

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUES

⇒ Produção de gás natural

Aumento de 2,4% na produção nacional, influenciado por São Paulo, Rio de Janeiro e Bahia (pag. 04)

Neste Boletim, detalhes sobre a infraestrutura de produção da Bacia de Campos - Parte 3 (pag. 04)

⇒ Queima de gás natural

Redução de 1,6% na queima de gás natural, influenciada por Rio de Janeiro e Espírito Santo (pag. 05)

⇒ Importação de gás natural

Caem importação da Bolívia e regaseificação de GNL - Gás Natural Liquefeito (pag. 6)

⇒ Consumo de gás natural

O consumo médio total de gás natural atingiu o maior valor do ano, ainda assim 18% inferior ao de novembro de 2010 (pag. 08)

Consumo termelétrico manteve-se em torno de 12,8 milhões de m³/dia, o equivalente a cerca de 1.950 MW-med (pags. 08 a 11)

SUMÁRIO

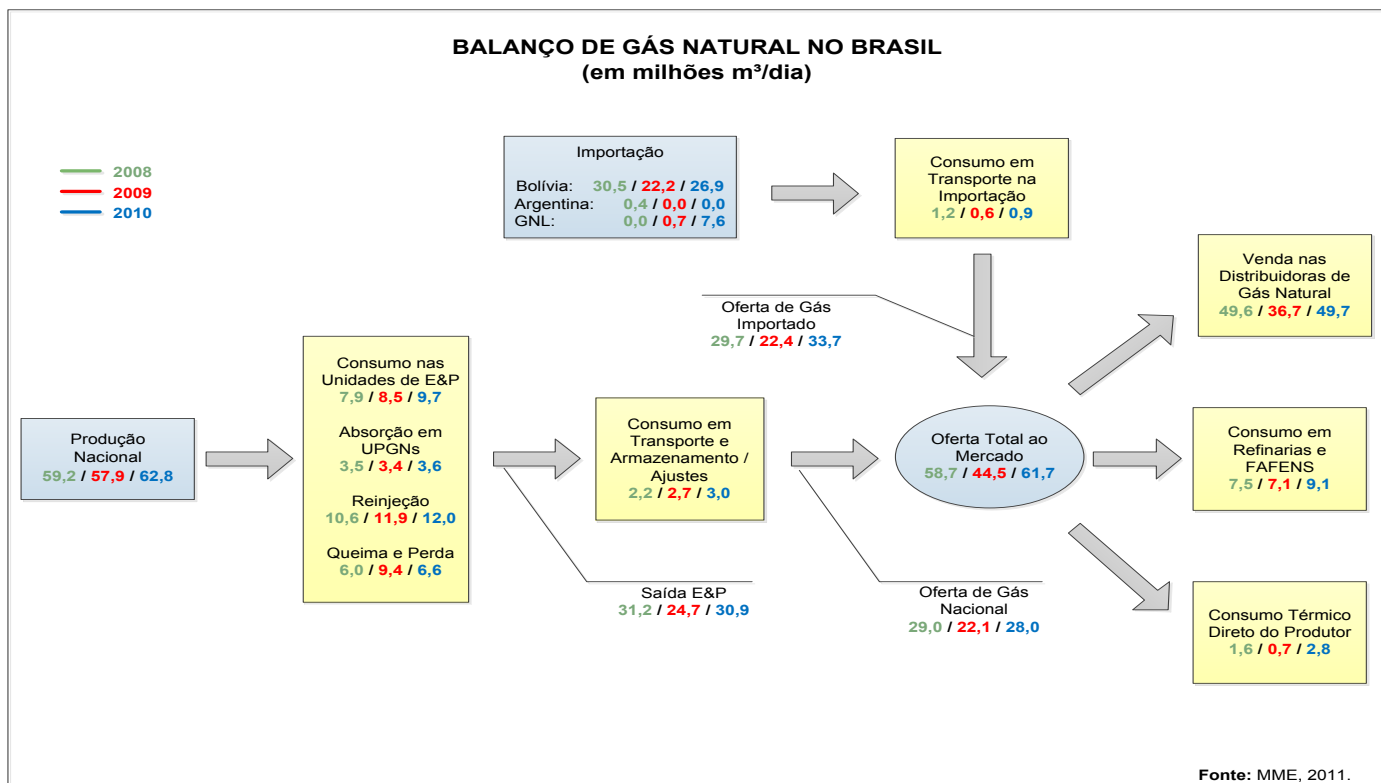
<i>Balço de Gás Natural no Brasil.....</i>	2
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	3
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	6
<i>Oferta Interna Disponibilizada</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	8
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....</i>	10
<i>Preços e Competitividade.....</i>	12
<i>Balço de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina e Uruguai.....</i>	16
<i>Legislação do Setor</i>	18
<i>Programa de Aceleração do Crescimento - PAC.....</i>	19
ANEXOS	
<i>Reservas Nacionais de Gás Natural.....</i>	20
<i>Infraestrutura de Transporte de Gás Natural.....</i>	21
<i>Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL existentes e evolução da Malha de Gás Natural.....</i>	22
<i>Parque Térmico a Gás Natural.....</i>	23
<i>Notas Metodológicas.....</i>	24

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (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	49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26	66,26	67,87		65,43
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32	12,13	12,28	11,83	11,15	10,36	9,38	9,69	9,86		11,11
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66	2,87	4,00	4,47	5,18	4,54	5,44	5,83	5,74		4,78
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92	10,17	10,15	10,23	9,95	10,40	10,02	9,85	10,50		10,12
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	3,20	1,21	3,27	2,51	2,91	3,51	2,44	2,77	2,87		2,61
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,26	3,65	3,61	3,42	3,26	3,48	3,37	3,40	3,12		3,45
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	30,08	32,52	33,35	34,82	34,44	34,23	34,60	34,71	35,77		33,36
IMPORTAÇÃO	28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35	30,93	30,00	30,90	30,00		28,89
Bolívia	27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62	27,90	27,65		27,23
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
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38	3,00	2,35		1,66
Consumo em transporte na importação	0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09	1,02	1,03		0,96
Oferta de gás importado ao mercado	27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75	28,91	29,88	28,97		27,94
OFERTA TOTAL AO MERCADO	49,08	58,69	44,45	61,70	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72	63,98	63,51	64,59	64,74		61,29
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93	48,23	49,89	50,15		47,58
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,89	7,50	7,09	9,12	10,34	10,21	11,01	9,94	11,10	11,33	11,30	12,00	12,27	12,01	11,90		11,22
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoaçú/Euzébio Rocha)	0,79	1,60	0,66	2,84	1,88	2,02	2,44	2,53	1,61	2,65	2,85	3,05	3,02	2,68	2,69		2,49
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	44,3%	49,4%	49,7%	45,4%	57,6%	51,1%	51,5%	58,1%	55,5%	54,2%	54,1%	53,5%	54,5%	53,7%	55,3%		54,4%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, dezembro de 2011

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



Equipe do Departamento de Gás Natural:

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

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

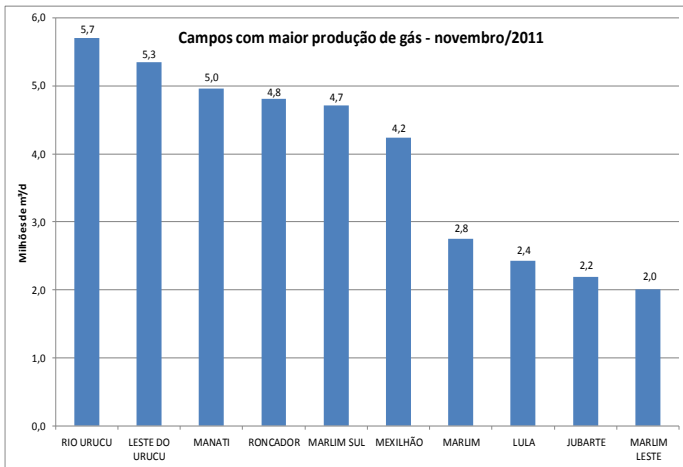
PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)		Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		17,22	17,19	16,56	16,51	16,69	16,79	16,41	16,86	17,25	17,23	16,98	16,90	17,00	16,76	16,28		16,83
Mar		32,51	41,97	41,35	46,33	49,57	46,04	45,02	45,68	49,42	50,04	49,90	49,62	48,26	49,50	51,59		48,60
Gás Associado		37,02	39,77	46,50	47,12	50,01	48,75	47,67	48,67	49,06	49,73	48,64	48,58	47,72	46,84	47,88		48,50
Gás Não Associado		12,72	19,39	11,41	15,72	16,24	14,06	13,76	13,88	17,60	17,54	18,24	17,94	17,54	19,42	19,99		16,93
TOTAL		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26	66,26	67,87		65,43
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80	11,57	11,78	11,51	11,07		11,38
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80	11,57	11,78	11,51	11,07		11,38
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,43	10,72	11,09	10,65	11,26	11,41	11,71	11,72	11,52	11,71	11,44	10,99		11,29
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,14	0,13	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,07	0,06	0,07	0,07	0,08		0,09
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09		0,08
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09		0,08
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,09	0,09	0,09		0,08
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,89	1,87	1,89	1,85	1,92	1,83	1,83	1,86	1,82	1,74	1,70	1,33		1,78
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,74	0,82	0,84	0,82	0,77	0,72	0,68	0,69	0,74	0,73	0,74	0,72		0,75
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,15	1,05	1,05	1,03	1,15	1,11	1,16	1,16	1,08	1,01	0,96	0,61		1,03
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,24	1,48	1,27	1,32	1,31	1,24	1,28	1,31	1,30	1,25	1,25	1,05		1,28
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,65	0,39	0,62	0,53	0,61	0,59	0,56	0,55	0,52	0,49	0,45	0,28		0,51
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	1,84	1,64	1,44	1,44	1,55	1,62	1,56	1,46	1,52	1,53	1,54	1,51		1,53
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,55	1,35	1,15	1,17	1,28	1,32	1,27	1,21	1,24	1,25	1,28	1,25		1,25
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,30	0,29	0,30	0,27	0,27	0,29	0,29	0,25	0,28	0,28	0,26	0,26		0,28
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,68	0,59	0,50	0,56	0,66	0,57	0,54	0,52	0,56	0,57	0,57	0,55		0,56
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,17	1,04	0,94	0,88	0,89	1,05	1,02	0,94	0,96	0,95	0,97	0,96		0,96
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	3,02	3,39	3,52	2,99	3,15	3,39	3,13	2,98	3,19	2,33	2,43	2,82		3,03
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,27	0,27	0,30	0,30	0,27	0,27	0,26	0,26	0,29	0,28	0,29	0,28		0,28
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,76	3,13	3,23	2,69	2,88	3,12	2,87	2,72	2,89	2,04	2,14	2,54		2,75
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,61	3,00	3,13	2,68	2,80	2,99	2,75	2,58	2,81	1,94	2,05	2,43		2,65
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,41	0,39	0,39	0,31	0,36	0,40	0,38	0,39	0,38	0,38	0,38	0,38		0,38
BA	Subtotal	7,24	9,22	8,37	9,31	8,08	7,80	5,70	5,28	7,00	7,11	7,46	6,86	6,73	6,56	7,70		6,93
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,12	3,08	3,00	3,07	2,88	3,14	2,95	2,86	2,88	2,79	2,72	2,74		2,92
	Mar	3,18	5,70	5,16	6,19	5,00	4,80	2,64	2,40	3,86	4,16	4,60	3,97	3,94	3,84	4,96		4,02
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,63	1,72	1,68	1,72	1,61	1,66	1,53	1,46	1,50	1,45	1,35	1,28		1,54
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,68	6,35	6,12	3,98	3,67	5,33	5,58	5,99	5,35	5,29	5,21	6,41		5,39
ES	Subtotal	2,64	7,68	2,94	7,39	11,81	9,62	11,82	11,33	12,41	12,75	12,92	12,73	12,04	11,90	10,43		11,80
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,27	0,34	0,31	0,30	0,31	0,31	0,26	0,16	0,17	0,17	0,22	0,22		0,25
	Mar	2,41	7,24	2,64	7,12	11,47	9,31	11,51	11,02	12,10	12,49	12,76	12,56	11,87	11,68	10,20		11,54
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	2,63	5,63	5,31	5,14	5,08	5,13	5,70	5,41	5,34	5,39	5,52	5,36		5,36
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	4,76	6,18	4,31	6,68	6,25	7,28	7,05	7,52	7,39	6,65	6,38	5,06		6,43
RJ	Subtotal	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,39	25,27	25,36	26,74		25,55
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,39	25,27	25,36	26,74		25,55
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,68	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,31	25,18	24,14	25,43		25,31
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,09	1,22	1,31		0,25
SP	Subtotal	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44	3,35	3,76	5,17	6,19		3,35
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44	3,35	3,76	5,17	6,19		3,35
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,10	0,67	0,54	0,14	0,14	0,52	0,59	0,67	0,14	0,15	0,44	0,69		0,43
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,83	1,76	1,59	1,28	2,01	2,87	2,85	2,77	3,21	3,61	4,73	5,50		2,93
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
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
	Mar	0,09	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
	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
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Total Brasil		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26	66,26	67,87		65,43

Fonte: ANP, dezembro de 2011

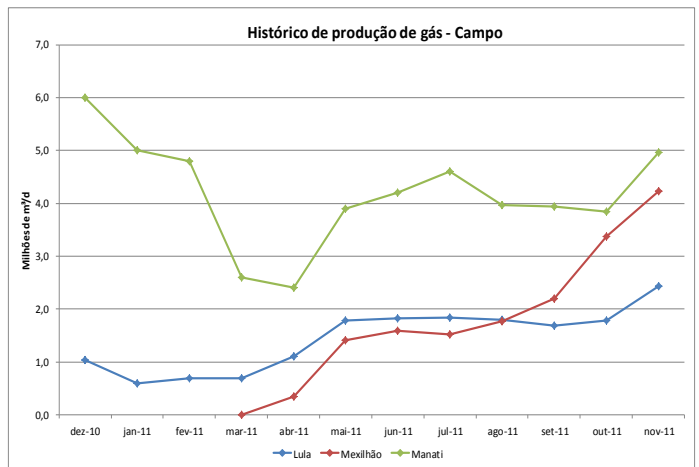
Nota: Os valores em azul foram corrigidos porque o gás natural produzido em Mexilhão estava sendo contabilizado como gás associado no período de abril a outubro de 2011

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de outubro, a produção nacional de gás natural foi elevada de 66,26 para 67,87 milhões de metros cúbicos por dia, tendo os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Bahia maior influência no aumento.



Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 57,7% da produção nacional.



Os campos de maior influência no aumento da produção nacional foram Mexilhão (São Paulo), Lula (Rio de Janeiro) e Manati (Bahia).

INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIA DE CAMPOS - PARTE 3)

Conforme informado no Boletim nº 55, a infraestrutura de produção da Bacia de Campos foi dividida em três partes, sendo que as duas edições anteriores deste Boletim apresentaram a primeira e segunda. A presente edição esquematiza a terceira parte, com informações sobre 27 campos. No mês de novembro, a produção de gás natural da Bacia de Campos foi de 26,4 milhões de m³/d (aproximadamente 39% do total produzido no País), sendo que o somatório da produção dos 27 campos e uma área exploratória detalhados nesta edição foi de 2,95 milhões de m³/d (aproximadamente 11% do total produzido na Bacia de Campos).

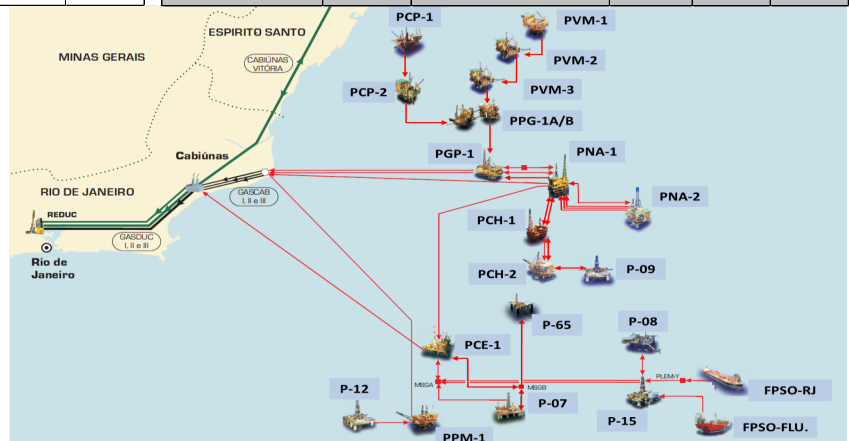
BACIA DE CAMPOS - Parte 3					
Campos / Áreas	Produção de gás (Mm³/d)	Plataformas	Prod. out/2011 (Mm³/d)	Queima de gás (M m³/d)	Queima de gás (%)
ANEQUIM	29,1	PLATAFORMA DE CHERNE-1 (PCH-1)	111,0	11,6	10,4%
BAGRE	8,0				
PARATI	6,3				
CHERNE	146,5	PLATAFORMA DE CHERNE-2 (PCH-2)	79,0	12,4	15,7%
MALHADO	78,7	PETROBRAS 09 (localizada no campo Corvina)	157,1	17,3	11,0%
CORVINA	52,6				
CONGRO	46,2				
NAMORADO	430,3	PLATAFORMA DE NAMORADO-1 (PNA-1)	104,2	9,0	8,6%
		PLATAFORMA DE NAMORADO-2 (PNA-2)	346,5	43,7	12,6%
GAROUPA	58,3	PLATAFORMA DE GAROUPA (PGP-1)	81,6	15,9	19,5%
GAROUPINHA	1,3				
VIOLA	21,9				
BICUDO	93,1	PETROBRAS 07 (localizada no campo Bicudo)	111,3	5,4	4,9%
LINGUADO	282,46	PETROBRAS 12 (localizada no campo Linguado)	300,2	3,8	1,2%
PAMPO	245,05				
		PLATAFORMA DE PAMPO-1 (PPM-1)	209,2	8,9	4,3%
BONITO	171,2	PLATAFORMA DE ENCHOVA (PCE-1)	171,2	20,0	11,7%
ENCHOVA	-	PLATAFORMA P-65	-	4,5	-

BACIA DE CAMPOS - Parte 3 (cont.)					
Campos / Áreas	Produção de gás (Mm³/d)	Plataformas	Prod. out/2011 (Mm³/d)	Queima de gás (M m³/d)	Queima de gás (%)
ESPADARTE	115,5	FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	115,5	4,2	3,6%
CARAPEBA	55,1	PLATAFORMA DE CARAPEBA-I (PCP-1)	32,1	0,6	1,9%
		PLATAFORMA DE CARAPEBA-II (PCP-2)	23,1	0,7	3,2%
BM-C-36_C-M-401	121,3	FPSO RIO DAS OSTRAS	121,3	121,3	100,0%
PARGO	25,0	PLATAFORMA DE PARGO-1A (PPG-1A)	25,0	8,6	34,5%
PEREGRINO	96,9	PEREGRINO A	48,9	4,5	9,1%
		PEREGRINO B	48,1	5,3	11,0%
POLVO	44,8	FPSO POLVO	44,8	7,5	16,7%
SALEMA	142,6	FPSO FLUMINENSE	404,8	6,5	1,6%
BIJUPIRÁ	262,2				
VERMELHO	40,7	PLATAFORMA DE VERMELHO-I (PVM-1)	18,1	1,1	6,2%
		PLATAFORMA DE VERMELHO-II (PVM-2)	13,8	0,4	3,0%
		PLATAFORMA DE VERMELHO-III (PVM-3)	8,9	0,3	3,8%
MARIMBÁ	351,8	PETROBRAS 08	328,0	61,5	18,7%
PIRAÚNA	24,3	PETROBRAS 15 (Localizada no campo Marimbá)	48,2	7,4	15,4%
Parte 3	2.951,4		2.951,4	382,4	13,0%
Parte 1 (Detalhada na edição nº 55 do Boletim)	3.698,5			587,1	15,9%
Parte 2 (Detalhada na edição nº 56 do Boletim)	19.760,8			2.677,7	13,6%
Total Bacia de Campos	26.410,8			3.647,2	13,8%

Destaca-se ainda que a produção dos campos apresentados na tabela acima é direcionada para as UPGNs de Cabiúnas e da REDUC, cuja capacidade total é de 21,74 milhões de m³/d.

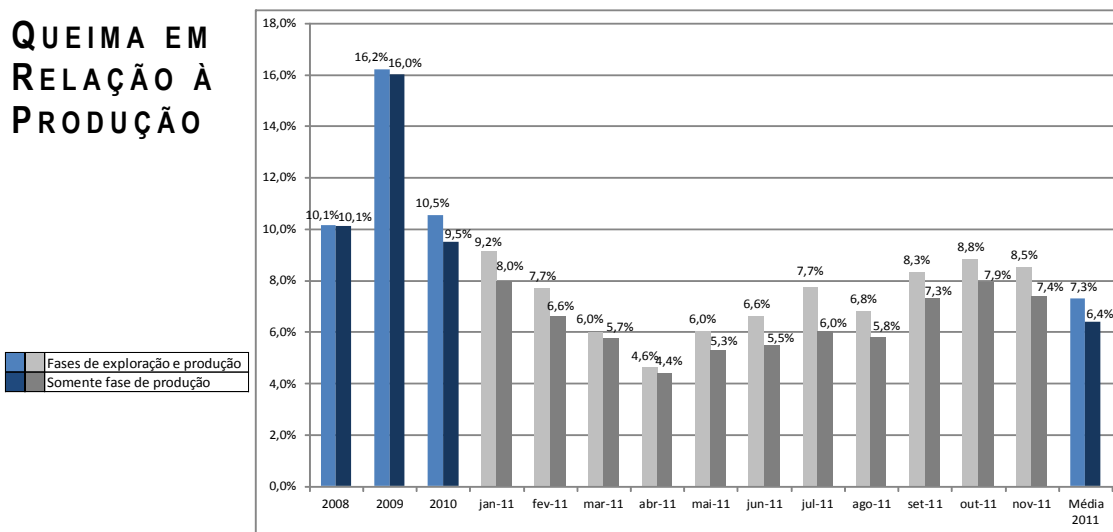
O gás natural produzido nos campos Peregrino (plataformas Peregrino A e Peregrino B) e Polvo (FPSO Polvo) é utilizado prioritariamente como combustível nas instalações, sendo queimado o volume excedente. O FPSO Rio das Ostras está realizando teste de longa duração na área exploratória BM-C-36_C-M-401 e não realiza aproveitamento do gás natural produzido.

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção / ANP.
Petrobras (Fórum Nacional de Gás 2011 - com adaptações).



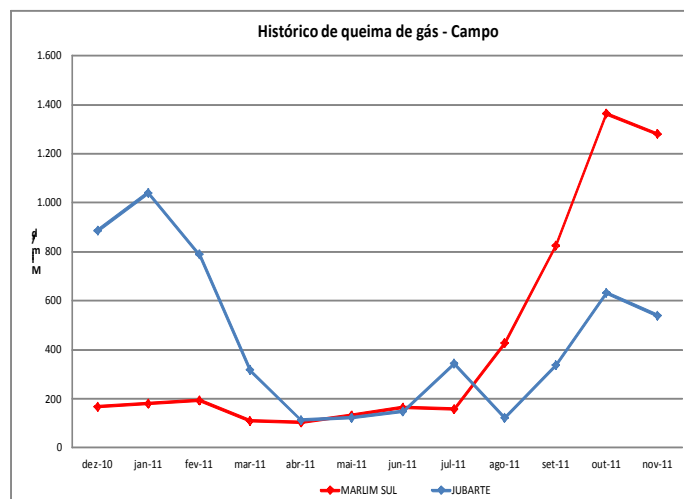
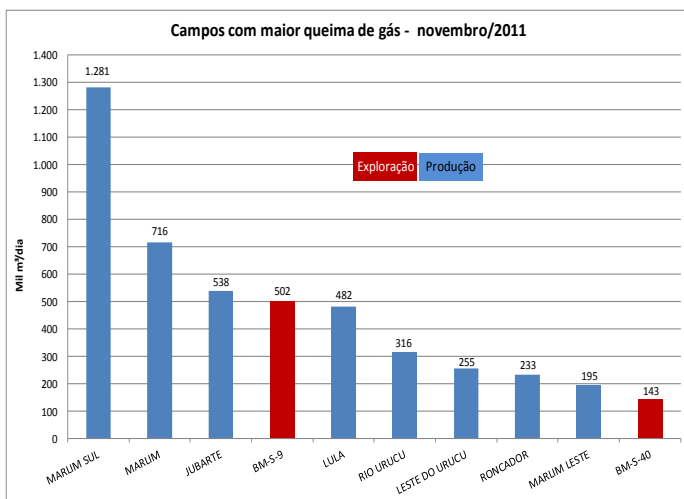
QUEIMA DE GÁS NATURAL

QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO



Em relação ao mês de outubro, a queima de gás natural de julho reduziu 0,1 milhão de m³/dia, sendo Espírito Santo e Rio de Janeiro os Estados de maior influência.

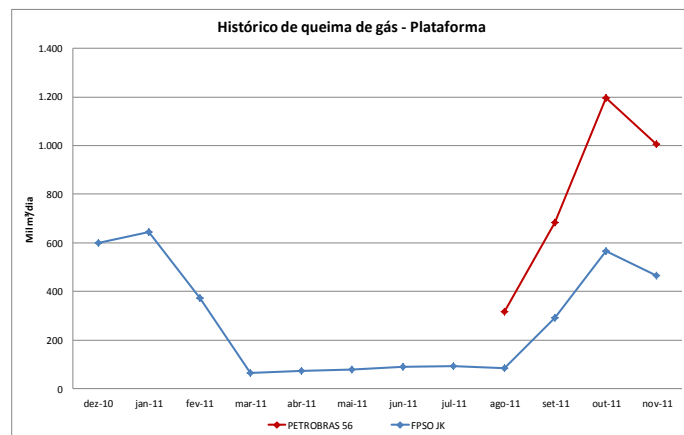
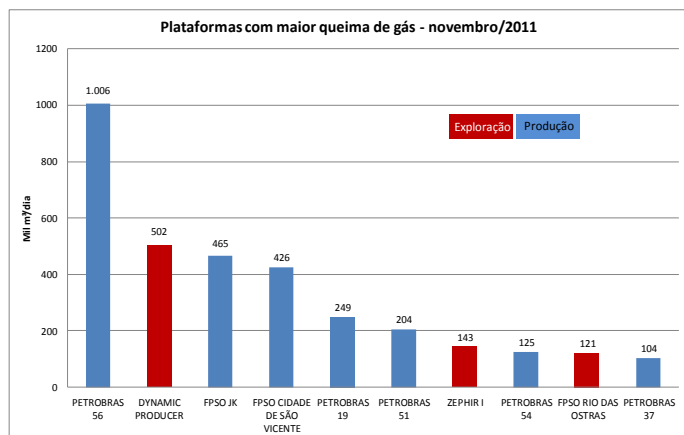
CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS



As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 81,3% da queima de gás no País. Em relação ao mês anterior, os campos e áreas exploratórias de maior influência na redução da queima de gás foram Jubarte (Espírito Santo) e Marlim Sul (Rio de Janeiro).

O gráfico acima apresenta histórico de queima de gás dos dois campos de maior influência na redução da queima de gás natural. A redução deveu-se: (i) no campo de Marlim Sul, ao início do aproveitamento do gás produzido na plataforma P-56 e (ii) no campo de Jubarte, à restrição na queima de gás no TLD realizado no poço 1-BRSA-108A-ESS.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 58,3% da queima de gás no País. Somente a plataforma P-56 foi responsável por 17,5% da queima de gás realizada no País. O aproveitamento do gás natural produzido na P-56 começou a ser realizado a partir do dia 22/11/2011.

As plataformas de maior influência na redução da queima de gás foram P-56 e FPSO JK, que apesar da redução queimaram 72,2% e 89,2%, respectivamente, do total de gás produzido na Unidade Estacionária de Produção.

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP.

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões 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
Bolívia	TBG	Petrobras	26,90	30,52	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62	27,90	27,65		27,23
		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
	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
	Subtotal		27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62	27,90	27,65		27,23
Argentina	Sulgas (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	
	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
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38	3,00	2,35		1,66
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,00	0,64	2,49	0,18	0,20	0,39	0,56	2,33	0,95	1,58	0,36	1,20	2,11	2,35		1,11
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,08	5,15	1,01	0,58	0,93	0,00	1,04	0,00	0,00	1,46	0,18	0,89	0,00		0,55
TOTAL			28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35	30,93	30,00	30,90	30,00		28,89
Consumo em transporte na importação			0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09	1,02	1,03		0,96
Oferta de gás importado			27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75	28,91	29,88	28,97		27,94

Fontes: ANP e TBG, dezembro de 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

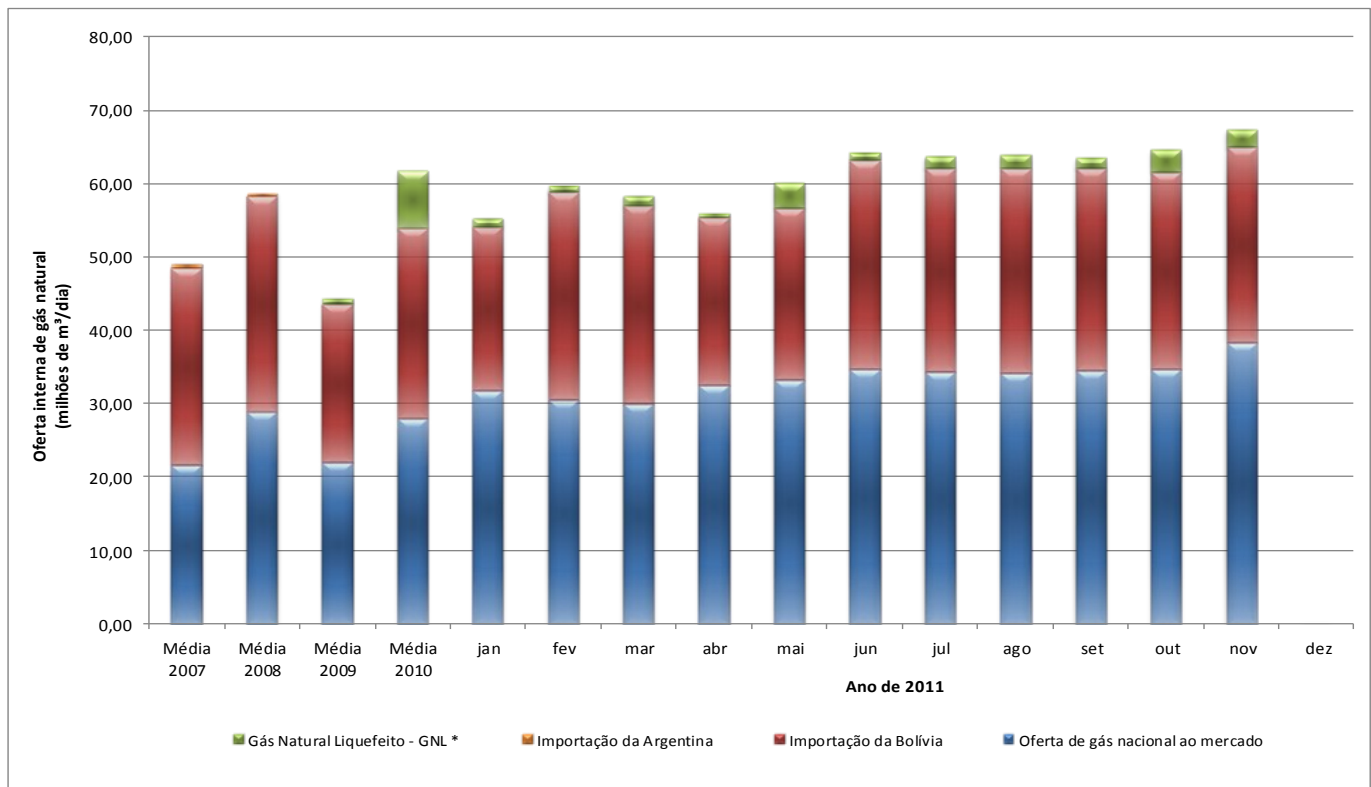
IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 2008	26.270.651	31.904.700	69.966	41.979.868	15,93	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	81.102.618	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	41.077.336	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	37.618.421	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	18.789.197	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	36.700.014	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	44.589.684	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	40.122.564	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	72.495.589	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	72.761.938	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	45.164.161	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	41.369.163	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	22.181.453	38.796.703	85.080	51.048.293	11,06	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
11/2011	46.112.723	58.193.654	127.618	76.570.597	15,33	Estados Unidos	Pecém - CE
12/2011	44.538.227	55.542.320	121.803	73.082.000	15,51	Reino Unido	Pecém - CE
Total 2011	290.630.684	556.693.599	1.220.819	582.838.980	12,69	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, janeiro de 2012.

* 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.

OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



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

COMENTÁRIOS

Em relação ao mês anterior, a produção nacional de gás natural aumentou 1,61 milhões de m³/dia, o que influenciou a elevação da oferta de gás nacional ao mercado, que passou de 34,7 para 35,8 milhões de m³/dia. O aumento da oferta de gás nacional está relacionado principalmente à Região Nordeste, em função do aumento de aproximadamente 1,1 milhões de m³/d na oferta de gás natural do campo de Manati. Quanto à Região Sudeste destaca-se que a redução de oferta oriunda dos campos da Bacia do Espírito Santo foi compensada com o aumento da oferta dos campos das Bacias de Santos e Campos. Na região Norte, a oferta permaneceu estável em relação ao mês anterior. Ao comparar com novembro de 2010, a oferta de gás nacional cresceu 6,2%, atingindo 35,8 milhões de m³/dia.

A oferta de gás natural importado no mês de novembro foi de aproximadamente 30,0 milhões de m³/d, o que representa queda de 0,9 milhão de m³/d em relação ao mês anterior. Houve redução na importação da Bolívia e na regaseificação de GNL. A quantidade de gás importado da Bolívia caiu 0,9%, saindo de 27,90 para 27,65 milhões de m³/dia e o volume de GNL regaseificado caiu 25%, saindo de 3,00 para 2,25 milhões de m³/dia.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

O consumo de gás natural no mês de novembro ficou em 64,74 milhões de m³/dia, variação de 0,15 milhão de m³/dia em relação ao mês anterior. O segmento industrial somou 41,11 milhões de m³/dia, aumento de 1,2% em comparação ao mês anterior e de 10,4% quando comparado com o consumo registrado no mesmo mês de 2010. Já o consumo de gás natural veicular continua estável, tendo registrado 5,47 milhões de m³/dia, variação de menos de 1,0% em relação a outubro. O consumo de gás para geração elétrica, por sua vez, manteve-se estável, fechando o mês com consumo de 12,76 milhões de m³/dia. O valor é 59,6% inferior ao consumo registrado em novembro de 2010.

O consumo do segmento residencial caiu pelo segundo mês consecutivo, fechando novembro em 0,92 milhão de m³/dia. Ainda assim, a média anual de 2011 até o mês em análise foi 9,3% superior à verificada nos 11 primeiros meses do ano de 2010. A demanda do setor comercial também caiu pelo segundo mês consecutivo, fechando novembro com 0,65 milhão m³/dia, 7,1% inferior ao mês de outubro e 7,8% maior em comparação a novembro de 2010.

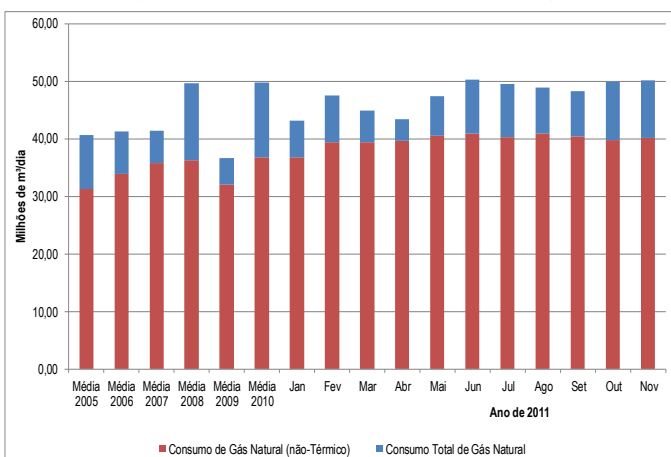
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m ³ /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	35,41	36,80	39,05	39,63	38,98	40,76	41,04	40,52	41,98	41,97	40,61	41,11		40,22	65,6
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27	5,42	5,46	5,51	5,47		5,37	8,8
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69	0,86	0,86	1,05	1,07	0,90	1,04	0,95	0,92		0,87	1,4
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63	0,65	0,66	0,69	0,75	0,69	0,73	0,70	0,65		0,68	1,1
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00	6,31	8,50	11,95	12,13	11,07	10,85	12,85	12,76		10,25	16,7
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19	3,08	2,94	3,12	2,96	2,94	2,74	2,89	2,82		3,01	4,9
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77	0,59	0,81	0,75	0,82	0,69	0,49	0,87	0,82		0,72	1,2
Outros (inclui GNC)	0,23	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21	0,29	0,24	0,21	0,19		0,17	0,3
TOTAL	49,08	58,71	44,44	61,69	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72	63,98	63,51	64,59	64,74		61,29	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,51	16,20	16,34	15,20	16,38	15,03	17,03	16,15	16,11	17,39	15,83	16,03	16,50		16,18	
TOTAL GERAL	62,16	72,19	58,95	77,89	71,66	74,93	74,73	70,95	77,16	80,37	79,83	81,37	79,35	80,62	81,24		77,47	

* Inclui consumo direto do produtor

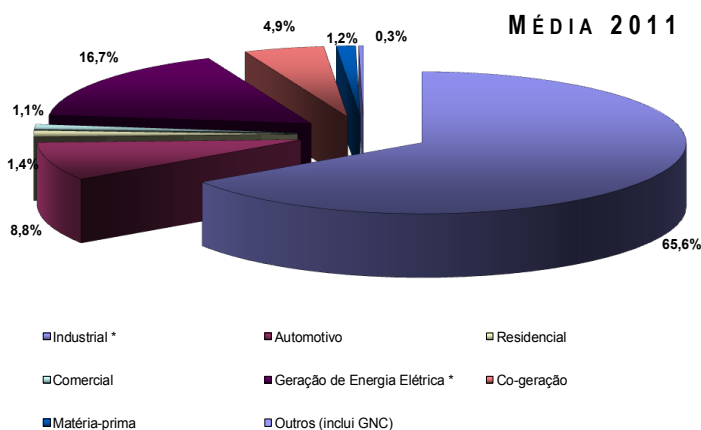
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, dezembro de 2011

Até dezembro de 2010 o volume de matéria-prima estava contabilizada no segmento *Outros* (inclui GNC).

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO



CONSUMO DE GÁS NATURAL



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48	0,45	0,49	0,50		0,44	0,9
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71	3,53	3,77	3,95		3,83	8,1
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,75	3,60	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94	2,99	2,79	2,67		2,92	6,1
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	0,0
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	8,55	7,45	7,43	7,06	6,91	7,31	6,78	6,29	6,35	6,07	6,01	5,95		6,69	14,1
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	6,09	3,71	5,11	3,38	2,25	2,60	4,67	4,59	5,04	4,58	5,23	5,20		4,21	8,9
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44	0,42	1,21	1,32	1,38	0,48	0,86	2,01	2,01		1,00	2,1
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,08	0,50	0,92	1,05	1,37	1,58	1,95	2,15	2,48	2,53	2,25	2,18		1,72	3,6
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49	13,49	13,26	13,59	13,30	13,38	13,48	13,33	13,26		13,37	28,1
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96	1,01	1,09	1,07	1,08	1,08	1,07	1,06	1,02		1,06	2,2
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67	1,04	3,11	3,05	3,13	2,37	2,09	2,94	3,10		2,30	4,8
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90	0,93	0,86	0,96		0,76	1,6
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	2,63	2,59	2,84	2,96	2,92	2,95	3,16	2,94	3,05	3,09	2,78	2,85		2,92	6,1
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	0,0
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01	0,0
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,86	0,18	0,30	0,19	0,22	0,20	0,20	0,29	0,31	0,26	0,24	0,26		0,24	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36	0,35	0,37		0,35	0,7
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38	0,38	0,39		0,39	0,8
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49	1,44	1,50	1,51		1,44	3,0
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89	1,86	1,88	1,87		1,85	3,9
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28		0,26	0,6
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95	1,72	1,80		1,80	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	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93	48,23	49,89	50,15		47,58	100,0

Fonte: Abegás, dezembro de 2011

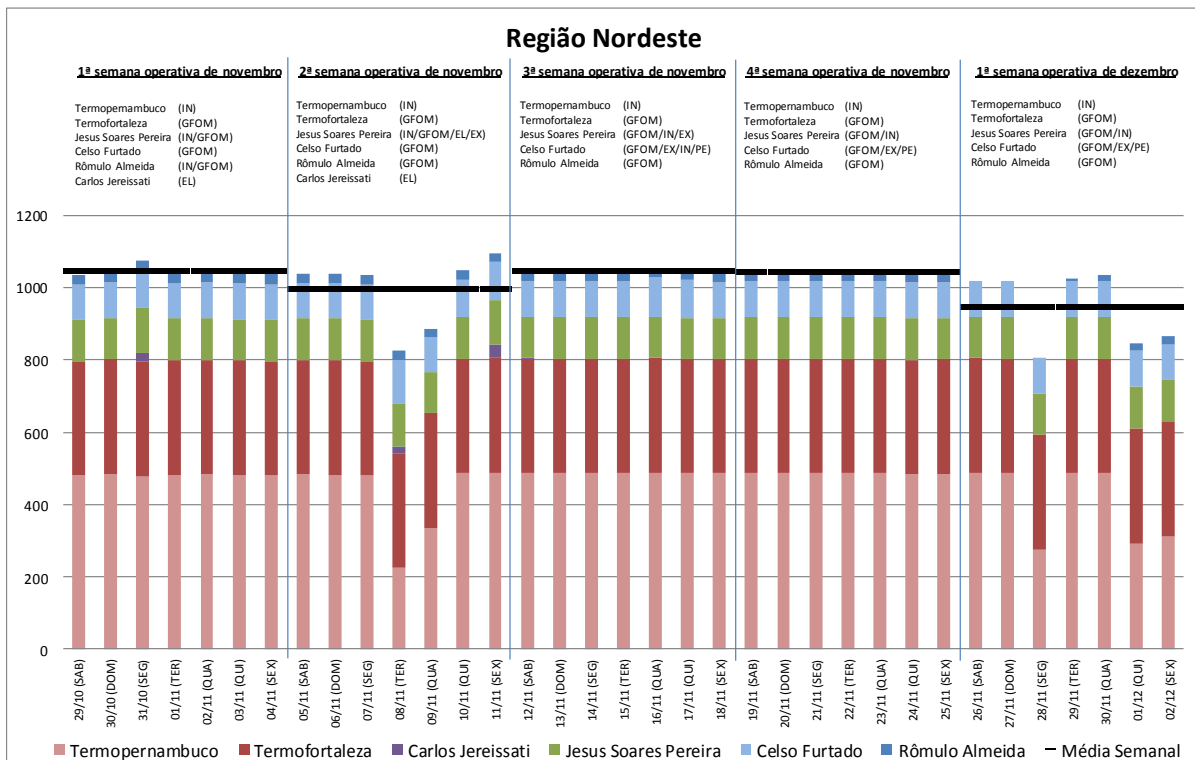
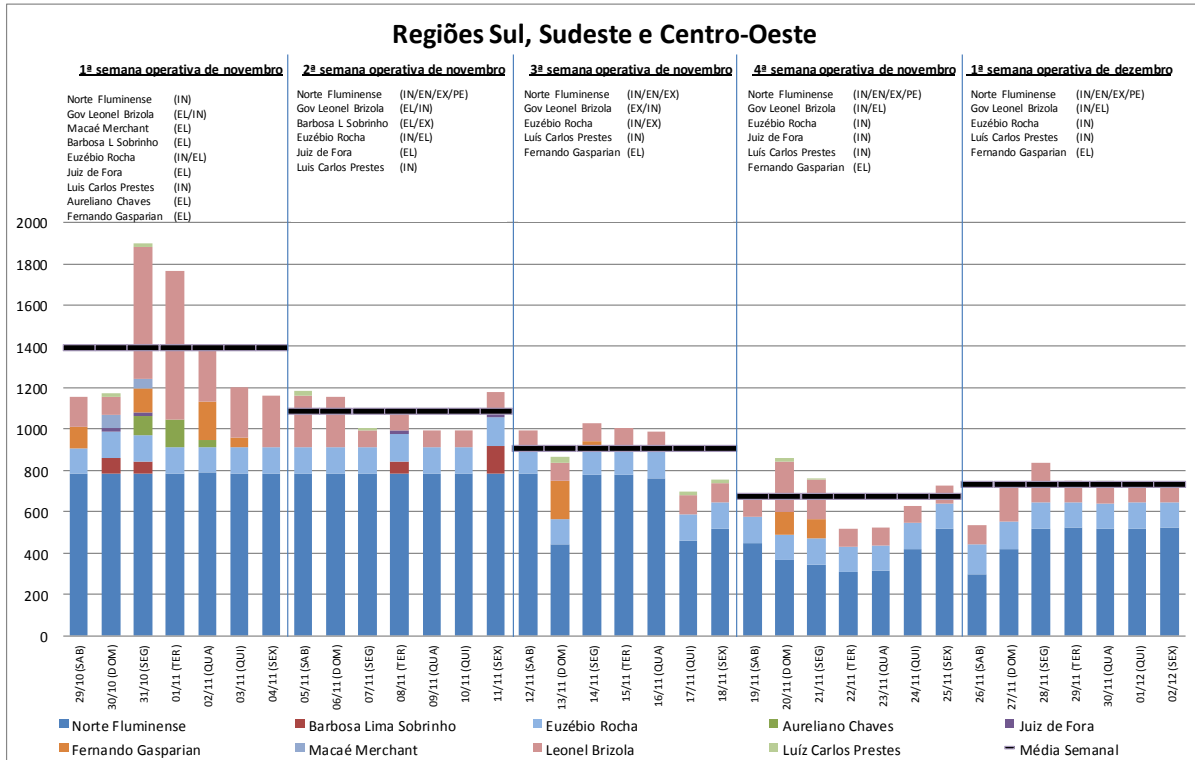
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48	0,45	0,49	0,50		0,44	1,1
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71	3,50	3,68	3,94		3,82	9,6
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,71	3,08	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94	2,99	2,79	2,67		2,87	7,2
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	0,0
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,84	4,60	4,97	4,84	4,88	5,03	4,92	4,74	4,90	4,90	4,91	4,74		4,86	12,2
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,25	2,04	2,22	2,16	2,15	2,47	2,30	2,18	2,28	2,07	2,19	2,34		2,22	5,6
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,43	0,41	0,46	0,44	0,42	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49	0,48	0,48		0,46	1,2
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,0
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	12,61	12,25	13,17	13,23	13,30	13,25	13,58	13,28	13,38	13,48	13,17	13,08		13,20	33,1
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,96	0,79	0,95	0,96	1,01	1,08	1,07	1,08	1,08	1,07	1,06	1,02		1,02	2,5
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,98	0,97	1,00	0,95	0,97	1,00	1,02	1,04	1,04	1,02	0,99	1,03		1,00	2,5
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90	0,93	0,86	0,96		0,76	1,9
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,86	2,59	2,75	2,89	2,92	2,95	2,93	2,79	3,05	2,94	2,72	2,81		2,85	7,2
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	0,0
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		0,01	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,21	0,18	0,20	0,19	0,19	0,19	0,20	0,29	0,31	0,26	0,24	0,26		0,23	0,6
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36	0,35	0,37		0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38	0,38	0,39		0,39	1,0
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49	1,44	1,50	1,51		1,44	3,6
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89	1,86	1,88	1,87		1,85	4,6
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28		0,26	0,7
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95	1,72	1,80		1,80	4,5
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	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	35,76	36,27	32,05	36,80	36,80	39,35	39,34	39,67	40,53	40,93	40,29	40,91	40,40	39,72	40,09		39,82	100,0

Fonte: Abegás, dezembro de 2011

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

Semana	SE-CO	S	NE	N
29/10/2011 a 04/11/2011	36,90	36,90	36,90	36,90
05/11/2011 a 11/11/2011	42,53	42,53	42,53	42,53
12/11/2011 a 18/11/2011	38,67	38,67	38,67	38,67
19/11/2011 a 25/11/2011	43,82	43,82	43,82	43,82
26/11/2011 a 02/12/2011	46,20	46,20	46,20	46,20

Fonte: ONS, dezembro de 2011

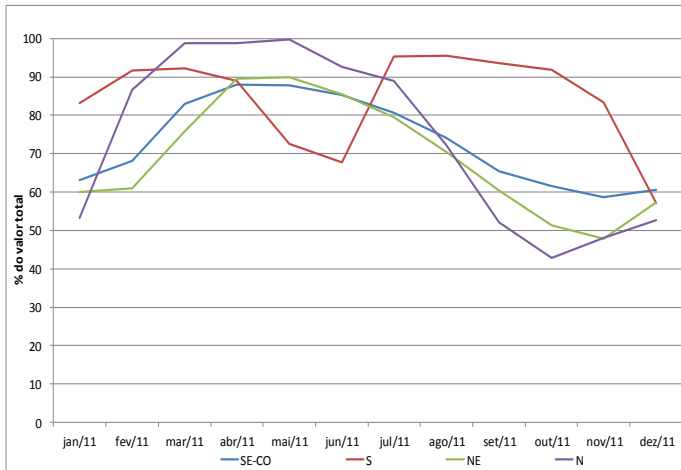
LEGENDA:

- EL - Razão Elétrica
- EN - Razão Energética
- IN - Inflexibilidade
- EX - Exportação
- PE - Perdas
- GFOM - Geração Fora da Ordem do Mérito de Custo (Res. ANEEL 272/07)

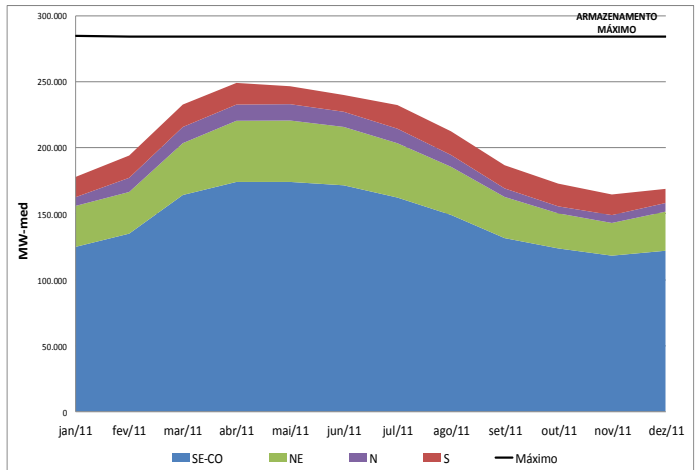
ARMAZENAMENTO E AFLUÊNCIAS NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)

ENERGIA ARMAZENADA

EM % DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

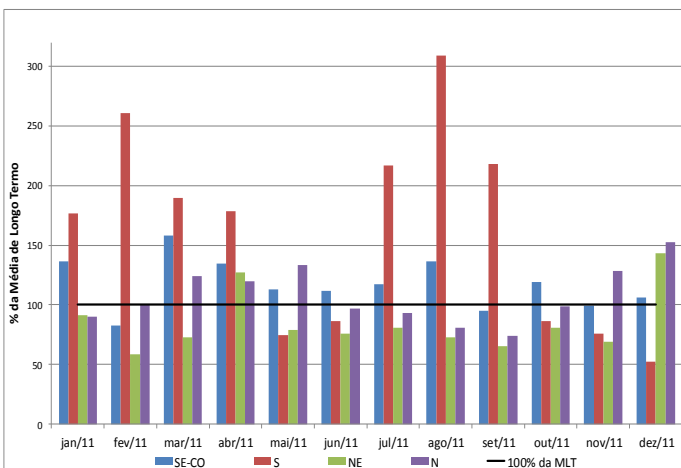


EM MW-MED

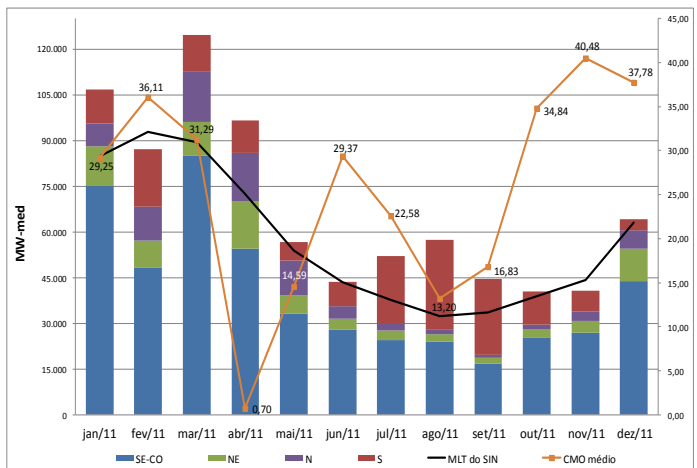


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

EM % DA MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



EM MW-MED



COMENTÁRIOS

A geração termelétrica a gás natural no mês de novembro foi de cerca de 1.945 MW-med, 1,2% menor do que no mês anterior, refletindo estabilidade no patamar médio de geração. A primeira semana operativa apresentou despacho superior à média do mês nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com despacho das termelétricas de Norte Fluminense e Governador Leonel Brizola chegando a atingir 780 MW-med e 710 MW-med, respectivamente. Esses valores caíram nas três semanas posteriores, reduzindo a média geral de despacho da região. Na região Nordeste, o despacho manteve-se em torno de 1.000 MW-med.

A Energia Natural Afluyente - ENA no decorrer dos meses anteriores a novembro foi favorável, o que fez com que o armazenamento dos reservatórios fechasse o período seco acima do nível meta estabelecido. Apesar do cenário hidrológico favorável observado no decorrer de 2011, a ENA do mês de novembro ficou abaixo da Média de Longo Termo - MLT pela segunda vez no ano. Com isso, a média do Custo Marginal de Operação - CMO no mês foi a maior do ano, superando os R\$ 40,00/MWh. Esse parâmetro manteve-se acima dos R\$ 36,90/MWh por todas as semanas operativas. A UTE Norte Fluminense foi a única a despachar por razões energéticas em novembro. Ainda assim, conforme mencionado anteriormente, os níveis de geração apresentados foram decrescentes ao longo do mês.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - NOVEMBRO 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	12,5437			15,6218	17,5880	17,1367
Sudeste	Gás Nacional	12,1800			19,2506	16,9583	16,4778
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,1471	1,7703	9,9173	19,2506	16,9583	16,4778
Sul	Gás Importado	8,1316	1,7702	9,9018	18,0100	16,3048	15,9624
Centro Oeste	Gás Importado	9,4432	1,7979	11,2411	14,5811	12,3158	12,1648

Fonte: MME/SPG/DGN, dezembro de 2011.

* Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

* Os preços ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nas informações de preço disponibilizadas nos sites das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.

* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de Novembro/11 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 15,2% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (novembro/11):	1,7905
--	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,71	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71	4,85	4,85	4,87	4,90	4,85	4,72	4,67	4,67		4,75

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	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	7,86	12,68	8,55	7,94	8,87	8,82	8,80	9,68	9,67	9,65	10,81	10,72	10,72	11,69	11,60		10,09
NBP *	6,13	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79	9,71	9,33	9,35	8,87	8,72	9,94	10,18	9,91		9,39
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41	4,05	3,89	3,56	3,26		4,07
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82	19,61	20,15	19,50	19,72		19,88
Petróleo WTI	12,87	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35	19,58	18,03	17,14	17,33	15,38	15,24	15,40	17,31		16,88
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	72,53	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60	123,49	114,55	114,04	116,88	110,05	113,12	109,43	110,66		111,56
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	72,26	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26	86,30	85,55	86,45	97,167		94,73

Fontes:

Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), dezembro de 2011.

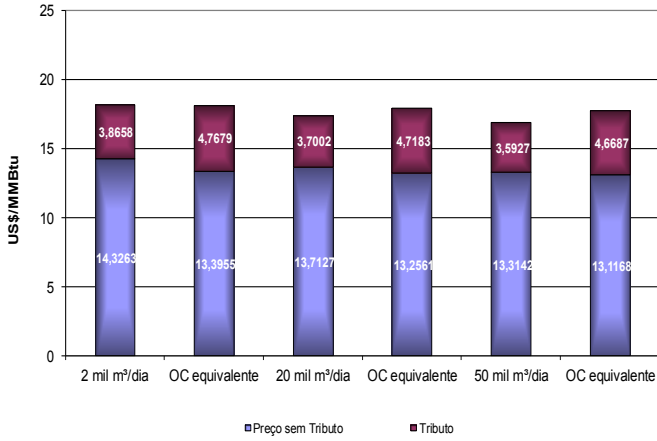
Preço do Petróleo: Petrobras, dezembro de 2011.

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

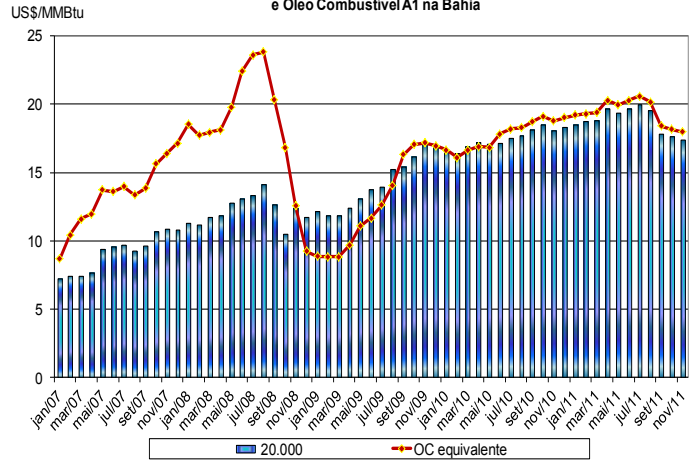
Alterações em relação à edição anterior

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

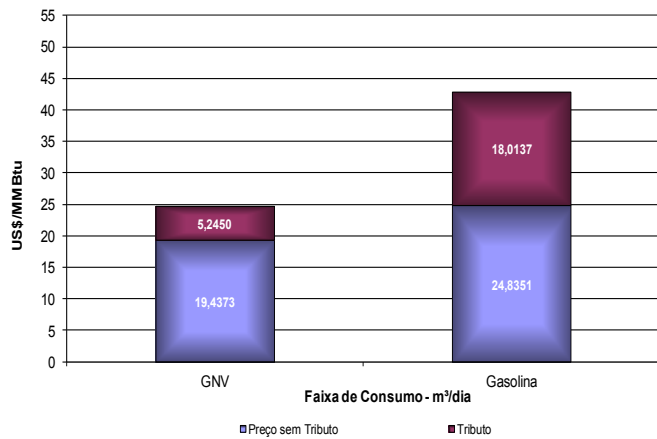
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
NOVEMBRO DE 2011



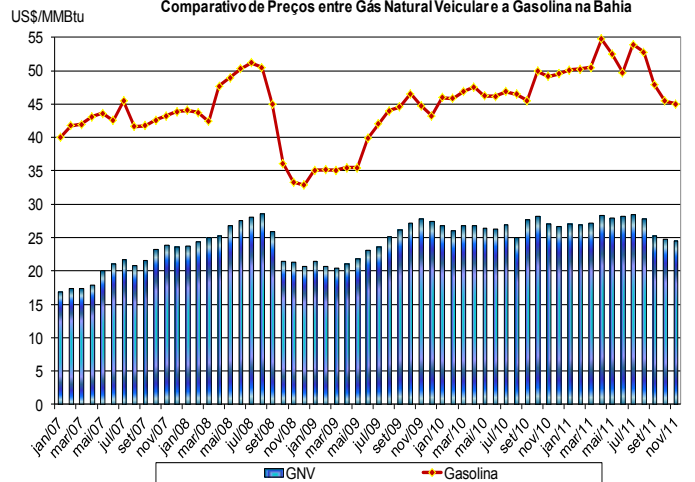
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



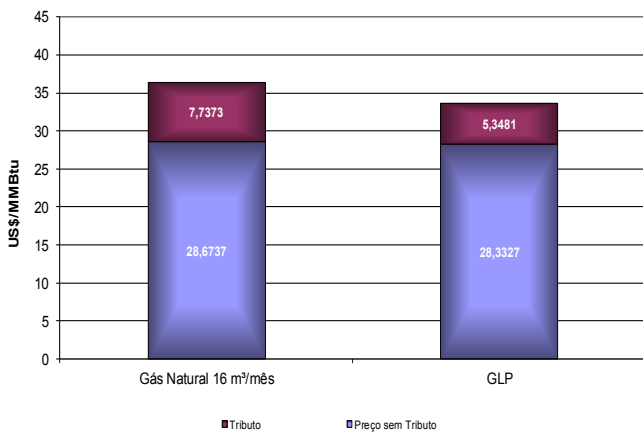
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
NOVEMBRO DE 2011



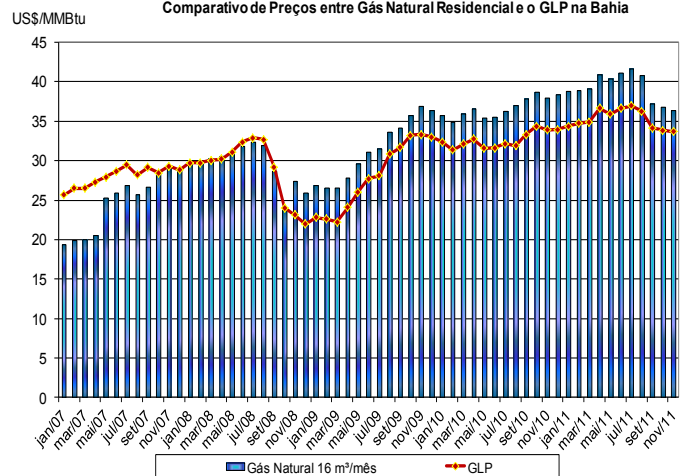
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



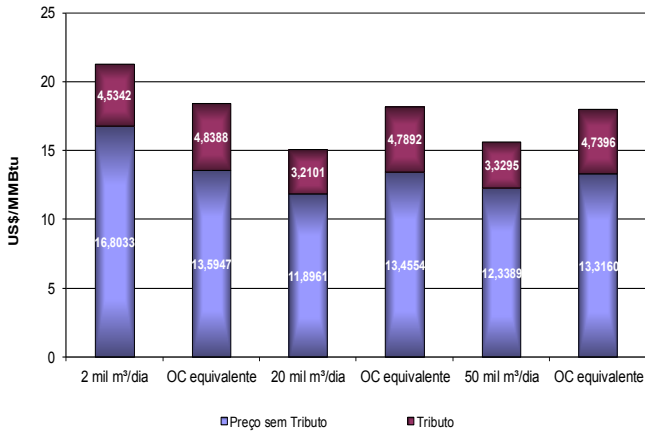
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



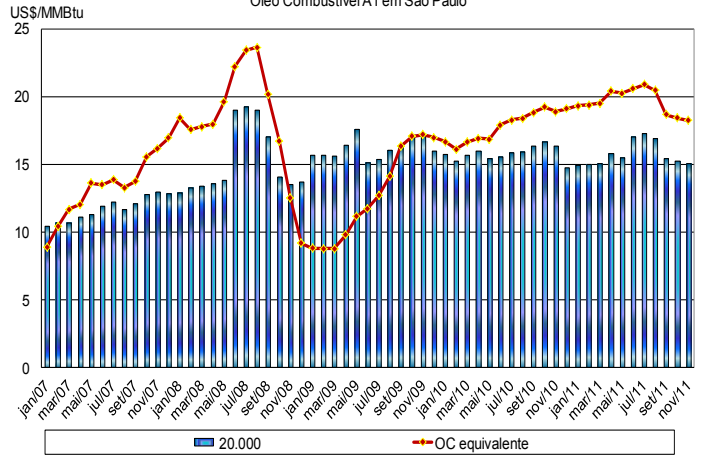
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

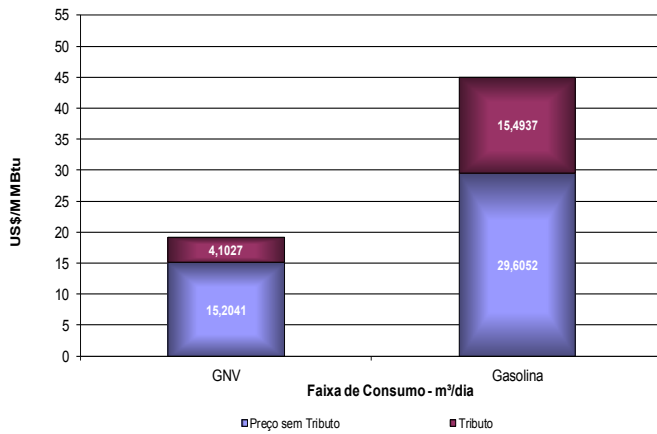
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
NOVEMBRO DE 2011



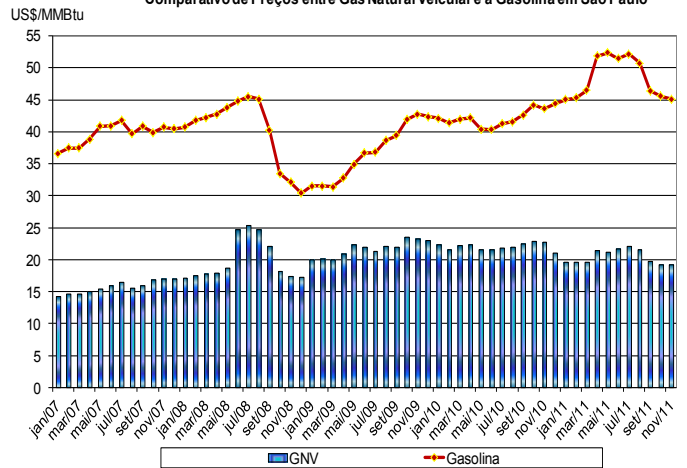
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



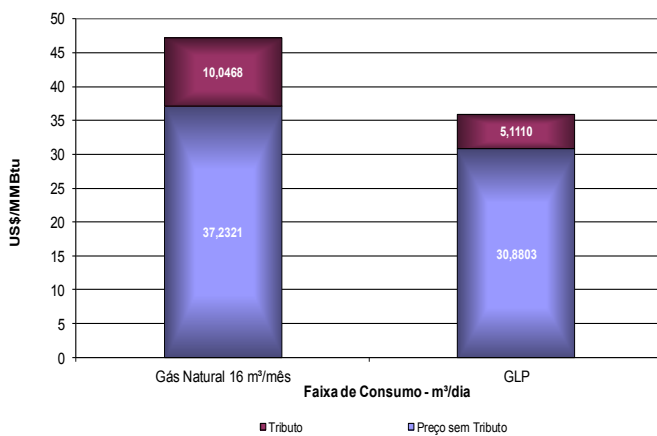
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
NOVEMBRO DE 2011



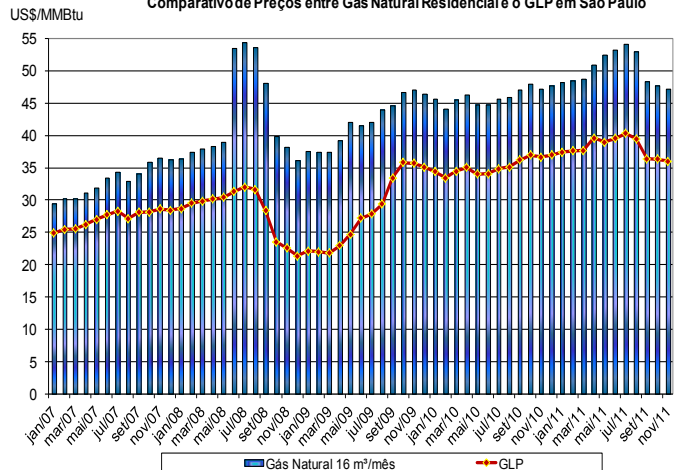
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



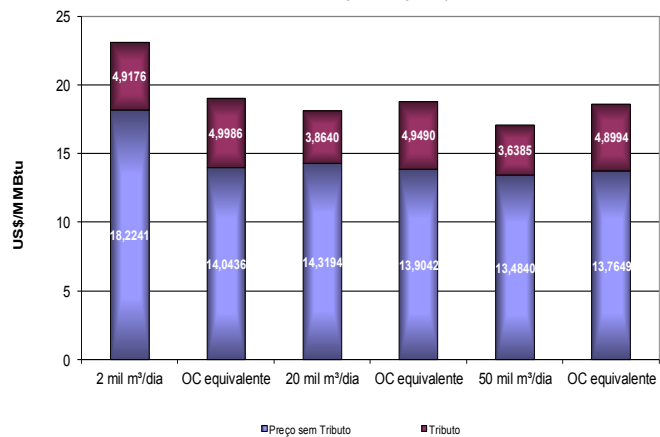
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



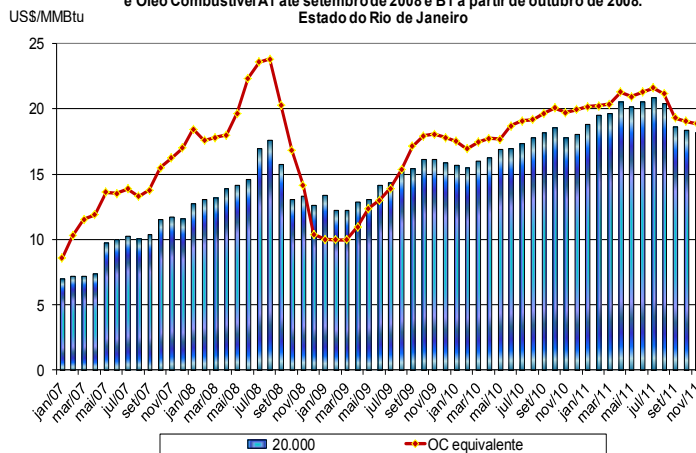
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

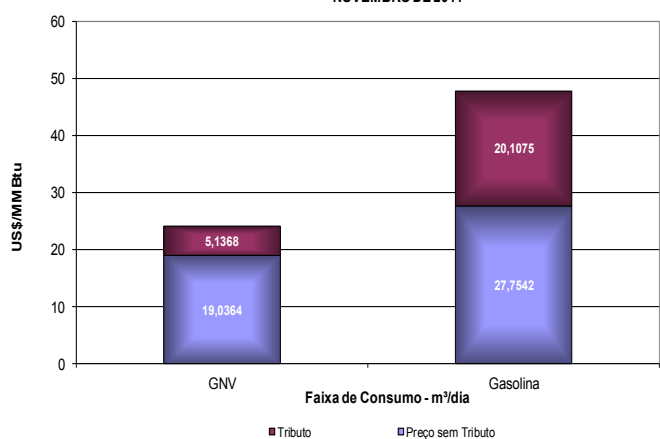
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro NOVEMBRO DE 2011



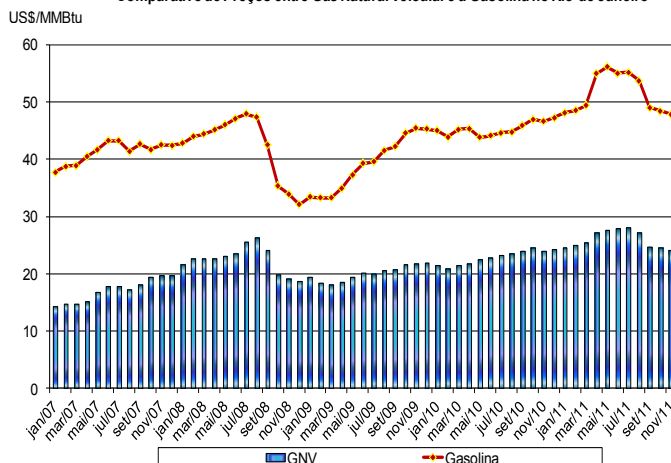
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



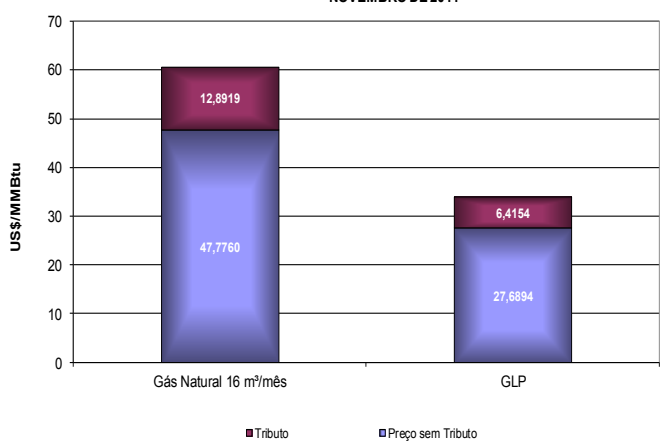
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro NOVEMBRO DE 2011



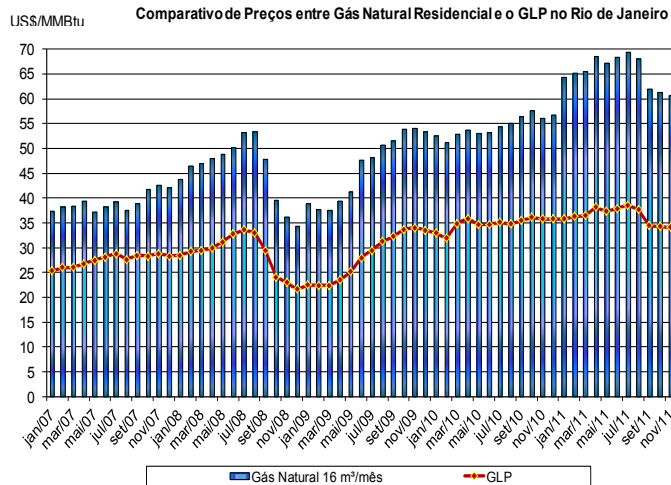
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



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



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



⇒ Ver nota na página 24.

BALANÇO NA BOLÍVIA, CHILE, ARGENTINA E URUGUAI

BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	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	46,01	44,34	39,84	41,98	47,79	48,04	47,69	47,60	47,52	47,04		45,18	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,01	0,0
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15	0,14	0,16	0,11	0,14	0,43	0,17	0,39	0,86	0,59		0,32	0,7
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79	0,80	0,77	0,79	0,82	0,83	0,71	0,81	0,83	0,82		0,79	1,8
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49	0,49	0,46	0,47	0,50	0,49	0,50	0,51	0,53	0,52		0,49	1,1
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84	1,03	1,08	1,03	1,16	1,31	1,17	0,98	0,86	0,94		1,06	2,3
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30	43,73	41,83	37,36	39,58	45,17	44,98	45,14	44,91	44,45	44,17		42,51	94,1
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,03	5,72	6,38	7,34	7,62	7,21	6,64	7,36	8,28	8,54	8,71	9,01	9,04	8,88	8,75		8,19	18,1
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,19	0,18	0,19		0,17	0,4
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11		0,10	0,2
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39	1,36	1,39	1,36	1,39	1,36	1,45	1,49	1,46	1,53		1,41	3,1
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30	3,01	3,54	4,48	4,71	4,79	4,98	4,81	4,75	4,59		4,27	9,4
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,26	0,27	0,27	0,26	0,25	0,27	0,25		0,26	0,6
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01	2,02	2,18	2,12	2,09		1,97	4,4
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51	35,20	30,06	31,29	36,62	36,27	36,13	35,87	35,57	35,41		34,33	76,0
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97	28,51	27,81	27,58		27,11	60,0
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97	28,51	27,81	27,58		27,11	60,0
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,0
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,0
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11	7,33	6,73	7,37	7,15	7,61	7,16	7,36	7,76	7,83		7,22	16,0

Fontes:

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

Produção: Informe mensal de produção nacional de gás natural por empresa - YPFB

Exportação: Balanço PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

Poder Calorífico:

Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³

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	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
IMPORTAÇÃO *	6,63	1,18	4,35	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
OFERTADO AO MERCADO	12,15	7,11	8,68	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	13,70	14,44	14,60	14,02	14,16	12,99								13,99
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02	1,04	1,13	1,46	1,80	1,21								1,28
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05								0,05
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62	9,34	9,26	8,92	8,53	7,99								8,78
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27	1,43	1,53	1,40	1,49	1,47								1,43
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,72	2,56	2,61	2,14	2,23	2,20								2,41
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06								0,04

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

ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2010	2011												Média 2011
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	128,91	123,08	123,45	121,54	120,41	124,86	127,20	126,47	127,74	127,28	126,50	124,74		124,84
Austral	23,53	22,86	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,68	31,61	30,59	31,34	31,23	31,02	29,68		29,61
Golfo San Jorge	12,56	12,80	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75	12,88	13,83	14,25	14,48	14,50		13,20
Neuquina	76,64	74,85	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68	70,16	69,81	69,23	68,79	68,49		69,33
Noroeste	17,47	17,62	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16	12,84	12,77	12,57	12,21	12,07		12,69
Reinjeção	2,04	2,62	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46	2,34	2,83	2,54	3,08	3,05		3,05
Queima e Perda	2,39	2,40	2,39	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43	2,42	2,35	2,06	2,50	2,39		2,36
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,18	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65	4,53	4,58	5,37	5,27	5,53		5,01
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	13,14	12,77	12,73	12,77	10,53	11,49	12,38	15,46	14,42	14,60	12,78	13,30		13,02
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	104,53	98,74	99,59	98,22	99,33	102,93	105,28	101,73	103,56	102,71	102,88	100,47		101,40
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	10,05	11,01	12,42	12,62	11,58	18,63	24,39	26,51	29,56	22,10	19,84	16,27		18,63
Importação da Bolívia	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16	7,64	7,15	7,33	7,76	7,81		7,23
Importação GNL	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23	18,87	22,41	14,77	12,08	8,46		11,40
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	113,26	108,74	111,03	109,85	110,25	121,16	129,28	127,83	132,63	124,35	122,22	116,47		119,44
Residencial	26,55	25,76	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15	59,96	56,00	32,43	22,88	13,22		29,95
Comercial	4,00	4,49	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57	8,24	7,89	5,61	4,06	2,87		4,85
Veicular	7,84	7,50	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63	7,61	7,81	7,81	7,70	7,64		7,42
Geração Elétrica	33,44	34,02	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55	17,46	21,23	32,38	40,33	49,07		34,29
Industriais	33,39	33,63	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10	25,73	28,78	36,73	38,28	35,59		34,14
Consumo no sistema	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27	8,84	10,92	9,41	8,96	8,08		8,79
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	1,19	1,03	0,98	0,91	0,63	0,39	0,39	0,40	0,49	0,45	0,49	0,27		0,58
Brasil	0,34	0,19	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
Chile	6,40	1,98	0,97	0,72	0,77	0,62	0,29	0,19	0,18	0,18	0,19	0,20	0,30	0,13		0,34
Uruguai	0,27	0,20	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21	0,23	0,31	0,25	0,18	0,13		0,24

Fonte: Petrobras

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

URUGUAI (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	
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,21	0,31	0,20	0,30	0,33	0,21	0,25	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13		0,25
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, Energia y Minería

LEGISLAÇÃO DO SETOR

⇒ Lei do Gás

- Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

⇒ Decreto de Regulamentação

- Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.

⇒ Resolução CNPE

- Resolução nº 8, de 8 de dezembro de 2009 (Estabelece diretrizes para a exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL).

⇒ Portarias do MME

- Portaria nº 67, de 1º de março de 2010 (Procedimentos para obtenção de autorização para exportação de cargas ociosas de GNL no mercado de curto prazo).
- Portaria nº 472, de 5 de agosto de 2011 (Diretrizes para o processo de chamada pública).

⇒ Resolução da ANP

- Resolução nº 44, de 18 de agosto de 2011 - Procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa;
- Resolução 50, de 23 de setembro de 2011 - estabelece as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais;
- Resolução 51, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382/2010;
- Resolução 52, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010, e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.

⇒ Temas em processo de regulamentação:

Pelo CNPE:

- Diretrizes para as atividades de exportação de gás natural.

Pelo MME:

- Procedimentos para proposição de gasodutos de transporte por terceiros;
- Procedimentos para o fornecimento de informações para o planejamento da expansão da malha;
- Procedimentos para obtenção de autorizações para importação e exportação de gás natural;
- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

Fonte: Departamento de Gás Natural/MME, janeiro/2012.

PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO - PAC

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia	14	dez-13	jan-14

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

UNIDADE PRODUTORA EM CONSTRUÇÃO	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (mil m ³ /dia)	DATA DE CONCLUSÃO
TOTAL		18.000	
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	31/01/2012
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3.000	

Fontes:

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

Sala de Monitoramento MME/DGN, dezembro de 2011.

* As unidades de Caraguatatuba já possuem a Licença de Operação (LO).

DESTAQUES DO PAC NA ÁREA DE GÁS NATURAL

ANDAMENTO DOS PROJETOS

Expansão da Malha Sudeste Fase II

- 19/12/2011 - Iniciada a terraplanagem para construção do Ponto de Entrega de Caçapava;

Expansão da Malha Nordeste Fase II

- 20/12/2011 - Recebidas as propostas para Construção e Montagem do Gasoduto GASFOR II;

Plataforma P-55 - Campo Roncador Módulo 3

- Saída do casco construído no Estaleiro Atlântico Sul, em 22/12/2011, para iniciar a montagem do *topside* no Estaleiro Rio Grande

UFN III - Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

- 22/12/2011 - Iniciada a Construção e Montagem dos dutos de efluentes;

Gasoduto Pré-Sal / Cabiúnas (2ª rota para escoamento do gás natural a ser produzido no Pré-Sal)

- 30/12/2011 - Assinado o Contrato para fabricação dos dutos de 24".

ANEXOS

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
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
Espírito 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, dezembro de 2011.

INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE NO BRASIL

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Transportadora - Transpetro ⁽¹⁾						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Atalaia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC I	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa 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	Cubaão (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 Aracat	Aracat (CE)	Aracat (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
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 - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15	2011
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12	2011
GASAN II	Cubaão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.579,0			
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			9.489,2			

GASODUTOS NO EXTERIOR - 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/Trim/08-027/Gasoductos.pdf

TGM: Transportadora de Gas del Mercosur

GTB: Gás TransBoliviano S.A.

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

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL, TERMINAL DE GNL EXISTENTE E EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			80.896,0
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 Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	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
UPGN III - 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			46.690,0
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.

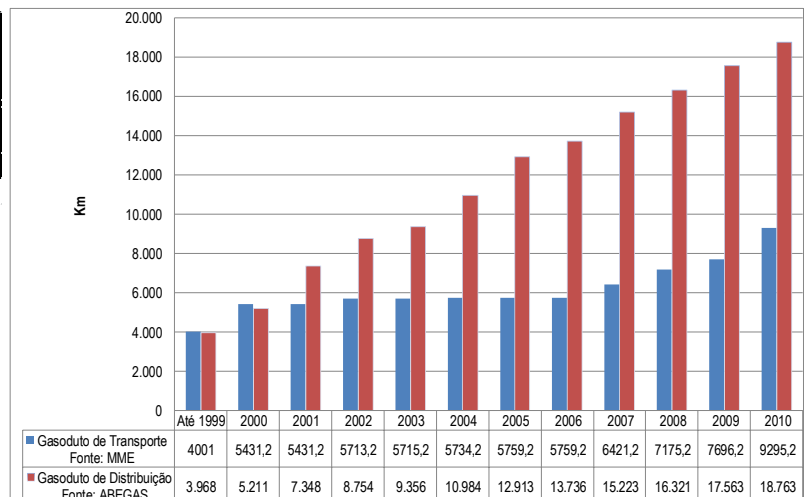
* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

TERMINAL DE GNL EXISTENTE

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA - RJ	14	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

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

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL



PARQUE TÉRMICO A GÁS NATURAL

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN								
UTEs em Operação								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)		
						Leilão	TC	Teste
Aureliano Chaves (Ex-Ibitiré)	cc	226	4,38	MG	212	-	188,89	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobr)	ca	379	5,86	RJ	325	165,43	250,87	149,67
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	207,58	222,22	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	182,56	-
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	260	182,56	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	129,67	214,48	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150,00	-
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	120,82	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	107,14	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	293,18	253,83	-
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85	-	-
Norte Fluminense - Preço 1					400	-	37,80	-
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	-	219,00	-
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	-	215,00	-
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	-	188,15	-
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	187,45	492,29	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	86,52	-
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 m³/d/MW)	UF	Data de Tendência			
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	128	4,96	MS	jan/12			
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	jan/12			
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	out/12			
UTEs em Construção								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência			
José de Alencar ⁽⁵⁾	Motor	309	5,49	CE	jun/13			
Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência			
Cacimbaes ⁽⁶⁾	cc	127	4,89	ES	jun/13			
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jun/13			
Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	jan/13			
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	jan/13			
Maranhão III ⁽⁸⁾	cc	499	n/d	MA	jan/14			
Baixada Fluminense ⁽⁹⁾	cc	530	n/d	MA	fev/14			

UTEs do Sistema Manaus						
Usina	Tipos de Máquinas	Potência ⁽⁹⁾ (MW)			Compromisso de Geração (MW)	
		A converter	Convertidas	TOTAL		
Mauá	ca	0	100	100	100	
Aparecida	ca	35	121	156	65	
Cristiano Rocha	Motor	85	0	85	65	
Manauara	Motor	34	51	85	60	
Gera	Motor	34	51	85	60	
Jaraqui	Motor	0	70	70	60	
Tambaqui	Motor	0	85	85	60	

Fontes: ANEEL/Petrobras, dezembro de 2011.
ONS, Fax-preço semana operativa 31/12/2011 a 06/01/2012
DMSE/SEE/MVE, dezembro de 2011.

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

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
- (7) A mudança das características e a transferência de titularidade dessas usinas foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa 3.032, de 16 de agosto de 2011.
- (8) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011
- (9) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural. A operação comercial utilizando esse combustível está prevista para dezembro/2011.

NOTAS METODOLÓGICAS

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 toneladas 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);

VALORES DE REFERÊNCIA PARA O CÁLCULO DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL (PÁGINAS DE 13 A 15)

- 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.
- Os preços dos combustíveis são ao consumidor final.
- Estados da Bahia e do Rio de Janeiro: preço do gás natural nacional.
- Estado de São Paulo: preço gás natural boliviano.
- O cálculo da competitividade do gás natural em dezembro de 2011 não levou em conta o desconto provisório de aproximadamente 15,2% aplicado pela Petrobras aos preços contratuais do gás nacional na Bahia e 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