

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUE PRINCIPAL

- ⇒ **Comentários sobre o ano de 2012:** Análise do ano para a indústria de gás natural sob os aspectos do mercado, infraestrutura e regulamentação do setor. (pag. 25 e 28)

DESTAQUES DE DEZEMBRO DE 2012

- ⇒ **Produção nacional de gás natural:** Pela terceira vez consecutiva a produção nacional bate recorde histórico ao superar 76 milhões de m³/d. (pag. 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** A queima de gás natural foi reduzida em aproximadamente 5% quando comparada ao mês anterior. (pag. 05)
- ⇒ **Regaseificação de GNL:** Regaseificação de GNL cai de 18,2 para 12,0 milhões de m³/d. (pag. 06)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** A demanda de gás natural caiu aproximadamente 7%, influenciada principalmente pela redução do consumo no setor industrial. (pags. 08 e 09)

SUMÁRIO

<i>Balanço 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>Balanço 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

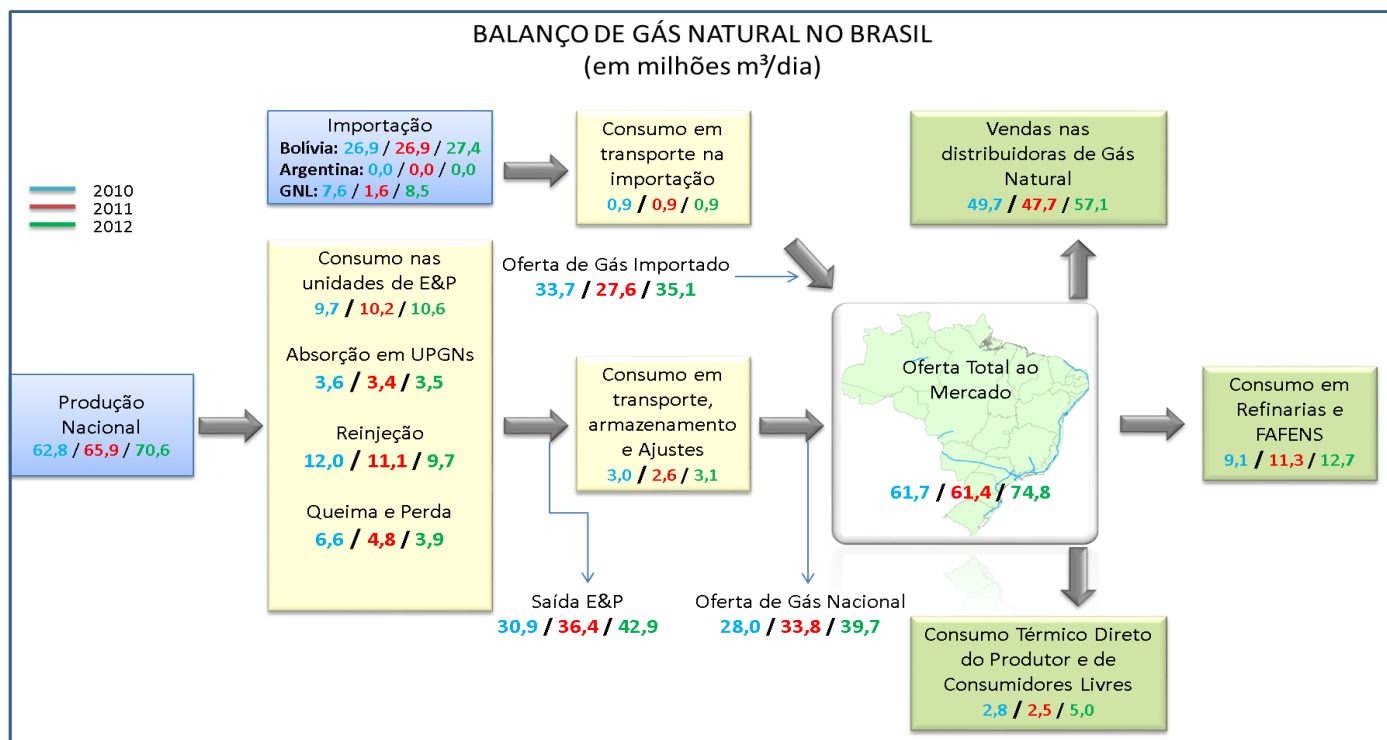
BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	59,16	57,91	62,84	65,93	71,12	67,10	66,27	65,31	68,40	71,98	70,98	71,38	71,74	72,97	73,31	76,18	70,58
Reinjeção	10,64	11,92	11,96	11,07	11,26	10,25	10,59	8,89	10,23	10,32	9,88	9,90	9,15	8,97	7,69	8,97	9,68
Queima e perda	5,97	9,38	6,64	4,81	4,49	3,29	3,66	3,63	3,61	3,57	3,59	3,59	4,56	4,49	4,54	4,33	3,95
Consumo nas unidades de E&P	7,90	8,45	9,72	10,15	10,71	10,59	10,38	10,47	10,62	10,56	10,68	10,42	10,46	10,69	10,28	10,95	10,57
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,18	2,67	2,93	2,64	1,86	2,37	3,06	2,53	3,79	2,85	3,69	3,23	3,86	4,06	3,05	4,27	3,22
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,48	3,39	3,56	3,43	3,43	3,52	3,35	3,38	3,44	3,67	3,61	3,58	3,35	3,61	3,54	3,73	3,52
Oferta de gás nacional ao mercado	28,99	22,10	28,04	33,83	39,37	37,08	35,23	36,41	36,71	41,02	39,53	40,66	40,36	41,15	44,21	43,94	39,64
IMPORTAÇÃO	30,92	22,92	34,55	28,50	19,93	28,12	33,41	41,35	39,71	30,84	25,67	26,29	44,46	49,58	49,79	43,54	36,04
Bolívia	30,54	22,20	26,91	26,86	19,91	28,06	30,84	27,74	29,93	25,23	22,28	21,61	30,38	31,55	31,62	31,52	27,54
Argentina	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,72	7,64	1,64	0,03	0,06	2,57	13,61	9,77	5,60	3,38	4,68	14,07	18,03	18,17	12,01	8,50
Consumo em transporte na importação	1,23	0,58	0,89	0,93	0,40	1,00	1,32	0,90	1,18	0,82	0,59	0,47	1,03	1,12	1,19	1,12	0,93
Oferta de gás importado ao mercado	29,69	22,35	33,66	27,57	19,53	27,12	32,08	40,45	38,53	30,01	25,08	25,82	43,42	48,46	48,60	42,42	35,11
OFERTA TOTAL AO MERCADO	58,69	44,45	61,70	61,40	58,90	64,20	67,31	76,87	75,23	71,03	64,61	66,49	83,78	89,60	92,81	86,36	74,75
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,59	36,70	49,73	47,67	44,66	49,29	52,17	59,45	59,00	53,44	48,19	49,82	63,87	68,16	70,96	65,53	57,03
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,50	7,09	9,12	11,28	12,47	12,75	12,69	12,34	11,59	12,95	12,68	12,75	12,89	13,08	13,71	12,47	12,69
Consumos termelétricos direto do produtor e de Consumidores Livres (Celso Furtado/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoaçú/Euzébio Rocha/Cuiabá)	1,60	0,66	2,84	2,46	1,77	2,17	2,45	5,08	4,65	4,64	3,73	3,92	7,02	8,36	8,14	8,36	5,03
PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)	49,4%	49,7%	45,4%	55,1%	66,8%	57,8%	52,3%	47,4%	48,8%	57,7%	61,2%	61,2%	48,2%	45,9%	47,6%	50,9%	53,8%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, jan/13

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

Observação: No balanço acima descrito, o consumo termelétrico de consumidores livres foi adicionado ao consumo termelétrico direto do produtor. É o caso da UTE Cuiabá, cujo despacho foi retomado no ano de 2012. Essa mudança impactou no histórico de consumo do balanço nacional de gás natural.

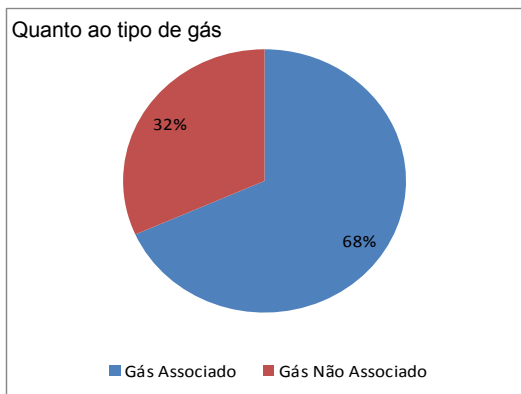


Equipe do Departamento de Gás Natural:

Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Mas-saharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, André Barros Martins e Rodrigo Willians de Carvalho.

PRODUÇÃO NACIONAL

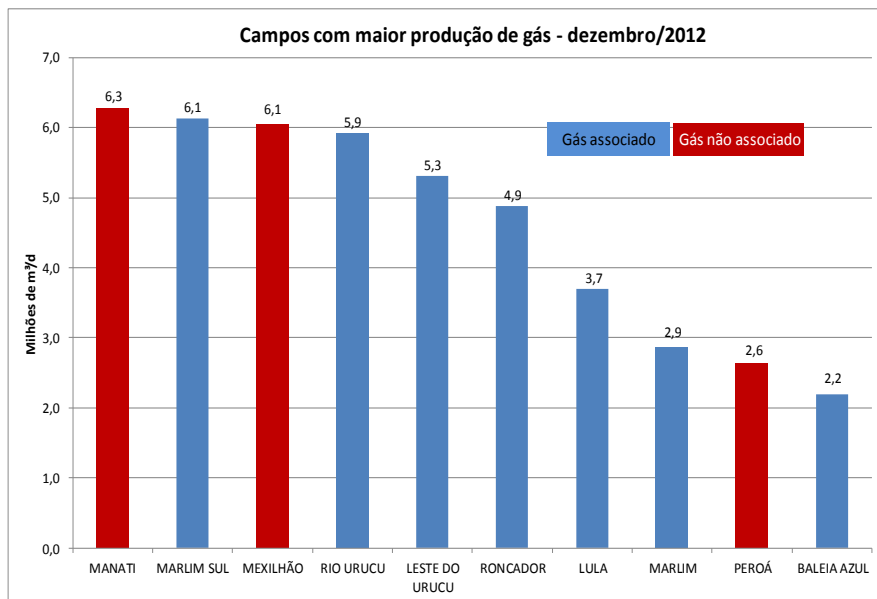
Em relação ao mês de novembro, a produção nacional foi elevada em 2,9 milhões de m³/d, fechando o mês com média de 76,2 milhões de m³/d. Os gráficos abaixo esquematizam a produção nacional de dezembro quanto ao tipo de gás produzido e à fase contratual.



A produção de gás associado (52,1 milhões de m³/d) foi realizada em 283 campos e 5 áreas exploratórias e a produção de gás não associado (24,1 milhões de m³/d), em 56 campos e 1 área exploratória.

O volume de gás na fase de exploração foi obtido por meio de 5 áreas exploratórias, totalizando a média de 0,3 milhões de m³/d, e o volume na fase de produção em 310 campos, totalizando 75,9 milhões de m³/d. Destaca-se ainda que no mês de dezembro entraram em operação os campos: Tiê (bacia: Recôncavo, Estado: Bahia, operador: Gran Tierra) e Tartaruga Mestiça (bacia: Campos, Estado: Rio de Janeiro, operador: Petrobras).

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO



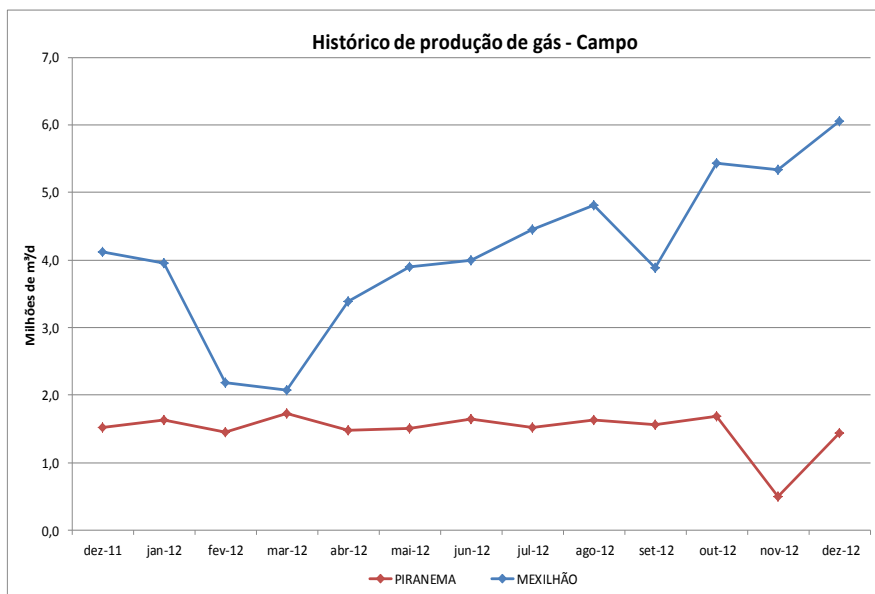
Os campos citados no gráfico ao lado foram responsáveis por aproximadamente 60% da produção nacional.

O aumento da produção nacional está relacionado principalmente aos campos de gás associado: Baleia Azul, Jubarte (Espírito Santo), Barracuda, Linguado, Lula, Marlim, Roncador, Voador (Rio de Janeiro), Piranema (Sergipe) e Rio Urucu (Amazonas).

Quanto ao gás não associado, destaca-se que apesar de o campo Mexilhão (São Paulo) ter apresentado considerável aumento de produção, este foi parcialmente compensado pela redução nos campos Merluza (São Paulo), Peroá (Espírito Santo) e Uruguá (Rio de Janeiro)

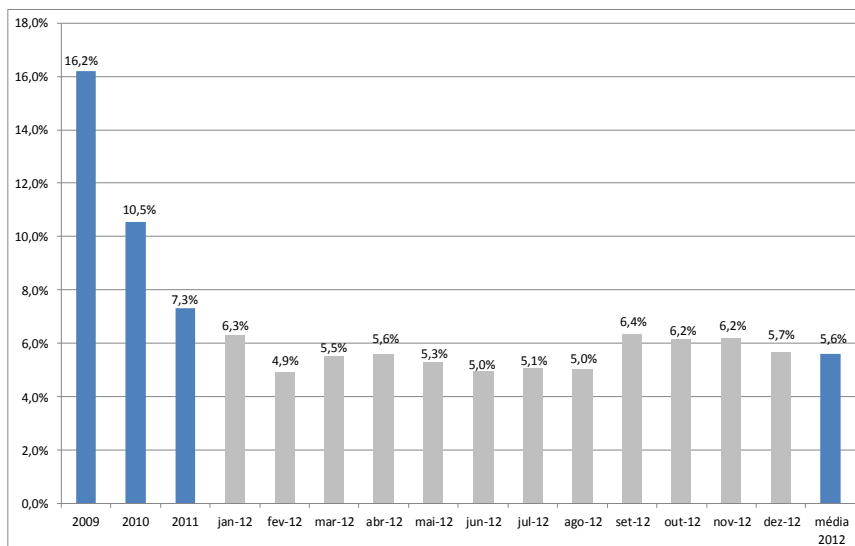
O gráfico ao lado apresenta histórico dos campos de maior variação na produção de gás, em relação ao mês anterior (Piranema e Mexilhão).

O aumento de produção do campo Piranema (de 0,5 para 1,4 milhões de m³/d) está relacionado ao término da parada para manutenção na Plataforma. Quanto à Mexilhão, destaca-se que houve aumento de produção em quatro dos cinco poços, o que propiciou o recorde histórico de produção do campo.



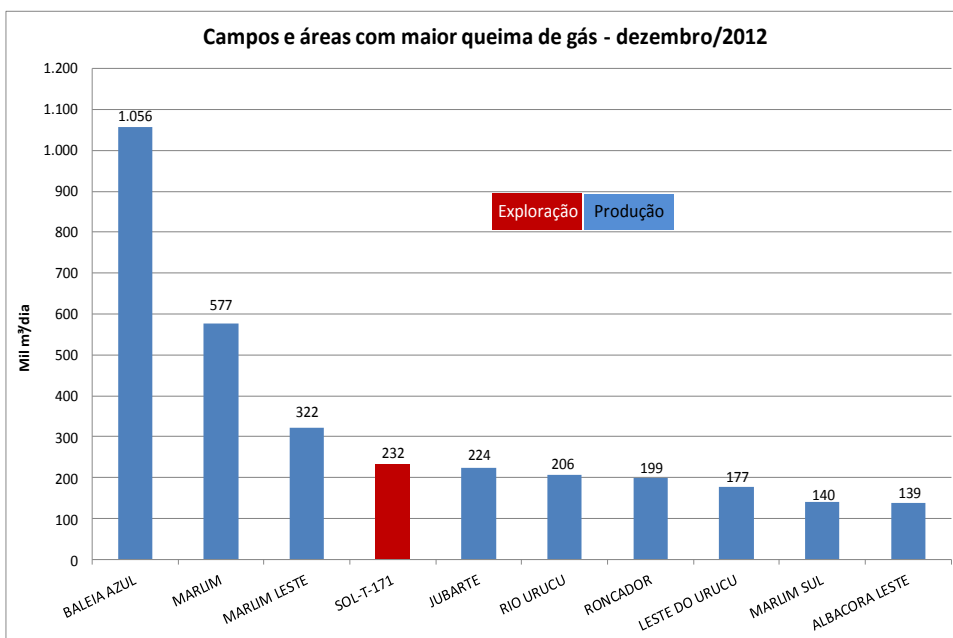
QUEIMA DE GÁS NATURAL

QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO



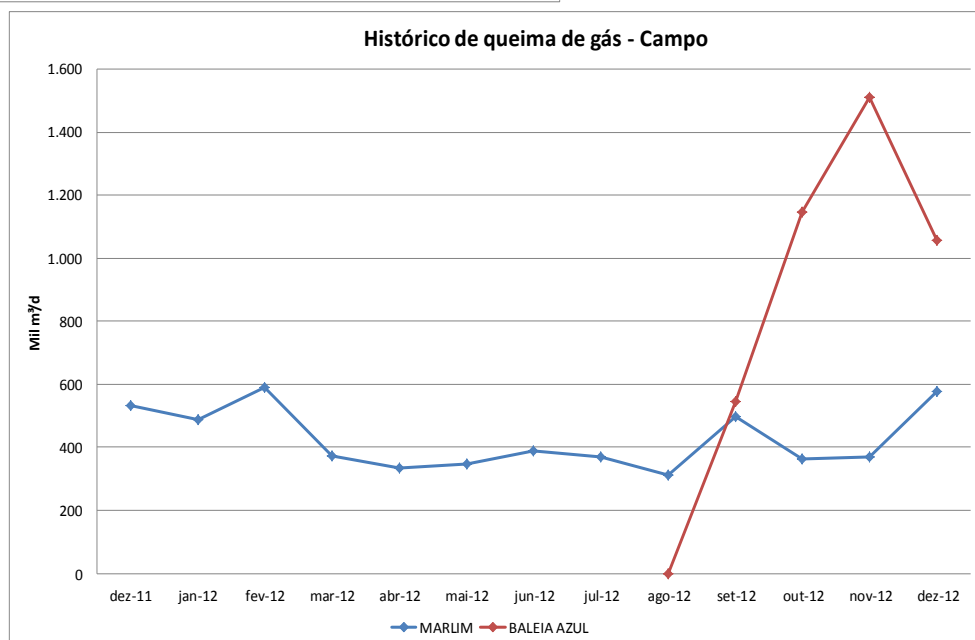
A queima de gás natural foi reduzida de 4,5 para 4,3 milhões de m³/d, influenciada pelo maior aproveitamento do gás produzido no campo Baleia Azul.

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS



Os nove campos e a área exploratória apresentados no gráfico ao lado foram responsáveis por 76% do volume total de gás natural queimado no País, e somente o campo Baleia Azul foi responsável por 24% desse.

O gráfico ao lado exibe histórico de queima de gás dos campos que apresentaram maior variação em relação ao mês anterior. No campo Baleia Azul a redução da queima de gás está relacionada ao maior aproveitamento do gás produzido no PFSO Cidade de Anchieta, que passou de 18% para 54%. Em Marlim foi verificado aumento da queima de gás natural nas sete plataformas que operam no campo (P-18, P-19, P-20, P-26, P-33, P-35 e P-37).



Fonte: ANP, jan/13.

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,49	22,20	26,90	26,85	19,87	28,06	30,84	26,57	29,53	24,64	21,94	20,96	28,25	29,66	30,18	29,45	26,66
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	1,16	0,40	0,56	0,34	0,65	2,13	1,89	1,44	2,07	0,89
		MTGás	0,01	0,00	0,01	0,01	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
	Subtotal			30,54	22,20	26,91	26,86	19,91	28,06	30,84	27,74	29,93	25,23	22,28	21,61	30,38	31,55	31,62	31,52
Argentina	SulGás (TSB)		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Subtotal		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,72	7,64	1,64	0,03	0,06	2,57	13,61	9,77	5,60	3,38	4,68	14,07	18,03	18,17	12,01	8,50
Terminal GNL de Pecém *			0,00	0,64	2,49	1,13	0,03	0,06	1,24	2,14	1,69	0,33	0,51	1,27	2,91	4,42	4,55	4,25	1,95
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,08	5,15	0,51	0,00	0,00	1,33	11,47	8,09	5,27	2,88	3,41	11,16	13,61	13,63	7,77	6,55
TOTAL			30,92	22,92	34,55	28,50	19,93	28,12	33,41	41,35	39,71	30,84	25,67	26,29	44,46	49,58	49,79	43,54	36,04
Consumo em transporte na importação			1,23	0,58	0,89	0,93	0,40	1,00	1,32	0,90	1,18	0,82	0,59	0,47	1,03	1,12	1,19	1,12	0,93
Oferta de gás importado			29,69	22,35	33,66	27,57	19,53	27,12	32,08	40,45	38,53	30,01	25,08	25,82	43,42	48,46	48,60	42,42	35,11

Fontes: ANP e TBG, jan/13

* 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
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
jan/2012	28.322.398	35.696.112	78.281	46.968.568	15,35	Nigéria	Pecém - CE
jan/2012	4.665.962	5.857.894	12.846	7.707.755	15,41	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
fev/2012	35.283.753	45.981.148	100.836	60.501.511	14,84	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
mar/2012	21.732.107	32.037.006	70.257	42.153.955	13,12	Catar	Pecém - CE
mar/2012	15.573.418	22.958.000	50.346	30.207.895	13,12	Catar	Rio de Janeiro - RJ
mar/2012	9.924.865	13.915.898	30.517	18.310.392	13,79	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
abr/2012	46.202.096	66.127.692	145.017	87.010.121	13,51	Bélgica	Rio de Janeiro - RJ
abr/2012	69.564.608	90.327.492	198.087	118.851.963	14,90	Catar	Rio de Janeiro - RJ
abr/2012	43.692.302	67.510.497	148.049	88.829.601	12,52	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
abr/2012	22.551.453	34.279.070	75.173	45.104.039	12,72	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
mai/2012	43.841.498	60.897.368	133.547	80.128.116	13,92	Bélgica	Pecém - CE
mai/2012	113.238.962	153.783.266	337.244	202.346.403	14,24	Catar	Rio de Janeiro - RJ
mai/2012	8.295.726	14.446.893	31.682	19.009.070	11,11	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
mai/2012	47.989.194	56.025.630	122.863	73.717.934	16,57	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
jun/2012	43.826.466	59.690.354	130.900	78.539.939	14,20	Catar	Pecém - CE
jun/2012	108.193.129	152.348.916	334.099	200.459.100	13,74	Catar	Rio de Janeiro - RJ
jun/2012	47.629.109	63.446.050	139.136	83.481.645	14,52	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
jul/2012	68.366.210	93.970.480	206.076	123.645.368	14,07	Catar	Rio de Janeiro - RJ
ago/2012	6.137.392	7.436.137	16.307	9.784.391	15,96	Espanha	Pecém - CE
ago/2012	14.573.994	17.573.642	38.539	23.123.213	16,04	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
ago/2012	13.562.301	15.730.307	34.496	20.697.772	16,68	Nigéria	Pecém - CE
ago/2012	40.542.869	58.140.410	127.501	76.500.539	13,49	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
set/2012	41.378.876	78.176.350	171.439	102.863.618	10,24	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
set/2012	33.354.779	65.395.070	143.410	86.046.145	9,87	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
set/2012	38.705.045	54.647.156	119.840	71.904.153	13,70	Portugal	Rio de Janeiro - RJ
set/2012	38.118.022	73.419.720	161.008	96.604.895	10,04	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
out/2012	31.290.242	64.750.518	141.997	85.198.050	9,35	Catar	Rio de Janeiro - RJ
out/2012	75.798.741	139.260.029	305.395	183.236.880	10,53	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
out/2012	97.239.001	172.167.350	377.560	226.535.958	10,92	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
nov/2012	26.633.516	30.273.399	66.389	39.833.420	17,02	Nigéria	Pecém - CE
nov/2012	68.306.324	122.746.037	269.180	161.507.943	10,76	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
nov/2012	22.213.935	37.962.281	83.251	49.950.370	11,32	Bélgica	Rio de Janeiro - RJ
nov/2012	52.871.314	93.680.990	205.441	123.264.461	10,92	Catar	Rio de Janeiro - RJ
nov/2012	26.697.222	43.700.581	95.835	57.500.764	11,82	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
nov/2012	3.406	12	0,03	16	5.489,90	Estados Unidos	Campinas - Aeroporto-SP
dez/2012	36.018.588	65.742.758	144.173	86.503.629	10,60	Catar	Rio de Janeiro - RJ
dez/2012	33.767.700	52.398.179	114.908	68.944.972	12,46	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
dez/2012	37.091.628	60.538.016	132.759	79.655.284	11,85	França	Rio de Janeiro - RJ
dez/2012	35.096.707	57.261.290	125.573	75.343.803	11,86	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	1.548.294.858	2.380.299.998	5.219.956	3.131.973.682	12,58	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ

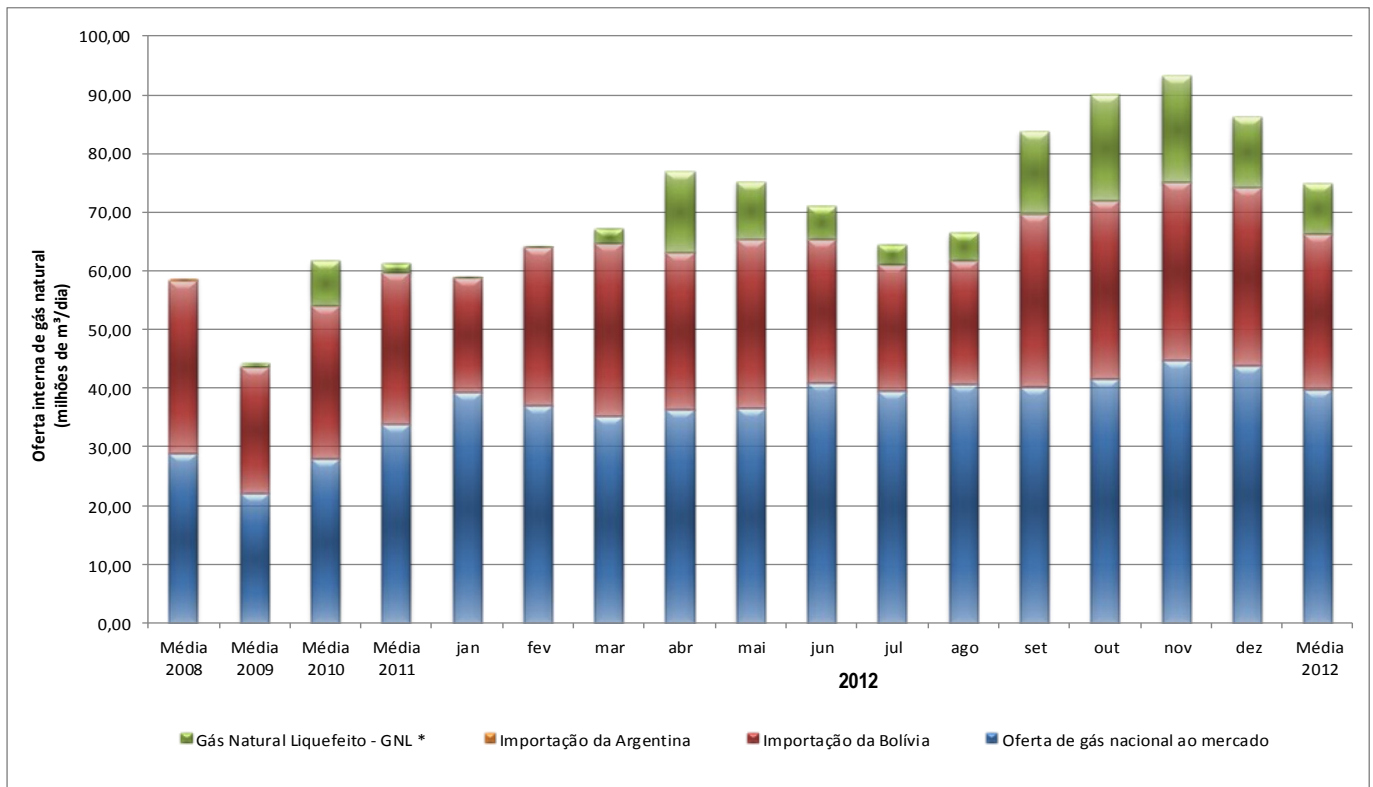
REEXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00) (PORTARIA MME Nº 67/2010)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regaseificável (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Destino	Porto de Saída
08/2011	3.122.786	5.451.831	11.956	7.173.462	11,08	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	25.959.754	31.061.860	68.118	40.870.868	16,16	Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
04/2012	30.521.534	56.011.960	122.833	73.699.947	10,54	Japão	Rio de Janeiro - RJ
07/2012	66.837.364	97.748.290	214.360	128.616.171	13,23	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
08/2012	38.999.690	74.830.288	164.102	98.460.905	10,08	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
11/2012	672.883	1.301.871	2.855	1.712.988	10,00	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	137.031.471	229.892.409	504.150	302.490.012	11,53	-	-

Fonte: Aliceweb - MDIC, janeiro/2013

* 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 GNL correspondem aos volumes médios regaseificados.

COMENTÁRIOS

A oferta total de gás natural ao mercado caiu cerca de 7%, fechando o mês de dezembro em 86,4 milhões de m³/dia, acompanhando a redução na demanda. A participação da oferta de gás nacional, de gás importado da Bolívia e de GNL importado foi de 50,9%, 35,2% e 13,9%, respectivamente.

A queda da oferta total de gás natural ocorreu quase integralmente no GNL, que passou de 18,2 para 12,0 milhões de m³/dia. As ofertas nacional e boliviana apresentaram oscilação inferior a 1%, sendo que primeira caiu de 44,2 para 43,9 milhões de m³/d e a segunda permaneceu estável em 30,4 milhões de m³/d.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

Na comparação do consumo de gás natural entre os meses de novembro e dezembro, foi observada queda de 92,8 para 86,36 milhões de m³/d (redução de 7%). Os segmentos responsáveis por essa variação foram o industrial e, em menor medida, o termelétrico.

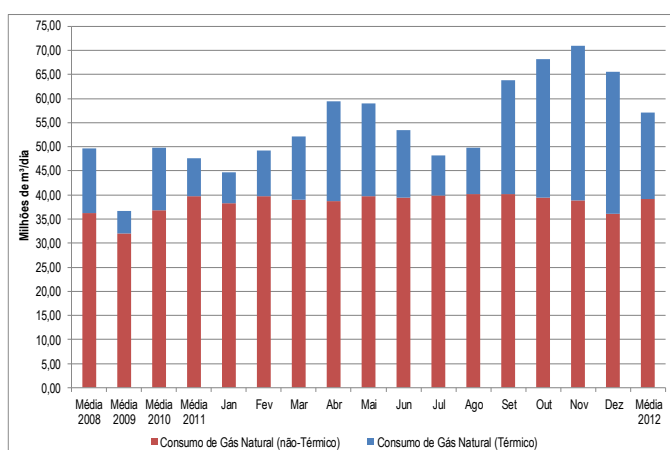
A variação na demanda industrial (-10,3%) acompanha a redução sazonal da atividade do setor, observada tradicionalmente entre novembro e dezembro. Por sua vez, houve diminuição no consumo de 5,7% no setor termelétrico, resultado da diminuição de despacho em Mário Lago e Termopernambuco, conforme explicado na página 11 deste Boletim. A cogeração também apresentou oscilação negativa. Os demais segmentos registraram alta no consumo, com destaque para o setor automotivo, que atingiu o maior consumo do ano.

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m ³ /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2012 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	33,40	28,96	35,41	40,85	41,15	42,52	41,73	41,02	41,08	41,85	42,31	42,82	43,02	42,84	43,00	38,57	41,82	55,9
Automotivo	6,63	5,77	5,50	5,40	5,17	5,34	5,49	5,36	5,30	5,25	5,18	5,29	5,41	5,28	5,24	5,54	5,32	7,1
Residencial	0,72	0,74	0,79	0,87	0,71	0,83	0,75	0,81	0,91	1,14	1,05	1,07	1,01	0,95	0,90	0,91	0,92	1,2
Comercial	0,61	0,59	0,63	0,68	0,65	0,67	0,71	0,70	0,70	0,77	0,74	0,76	0,75	0,73	0,69	0,75	0,72	1,0
Geração de Energia Elétrica *	14,94	5,31	15,77	10,42	8,15	11,73	15,60	25,86	23,95	18,67	12,09	13,59	30,68	37,49	40,77	37,88	23,03	30,8
Co-geração	2,26	2,43	2,90	3,01	2,95	3,01	2,93	3,03	3,20	3,24	3,13	2,85	2,80	2,68	2,67	2,60	2,92	3,9
Outros (inclui GNC)	0,15	0,64	0,68	0,17	0,12	0,12	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,11	0,13	0,11	0,1
TOTAL	58,71	44,44	61,69	61,40	58,90	64,20	67,31	76,87	75,24	71,03	64,61	66,49	83,78	90,09	93,39	86,37	74,84	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	13,50	14,51	16,20	16,22	16,01	16,48	16,79	16,38	17,85	17,08	17,98	17,23	17,67	17,88	16,29	18,95	17,22	
TOTAL GERAL	72,19	58,95	77,89	77,62	74,90	80,68	84,10	93,25	93,09	88,11	82,59	83,72	101,45	107,97	109,68	105,32	92,07	

* Inclui consumo direto do produtor

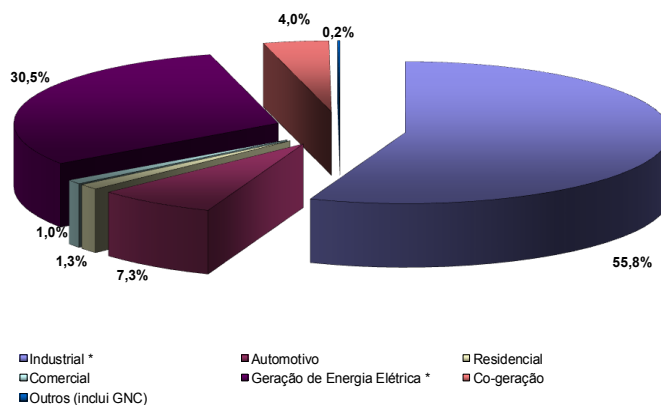
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, jan/13

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO



CONSUMO DE GÁS NATURAL

MÉDIA 2012



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2012 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,50	0,53	0,51	0,50	0,50	0,53	0,58	0,60	0,57	0,54	0,56	0,56	0,54	0,9
Bahiagás (BA)	3,47	3,10	3,67	3,84	3,83	3,76	3,72	3,70	3,91	4,07	3,89	3,68	3,71	3,55	3,54	3,57	3,74	6,6
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,91	2,65	2,92	2,71	2,85	3,52	3,30	2,75	2,93	2,87	3,27	3,67	3,26	3,06	5,4
Cebgás (DF)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0
Ceg (RJ)	8,46	5,67	8,55	6,63	5,57	6,52	7,70	9,86	9,34	8,54	6,50	6,97	10,49	11,53	13,07	11,71	8,98	15,7
Ceg Rio (RJ)	9,14	3,76	6,09	4,32	4,11	5,20	5,75	7,03	4,88	5,40	5,31	4,80	7,22	9,92	10,55	8,94	6,59	11,5
Cegás (CE)	0,51	0,72	1,38	1,08	0,42	0,41	1,00	1,02	1,98	1,10	0,43	1,01	1,94	1,94	1,87	1,95	1,26	2,2
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,08	1,77	2,09	2,23	2,38	2,58	2,40	2,35	2,20	2,22	2,65	2,70	2,86	2,84	2,46	4,3
Comgas (SP)	14,28	11,66	13,45	13,25	12,51	13,47	13,63	15,38	15,20	13,85	13,23	13,41	15,61	16,21	15,85	14,54	14,40	25,2
Compagás (PR)	1,29	1,36	1,70	1,05	0,89	0,99	2,36	3,12	2,94	1,24	1,36	1,51	3,04	2,96	3,20	3,09	2,23	3,9
Copergás (PE)	1,15	1,29	2,34	2,36	2,09	3,00	1,85	1,15	2,80	2,45	1,70	2,04	3,17	2,96	3,12	2,87	2,43	4,3
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	1,04	0,90	0,73	0,73	0,76	0,83	0,82	0,83	0,83	0,83	0,82	0,82	0,83	1,4
Gasmig (MG)	2,40	1,50	2,63	2,91	2,97	3,14	3,57	4,03	3,40	3,24	3,02	3,53	4,32	3,96	4,30	3,96	3,62	6,3
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,03	0,01	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
Msgás (MS)	0,28	0,15	0,86	0,24	0,32	0,34	0,28	1,51	1,25	0,60	0,35	0,18	1,19	1,94	1,97	1,99	0,99	1,7
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,37	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,36	0,36	0,6
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,37	0,38	0,38	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	0,33	0,34	0,32	0,27	0,35	0,6
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,39	1,38	1,37	1,39	1,37	1,23	1,34	1,38	1,46	1,40	1,37	1,14	1,35	2,4
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,71	1,79	1,83	1,86	1,90	1,86	1,92	1,91	1,89	1,89	1,90	1,63	1,84	3,2
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,27	0,27	0,27	0,26	0,28	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,28	0,5
Sulgás (RS)	1,74	1,31	1,49	1,80	1,57	1,69	1,74	1,74	1,85	1,86	1,76	1,79	1,89	2,03	1,86	1,72	1,79	3,1
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	49,59	36,70	49,73	47,67	44,66	49,29	52,17	59,45	59,00	53,44	48,19	49,82	63,87	68,64	71,54	65,53	57,13	100,0

Fonte: Abegás, jan/13

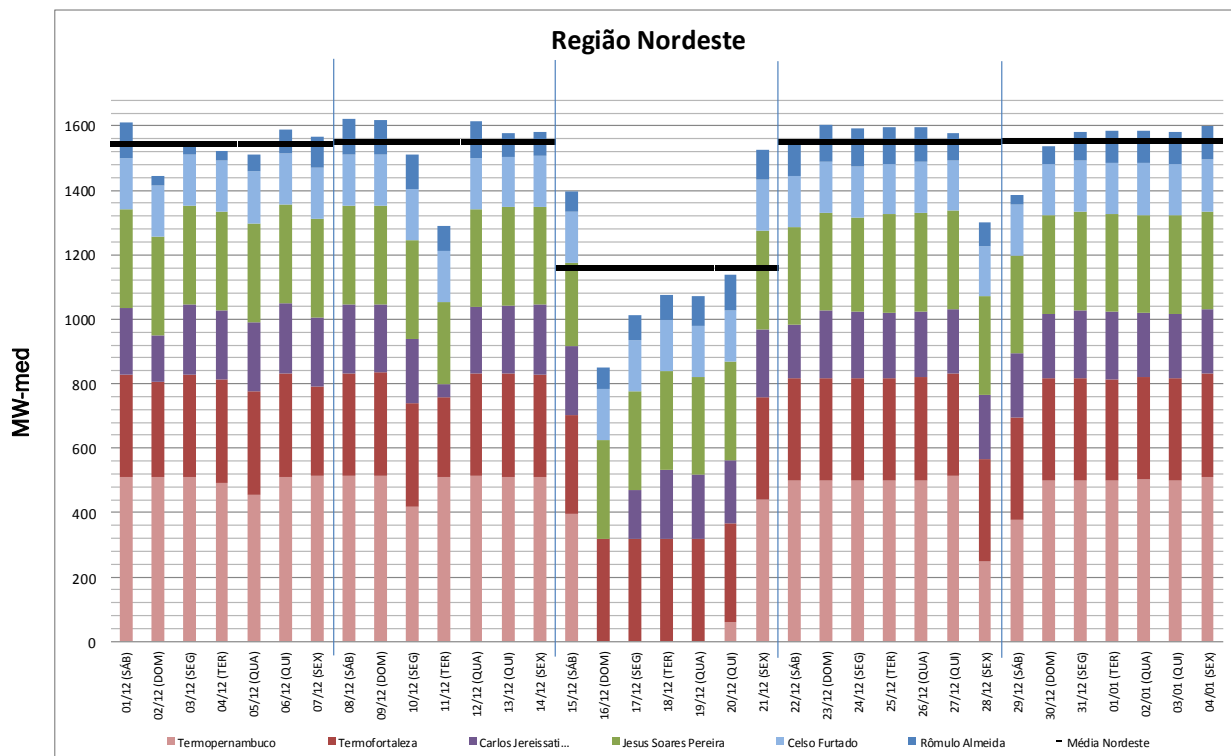
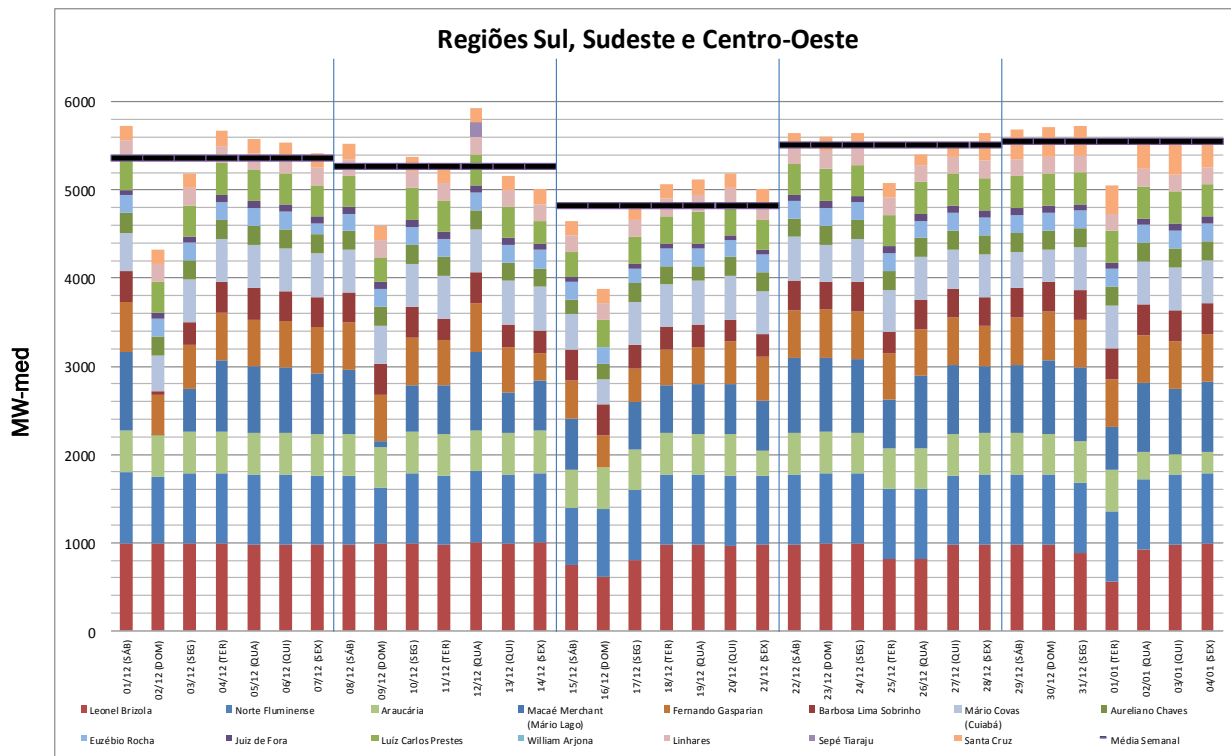
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2012 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,50	0,53	0,51	0,50	0,50	0,53	0,58	0,60	0,57	0,54	0,56	0,56	0,54	1,4
Bahiagás (BA)	3,47	3,09	3,67	3,83	3,80	3,76	3,71	3,70	3,91	4,07	3,89	3,68	3,69	3,54	3,54	3,56	3,74	9,6
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,86	2,65	2,92	2,71	2,84	2,52	2,76	2,75	2,93	2,87	2,79	2,61	2,20	2,71	6,9
Cebgás (DF)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0
Ceg (RJ)	4,92	4,27	4,84	4,86	4,57	4,51	4,75	4,54	4,79	4,63	4,68	4,73	4,76	4,37	4,33	4,47	4,59	11,7
Ceg Rio (RJ)	2,32	2,08	2,25	2,21	2,05	2,41	2,33	2,24	2,27	2,10	2,25	1,96	2,11	2,12	2,18	1,95	2,16	5,5
Cegás (CE)	0,46	0,42	0,43	0,46	0,42	0,41	0,43	0,42	0,45	0,43	0,43	0,45	0,42	0,44	0,45	0,41	0,43	1,1
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,02	0,0
Comgas (SP)	13,37	11,61	12,61	13,10	12,50	13,25	12,79	12,70	13,29	13,08	13,22	13,33	13,20	13,37	13,05	11,81	12,97	33,1
Compagás (PR)	0,87	0,81	0,96	1,01	0,89	0,99	1,00	1,04	1,00	1,07	1,03	1,07	1,05	1,06	1,06	1,07	0,93	2,6
Copergás (PE)	0,99	0,89	0,98	1,00	0,98	1,00	1,04	1,00	1,01	0,99	1,06	1,14	1,18	1,07	1,06	1,04	1,04	2,7
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	1,04	0,90	0,73	0,73	0,76	0,83	0,82	0,83	0,83	0,83	0,82	0,82	0,83	2,1
Gasmig (MG)	1,62	1,26	1,86	2,84	2,96	2,97	2,83	2,77	2,77	2,83	2,87	3,25	3,12	2,71	2,85	2,58	2,88	7,3
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,01	0,01	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
Msgás (MS)	0,04	0,15	0,21	0,23	0,23	0,19	0,20	0,18	0,23	0,16	0,23	0,16	0,18	0,19	0,20	0,20	0,20	0,5
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,36	0,36	0,35	0,35	0,37	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,36	0,36	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,37	0,38	0,38	0,36	0,36	0,35	0,36	0,36	0,33	0,34	0,32	0,27	0,35	0,9
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,39	1,38	1,37	1,39	1,37	1,23	1,34	1,38	1,46	1,40	1,37	1,14	1,35	3,5
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,71	1,79	1,83	1,86	1,90	1,86	1,92	1,91	1,89	1,89	1,90	1,63	1,84	4,7
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,27	0,27	0,27	0,26	0,28	0,30	0,30	0,29	0,29	0,29	0,28	0,7
Sulgás (RS)	1,38	1,31	1,49	1,80	1,57	1,69	1,74	1,74	1,85	1,85	1,76	1,79	1,89	2,03	1,86	1,72	1,79	4,6
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	36,27	32,05	36,80	39,71	38,28	39,73	39,03	38,67	39,69	39,41	39,84	40,15	40,22	39,51	38,91	36,02	39,12	100,0

Fonte: Abegás, jan/13

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

Semana	SE-CO	S	NE	N
01/12/2012 a 07/12/2012	200,24	200,24	200,24	200,24
08/12/2012 a 14/12/2012	265,87	265,87	265,87	265,87
15/12/2012 a 21/12/2012	181,88	181,88	181,59	181,59
22/12/2012 a 28/12/2012	341,92	341,92	319,50	319,50
29/12/2012 a 04/01/2013	554,92	554,92	551,73	551,73

Fonte: ONS, dezembro de 2012

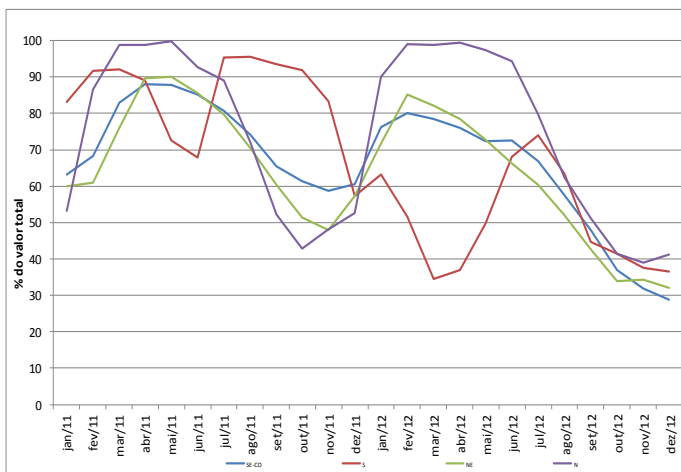
LEGENDA:

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

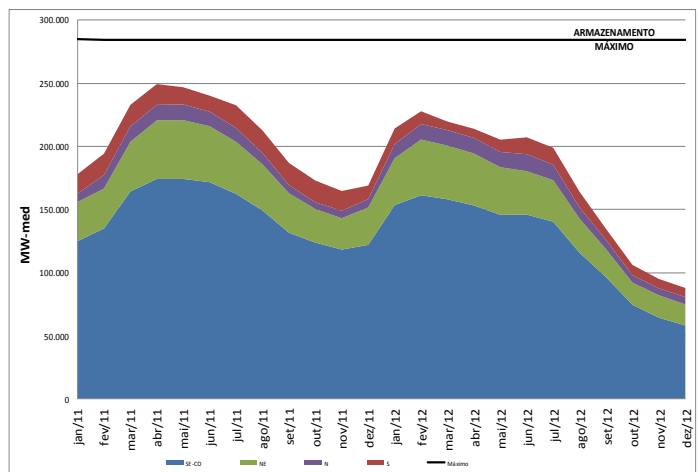
ARMAZENAMENTO E AFLUÊNCIAS NO SIN (2011-2012)

ENERGIA ARMAZENADA

EM % DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

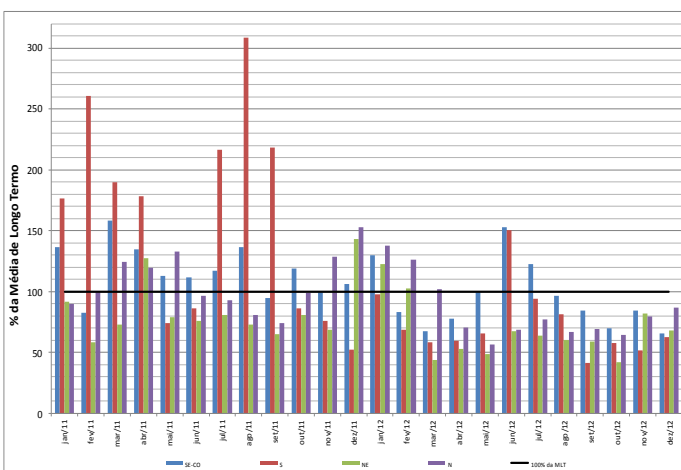


EM MW-MED

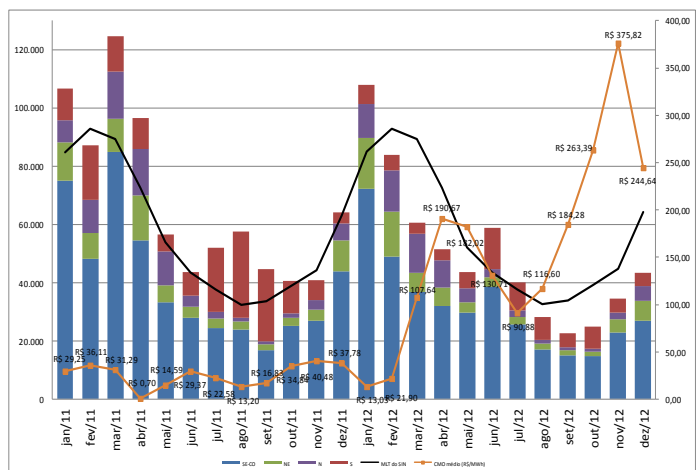


ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

EM % DA MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



EM MW-MED



COMENTÁRIOS

Em dezembro, permaneceu o despacho das usinas termelétricas pertencentes ao GT1A observado desde setembro. Nesse grupo estão inseridas as térmicas nas quais o custo variável unitário - CVU é inferior a 320 R\$/MWh e no qual se inclui boa parte das UTEs a gás natural.

A média da geração termelétrica a gás natural no mês de dezembro ficou em cerca de 6.700 MW-med, 4% menor em relação ao mês anterior. A redução dos níveis de despacho foi verificada principalmente na terceira semana operativa, com a redução dos níveis de despacho médios das usinas de Mário Lago (RJ) e Termopernambuco (PE). As afluências naturais permaneceram abaixo da média de longo termo - MLT em todas as regiões pelo quinto mês consecutivo. Apesar de a média mensal dos custos marginais de operação - CMOs ter caído, na quinta semana operativa superou 550 R\$/MWh (valor que somente foi atingido no ano de 2008).

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - DEZEMBRO DE 2012

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
		sem desconto		com desconto			
Nordeste	Gás Nacional	12,9652		8,8164	16,5759	15,9368	15,5534
Sudeste	Gás Nacional	12,6552		8,6055	19,5564	15,9573	15,3120
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,6766	1,7727	10,4493	19,5564	15,9573	15,3120
Sul	Gás Importado	8,6741	1,7843	10,4584	19,1480	17,3699	16,9939
Centro Oeste	Gás Importado	9,9590	1,8112	11,7702	23,2089	19,7820	19,5536

Fonte: MME/SPG/DGN, janeiro/13.

* 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 dezembro/12 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 32,00% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (dezembro/12):	2,0778
--------------------------------------------	---------------

Fonte: MME/SPG/DGN, janeiro/13.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	4,21	3,86	4,25	4,74	4,65	4,73	4,71	4,66	4,54	4,48	4,51	4,58	4,62	4,60	4,55	4,55	4,60

Fonte: MME/SPG/DGN, fevereiro/13.

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 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	12,68	8,55	7,94	10,23	11,90	11,79	12,07	12,13	12,13	12,12	10,98	11,00	10,98	11,17	11,23	11,23	11,54
NBP *	11,41	4,96	6,39	9,35	8,44	9,20	9,40	9,33	8,77	8,47	8,56	8,58	9,80	10,34	8,86	7,20	8,77
Henry Hub	8,86	3,95	4,38	4,00	2,58	2,44	2,09	1,89	2,35	2,37	2,86	2,74	2,75	3,20	3,42	3,22	2,70
Petróleo Brent	17,28	10,96	14,16	19,82	19,77	21,33	22,26	21,49	19,69	17,03	18,38	20,19	20,20	19,95	19,55	19,53	19,91
Petróleo WTI	17,74	10,99	14,14	16,93	17,84	18,22	18,91	18,40	16,84	14,67	15,66	16,77	16,86	15,95	15,45	15,71	16,69
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	97,01	61,50	79,48	111,25	110,99	119,70	124,93	120,59	110,52	95,59	103,14	113,34	113,38	111,97	109,71	109,64	111,76
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	99,58	61,68	79,37	95,04	100,15	102,26	106,15	103,28	94,51	82,36	87,89	94,11	94,61	89,52	86,69	88,19	93,66

Fontes:

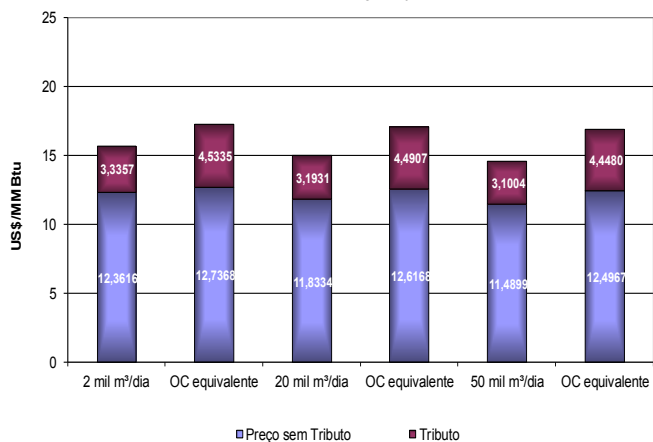
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), janeiro/13.

Preço do Petróleo: Petrobras, janeiro/13.

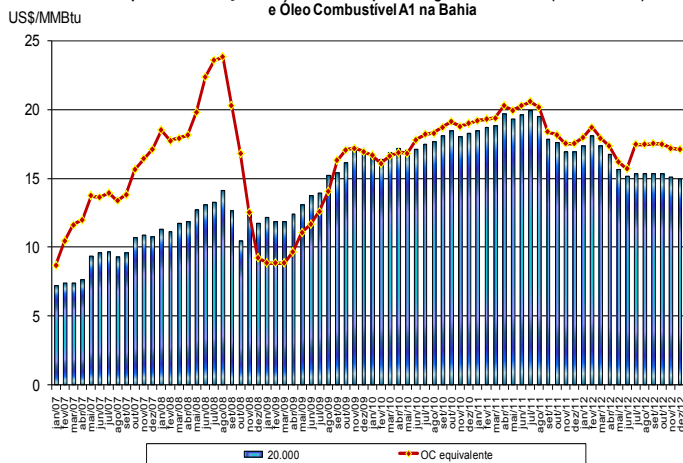
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

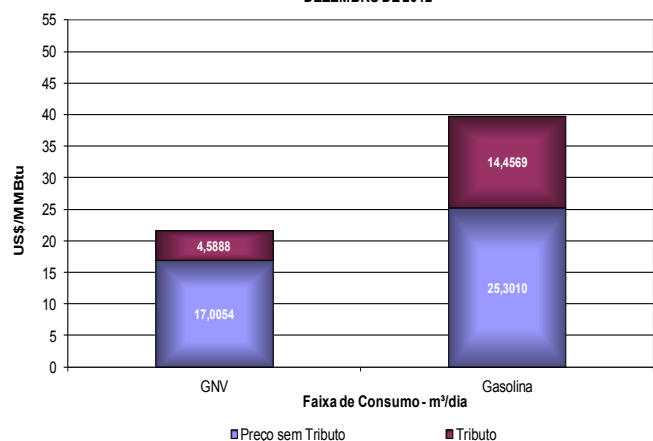
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
DEZEMBRO DE 2012



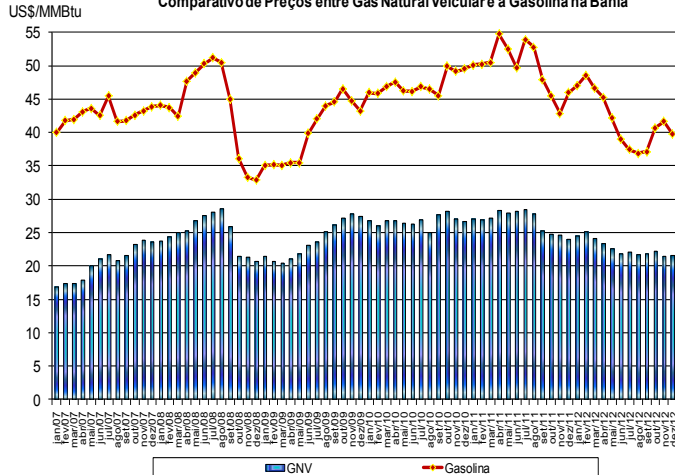
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



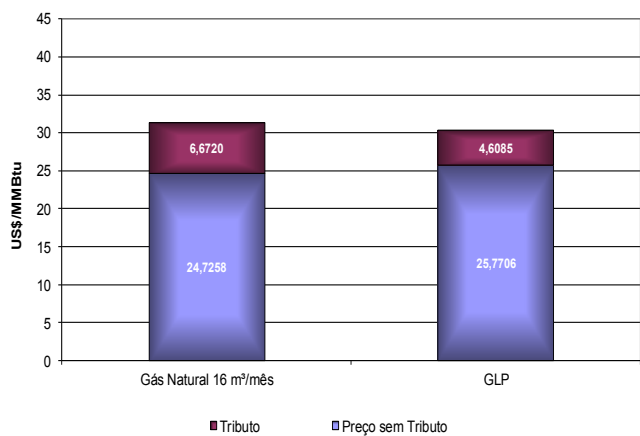
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
DEZEMBRO DE 2012



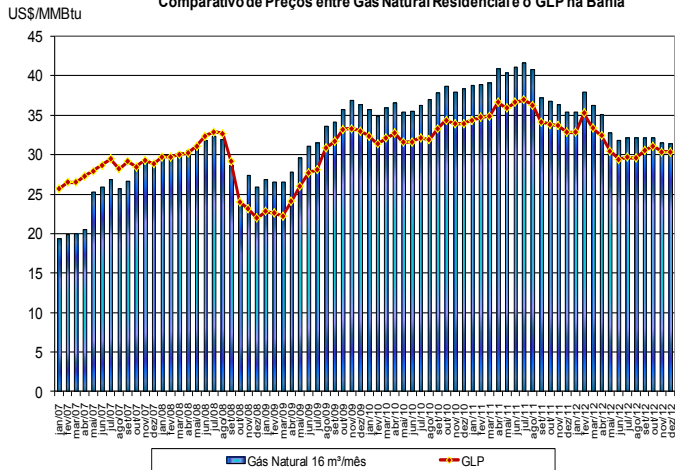
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
DEZEMBRO DE 2012



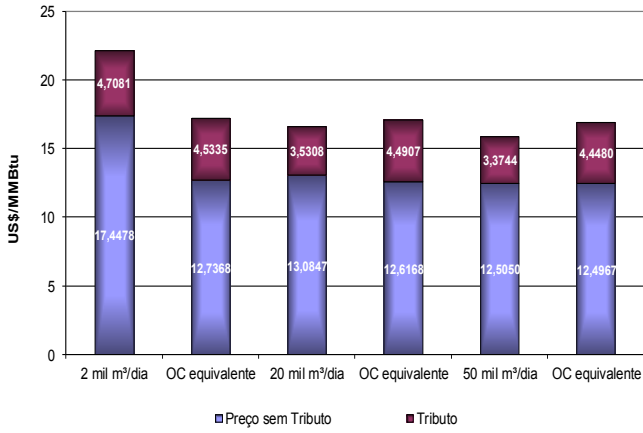
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



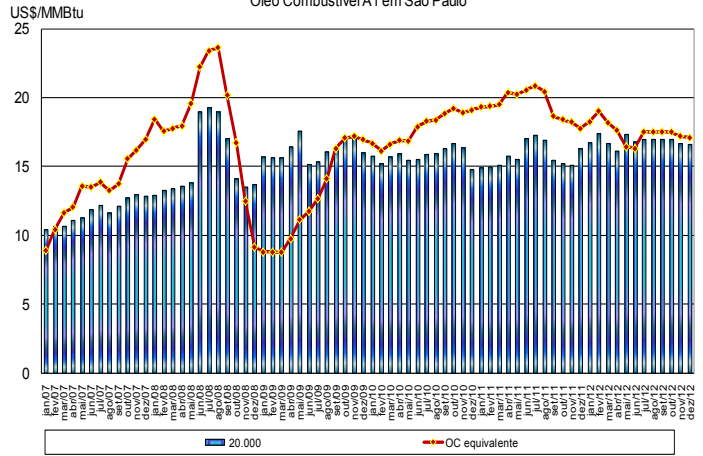
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

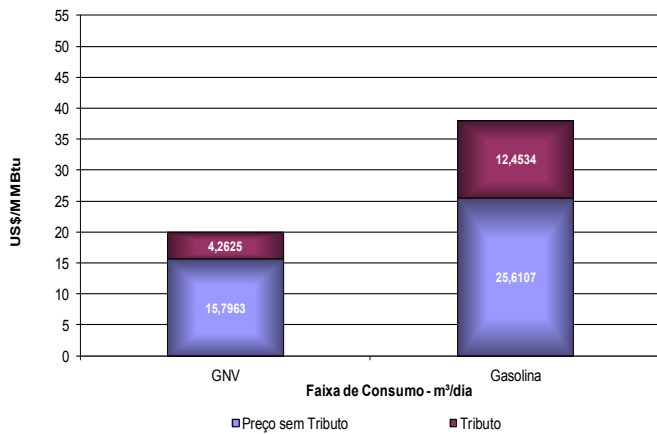
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
DEZEMBRO DE 2012



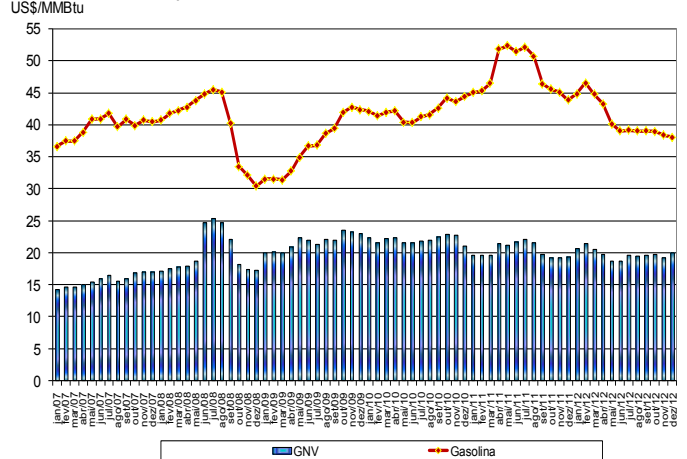
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



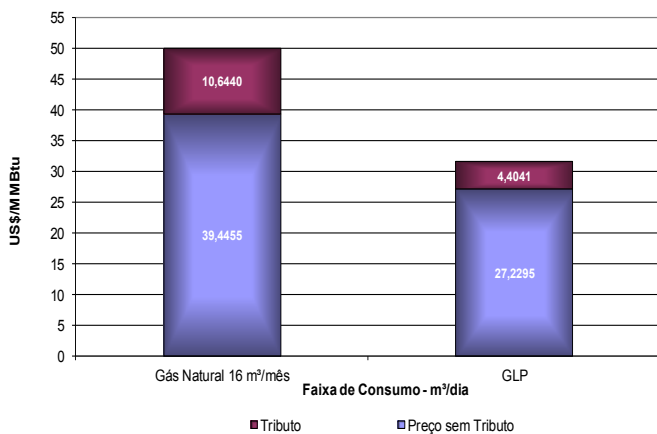
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
DEZEMBRO DE 2012



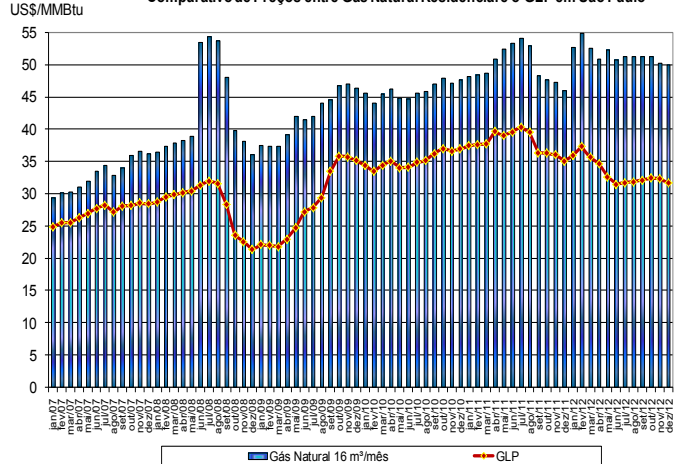
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
DEZEMBRO DE 2012



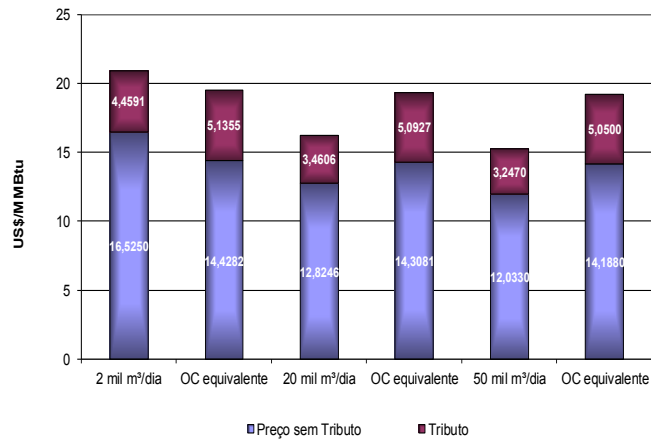
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



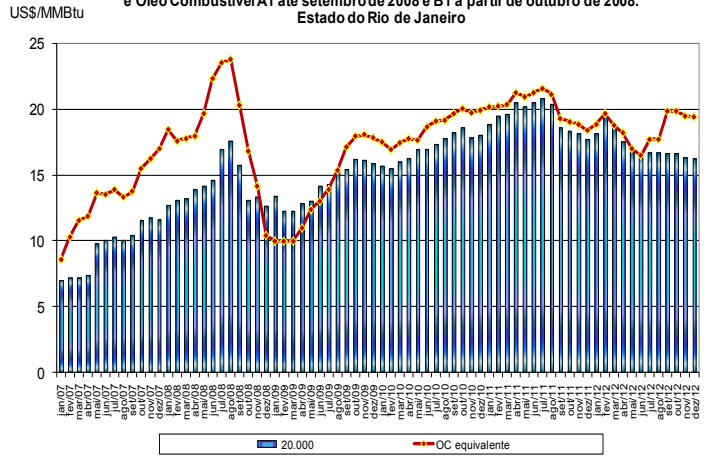
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

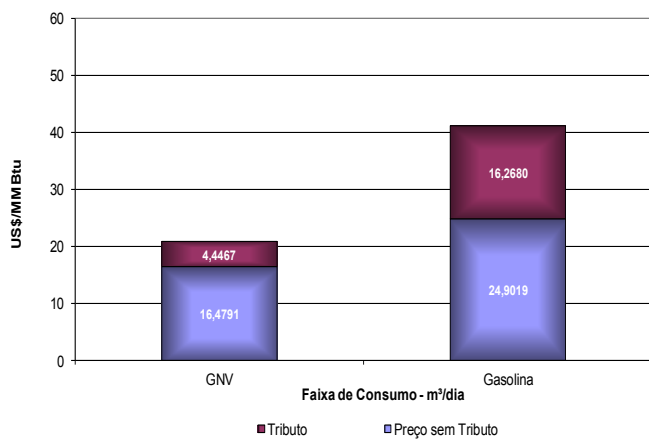
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2012



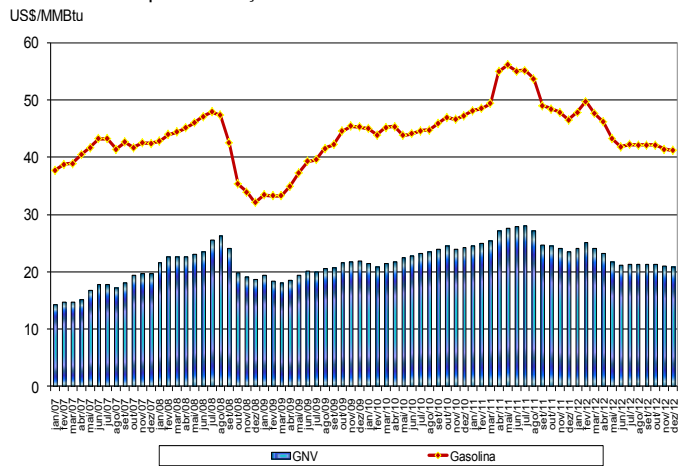
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



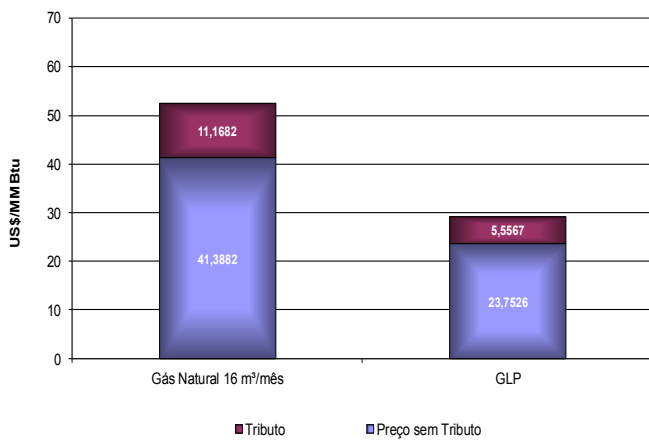
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2012



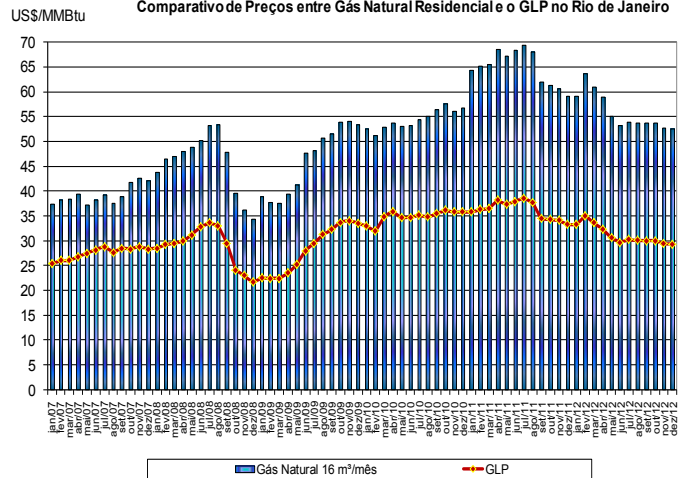
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2012



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 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012	2012 %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	41,99	36,74	41,71	45,07	40,59	47,79	49,43	46,13	52,42	49,83	47,58	49,30	57,59	57,63	58,19		50,59	
Reinjeção	0,88	1,35	0,30	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,0
Queima e perda	0,22	0,19	0,24	0,32	0,21	0,16	0,11	0,13	0,20	0,11	0,16	0,43	0,12	0,40	0,14		0,20	0,4
Consumo nas unidades de E&P	0,80	0,78	0,78	0,80	0,82	0,85	0,85	0,84	0,92	0,88	0,85	0,86	0,95	0,99	0,91		0,88	2,0
Convertido em líquido	0,49	0,45	0,47	0,49	0,49	0,53	0,55	0,51	0,53	0,53	0,52	0,52	0,58	0,59	0,55		0,54	1,2
Consumo no Transporte	0,85	0,90	0,96	1,05	0,97	0,97	1,27	1,26	1,33	1,21	1,23	0,40	0,56	1,17	1,28		1,06	2,3
DISPONIBILIZADO	38,74	33,08	38,96	42,41	38,10	45,28	46,65	43,39	49,45	47,10	44,82	47,09	55,38	54,48	55,31		47,91	106,3
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,72	6,38	7,34	8,21	8,33	7,70	7,43	7,60	8,18	8,33	8,69	9,53	9,82	9,14	9,00		8,52	18,9
Residencial	0,09	0,12	0,14	0,17	0,19	0,20	0,19	0,21	0,21	0,22	0,23	0,22	0,22	0,21	0,21		0,21	0,5
Comercial	0,07	0,08	0,09	0,10	0,09	0,11	0,11	0,11	0,11	0,13	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11		0,11	0,2
Veicular	0,89	1,08	1,23	1,42	1,45	1,47	1,49	1,49	1,48	1,50	1,57	1,58	1,61	1,58	1,59		1,53	3,4
Geração Elétrica	2,88	3,11	3,82	4,29	4,42	3,59	3,46	3,24	4,07	4,07	4,22	5,14	5,35	4,79	4,48		4,26	9,4
Refinarias	0,26	0,26	0,26	0,26	0,24	0,22	0,24	0,25	0,26	0,28	0,27	0,25	0,25	0,31	0,31		0,26	0,6
Indústria	1,52	1,72	1,80	1,97	1,95	2,10	1,95	2,30	2,05	2,12	2,28	2,21	2,27	2,13	2,31		2,15	4,8
EXPORTAÇÃO	33,02	26,70	31,63	34,20	29,76	37,59	39,23	35,79	41,27	38,77	36,13	37,57	45,55	45,34	46,31		39,39	87,4
BRASIL	30,51	22,04	26,79	26,74	19,72	28,01	30,88	27,68	29,92	25,12	22,12	21,44	30,34	31,56	31,70		27,14	60,2
Petrobras	30,48	22,04	26,78	26,74	19,72	28,01	30,88	27,68	29,92	25,09	22,12	21,44	30,34	31,56	31,67		27,13	60,2
Via MT	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03		0,01	0,0
BG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	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	2,52	4,66	4,84	7,46	10,04	9,57	8,35	8,11	11,35	13,65	14,01	16,12	15,21	13,78	14,61		12,26	27,2

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

jan/13

Poder Calorífico:

Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³

CHILE (EM MILHÕES DE M³/DIA)

BALANÇO DO GÁS NATURAL NO CHILE																		
(milhões de m ³ /dia)																		
	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	2012												Média 2012
						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	12,72	12,51	12,28	13,17	14,14	13,18	10,72							12,67
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,62	0,85	0,88	1,07	1,35	1,82	2,29							1,38
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,05	1,41	1,47	1,71	1,67	1,50	1,46							1,54
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	7,37	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06							0,06
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,42	8,00	7,68	8,12	8,96	7,83	5,05							7,61
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,23	2,17	2,17	2,18	2,05	1,92	1,79							2,05
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,02	0,03	0,03	0,05	0,06	0,07							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

jan/13

ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	2007	Média	Média	Média	Média	Média	2012												Média	2012
	jan	2007	2008	2009	2010	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2012	%
PRODUÇÃO NACIONAL	127,23	130,21	128,13	128,49	128,91	124,69	123,02	119,54	121,06	122,45	122,81	121,62	121,45	121,43	121,27	119,74			121,44	
Austral	23,94	23,53	22,86	26,24	28,58	29,63	29,58	28,86	29,07	31,28	31,08	31,10	31,14	30,46	31,05	30,84			30,45	24,42
Golfo San Jorge	11,67	12,56	12,80	13,79	14,30	13,35	14,75	14,48	14,36	13,98	14,38	13,67	13,93	14,45	14,57	14,43			14,30	11,47
Neuquina	73,67	76,64	74,85	71,54	71,22	69,08	67,19	64,82	66,41	66,15	66,32	66,28	65,94	66,29	65,50	64,54			65,94	52,89
Noroeste	17,94	17,47	17,62	16,92	14,81	12,63	11,50	11,38	11,22	11,04	11,04	10,58	10,44	10,22	10,15	9,94			10,75	8,62
Reinjeção	3,43	2,04	2,62	3,44	3,67	3,05	3,26	3,04	2,82	2,23	1,32	1,29	1,29	1,22	1,28	1,09			1,88	1,51
Convertido em Líquido	5,69	5,65	5,09	5,67	5,18	4,80	2,81	2,80	2,81	2,60	2,61	2,57	2,34	2,35	2,34	2,42			2,57	2,06
Queima e Perda	2,40	2,39	2,40	2,71	2,39	2,63	5,67	5,05	4,98	4,96	4,59	4,00	3,87	4,09	4,32	4,50			4,60	3,69
Consumo nas unidades de E&P	11,85	12,52	12,89	15,80	13,14	13,03	12,96	12,80	12,92	12,87	13,67	12,73	13,20	13,45	13,39	13,56			13,15	10,55
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	103,86	107,61	105,14	100,86	104,53	101,17	98,31	95,84	97,52	99,79	100,63	101,04	100,75	100,32	99,94	98,18			99,23	79,58
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,81	4,74	2,48	5,04	10,05	18,43	18,28	20,17	16,35	17,03	27,18	32,70	37,40	34,16	28,90	20,78			25,30	20,29
Importação da Bolívia		-	-	-	5,06	7,46	10,01	9,53	8,30	8,07	11,33	13,61	13,97	16,09	15,16	13,78			11,98	9,61
Importação GNL		-	-	-	4,99	10,97	8,27	10,65	8,05	8,96	15,85	19,09	23,43	18,08	13,74	7,00			13,31	10,68
CONSUMO INTERNO DE GÁS	91,48	105,23	105,41	103,68	113,26	119,04	116,47	115,82	113,61	116,48	127,50	133,33	137,73	134,09	128,51	118,66			124,22	99,62
Residencial	8,18	26,55	25,76	23,70	27,19	28,39	9,21	10,91	13,92	24,05	38,33	57,52	68,33	55,32	38,80	26,89			34,33	27,53
Comercial	1,78	4,00	4,49	4,41	4,59	4,67	2,77	2,97	3,09	4,12	6,31	8,85	9,45	8,37	6,09	3,41			5,54	4,45
Veicular	7,86	7,84	7,50	7,09	7,19	7,45	7,22	7,28	7,57	7,52	7,20	7,80	7,83	7,78	7,75	7,77			7,57	6,07
Geração Elétrica	38,66	33,44	34,02	38,30	31,22	35,62	55,67	53,06	46,79	36,19	33,73	22,26	19,75	26,34	36,40	37,64			36,78	29,50
Industriais	35,00	33,39	33,63	30,19	32,76	34,21	34,98	35,67	35,38	37,95	36,42	31,05	26,87	30,04	32,91	35,31			33,66	26,99
Consumo no sistema		-	-	-	10,31	8,71	6,62	5,92	6,87	6,66	5,51	5,85	5,51	6,24	6,55	7,64			6,34	5,08
EXPORTAÇÃO	17,19	7,00	2,36	2,22	1,19	0,55	0,14	0,20	0,26	0,34	0,31	0,41	0,42	0,39	0,33	0,31			0,31	0,25
Brasil	1,45	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	0,00			0,00	0,00
Chile	15,41	6,40	1,98	2,09	0,97	0,32	0,05	0,09	0,15	0,17	0,18	0,14	0,13	0,15	0,11	0,11			0,13	0,10
Uruguai	0,33	0,27	0,20	0,10	0,22	0,23	0,09	0,11	0,11	0,17	0,13	0,27	0,29	0,24	0,23	0,20			0,18	0,15

Fonte: Petróleo Brasileiro S.A., jan/13

URUGUAI (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média	Média	Média	Média	Média	2012												Média
	2007	2008	2009	2010	2011	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2012
IMPORTAÇÃO	0,31	0,27	0,19	0,21	0,24	0,12	0,11	0,11	0,17	0,20	0,26	0,31	0,25	0,20	0,19	0,11	0,09	0,18
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,21	0,24	0,12	0,11	0,11	0,17	0,20	0,26	0,31	0,25	0,20	0,19	0,11	0,09	0,18
OFERTA DE GÁS	0,31	0,27	0,19	0,21	0,24	0,12	0,11	0,11	0,17	0,20	0,26	0,31	0,25	0,20	0,19	0,11	0,09	0,18
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,25	0,18	0,21	0,23	0,13	0,11	0,10	0,16	0,15	0,21	0,27	0,26	0,21	0,21	0,13	s/d	0,18
Residencial	0,05	0,05	-	0,06	0,07	0,02	0,02	0,02	0,03	0,06	0,12	0,18	0,17	0,11	0,08	0,03	s/d	0,08
Comercial	0,05	0,05	-	0,05	0,06	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	s/d	0,06
Veicular	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	s/d	0,00
Geração Elétrica	0,00	0,00	-	0,06	0,06	0,01	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	s/d	0,01
Industriais	0,16	0,12	-	0,00	0,00	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	s/d	0,01
Consumo próprio setor energético	0,02	0,03	-	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,04	0,04	0,04	s/d	0,03

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería, jan/13

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).

◇ Publicadas em 2012

- Portaria nº 90, de 2 de março de 2012 (Procedimentos para enquadramento de Sociedade de Propósito Específico - SPE interessados na aprovação do empreendimento como prioritário para os fins do art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011);
- Portaria nº 94, de 5 de março de 2012 (Procedimentos de provocação por terceiros para a construção ou a ampliação de gasodutos de transporte);
- Portaria nº 232, de 13 de abril de 2012 (Procedimentos para obtenção de autorizações para importação de gás natural).
- Portaria nº 447, de 1º de agosto de 2012 (Autoriza a Petrobras a exercer a atividade de importação de gás natural por meio do gasoduto Bolívia-Brasil - GASBOL).
- Portaria nº 464, de 9 de agosto de 2012 (Autoriza a Petrobras a realizar exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL, no mercado de curto prazo, denominado *spot*).

⇒ Portarias e Resoluções da ANP

- Portaria ANP/DG nº 249, de 1º de novembro de 2000 (Dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de *royalties* e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural);
- 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 nº 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 nº 51, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382/2010;
- Resolução nº 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 MME:

- Procedimentos para o fornecimento de informações para o planejamento da expansão da malha;
- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

Fonte: Departamento de Gás Natural/MME, janeiro/2013.

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	set-13

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, janeiro de 2013

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

LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Sapinhoá Piloto - FPSO São Paulo

- 07/12/2012 – Emitida a Licença de Instalação do Projeto, permitindo o início das atividades submarinas e de interligação do FPSO.
- 21/12/2012 – Emitida a Licença de Operação do Gasoduto Sapinhoá - Lula que fará escoamento da produção de gás natural.
- 21/12/2012 – Emitida a Licença de Operação do Projeto Piloto, que terá capacidade de produção de gás natural estimada em 5,0 milhões de m³/d.

ANDAMENTO DOS PROJETOS

GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA – TRBahia

- 02/12/2012 – Concluída a etapa de desfile de tubos do gasoduto terrestre.

UFN III - Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III

- 06/12/2012 – Chegada da base do “Granulador” ao site de construção da Unidade de Fertilizantes. O citado equipamento que tem como uma de suas funções melhorar o aspecto físico do fertilizante para estocagem, eliminando ou reduzindo os problemas de empedramento e compactação.
- 07/12/2012 – Concluída a interligação e energização da Linha de Transmissão do empreendimento.

EXPANSÃO DA MALHA SUDESTE - Fase II

- 31/12/2012 – Concluídas as obras civis do Ponto de Entrega UTE Baixada Fluminense.

ANEXOS

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012	459.399
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22	23	23
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490
	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	126.909
Amazonas	Total	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455
	Mar	0	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	38.409
	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	19.046
Ceará	Total	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528
	Terra	0	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	528
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528
	Gás Não Associado	0	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	9.110
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404	1.464
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701	5.250
	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	3.860
Alagoas	Total	7.233	6.769	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476	3.497
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156	1.267
	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	2.230
Sergipe	Total	5.646	4.996	4.680	3.366	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649	3.756
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062	1.433
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665	2.841
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984	915
Bahia	Total	20.991	19.967	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517	30.552
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356	6.844
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161	23.708
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546	4.435
	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	26.117
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	44.344
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587	713
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603	36.268
	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	8.075
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	249.984
	Terra	0	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	249.984
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829	227.858
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677	22.126
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	58.882
	Terra	0	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	58.882
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293	14.491
	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	44.391
Paraná	Total	43	68	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039	1.062
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149
Santa Catarina	Total	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, fevereiro de 2012

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 - TAG ⁽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)	483,0	46	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	79,0	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)	4,8	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-Perambuco	Cabo (PE)	TermoPerambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Tapui (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho 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	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.333,8			
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 - Biquaçu	Araucária (PR)	Biquaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biquaçu - Siderópolis	Biquaçu (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			9.244,0			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

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

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

TAG: Transportadora Associada de Gás

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

Observação 1: A Autorização ANP n° 236, de 21 de maio de 2012, autorizou adaptações no GASDUC I de forma a convertê-lo em oleoduto, denominado OSDUC IV.

Observação 2: O Despacho da Diretoria Geral da ANP N° 1.470, de 21 de dezembro de 2012, tornou pública a informação de que 21 quilômetros do duto deixaram de integrar a malha de transporte.

Observação 3: O Despacho da Diretoria Geral da ANP N° 1.470, de 21 de dezembro de 2012, tornou pública a informação de que 41,2 quilômetros do duto, além do ramal de interligação de 1,95 quilômetro, deixaram de integrar a malha de transporte.

GASODUTOS NO EXTERIOR - EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB ⁽¹⁾	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM ⁽³⁾	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

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

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m ³ /dia)
TOTAL BRASIL			96.696,0
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
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	3.000,0
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	7.500,0
Total Sudeste / Sul			62.490,0
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 Guimarães I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guimarães II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guimarães 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.

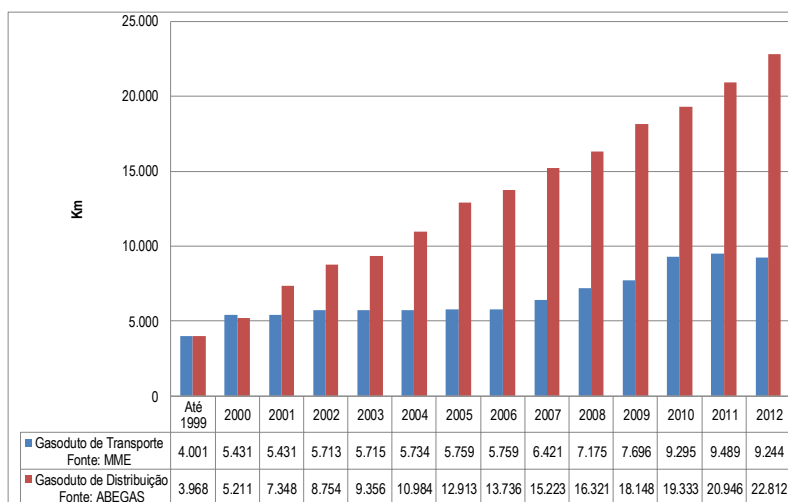
TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m ³ /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	20 ⁽¹⁾	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

⁽¹⁾ A capacidade de regaseificação do terminal foi ampliada em dezembro de 2012.

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, janeiro de 2013

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 m ³ /d/MW)	UF	Carta Compromisso	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibitiré)	cc	226	4,38	MG	212	188,89
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletroblot)	ca	379	5,86	RJ	349	181,19
Cuiabá ⁽¹⁾	cc	529	4,57	MT	-	688,64
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	206	218,54
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	357	233,27
Piratininga 1 e 2 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	-	470,34
Piratininga 3 e 4 (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	SP	169	233,27
Bahia I (óleo) ⁽²⁾	-	-	-	BA	29	647,16
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	141,27
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	150,00
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	147,41
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) ⁽¹⁰⁾	ca	385	7,46	MS	241	119,05
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	-	98,41
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	320,07
Modular de Campo Grande (Willian 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	-	5.881	-	-	4.310	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	147	541,93
Uruguaiana ⁽³⁾	cc	640	4,37	RS	-	532,00
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	304,42
TOTAL Sul	-	1.285	-	-	605	-
Camacari	ca	347	7,77	BA	-	401,67
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	204,43
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	287,83
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	188,15
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	192,16
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	101,47
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	70,16
TOTAL Nordeste	-	2.160	-	-	1.598	-
TOTAL GERAL	-	9.326	-	-	6.513	-
UTES em Fechamento de Ciclo ⁽⁴⁾						
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	fev/13	
UTES em Construção						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Baixada Fluminense ⁽⁶⁾	cc	530	n/d	MA	out/14	
Maranhão III ⁽⁶⁾	cc	499	n/d	MA	fev/14	
Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	mar/13	
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) ^{(6),(7)}	ca	338	n/d	MA	jan/13	
Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m ³ /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Cacimbaes ⁽⁶⁾	cc	127	4,89	ES	sem previsão	
Escolha ⁽⁶⁾	cc	338	4,89	ES	sem previsão	
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	
TOTAL	-	188	478	666	470	

Fontes: ANEEL/Petrobras, janeiro de 2013.
ONS, Fax-preço semana operativa 29/12/2012 a 04/01/2013.
DNVS/SEE/MME, janeiro de 2013.

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

- (1) Usina utilizada para geração em substituição;
- (2) UTES Piratininga 1 e 2, Piratininga 3 e 4 e Bahia I constam da Carta 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.
- (10) Aumento de potência instalada após Despacho nº 1.111 da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, de 04 de abril de 2012.

AUTORIZAÇÕES PARA IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Empresa Importadora	País de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutúm/MS)	30 milhões de m ³ /dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME nº 447, de 1º/08/2012	1º/07/2019
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 M milhões de m ³ /dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012	31/12/2012 ⁽¹⁾
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS (renovação requerida)	diversos produtores de GNL	Até 40 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 30, de 30/01/2013	31/11/2015
MTGás	Bolívia	500 mil m ³ /d (firme e não firme)	MT (sebr res, com, serv, ind, fert, coger e GNV)	Autorização ANP nº 37, de 21/01/2009	1º/12/2012

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL ⁽²⁾

Empresa Exportadora	Local de Saída	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Terminais de Regaseificação de Pécem e da Baía da Guanabara	Até 3,204 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 464, de 9 de agosto de 2012	31/12/2013

Fontes: ANP e MME, jan/13

(1) Prorrogada até 31/12/2013, pela Portaria MME nº 44, de 4 de fevereiro de 2013.

(2) Reexportação de cargas ociosas de gás natural liquefeito - GNL, segundo estabelecido na Portaria MME nº 67/2010.

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 tonelada por ano de GNL)		3,60 milhões m ³ /dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m ³ /dia

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

GNL: Conversão de volume 600:1 e massa específica 456 kg/m³;

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

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 óleo combustível (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.

Poder Calorífico Superior (PCS)

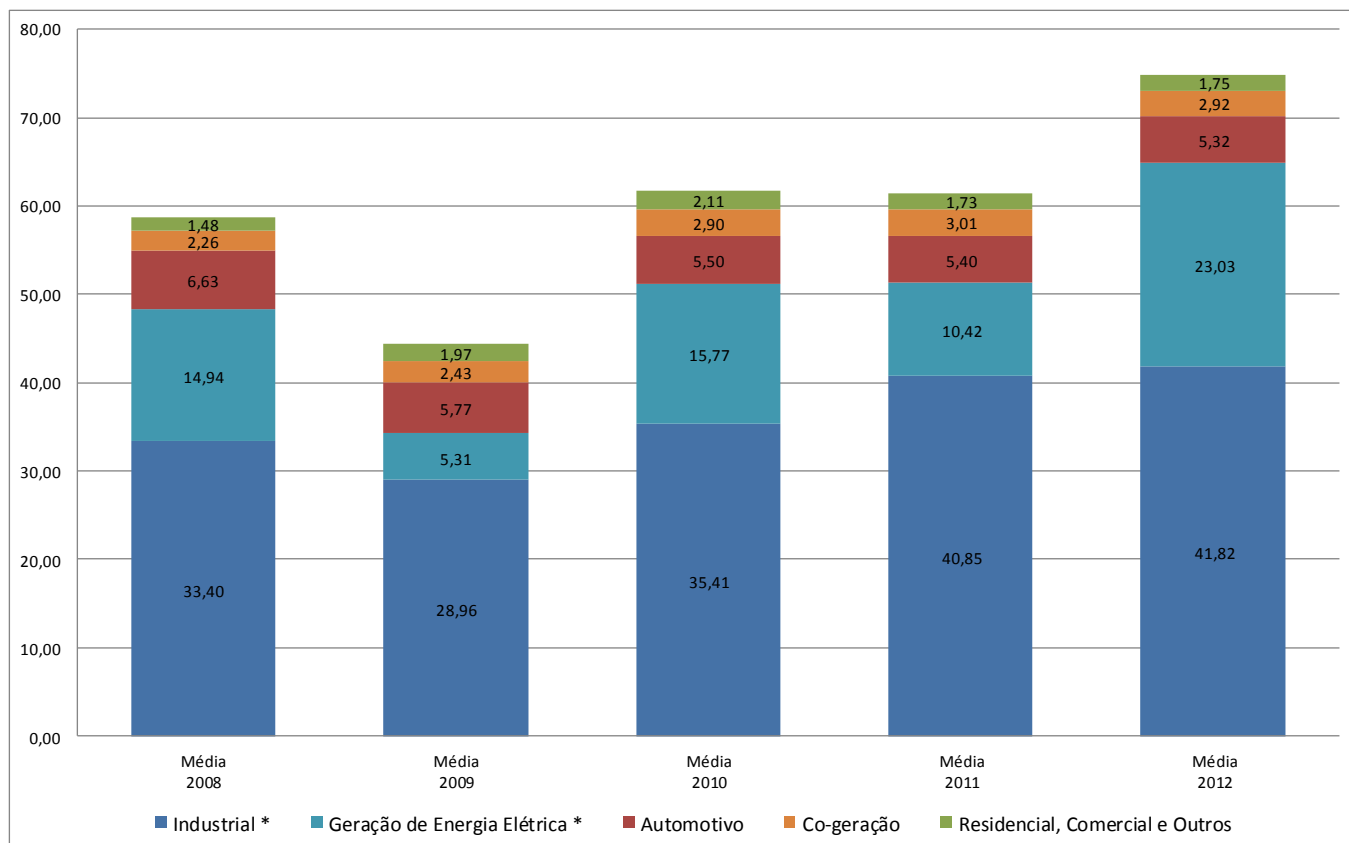
Óleo Combustível (kcal/kg)	Gasolina (kcal/kg)	Gás Natural (kcal/m ³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2012

MERCADO

Impulsionado principalmente pelo setor termelétrico, o consumo de gás natural cresce 22%

O consumo de gás natural subiu 22% em 2012 quando comparado ao ano anterior, capitaneado sobretudo pelo segmento termelétrico. O gráfico abaixo mostra a evolução do consumo por setor nos últimos 5 anos.



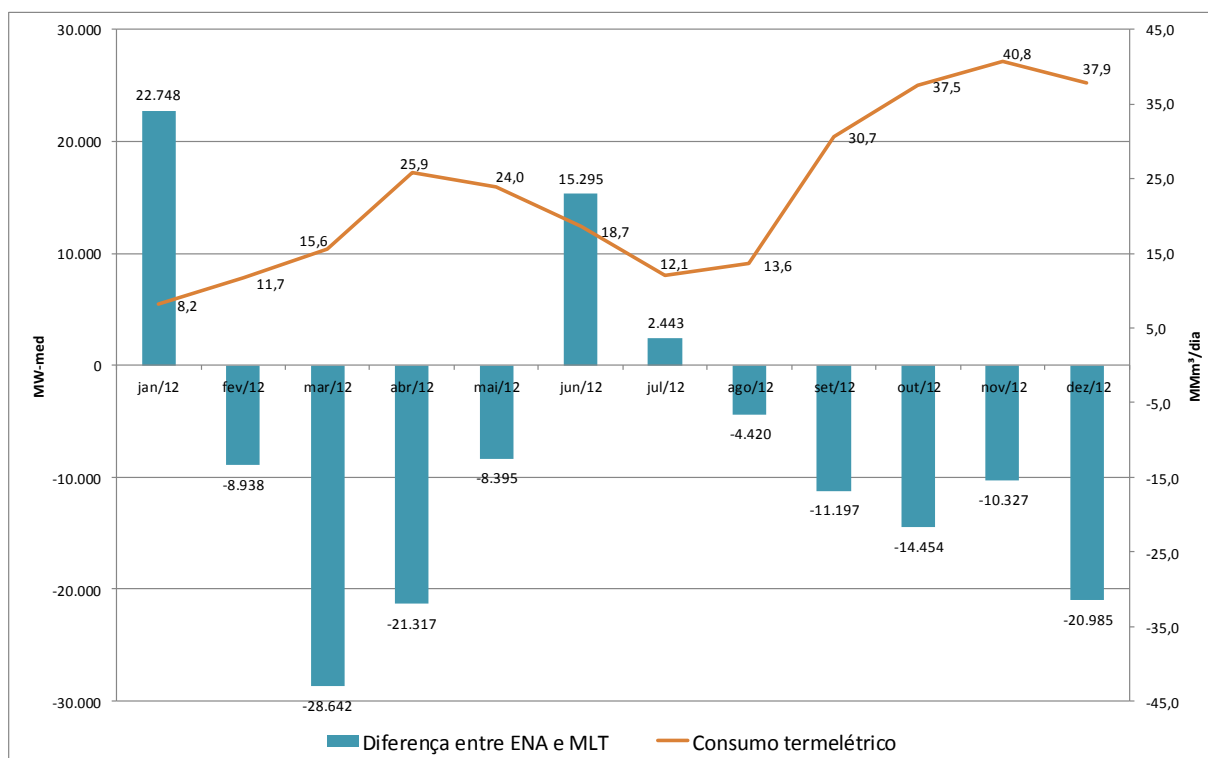
No segmento industrial, houve aumento de 2,4%, em razão da elevação de 18% na demanda em refinarias, com destaque para as unidades da Refinaria Presidente Getúlio Vargas – REPAR, no Paraná (+102%) e da Refinaria de Capuava – RECAP, em São Paulo (+123%).

Esses resultados foram contrabalanceados pela queda de 1,5% no consumo das indústrias supridas pelas distribuidoras. Na região Sudeste, somente apresentaram elevação somente a Gasmig (+1,3%) e a Gás Brasileiro (+6,6%). As demais apresentaram queda total de 600 mil m³ por dia, contribuindo para o resultado negativo apresentado pelo consumo industrial. As Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados – FAFENs também apresentaram queda (-3,9%) em razão da parada programada na FAFEN-SE ocorrida no mês de maio, que impactou na média anual.

O setor termelétrico foi o maior responsável pelo aumento global do consumo de gás natural no ano de 2012, conforme é mostrado ainda no gráfico acima. A elevação foi de 121% em relação a 2011, ano em que as afluências haviam sido mais favoráveis.

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2012

O gráfico abaixo, que segue abaixo, mostra a relação entre o despacho termelétrico e as afluições naturais dos reservatórios das hidrelétricas. Nos meses em que a Energia Natural Afluyente – ENA é inferior à Média de Longo Termo – MLT (a média dos anos anteriores), a barra azul, que é a diferença entre os dois valores, fica negativa. Nos períodos em que isso ocorreu, houve maior geração termelétrica e, conseqüentemente, maior consumo de gás natural.



PRODUÇÃO NACIONAL

Produção cresce 7% e ultrapassa média de 70 milhões de m³/dia.

O principal destaque, no que se refere à produção nacional, diz respeito ao fato de o volume médio diário ter passado de 65,9 para 70,6 milhões de m³/d em relação ao ano de 2011. Houve incremento de 1% na produção de gás associado (saindo de 48,6 para 49,0 milhões de m³/d) e de 24% na produção de gás não associado (saindo de 17,3 para 21,6 milhões de m³/d).

Quanto ao gás associado destaca-se o aumento da produção ocorrido nas plataformas P-56 (Marlim Sul), FPSO Cidade de Angra dos Reis (Lula) e o FPSO Cidade de Santos (Uruguá e Tambaú) e a entrada em operação do FPSO Cidade de Anchieta (Baleia Azul). Em relação ao gás não associado, este foi o principal responsável pelo aumento da produção nacional, sendo que somente os campos Mexilhão e Manati contribuíram com 2,4 e 2,0 milhões de m³/d, respectivamente, com o incremento. Também cabe ressaltar o início da produção de gás natural no Estado do Maranhão, passando este a ser o décimo primeiro Estado a produzir esse energético.

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2012

Por fim, destaca-se que em 2012 foi iniciada a produção dos campos: Baleia Azul (bacia: Campos, Estado: Espírito Santo, operador: Petrobras), Baúna (bacia: Santos, Estado: São Paulo, operador: Petrobras), Carapanaúba (bacia: Solimões, Estado: Amazonas, operador: Petrobras), Gavião Real (bacia: Parnaíba, Estado: Maranhão, operador: OGX), Guamaré Sudeste (bacia: Potiguar, Estado: Rio Grande do Norte, operador: Petrobras), Piracaba (bacia: Santos, Estado: São Paulo, operador: Petrobras), Sabiá Bico de Osso (bacia: Potiguar, Estado: Rio Grande do Norte, operador: Sonangol Starfish).

Consumo em unidades de E&P também cresce, entretanto em menor proporção.

Acompanhando o aumento da produção nacional, o consumo em unidades de exploração e produção sai de 10,2 para 10,6 milhões de m³/d (+4%). O menor crescimento do consumo em E&P, quando comparada à produção, pode ser explicado pelo fato de que o aumento de produção nacional se deu principalmente em campos de gás natural não associado e, também, pela instalação de apenas uma nova unidade estacionária de produção (FPSO Cidade de Anchieta).

Redução de 18% na queima de gás natural e de 13% na reinjeção.

Pelo terceiro ano consecutivo, houve redução da queima e perda de gás natural. Em 2012, as estatísticas registraram média de 3,95 milhões de m³/dia, volume 18% inferior ao do ano anterior. Os campos que apresentaram maior volume de queima de gás natural foram: Marlim, Lula e Marlim Sul, responsáveis por 32% da queima de gás no País. Embora o volume queimado ou perdido em 2012 tenha ficado em 5,6% da produção, ele ainda é alto quando comparado a países como Noruega e Reino Unido, cuja produção também é majoritariamente realizada *offshore*.

A reinjeção fechou o ano de 2012 em 9,7 milhões de m³/dia, contra 11,1 milhões de m³/dia do ano anterior. Essa queda está relacionada principalmente aos campos localizados no Estado do Amazonas, cuja reinjeção caiu de 6,90 para 6,12 milhões de m³/dia em 2012, volume este que correspondeu a 63% do gás natural reinjetado no País.

IMPORTAÇÕES – GASBOL E GNL

Importação da Bolívia cresce 3% e a regaseificação de GNL quintuplica.

As importações de gás boliviano passaram de 26,7 para 27,5 milhões de m³/dia, quando se compara os anos de 2011 e 2012. Por sua vez, a regaseificação de gás natural liquefeito – GNL importado passou de 1,6 para 8,5 milhões de m³/dia, sendo este incremento atribuído ao maior despacho do segmento termelétrico. Em 2012, os principais fornecedores de GNL ao Brasil foram Trinidad e Tobago, Catar e Nigéria e de acordo com o Sistema Integrado de Comércio Exterior - SISCOMEX, o País comprou cerca de US\$ (FOB) 1,08 bilhões em GNL, contra cerca de US\$ (FOB) 290 milhões no ano anterior.

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2012

INFRAESTRUTURA

No ano de 2012, o setor de gás natural pode contar com a conclusão/entrada em operação de 6 empreendimentos e com o início de obras de outros 7 projetos. Destaca-se que, em abril de 2012, foi concluída a Unidade de Tratamento de Gás Natural de Caraguatatuba - UTGCA que tratará o gás oriundo dos campos de Mexilhão, Uruguá, Tambaú e Lula, entretanto a Unidade encontra-se em obras para adequação de suas instalações com objetivo de atender um maior volume de gás oriundo do Pré-sal.



Vista noturna dos turbogeradores da UTGCA

Fonte: Petrobras, jan/2012

Já em setembro entrou em operação o FPSO Anchieta que produzirá óleo e gás natural oriundos dos campos de Campo de Baleia Azul, Jubarte e Pirambu, todos no polígono do Pré-Sal. Quanto aos empreendimentos que tiveram as obras iniciadas em 2012 ressaltasse o Terminal de regaseificação da Bahia - TRBA e o FPSO P-74 que irá operar no campo denominado Franco (campo do Pré-sal que faz parte do contrato de cessão onerosa).

REGULAMENTAÇÃO DA LEI DO GÁS

MME e ANP dão continuidade ao processo de regulamentação da Lei do Gás.

O Ministério de Minas e Energia publicou, em 5 de março, a Portaria nº 94, que estabelece os procedimentos de provocação por terceiros para construção ou a ampliação de gasodutos de transporte. Foi publicada também a Portaria MME nº 232, de 13 de abril de 2012, que definiu os procedimentos para obtenção de autorizações para importação de gás natural).

No âmbito da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, destaca-se que foi realizada consulta e audiência públicas acerca da autorização da atividade de carregamento de gás natural dentro da esfera de competência da União.