

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUES

- ⇒ **Produção de gás natural:** Produção em outubro aumentou 1,5% em relação ao mês de setembro. O campo de Mexilhão (São Paulo) foi o maior responsável pelo aumento da produção nacional. **(pag. 04)**
Neste Boletim, detalhes sobre a infraestrutura de produção da Bacia de Campos - Parte 2. **(pag. 04)**
- ⇒ **Queima de gás natural:** Novamente a queima de gás natural volta a subir em razão de Teste de Longa Duração (campo de Jubarte e na área exploratória do BM-S-9) e do comissionamento da P-56. **(pag. 05)**
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Consumo industrial apresenta ligeira queda e consumo termelétrico sobe 18% em relação ao mês anterior **(pags. 08 a 11)**
- ⇒ **PAC:** Foi declarada a comercialidade da área de Guará, no pré-sal da Bacia de Santos, cujo campo recebeu a denominação de Sapinhoá **(pg. 19)**

SUMÁRIO

<i>Balanco 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>Balanco 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
<i>ANEXOS</i>	
<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

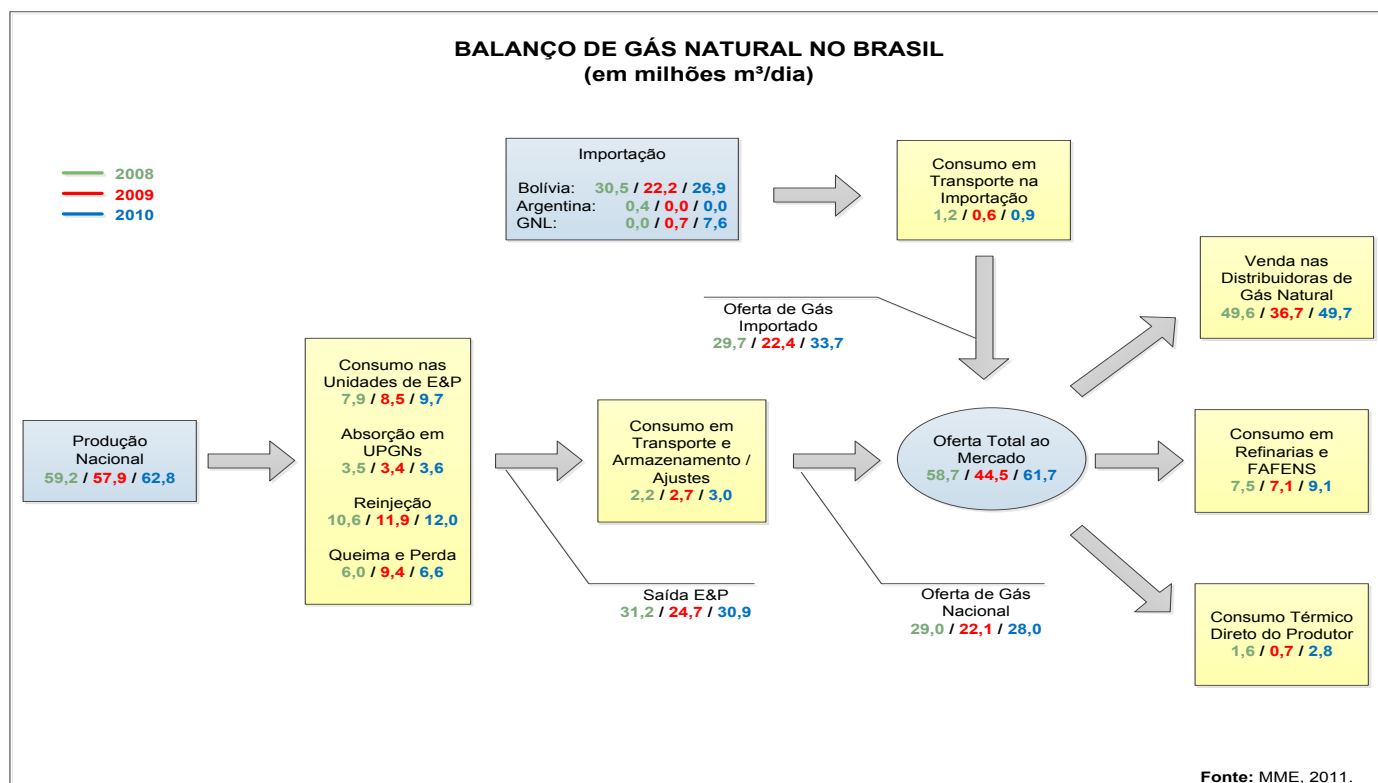
BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de 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	
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			65,19
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			11,24
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			4,69
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			10,08
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			2,59
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			3,48
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			33,11
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			28,78
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			27,19
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
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			1,60
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			0,95
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			27,83
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			60,95
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			47,32
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			11,15
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			2,47
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%			54,3%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, dezembro de 2011

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

Alterações em relação à edição anterior

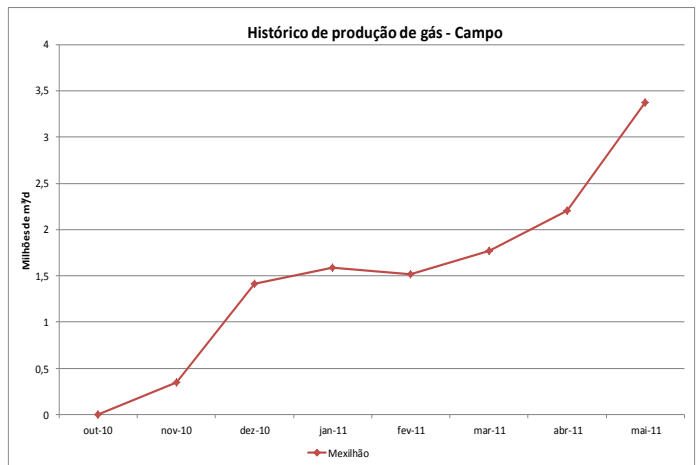
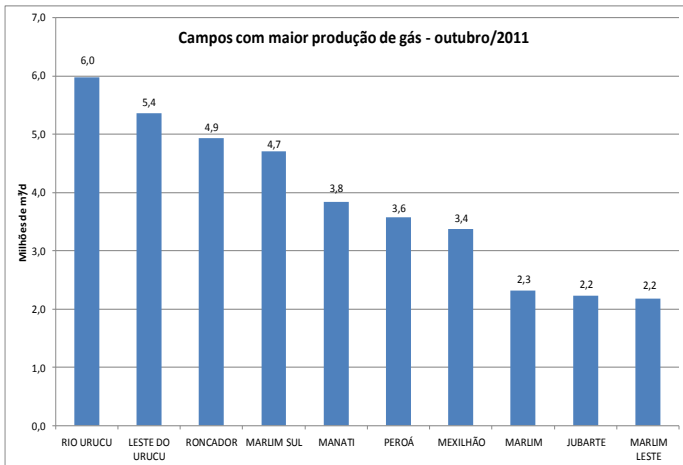


Equipe do Departamento de Gás Natural:

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.

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de setembro, a produção nacional de gás natural cresceu de 65,26 para 66,26 milhões de m³/d, tendo o Estado de São Paulo maior influência no aumento.



Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 58,1% da produção nacional de gás natural.

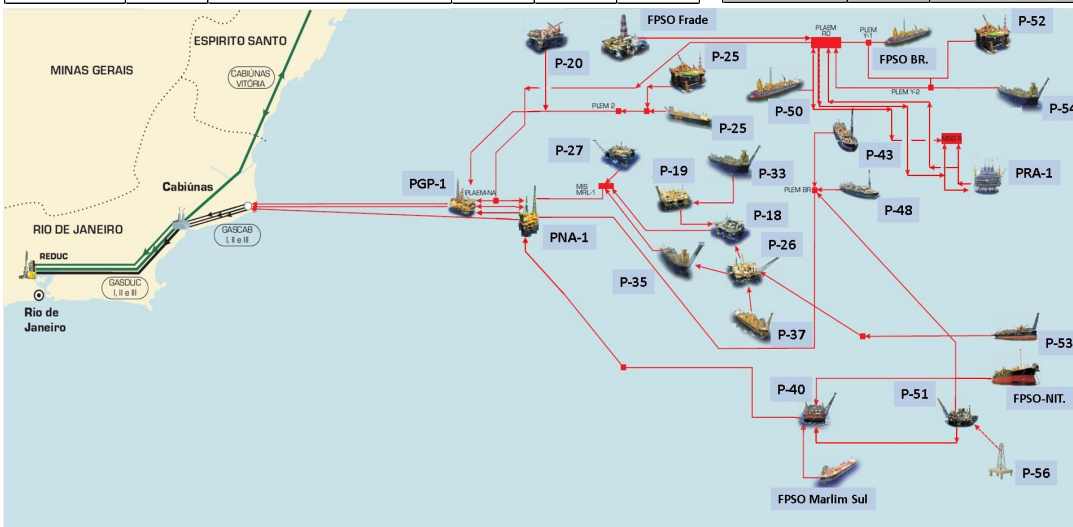
O campo de maior influência na elevação da produção nacional em outubro foi Mexilhão (localizado no Estado de São Paulo). Atualmente, a produção do campo de Mexilhão está sendo realizada por 4 (quatro) poços.

INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIA DE CAMPOS - PARTE 2)

Na edição anterior do Boletim, foi apresentado o detalhamento da primeira parte da Bacia de Campos. A presente edição apresenta a segunda parte, com informações de 10 campos, cuja produção de gás corresponde a 77% do total produzido pela Bacia e a 30% da produção nacional.

BACIA DE CAMPOS - Parte 2					
Campos / Áreas	Produção de gás (Mm³/d)	Plataformas	Produção de gás (Mm³/d)	Queima de gás (M m³/d)	Queima de gás (%)
Voador	241,7	PETROBRAS 27 (localizada no campo de Voador)	302,4	96,84	32,0%
Marlim	2.324,0	PETROBRAS 18	307,2	27,75	9,0%
		PETROBRAS 19	545,5	289,63	53,1%
		PETROBRAS 20	449,5	75,46	16,8%
		PETROBRAS 26 (também produz gás do campo de Marlim Sul)	215,5	85,56	39,7%
		PETROBRAS 33	133,7	92,98	69,6%
		PETROBRAS 35	315,9	57,80	18,3%
		PETROBRAS 37 (também produz gás do campo de Marlim Sul)	320,9	76,36	23,8%
Marlim Sul	4.703,4	FPSO MARLIM SUL	626,2	7,61	1,2%
		PETROBRAS 40	1.364,1	22,80	1,7%
		PETROBRAS 51	1.491,5	124,81	8,4%
		PETROBRAS 56	1.196,9	1196,85	100,0%
Marlim Leste	2.185,2	FPSO CIDADE DE NITEROI	1.011,3	66,39	6,6%
		PETROBRAS 53	1.173,9	22,69	1,9%

BACIA DE CAMPOS - Parte 2 (cont.)					
Campos / Áreas	Produção de gás (Mm³/d)	Plataformas	Produção de gás (Mm³/d)	Queima de gás (M m³/d)	Queima de gás (%)
Frade	859,9	FPSO FRADE	859,9	63,61	7,4%
Roncador	4.933,3	FPSO BRASIL	800,1	17,34	2,2%
		PETROBRAS 52	2.279,8	57,35	2,5%
		PETROBRAS 54	1.853,4	213,53	11,5%
Albacora Leste	718,3	PETROBRAS 50 (localizada no campo de Albacora Leste)	742,1	78,29	10,5%
Albacora	1.401,1	PETROBRAS 25	769,6	20,29	2,6%
		PETROBRAS 31	607,6	16,29	2,7%
		Barracuda	1.852,5	PETROBRAS 43	1.199,8
Caratinga	657,2	PETROBRAS 48 (localizada no campo de Caratinga)	1.310,0	39,56	3,0%
Total Parte 2	19.876,6	Total plataformas - Parte 2	19.876,6	2.832,0	14,2%
Total Parte 1 (*)	3.743,8			693,7	18,5%
Total Parte 3 (**)	2.184,9			370,9	17,0%
Total Bacia de Campos	25.805,2			3.896,6	15,1%



(*) Detalhada na edição nº 55.

(**) A ser detalhada na edição nº 57.

Destaca-se que a produção dos campos apresentados na tabela acima é direcionada para as UPGs de Cabiúnas e da REDUC, cujo somatório das capacidades é de 21,74 milhões de m³/d.

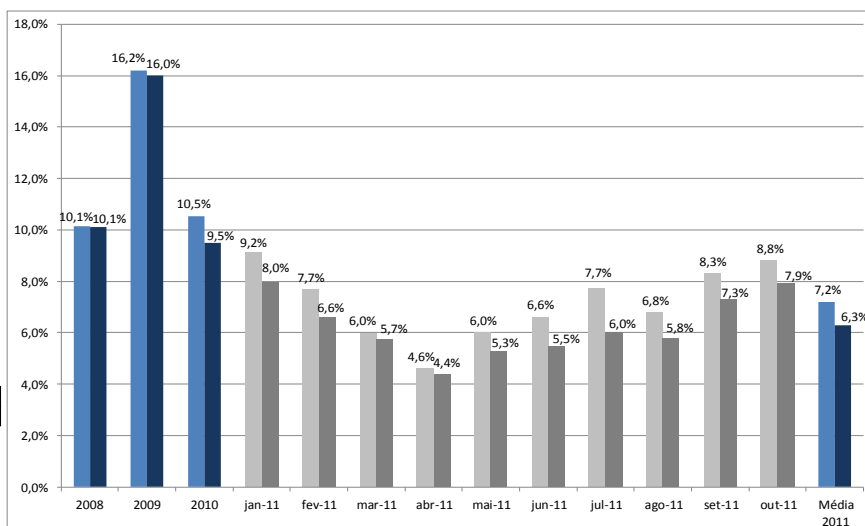
Fontes: Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP, novembro de 2011.

Petrobras (Fórum Nacional de Gás 2011 - com adaptações).

QUEIMA DE GÁS NATURAL

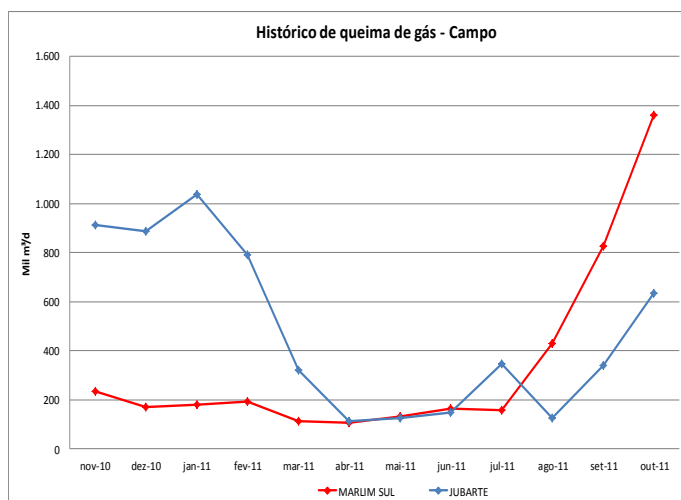
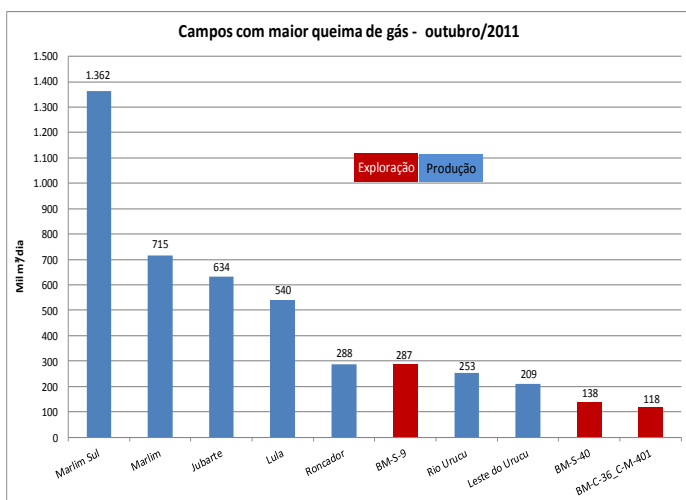
QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

■ Fases de exploração e produção
■ Somente fase de produção



Em relação ao mês de setembro, a queima de gás natural aumentou 0,39 milhão de m³/d, sendo que os Estados com maior influência na elevação foram: Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo. Ressalta-se que o volume queimado no mês de outubro foi o segundo maior do ano, tendo sido menor, entretanto, do que a média do ano de 2010.

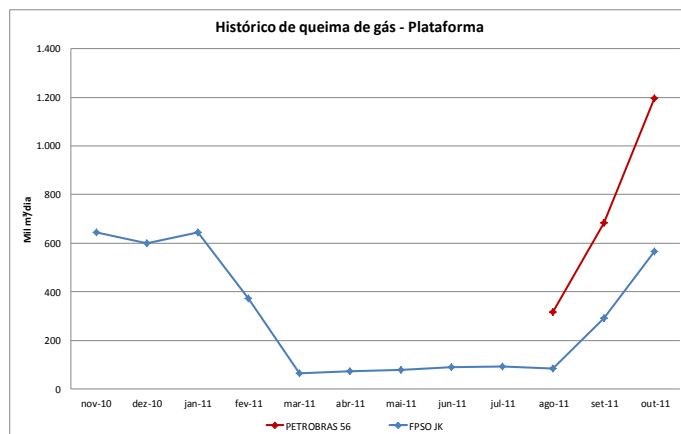
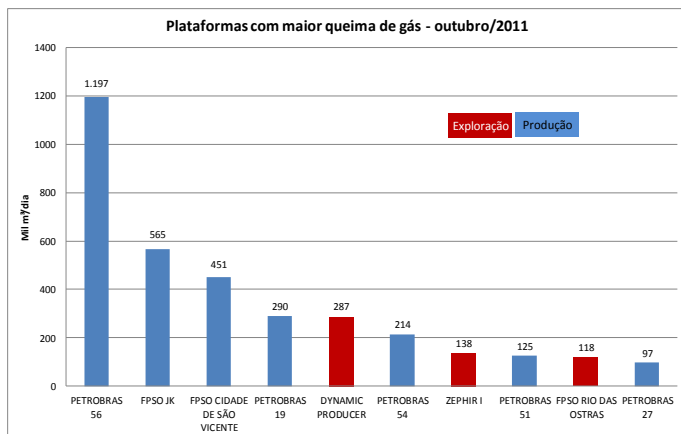
CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS



As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 77,9% da queima de gás no País. As áreas e campos de maior influência no aumento da queima de gás foram: Marlim Sul (localizado no Rio de Janeiro), BM-S-9 (localizada em São Paulo) e Jubarte (localizado no Espírito Santo).

O aumento da queima deve-se: (i) no campo de Marlim Sul, ao comissionamento realizado na plataforma P-56, que entrou em operação no mês de agosto e ainda não realizava o aproveitamento do gás natural até 22/11/2011, (ii) no campo de Jubarte, ao Teste de Longa Duração - TLD no poço 1-BRSA-108A-ESS, que ocorreu durante todo o mês de outubro e (iii) na área BM-S-9, ao início do TLD Carioca Nordeste.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 59,7% da queima de gás no País.

As plataformas de maior influência no aumento da queima de gás foram P-56 (localizada no campo de Marlim Sul), FPSO JK (localizada no campo de Jubarte) e FPSO Rio das Ostras (localizada na área exploratória BM-S-9). Ressalta-se que o FPSO JK e o FPSO Rio das Ostras não possuem sistema que propicie a reinjeção ou disponibilização de gás natural ao mercado.

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP, novembro de 2011.

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			27,19
		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
	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
	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			27,19
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	
	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
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			1,60
Terminal GNL de Pecem *			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			0,99
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			0,61
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			28,78
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			0,95
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			27,83

Fontes: ANP e TBG, novembro de 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

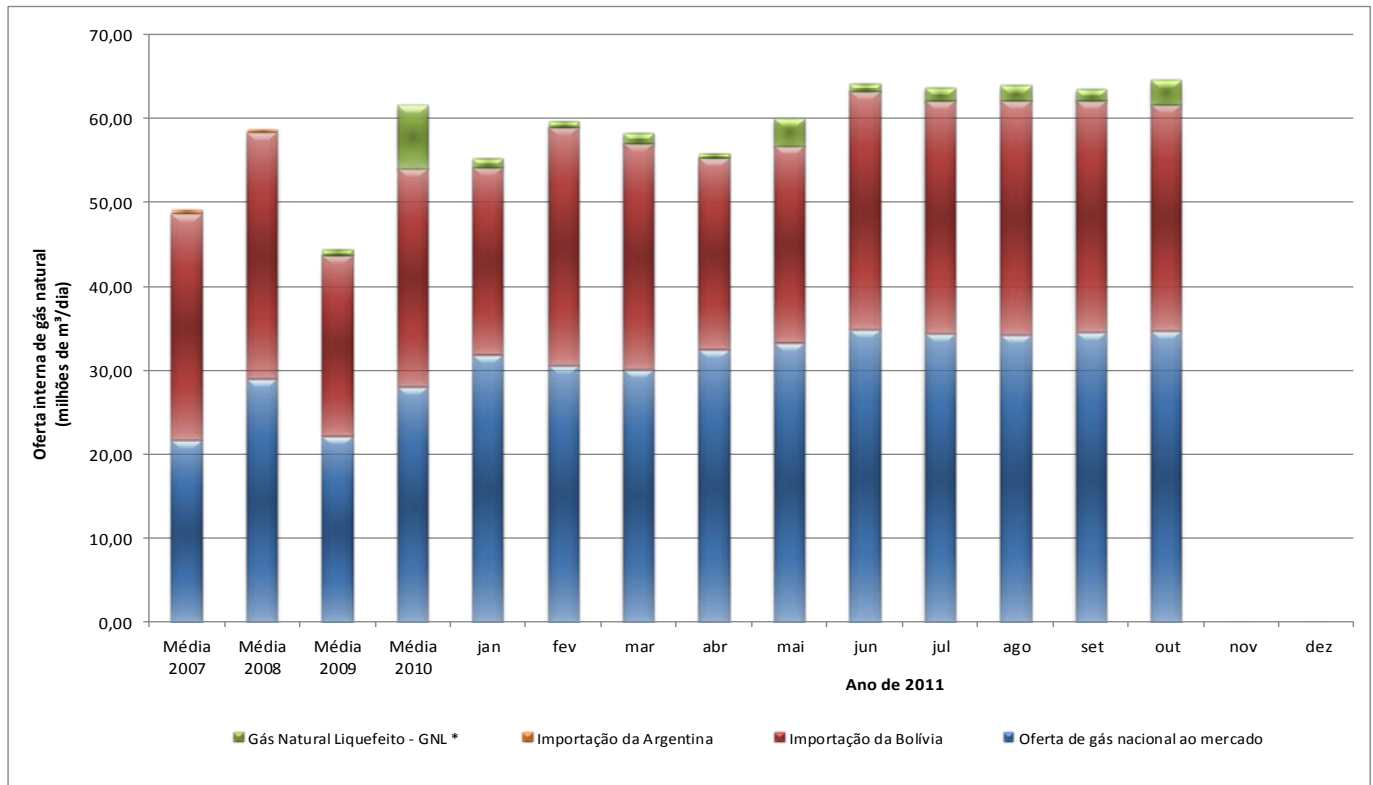
IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 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
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	22.181.453	38.796.703	85.080	11,06	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
11/2011	46.112.723	58.193.654	127.618	15,33	Estados Unidos	Pecém - CE
Total 2011	199.979.734	442.957.625	971.398			

Fonte: AliceWeb - MDIC, dezembro de 2011

* FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro.

OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



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

COMENTÁRIOS

A produção nacional média de gás natural subiu 1,00 milhão de m³/dia em outubro quando comparado ao mês anterior, com destaque para o campo de Mexilhão. Apesar disso, a oferta líquida de gás ao mercado subiu somente 0,11 milhão de m³/dia, fechando o mês em 34,71 milhões de m³/dia. Contribuíram para esse cenário o aumento da queima (+0,39 milhão de m³/dia), que voltou a subir e ficou próximo do volume registrado em janeiro, e o aumento da reinjeção (+0,31 milhão de m³/dia).

A importação total de gás, por sua vez, apresentou elevação em relação ao mês anterior, apesar da queda na importação de gás boliviano (-0,72 milhão de m³/dia). O aumento da oferta de gás importado foi puxado pela elevação da regaseificação de gás natural liquefeito - GNL. Os dois terminais apresentaram maior atividade do que no mês anterior, atingindo o segundo maior volume do ano (3,00 milhões de m³/dia), abaixo, no entanto, da média de outubro do ano anterior (16,83 milhões de m³/dia). Com a elevação apresentada no volume de gás importado, a participação de gás nacional na oferta total ao mercado caiu para 53,7%.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

O consumo total nas distribuidoras no mês de outubro subiu 1,7% em comparação com o mês de setembro, atingindo 64,59 milhões de m³/dia. O valor é o maior registrado durante o ano. Tal elevação foi capitaneada sobretudo pelo aumento de 18,0% no consumo termelétrico (+2,00 milhões de m³/dia), em contraposição à queda de 3,2% observada no consumo industrial. O consumo automotivo permaneceu constante. Juntos, esses três segmentos representaram cerca de 91% do total comercializado pelas distribuidoras.

Estabelecendo comparativo entre os dez primeiros meses dos anos de 2010 e de 2011, houve queda de 27,8% no consumo termelétrico, ocasionada pela melhoria do cenário hidrológico no período seco de 2011 em comparação com o mesmo período do ano anterior. A demanda do segmento automotivo também retraiu, em 2,4%. Por outro lado, o consumo industrial subiu 14,0%, os consumos nos segmentos residencial e comercial subiram pouco mais de 8% cada e a cogeração apresentou elevação de demanda de 5%. O balanço desse comparativo indica que o consumo total nas distribuidoras, desconsiderado o consumo termelétrico, aumentou 8,4% de janeiro a outubro de 2011, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

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			40,13	65,8
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			5,36	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			0,87	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			0,68	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			10,00	16,4
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			3,03	5,0
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77	0,59	0,81	0,75	0,82	0,69	0,49	0,87			0,71	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			0,17	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			60,95	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			16,15	
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			77,10	

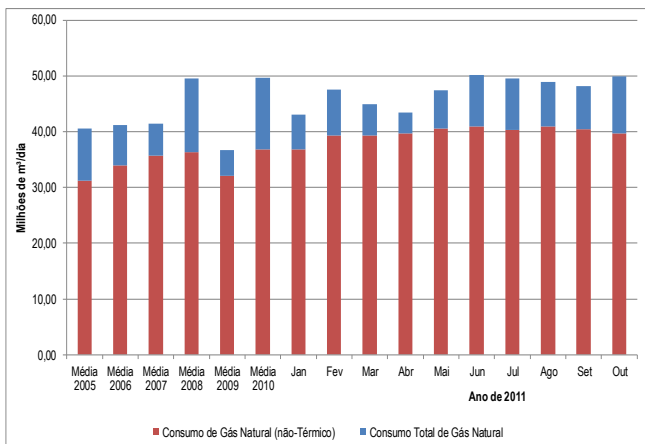
* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, novembro de 2011

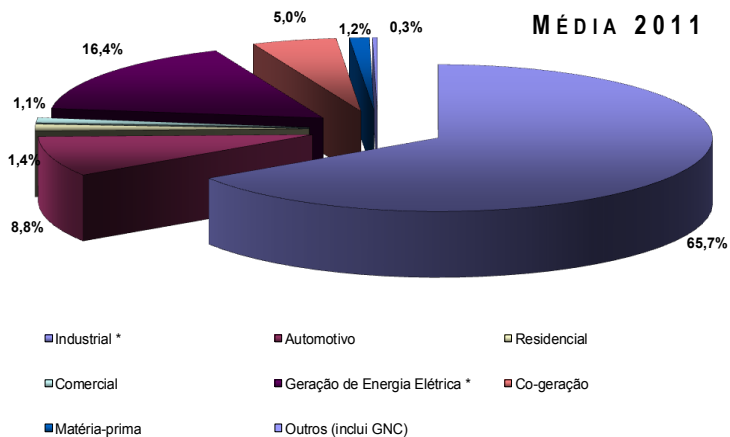
Alterações em relação à edição anterior

Até dezembro de 2010 o volume de matéria-prima estava contabilizado 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			0,43	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			3,82	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			2,94	6,2
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	0,0
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			6,77	14,3
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			4,12	8,7
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			0,90	1,9
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			1,68	3,5
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			13,38	28,3
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			1,07	2,3
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			2,22	4,7
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			0,74	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			2,93	6,2
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	0,0
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	0,0
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			0,24	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			0,35	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	0,8
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			1,43	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			1,84	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			0,26	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	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	0,0
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			47,32	100,0

Fonte: Abegás, novembro de 2011

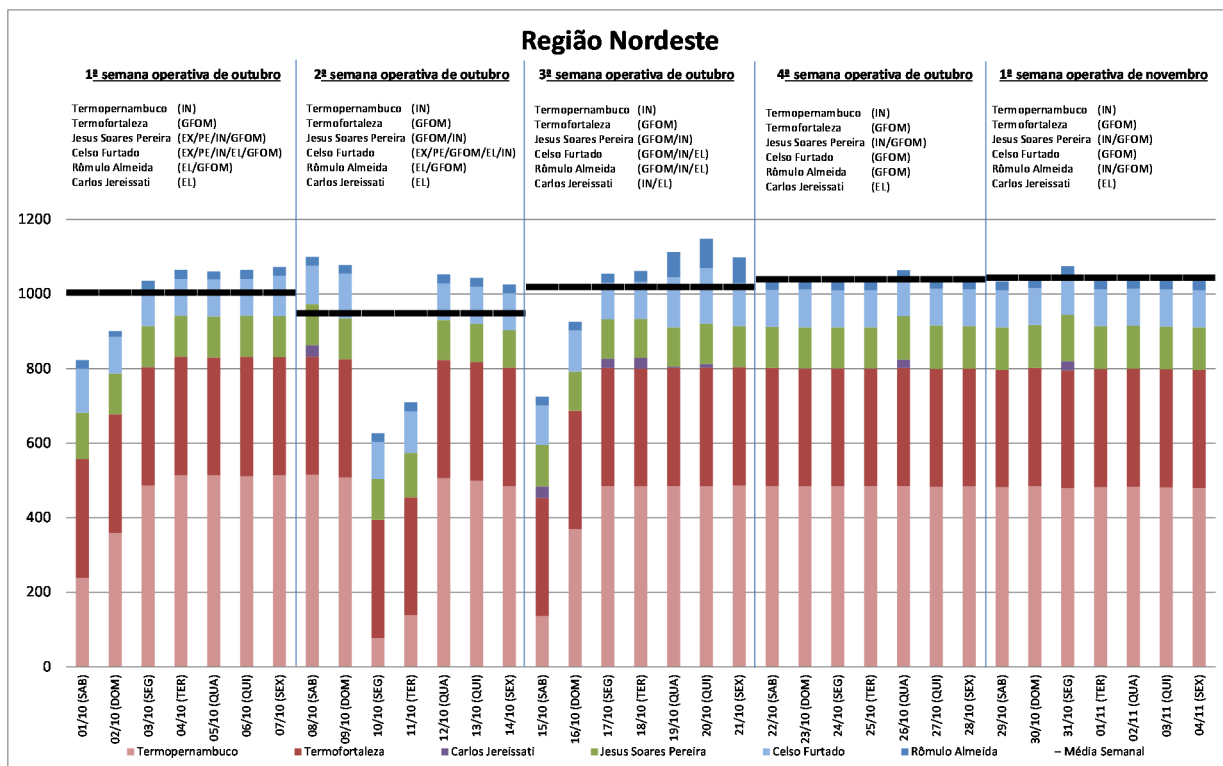
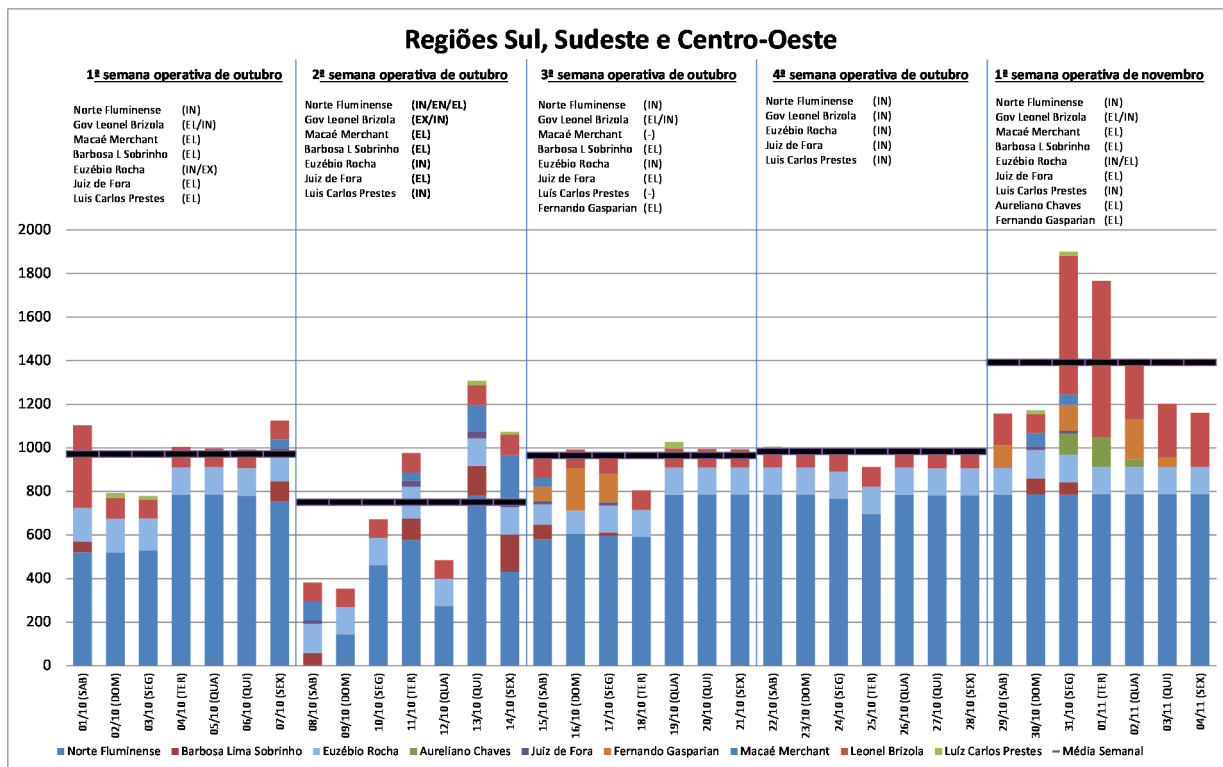
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

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			0,43	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			3,81	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			2,89	7,3
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	0,0
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			4,87	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			2,21	5,5
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			0,46	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	0,0
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			13,21	33,2
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			1,01	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			1,00	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			0,74	1,8
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			2,85	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	0,0
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	0,0
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			0,23	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			0,35	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	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			1,43	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			1,84	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			0,26	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	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	0,0
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			39,79	100,0

Fonte: Abegás, novembro de 2011

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

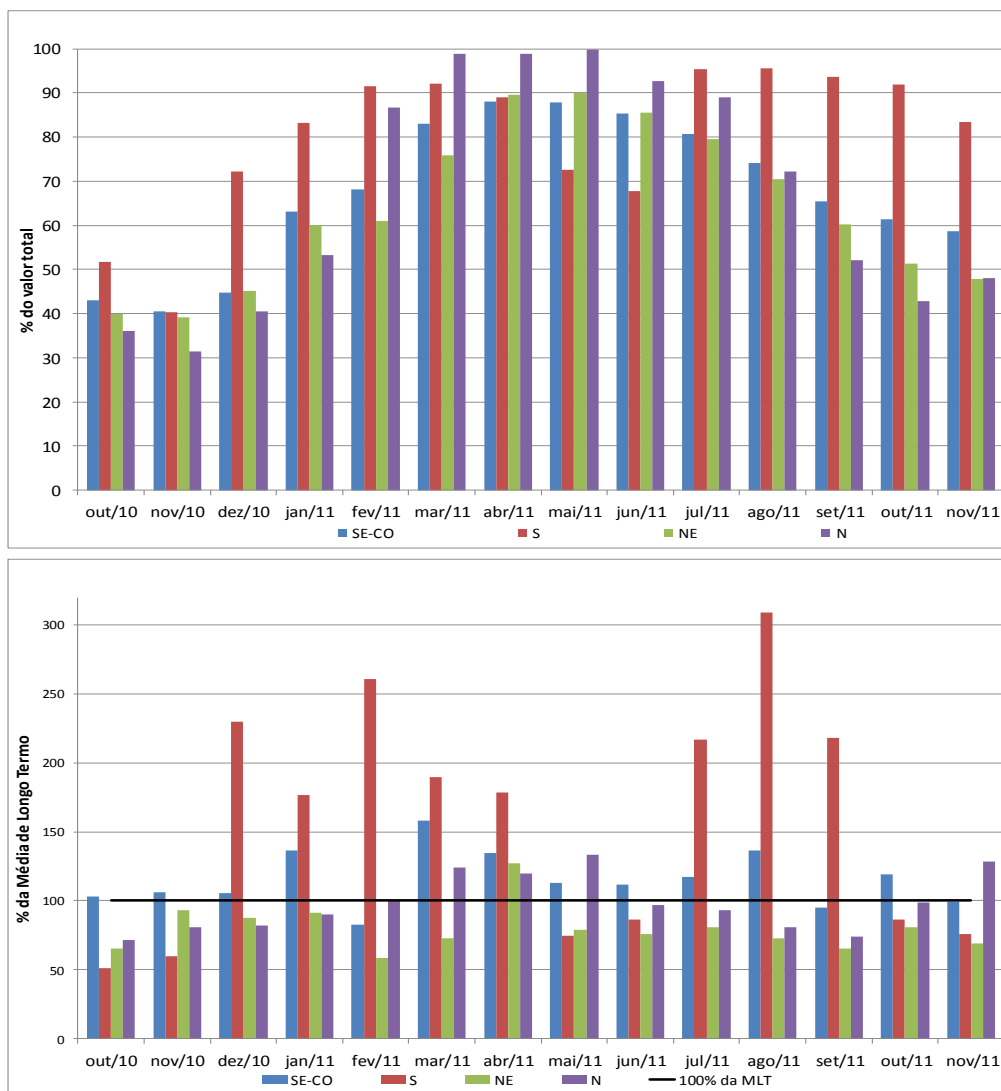
Semana	SE-CO	S	NE	N
01/10/2011 a 07/10/2011	40,46	40,31	40,46	40,46
08/10/2011 a 14/10/2011	40,87	40,87	40,87	40,87
15/10/2011 a 21/10/2011	36,09	36,09	36,09	36,09
22/10/2011 a 28/10/2011	21,98	21,98	21,98	21,98
29/10/2011 a 04/11/2011	36,90	36,90	36,90	36,90

Fonte: ONS, novembro 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)

ENERGIA ARMAZENADA E ENERGIA NATURAL AFLUENTE NO SIN (12 MESES)



COMENTÁRIOS

A geração termelétrica a gás natural no mês de outubro foi de cerca de 1.970 MW-med, 35% superior à do mês de setembro. Na região Nordeste, as médias semanais ficaram próximas ao valor da média mensal, o que indicou regularidade na geração a gás no decorrer do mês. Além disso, a geração nessa região em todas as semanas foi superior à da semana de maior consumo no mês de setembro. Nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, houve maior variação nas médias semanais de volume gerado. A segunda semana operativa foi a que registrou menor volume de despacho térmico das Usinas Termelétricas - UTEs a gás em todo o País, decorrente da diminuição de geração na UTE Termopernambuco, na região Nordeste, e na UTE Norte Fluminense, nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, conforme pode ser visto nos gráficos da página 10.

O Custo Marginal de Operação – CMO abriu o mês de outubro em pouco mais de R\$ 40/MWh, mantendo-se nesse patamar durante a segunda semana, período em que houve despacho por razões energéticas da UTE Norte Fluminense. Nas três semanas seguintes, ficou abaixo do Custo Variável Unitário - CVU da referida térmica, chegando a cair para menos de R\$ 22/MWh. Por fim, abriu a primeira semana operativa de novembro em R\$ 36,90/MWh em todos os subsistemas. Essa variação não se refletiu na quantidade de energia gerada nas UTEs a gás natural, que se manteve constante no decorrer do mês, tanto na região Nordeste quanto nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - OUTUBRO 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	12,1985			15,7821	17,7750	17,3190
Sudeste	Gás Nacional	11,9255			20,2569	16,2122	15,7418
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,1471	1,7703	9,9173	20,2569	16,2122	15,7418
Sul	Gás Importado	8,1316	1,7702	9,9018	17,7615	16,0710	15,7367
Centro Oeste	Gás Importado	9,4432	1,7979	11,2411	14,7284	11,9974	11,4807
Fonte: MME/SPG/DGN, novembro 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 sítios das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.							
* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de Outubro/11 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 15,2% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras da região Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.							
Dólar de conversão R\$/US\$ (outubro/11):					1,7726		

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			4,76

Fonte: MME/SPG/DGN, novembro 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	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			9,94
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	10,18	9,90			9,33
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			4,15
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			19,89
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			16,83
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			111,65
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			94,48

Fontes:

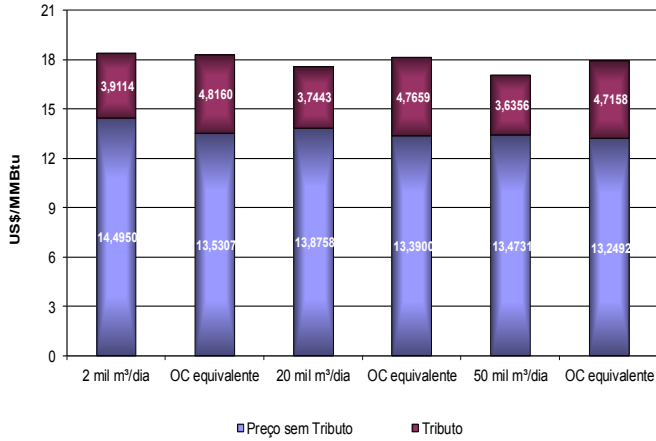
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), novembro de 2011.

Preço do Petróleo: Petrobras, novembro de 2011.

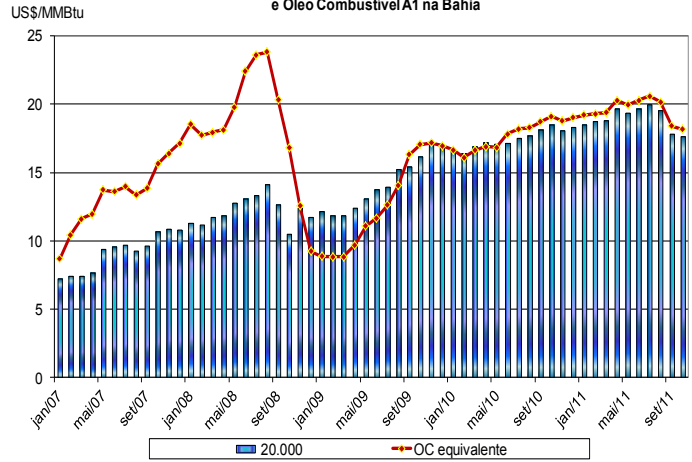
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

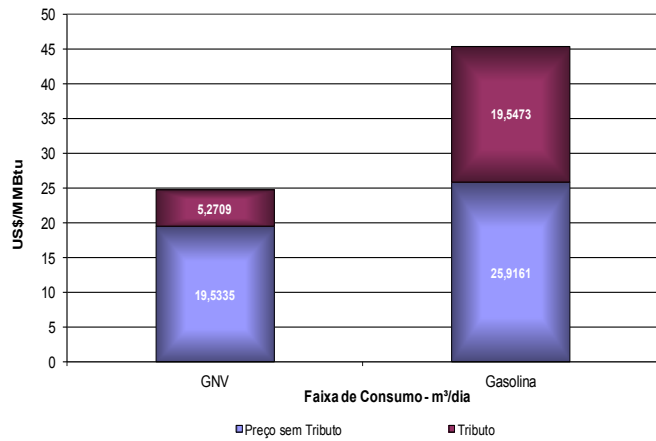
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
OUTUBRO DE 2011



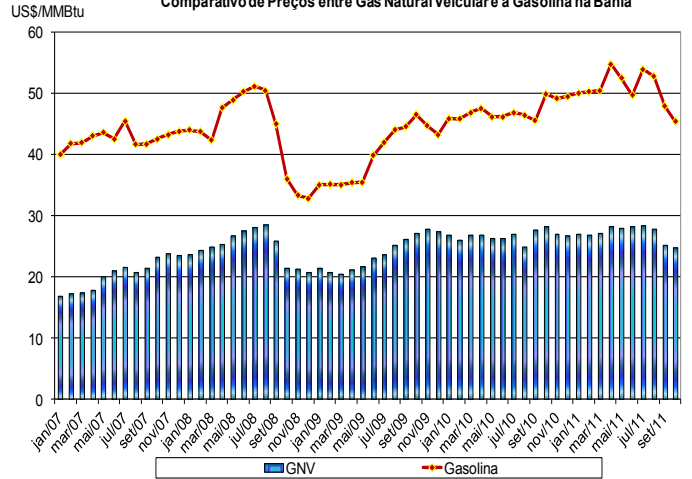
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



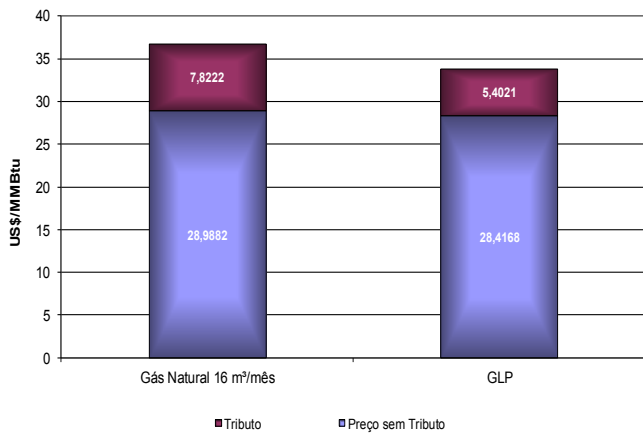
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
OUTUBRO DE 2011



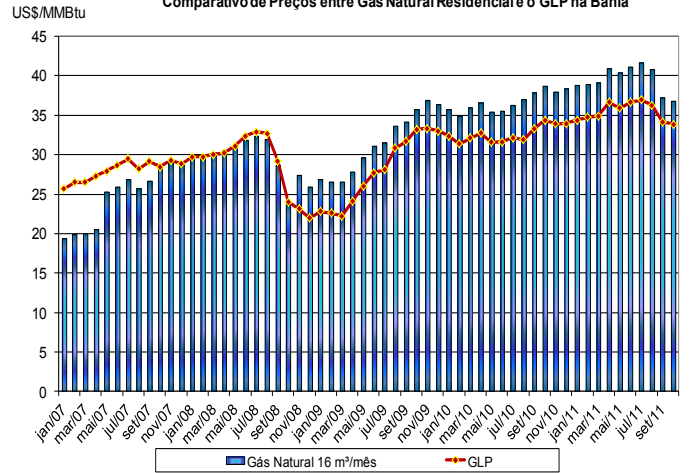
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



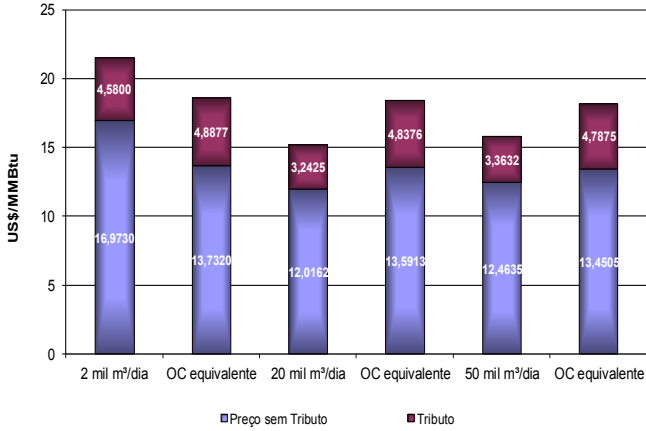
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



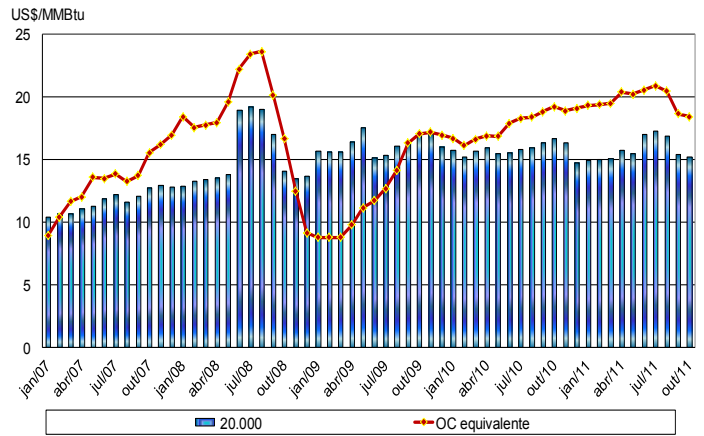
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

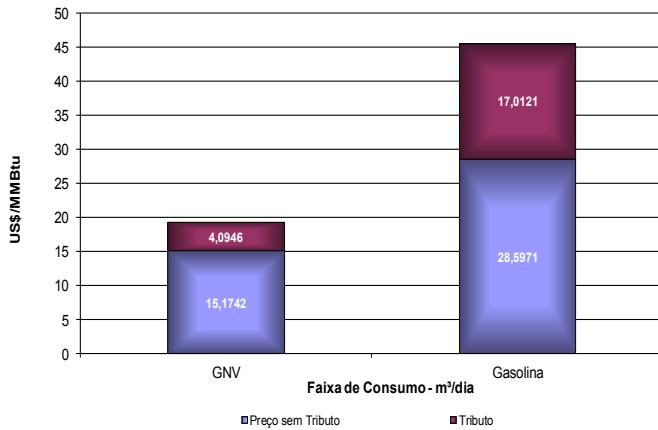
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
OUTUBRO DE 2011



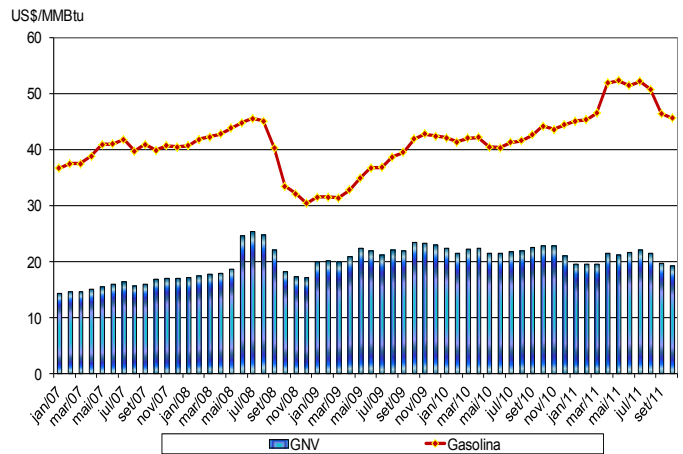
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



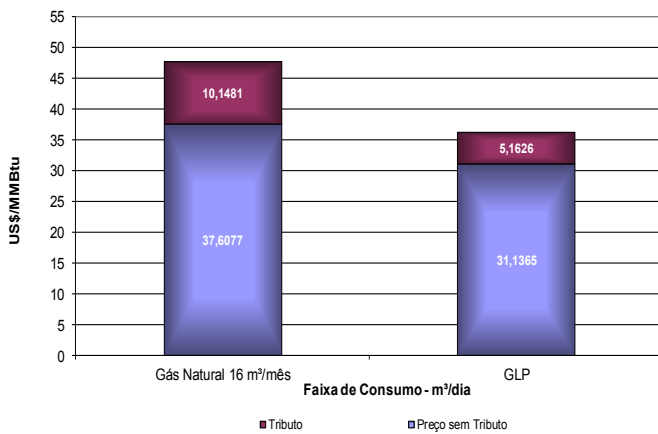
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
OUTUBRO DE 2011



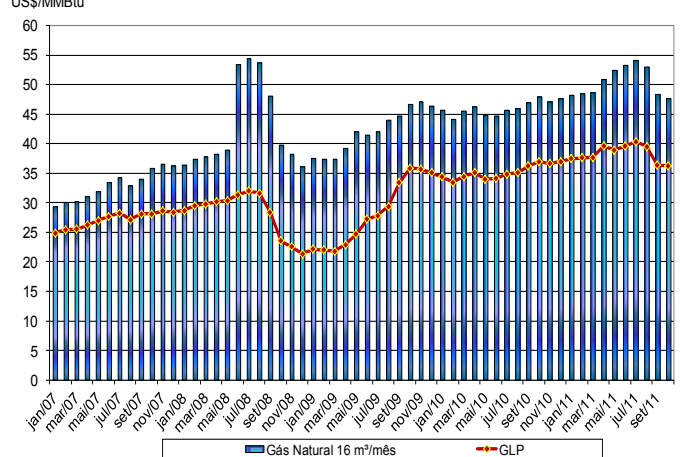
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



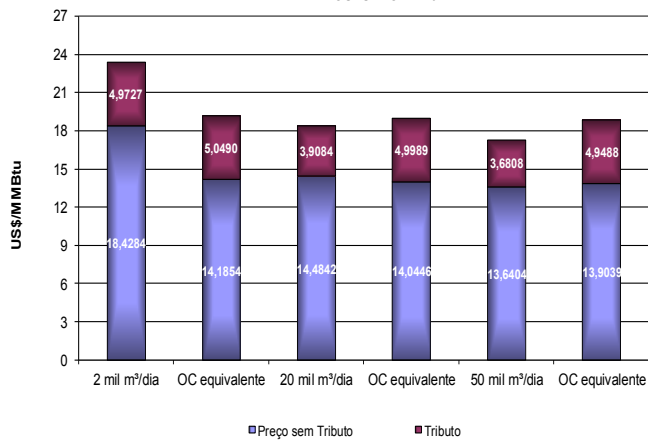
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



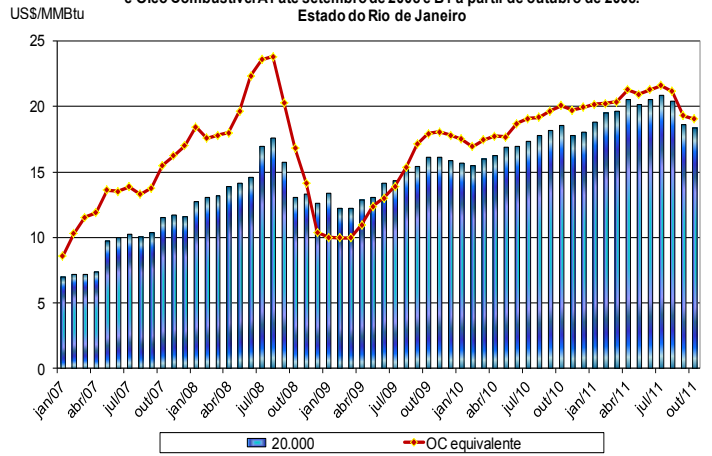
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

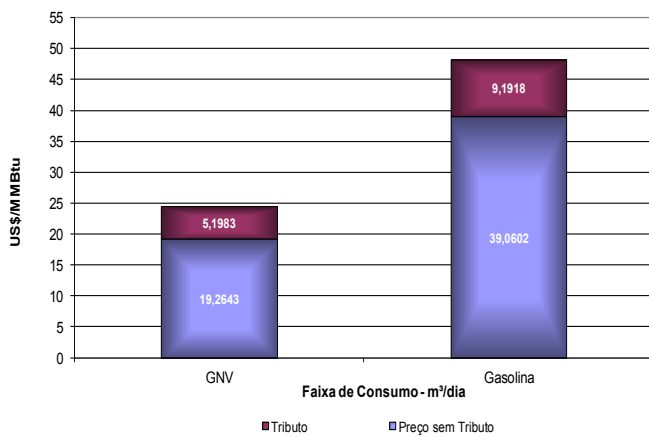
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
OUTUBRO DE 2011



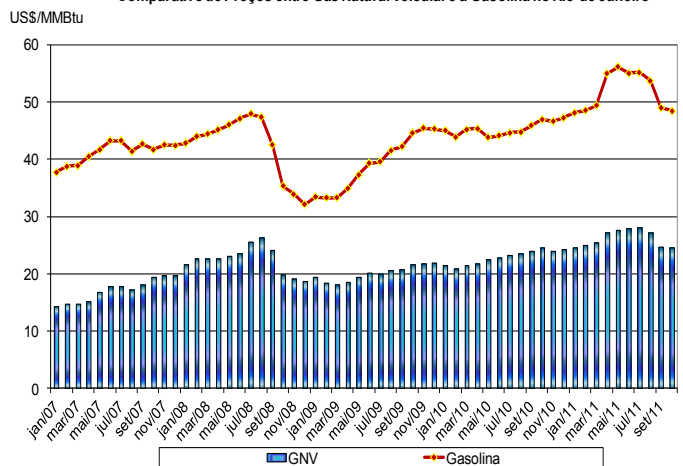
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



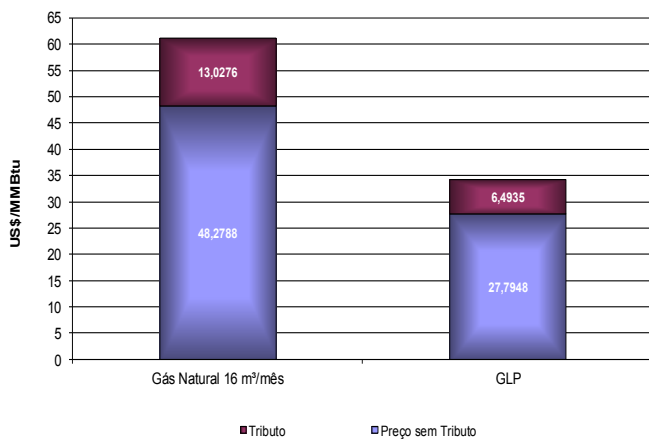
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
OUTUBRO DE 2011



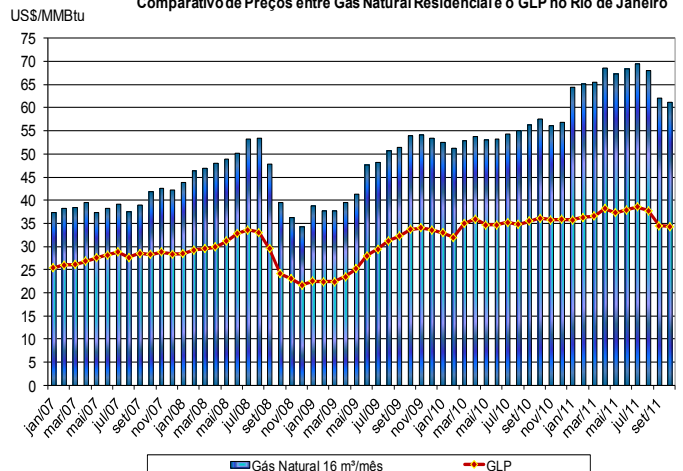
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
OUTUBRO 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					44,35	
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					0,01	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					0,22	0,5
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					0,78	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					0,48	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					1,10	2,5
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					41,76	94,2
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					7,92	17,9
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					0,17	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					0,10	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					1,38	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					4,10	9,2
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					0,26	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					1,91	4,3
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					33,84	76,3
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					26,79	60,4
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					26,79	60,4
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	0,0
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	0,0
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					7,06	15,9

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
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
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
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 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	123,45	121,54	120,41	124,86	127,20	126,47	127,74	127,28				124,67
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,68	31,61	30,59	31,34	31,23				29,45
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75	12,88	13,83	14,25				12,92
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68	70,16	69,81	69,23				69,48
Noroste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16	12,84	12,77	12,57				12,82
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46	2,34	2,83	2,54				3,04
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	3,13	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65	4,53	4,58	5,37				4,93
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	4,44	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43	2,42	2,35	2,06				2,34
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77	12,73	12,77	10,53	11,49	12,38	15,46	14,42	14,60				13,02
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	99,59	98,22	99,33	102,93	105,28	101,73	103,56	102,71				101,34
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	10,05	11,01	12,42	12,62	11,58	18,63	24,39	26,51	29,56	22,10				18,76
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16	7,64	7,15	7,33				7,11
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23	18,87	22,41	14,77				11,65
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	113,26	108,74	111,03	109,85	110,25	121,16	129,28	127,83	132,63	124,35				119,46
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15	59,96	56,00	32,46				32,59
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57	8,24	7,89	5,61				5,16
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63	7,61	7,81	7,80				7,37
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55	17,46	21,23	32,24				31,96
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10	25,73	28,78	36,71				33,51
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27	8,84	10,92	9,54				8,87
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,03	0,98	0,91	0,63	0,39	0,39	0,40	0,49	0,45				0,63
Brasil	0,34	0,19	0,03	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	2,09	0,97	0,72	0,77	0,62	0,29	0,19	0,18	0,18	0,19	0,20				0,37
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21	0,23	0,31	0,25				0,26

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			0,26
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			0,26
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			0,26
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			0,26
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, dezembro/2011.

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	A definir	set-13

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, setembro 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, setembro de 2011.

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

Em 16 de dezembro de 2012, foram emitidas as Licenças de Instalação (LI), pelo IBAMA, para os seguintes projetos:

- Baleia Azul Piloto Pré-Sal (FPSO Anchieta);
- Lançamento do gasoduto de 12" do Empreendimento "P-62 - Campo de Roncador Módulo 4".

Destacam-se ainda, para os Empreendimentos da área de Gás Natural, as seguintes ações:

10/11/2011 - Iniciadas as obras de conversão e integração da Plataforma P-58, no Estaleiro Porto do Rio Grande;

22/11/2011 - Iniciada a exportação de gás na P-56 instalada no módulo 3 do Campo de Marlim Sul;

24/11/2011 - Chegada do 1º navio VLCC "Titan Seema", que será convertido em FPSO no Brasil, necessário para a implantação dos sistemas marítimos de produção da Cessão Onerosa da Bacia de Santos;

26/11/2011 – Conclusão do Teste de Longa Duração (TLD) de Lula NE;

27/12/2011 – Chegada do FPSO São Paulo (convertido na China) ao Brasil, que fará parte do Piloto do Campo de Sapinhoá;

29/12/2011 – Declaração de comercialidade da área de Guará. O novo campo, denominado Sapinhoá, possui volume recuperável total estimado em 2,1 bilhões de barris de óleo equivalente - boe.

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

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, novembro de 2011.

INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

GASODUTOS DE TRANSPORTE EXISTENTES 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	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 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)	Beim (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	Cubatão (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⁾						
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguaiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguaiana - 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

GASODUTOS NO EXTERIOR - EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

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

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL, TERMINAIS DE GNL EXISTENTES E EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL

UNIDADES 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.

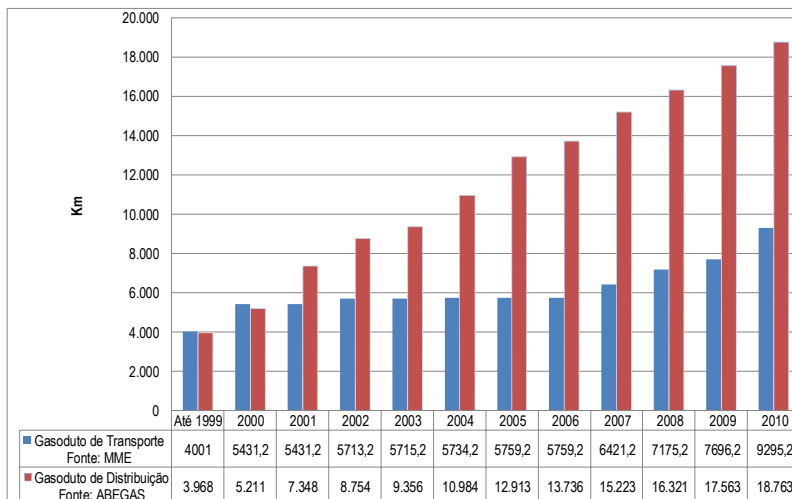
* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

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, novembro 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-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	-	188,89	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	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	cc	869	4,74	RJ	200	-	102,84	-
Norte Fluminense - Preço 4	-	-	-	-	85	-	149,33	-
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste	-	5.549	-	-	4.450	-	-	-
Sepé Tiarajú (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	160	4,57	MS	ago/11
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	jan/12
Sepé Tiarajú (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/12

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	jan/13
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	jan/13
Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	dez/12
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	dez/12
Maranhão III ⁽⁶⁾	cc	499	n/d	MA	dez/13
Baixada Fluminense ⁽⁶⁾	cc	530	n/d	MA	dez/13

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, novembro de 2011.
ONS, Fax-preço semana operativa 26/11/2011 a 02/12/2011
DMSE/SEE/MME, novembro 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

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 do gás natural boliviano.
- O cálculo da competitividade do gás natural em outubro 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