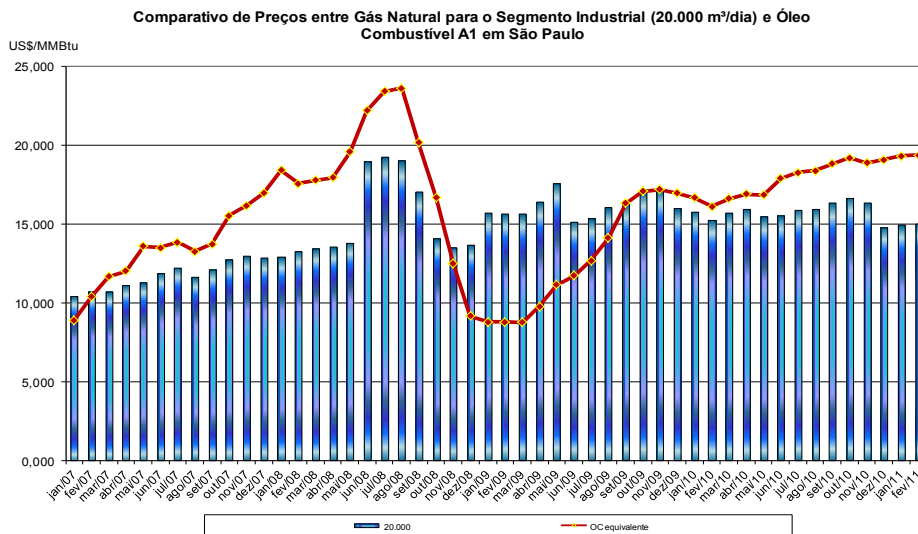
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

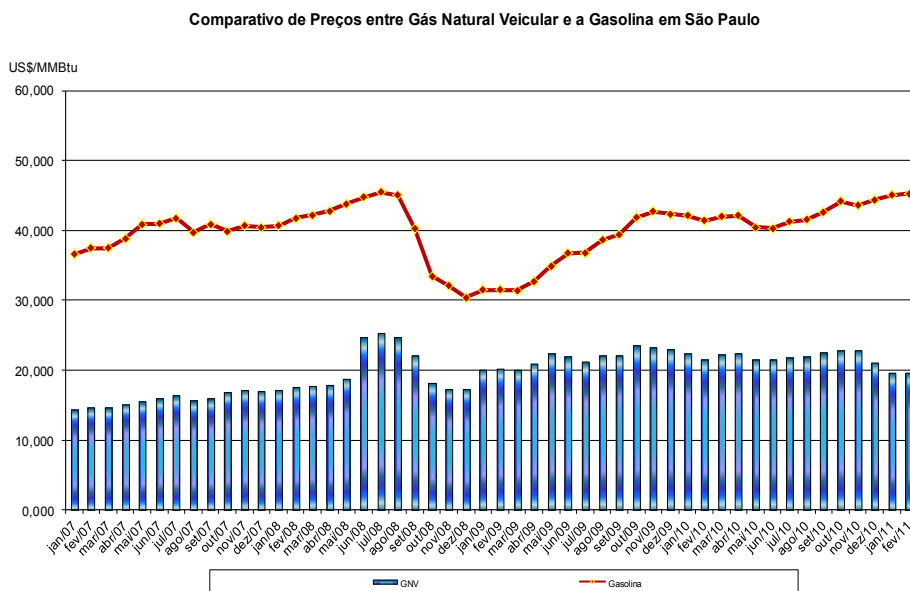
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
FEVEREIRO DE 2011



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)



Preço dos combustíveis ao consumidor final.



Gás Natural: preço do gás boliviano.

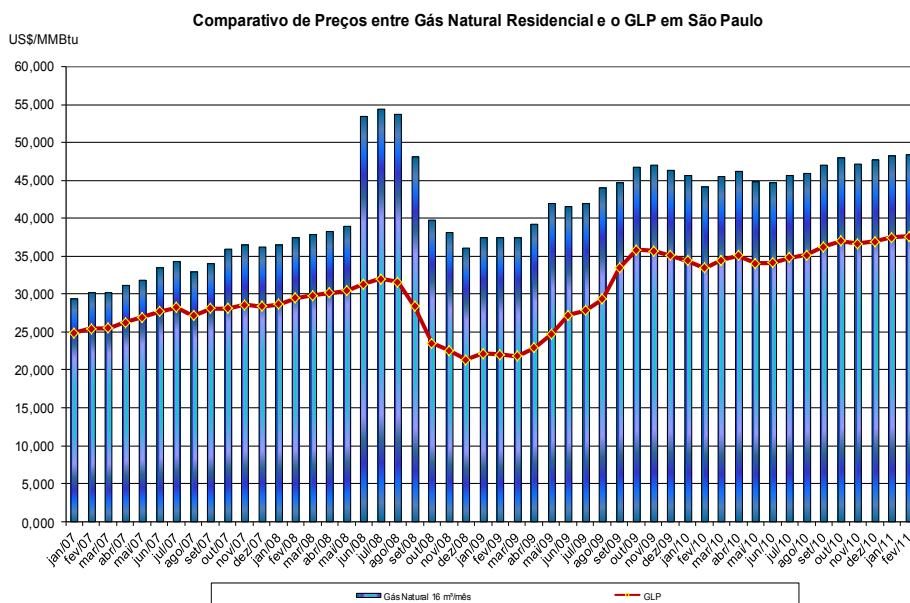
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

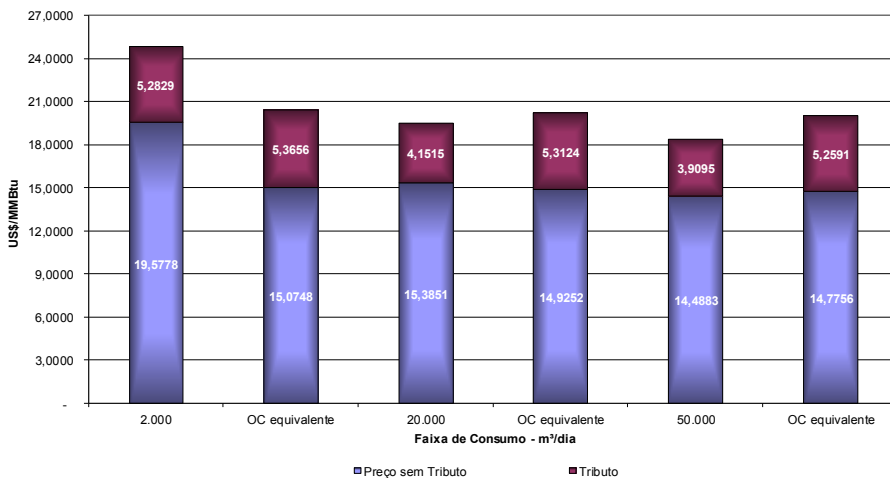
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

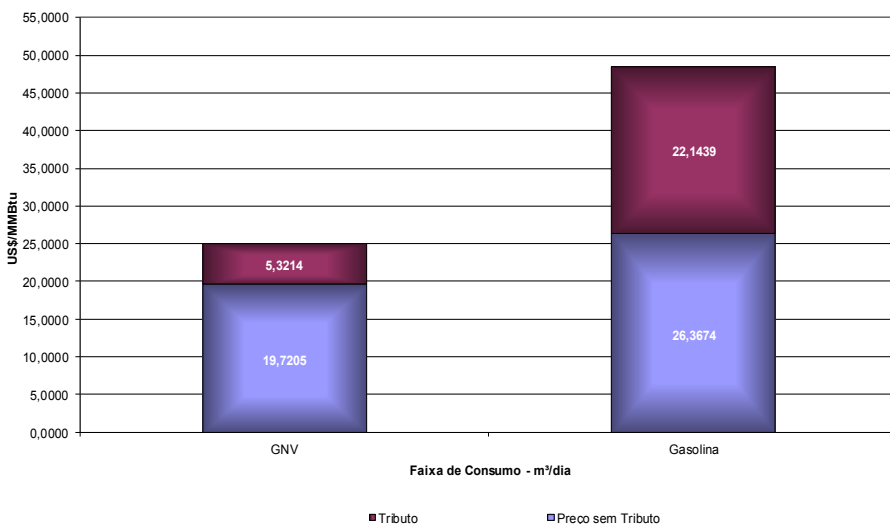
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
FEVEREIRO DE 2011



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
FEVEREIRO DE 2011



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

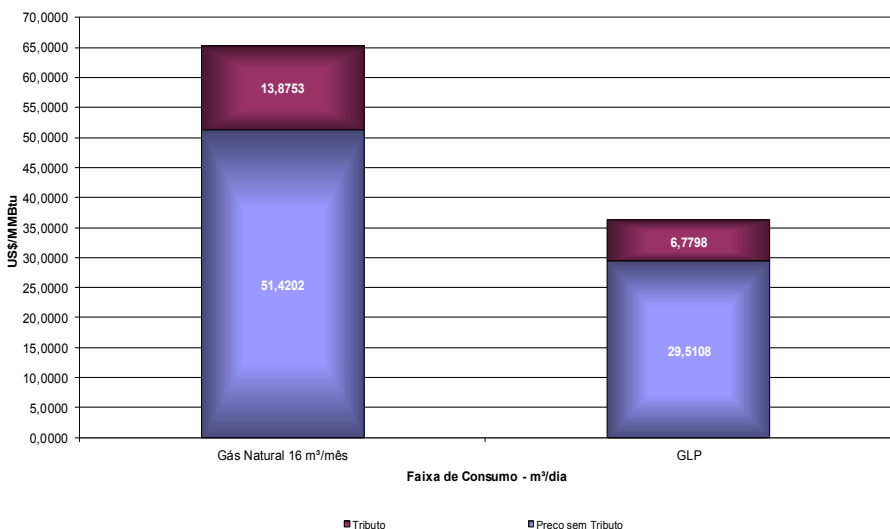
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

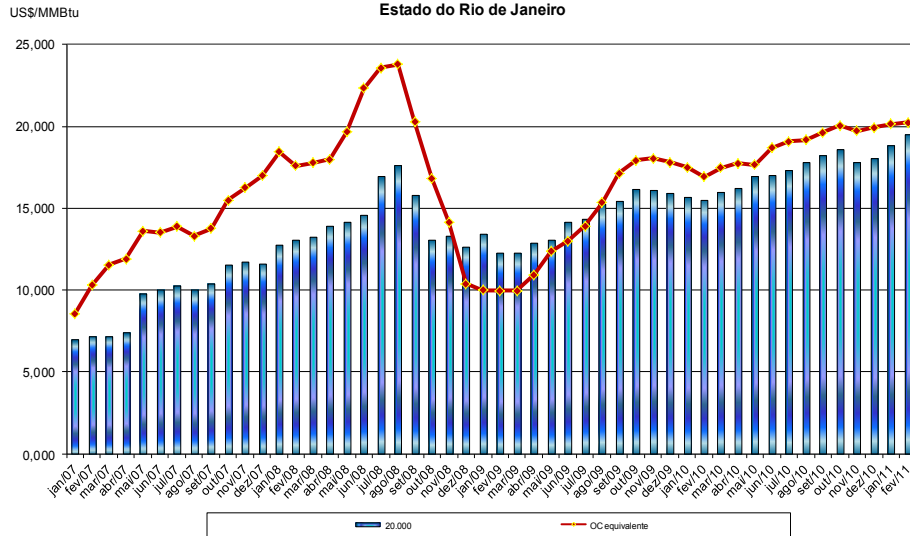
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
FEVEREIRO DE 2011



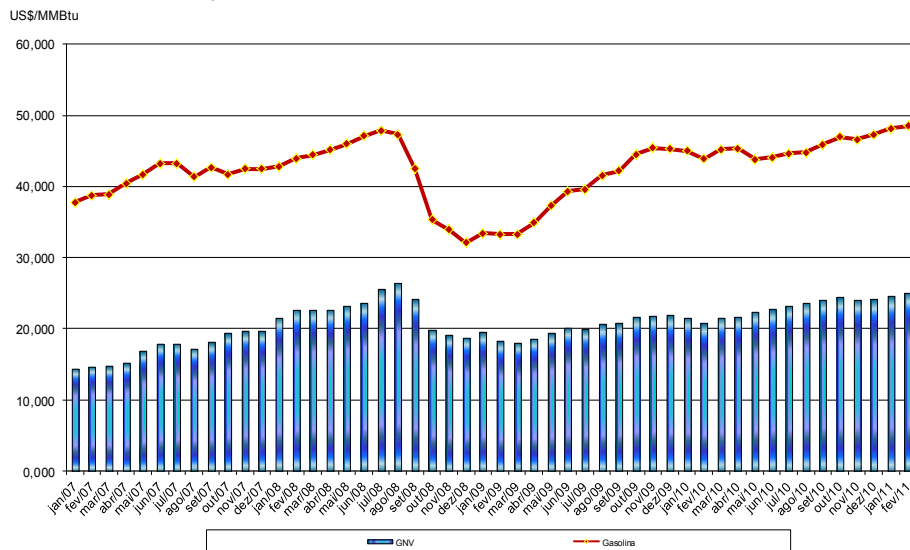
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

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



Gás Natural: preço do gás nacional.

Poder Calorífico Superior (PCS)

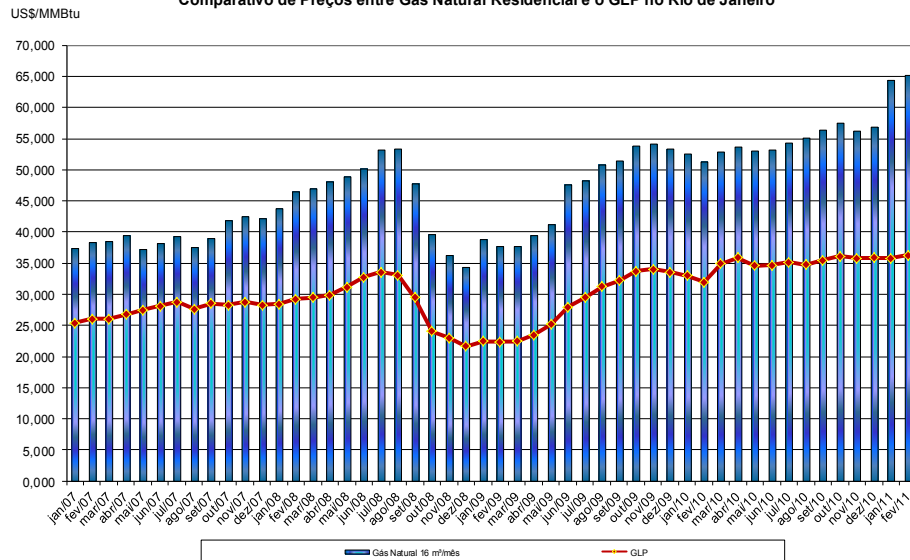
Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

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 NORDESTÃO I	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
	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)	278,0	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 TAIPIU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Tapui (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 Paulínea-Taubatê)	Paulínea (SP)	Taubatê (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubatê - Japeri)	Taubatê (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 Paulínea - Jacutinga	Paulínea (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
Caraguatatuba - Taubatê	Caraguatatuba (SP)	Taubatê (SP)	96,0	26	15	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.481,0			
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			9.391,2			

(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 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			

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

(3) http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim08-027/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	2009	2010
Acumulado	4.001	5.431	5.431	5.713	5.715	5.734	5.759	5.759	6.421	7.175	7.696	9.295
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	754	521	1.599

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, abril de 2011

AMPLIAÇÃO DA INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m³/dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
Malha Sudeste			98,0			98,0			
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	60,0	LO, AO	mai-10	mai-11
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	38,0	LO, AO	jun-10	jun-11

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, abril de 2011

LO: Licença de Operação

AO: Autorização de Operação

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m³/dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09
GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia	14	A definir	set-13
GNL - LIQUEFAÇÃO DE GN DO PRÉ-SAL	14	A definir	dez-15

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, abril de 2011

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

No mês de março de 2011, foram emitidas licenças, pelo IBAMA, para ações inseridas no Programa de Aceleração do Crescimento. No que tange à área de gás natural, destacam-se:

04/03/2011 - Emissão da Licença de Operação (LO) da Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho (DPP) e das instalações acessórias (*off-sites*) da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA);

29/03/2011 - Emissão da Licença de Operação (LO) do gasoduto Caraguatatuba - Taubaté (GASTAU).

Destaca-se ainda para o mês de março:

30/03/2011 - Emissão, pelo IBAMA, da Autorização de Operação (AO) do gasoduto Caraguatatuba - Taubaté (GASTAU).

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até março de 2011.

Gasoduto GASAN II

- Concluído o enterramento de tubos de um total de 38 km.
- Concluído o teste hidrostático.

Fonte: Sala de Monitoramento do MME/DGN, abril de 2011.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			77.396,0
REGIÃO SUDESTE / SUL			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
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	2.800,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	4.500,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	4.860,0
UPGN Lagoa Parada	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parada	Linhares (ES)	2004	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
UPGN II - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
UPGN-UEG	Araucária (PR)	FO*	2.200,0
Total Sudeste / Sul			43.190,0
REGIÃO NORDESTE			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
Total Nordeste			24.500,0
REGIÃO NORTE			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	706,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
Total Norte			9.706,0

Fonte: ANP/SRP, conforme a Resolução ANP n.º 17/2010.

* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

AMPLIAÇÃO DAS UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

UNIDADE PRODUTORA EM CONSTRUÇÃO	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (mil m ³ /dia)	DATA DE CONCLUSÃO
TOTAL		21.500	
UPGN III - Cacimbas	Linhares (ES)	3.500	30/5/2011
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	31/1/2012
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3.000	

Fonte: ANP/SRP, conforme a Resolução ANP n.º 17/2010.

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 massa específica 456 kg/m³;

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

USINAS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

UTEs em Operação								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)		
						Leilão	TC	Teste
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	-	188,89	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	325	163,90	250,87	149,67
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	197,08	222,22	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	317,98	-
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	260	-	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	127,94	214,48	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150	-
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	122,19	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	106,11	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	290,88	253,83	-
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85	-	-
Norte Fluminense - Preço 1	cc	869	4,74	RJ	400	-	37,8	-
Norte Fluminense - Preço 2					100	-	58,89	-
Norte Fluminense - Preço 3					200	-	102,84	-
Norte Fluminense - Preço 4					85	-	149,33	-
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste	-	5.549	-	-	4.450	-	-	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	-	385,22	-
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	141,18	-	-
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	-	219	-
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	611	-	-	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	401,67	-	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	-	204,43	-
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	-	287,83	-
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	-	188,15	-
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	185,03	492,29	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	82,34	-
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	-	70,16	-
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-	-	-
TOTAL GERAL	-	8.994	-	-	6.659	-	-	-

UTEs em Fechamento de Ciclo ⁽⁴⁾					
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	160	4,57	MS	ago/11
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	jan/12
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	87	4,25	RS	-

UTEs em Construção					
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência
José de Alencar ⁽⁵⁾	Motor	300	5,49	CE	jan/12

Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos					
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência
Cacimbaes ⁽⁶⁾	cc	127	4,89	ES	jan/13
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jan/13
MC2 Joinville ⁽⁶⁾	Motor	330	4,22	ES	dez/12
MC2 João Neiva ⁽⁶⁾	Motor	330	4,22	ES	dez/12

Fontes: ANEEL/Petrobras, março de 2011.
ONS, Fax-preço semana operativa 26/03/2011 a 01/04/2010.
DMSE/SEE/MME, março de 2011.

NOTAS:

- (1) UTE Cuiabá indisponível segundo Despacho ANEEL nº 4.332, de 20/11/2009;
(2) UTEs Piratininga 1 e 2 e Piratininga 3 e 4 constam do Termo de Compromisso;
(3) UTE Uruguaiana indisponível por falta de gás natural;
(4) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
(5) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17/09/2008
(6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-5, de 30/09/2008

LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto
cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor
cc - Turbina em Ciclo Combinado
ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor
Motor - Motor a gás natural

EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWh)

Semana	SE-CO	S	NE	N
26/02/2011 a 04/03/2011	79,69	77,54	81,02	79,69
05/03/2011 a 11/03/2011	0,00	0,00	0,00	0,00
12/03/2011 a 18/03/2011	33,40	33,40	37,93	33,40
19/03/2011 a 25/03/2011	10,71	10,71	12,38	10,71
26/03/2011 a 01/04/2011	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: ONS, março de 2011

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS

