

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## DESTAQUES

- ⇒ **Produção de gás natural:** Produção média nacional no mês de fevereiro caiu 6% em relação a janeiro. **(pag. 04)**  
Neste Boletim, detalhes sobre a infraestrutura de produção do Estado da Bahia. **(pag. 04)**
- ⇒ **Queima de gás natural:** Registrado segundo menor valor de queima do histórico, em razão do maior aproveitamento de gás na plataforma P-56 e à interrupção do TLD no bloco BM-S-9. **(pag. 05)**
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Consumos industrial e termelétrico sobem em relação ao mês anterior **(pags. 08 e 10)**
- ⇒ **PAC:** Conclusão da Plataforma Autoelevatória P-59 **(pag 19)**
- ⇒ **Reservas de gás natural:** Reservas em 31/12/2011 crescem 9% em relação a 31/12/2010.  
Relação Reservas/Produção permanece estável em 23 anos **(pág 20)**

## SUMÁRIO

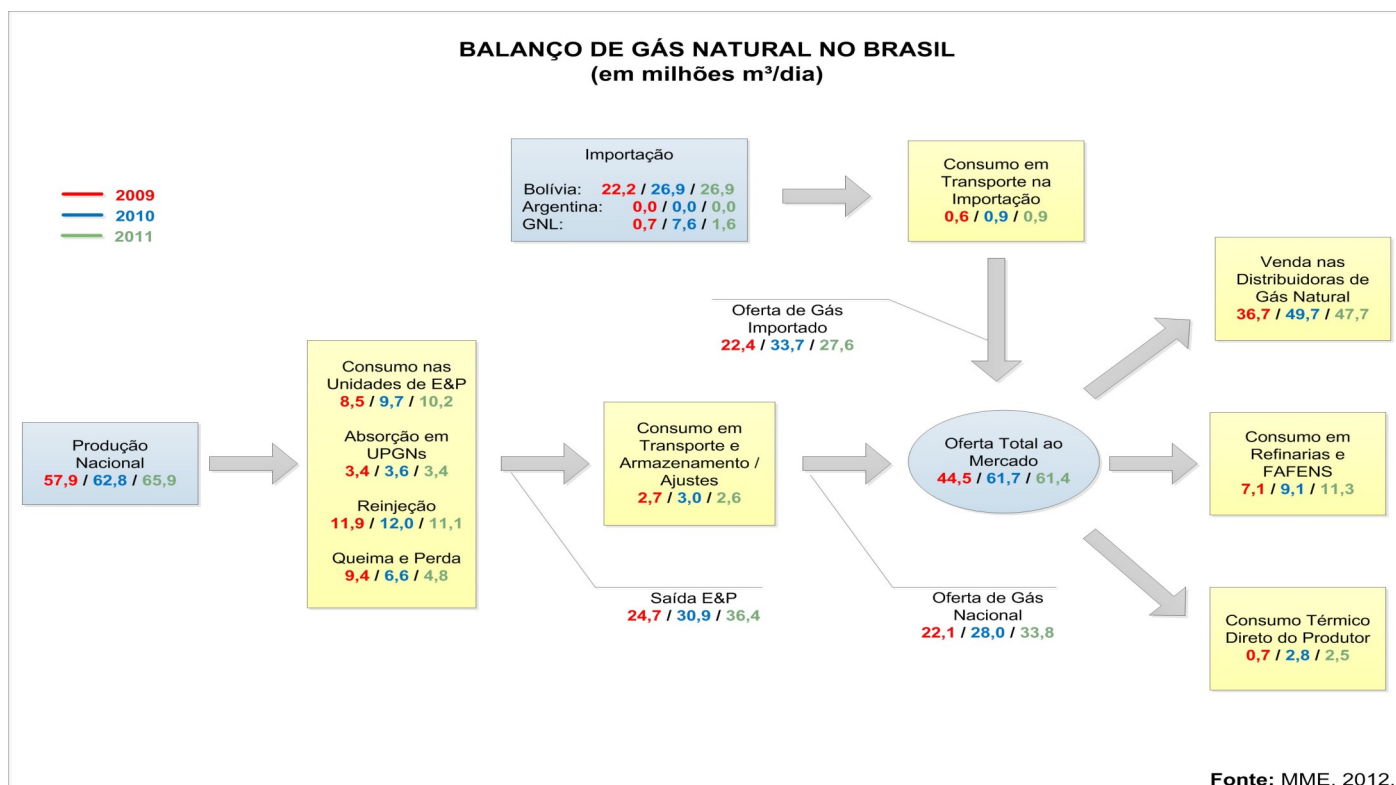
<i>Balanço de Gás Natural no Brasil.....</i>	<b>2</b>
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	<b>3</b>
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	<b>6</b>
<i>Oferta Interna Disponibilizada .....</i>	<b>7</b>
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	<b>8</b>
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....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

# BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26	66,26	67,87	71,36	65,93	71,09	67,10	69,16
Reinjeção	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32	12,13	12,28	11,83	11,15	10,36	9,38	9,69	9,86	10,58	11,07	11,26	10,25	10,77
Queima e perda	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66	2,87	4,00	4,47	5,18	4,54	5,44	5,83	5,74	5,10	4,81	4,49	3,29	3,91
Consumo nas unidades de E&P	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92	10,17	10,15	10,23	9,95	10,40	10,02	9,85	10,50	10,43	10,15	10,71	10,59	10,65
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	3,20	1,21	3,27	2,51	2,91	3,51	2,44	2,77	2,87	2,93	2,64	1,94	2,53	2,23
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,26	3,65	3,61	3,42	3,26	3,48	3,37	3,40	3,12	3,23	3,43	3,32	3,41	3,37
Oferta de gás nacional ao mercado	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	30,08	32,52	33,35	34,82	34,44	34,23	34,60	34,71	35,77	39,10	33,83	39,37	37,03	38,24
<b>IMPORTAÇÃO</b>	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35	30,93	30,00	30,90	30,00	24,17	28,50	19,93	28,12	23,89
Bolívia	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	19,91	28,06	23,85
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	0,00	0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38	3,00	2,35	1,34	1,64	0,03	0,06	0,05
Consumo em transporte na importação	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09	1,02	1,03	0,62	0,93	0,40	1,00	0,69
Oferta de gás importado ao mercado	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75	28,91	29,88	28,97	23,55	27,57	19,53	27,12	23,20
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	58,69	44,45	61,70	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72	63,98	63,51	64,59	64,74	62,65	61,40	58,90	64,15	61,44
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93	48,23	49,89	50,15	48,62	47,67	44,66	49,29	46,90
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,50	7,09	9,12	10,34	10,21	11,01	9,94	11,10	11,33	11,30	12,00	12,27	12,01	11,90	11,91	11,28	12,47	12,75	12,60
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoçu/Euzébio Rocha)	1,60	0,66	2,84	1,88	2,02	2,44	2,53	1,61	2,65	2,85	3,05	3,02	2,68	2,69	2,12	2,46	1,77	2,12	1,94
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	49,4%	49,7%	45,4%	57,6%	51,1%	51,5%	58,1%	55,5%	54,2%	54,1%	53,5%	54,5%	53,7%	55,3%	62,4%	55,1%	66,8%	57,7%	62,4%

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, mar/12

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



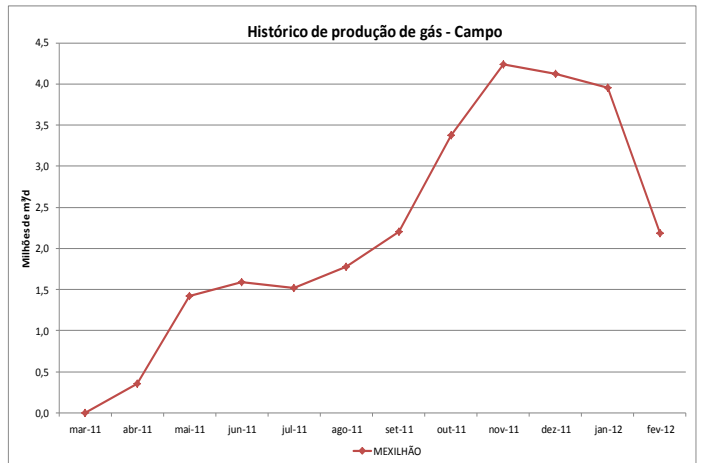
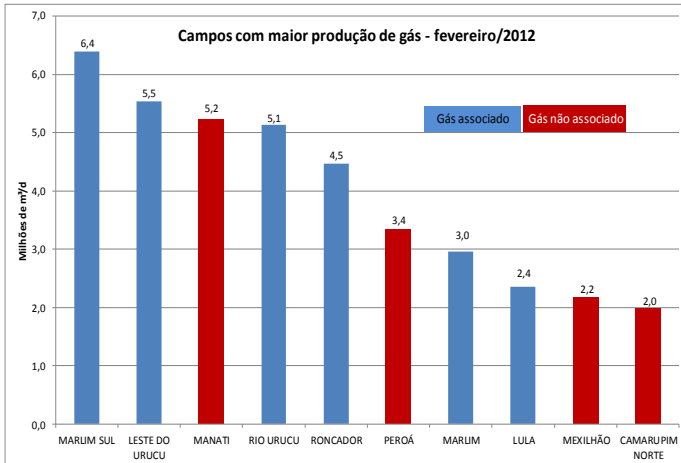
## Equipe do Departamento de Gás Natural:

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



## CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de janeiro, a produção nacional de gás natural caiu 5,6% atingindo 67,1 milhões de metros cúbicos por dia. A redução foi influenciada principalmente pela queda de produção do campo de Mexilhão (São Paulo) e do campo de Marlim Sul (Rio de Janeiro).



Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 59% da produção nacional.

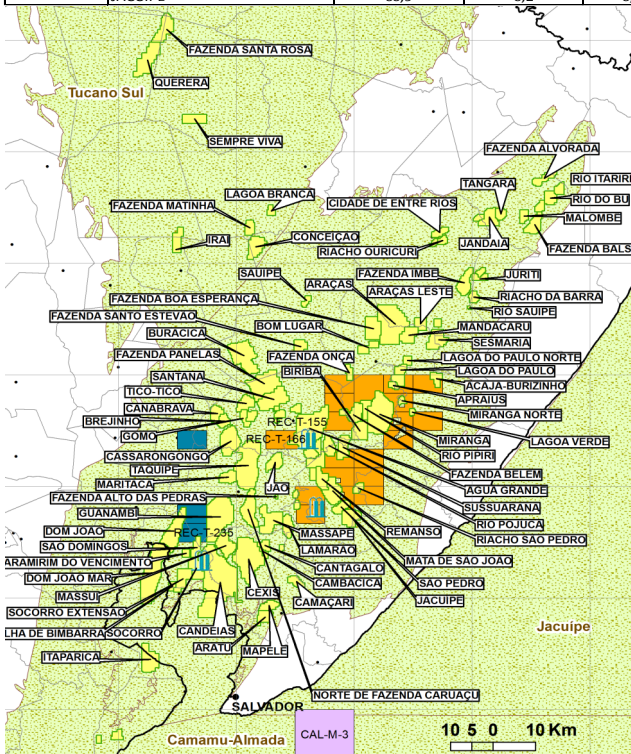
A queda de produção no campo de Mexilhão está relacionada à parada programada de produção ocorrida em meados de fevereiro.

## INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIAS DO RECÔNCAVO, CAMAMU E TUCANO SUL)

Esta edição do boletim apresenta informações a respeito da infraestrutura de produção das Bacias do Recôncavo, Camamu e Tucano, localizadas no Estado da Bahia. No mês de fevereiro, a produção das Bacias do Recôncavo, Camamu foi de 2,47 e 5,26 milhões de m³/d, respectivamente, e a produção da Bacia Tucano Sul foi de 72,5 mil m³/d. A produção da Bacia do Recôncavo se deu em 75 campos, a de Camamu em 3 campos e Tucano em 4 campos.

Bacias Recôncavo, Camamu e Tucano Sul				
Bacia	Campo	Produção de gás (mil m³/d)	Queima de gás (mil m³/d)	Queima de gás (%)
Tucano Sul	CONCEIÇÃO	35,1	0,0	0,0%
	FAZENDA SANTA ROSA	18,3	0,0	0,0%
	QUERERÁ	12,2	0,0	0,0%
	FAZENDA MATINHA	6,8	0,0	0,0%
	Total Bacia Tucano Sul	72,5	0,0	0,0%
Camamu	MANATI	5.230,5	3,1	0,1%
	MORRO DO BARRO	31,4	0,0	0,0%
	JIRIBATUBA	0,004	0,004	100,0%
	Total Bacia Camamu	5.261,9	3,1	0,1%
Recôncavo	MIRANGA	833,4	2,6	0,3%
	CANDEIAS	325,4	1,6	0,5%
	JANDAIA	163,9	4,9	3,0%
	ÁGUA GRANDE	156,2	2,7	1,7%
	CEXIS	155,4	1,4	0,9%
	MASSAPÉ	139,1	0,7	0,5%
	LAMARÃO	82,5	0,0	0,0%
	BIRIBA	65,1	0,0	0,0%
	JACUIPE	60,9	0,2	0,3%

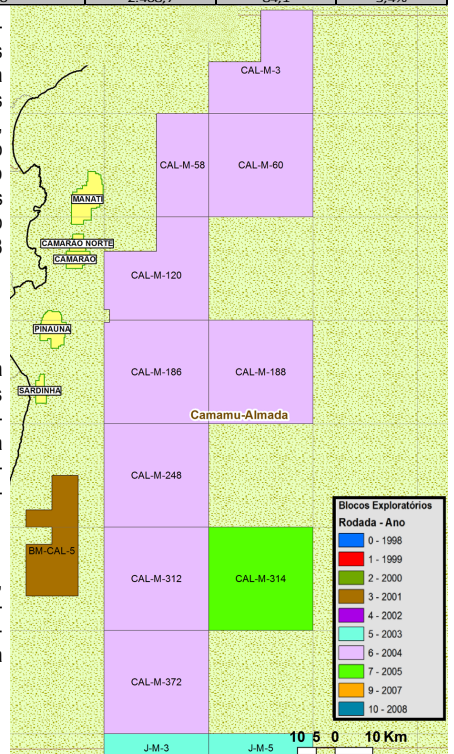
Bacias Recôncavo, Camamu e Tucano Sul (cont.)				
Campo	Produção de gás (mil m³/d)	Produção de gás (mil m³/d)	Queima de gás (mil m³/d)	Queima de gás (%)
Recôncavo	ARACÁS	59,3	1,9	3,3%
	TAQUIPE	48,5	4,0	8,3%
	FAZENDA PANEAS	36,5	3,2	8,6%
	REMANSO	34,5	1,0	2,8%
	CANTAGALO	32,9	0,0	0,0%
	NORTE DE FAZENDA CARUAÇU	32,3	0,9	2,8%
	FAZENDA IMBÉ	27,5	0,9	3,4%
	MANDACARU	27,2	0,1	0,3%
	RIACHO DA BARRA	16,0	1,2	7,6%
	FAZENDA BOA ESPERANÇA	14,4	3,9	27,3%
	SESMARIA	14,1	0,1	0,8%
	ARATU	13,5	0,0	0,0%
	SOCORRO EXTENSÃO	12,4	0,5	3,8%
	MATA DE SÃO JOÃO	11,1	0,8	7,2%
	FAZENDA BALSAMO	10,8	1,7	16,0%
MAPELE	10,7	0,0	0,0%	
CASSARONGONGO	10,3	4,5	43,9%	
Outros campos Bacia Recôncavo	74,6	45,2	60,5%	
Total Bacia Recôncavo	2.468,7	84,1	3,4%	



As tabelas acima apresentam os volumes de produção e queima de gás natural, além do percentual de queima em relação à produção dos campos das Bacias de Camamu e Tucano Sul, além dos campos de maior produção da Bacia do Recôncavo. A produção das três bacias é processada nas UPGNs Candeias, Catu e Bahia, cujo somatório das capacidades é de 7,3 milhões de m³/d).

A figura à esquerda esquematiza a localização geográfica das bacias Tucano Sul e Recôncavo e seus campos e áreas exploratórias, já a figura à direita esquematiza a bacia de Camamu e seus campos e blocos exploratórios.

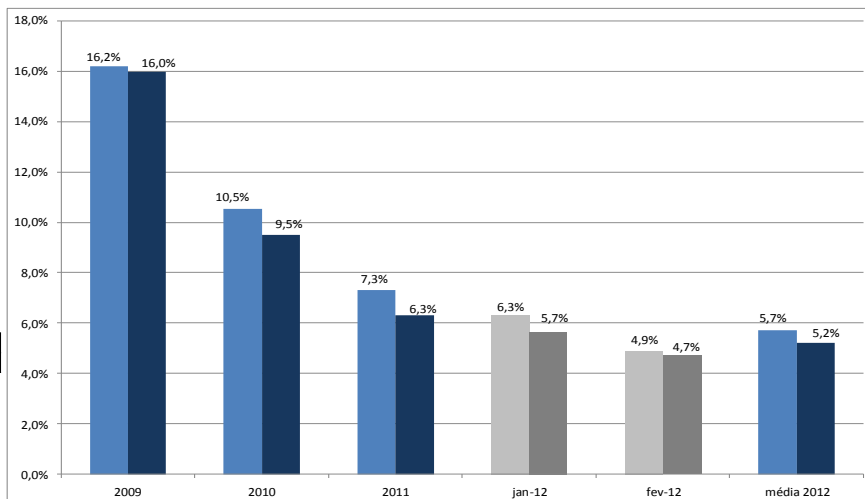
A cor amarela representa os campos, os blocos exploratórios são representadas de acordo com a rodada de licitação, cuja legenda é apresentada na figura à direita.



# QUEIMA DE GÁS NATURAL

## QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

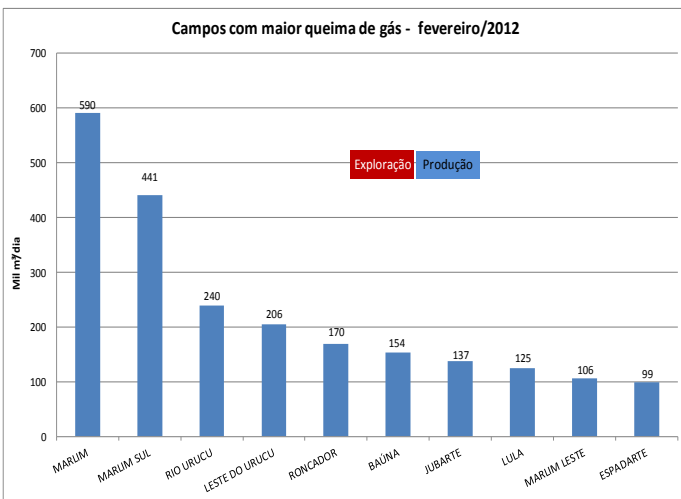
■ Fases de exploração e produção  
■ Somente fase de produção



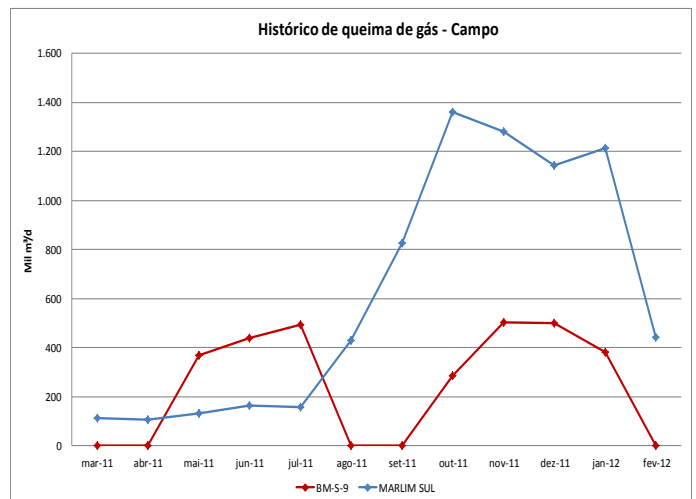
Em relação ao mês de janeiro de 2012, a queima de gás natural caiu 1,2 milhão de m³/dia, sendo Rio de Janeiro e São Paulo os Estados de maior influência na redução.

Em relação ao mês de fevereiro de 2011, a queima de gás natural caiu 1,5 milhão de m³/dia, o que representa uma redução de 32%.

## CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS

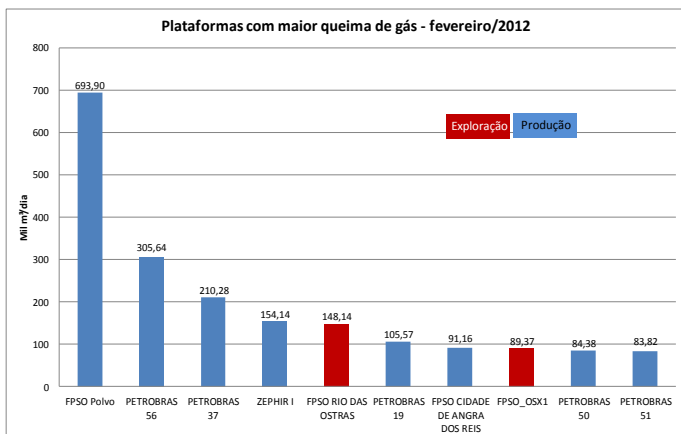


As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 69% da queima de gás no País. O campo e áreas exploratória de maior influência na redução da queima de gás foram Marlim Sul (localizado no Rio de Janeiro) e BM-S-9 (localizado em São Paulo).

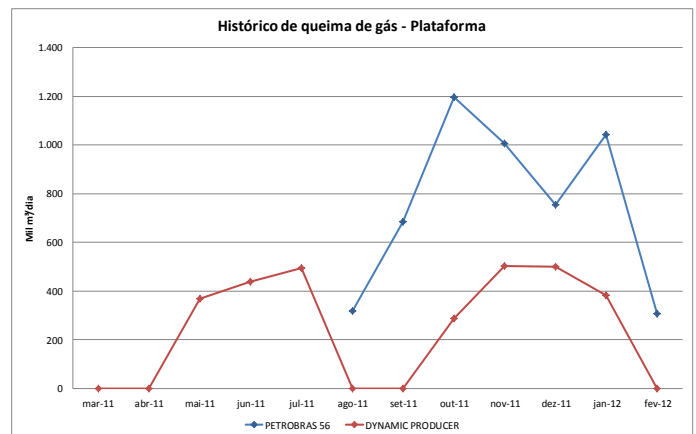


O gráfico acima apresenta o histórico de queima de gás do campo Marlim Sul e área exploratória BM-S-9. No campo de Marlim Sul operam as plataformas FPSO Marlim Sul, P-40, P-51 e P-56, já na área exploratória BM-S-9 opera a plataforma FPSO Dynamic Producer.

## PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 60% da queima de gás no País. As plataformas de maior influência na redução da queima de gás no País foram a P-56 (localizada no campo de Marlim Sul) e o FPSO Dynamic producer (localizada no campo de Lula), entretanto releva destacar o aumento substancial verificado nas plataformas FPSO Polvo e no FPSO OSX 1.



O gráfico acima apresenta histórico de queima de gás das plataformas de maior influência na redução da queima. Na P-56 a queda é atribuída ao maior aproveitamento do gás natural produzido, sendo verificada redução do percentual da queima de gás em relação à produção, que caiu de 25% para 9%, e no FPSO Dynamic Producer a redução é atribuída à interrupção do TLD realizado no BM-S-9.

## IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011										Média 2011	2012		Média 2012		
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out		nov	dez		jan	fev
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,49	22,20	26,90	22,86	29,50	27,94	23,46	24,08	29,58	28,77	29,08	28,62	27,82	27,65	22,83	26,85	19,87	28,06	23,97
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
		MTGás	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,00	0,02
<b>Subtotal</b>			30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62	27,90	27,65	22,83	26,86	19,91	28,06	23,98
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	0,00	0,00
	<b>Subtotal</b>		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Gás Natural Liquefeito - GNL *</b>			0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38	3,00	2,35	1,34	1,64	0,03	0,06	0,05
Terminal GNL de Pecem*			0,00	0,64	2,49	0,18	0,20	0,39	0,56	2,33	0,95	1,58	0,36	1,20	2,11	2,35	1,34	1,13	0,03	0,06	0,05
Terminal GNL da Baía de Guanabara*			0,00	0,08	5,15	1,01	0,58	0,93	0,00	1,04	0,00	0,00	1,46	0,18	0,89	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>			30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35	30,93	30,00	30,90	30,00	24,17	28,50	19,93	28,12	23,89
Consumo em transporte na importação			1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09	1,02	1,03	0,62	0,93	0,40	1,00	0,69
<b>Oferta de gás importado</b>			29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75	28,91	29,88	28,97	23,55	27,57	19,53	27,12	23,20

Fontes: ANP e TBG, mar/12

Correções em relação à edição anterior

\* 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
<b>Total 2008</b>	26.270.651	31.904.700	69.966	41.979.868	15,93	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
<b>Total 2009</b>	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
<b>Total 2010</b>	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	81.102.618	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	41.077.336	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	37.618.421	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	18.789.197	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	36.700.014	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	44.589.684	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	40.122.564	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	72.495.589	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	72.761.938	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	45.164.161	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	41.369.163	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	22.181.453	38.796.703	85.080	51.048.293	11,06	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
11/2011	46.112.723	58.193.654	127.618	76.570.597	15,33	Estados Unidos	Pecém - CE
12/2011	44.538.227	55.542.320	121.803	73.082.000	15,51	Reino Unido	Pecém - CE
<b>Total 2011</b>	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
01/2012	28.322.398	35.696.112	78.281	46.968.568	15,35	Nigéria	Pecém - CE
01/2012	4.665.962	5.857.894	12.846	7.707.755	15,41	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
02/2012	35.283.753	45.981.148	100.836	60.501.511	14,84	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
<b>Total 2012</b>	105.577.638	142.530.160	312.566	187.539.684	14,33	Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, mar/12

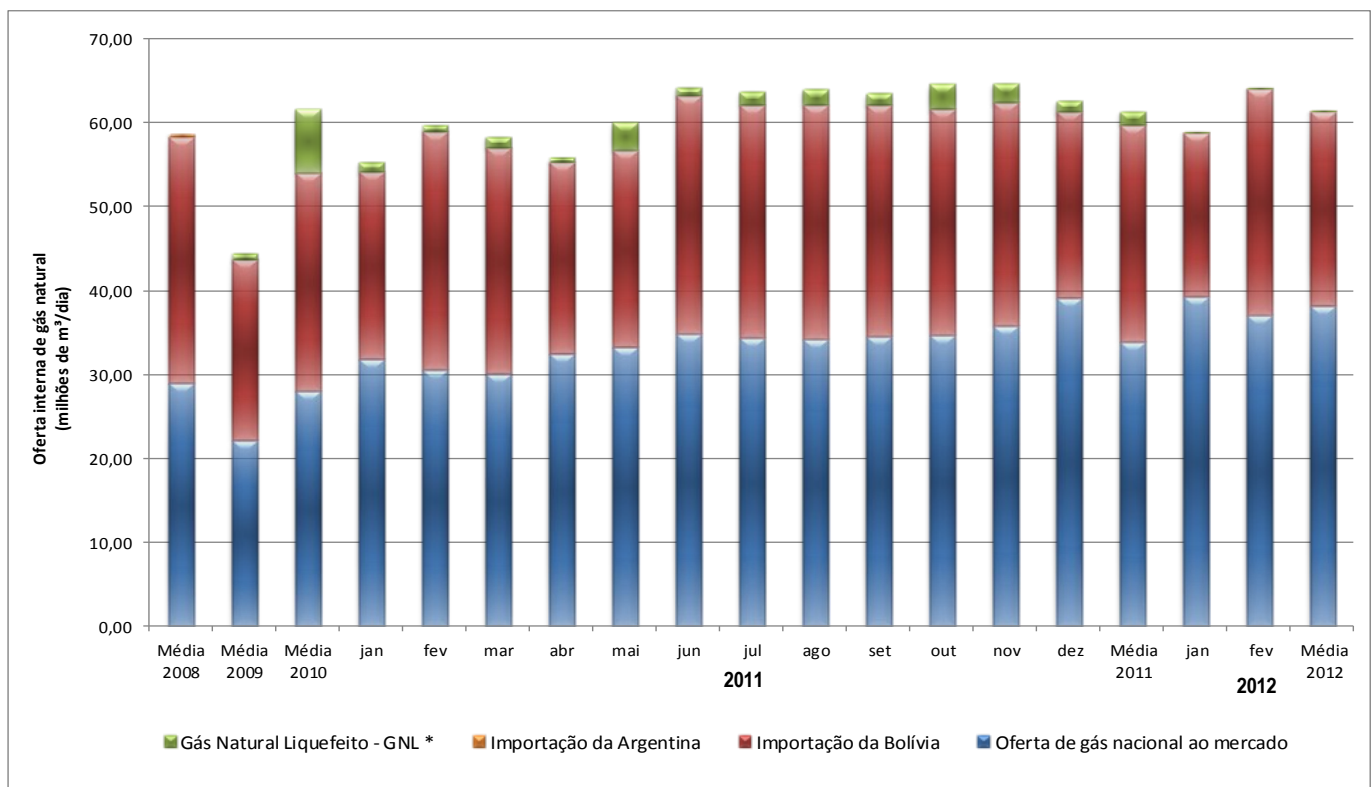
## REEXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00) (PORTARIA MME Nº 67/2010)

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
<b>Total 2011</b>	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
<b>Total 2012</b>	0	0	0	0	0,00	-	-

Fonte: Aliceweb - MDIC, fev/12

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

## OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



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

### COMENTÁRIOS

A oferta de gás nacional caiu em fevereiro para 37,03 milhões de m³/dia, valor 6% inferior ao do mês anterior. Contribuiu para essa queda a redução da produção nacional (-3,99 milhões de m³/dia), impactada sobretudo pela menor produção de gás associado no Rio de Janeiro e de gás não associado em São Paulo. A reinjeção caiu de 11,26 milhões de m³/dia em janeiro para 10,25 milhões de m³/dia, ao passo que o consumo nas unidades de E&P mais uma vez permaneceu estável. Merece destaque a queda da queima de gás, que apresentou menor valor desde abril de 2011.

Como a oferta nacional caiu e o consumo subiu, sobretudo em decorrência do maior despacho termelétrico, a importação de gás boliviano subiu de 19,91 para 28,06 milhões de m³/dia, elevação de 41%. A regaseificação de GNL permaneceu próxima a zero, fazendo com que quase toda a oferta importada fosse proveniente da Bolívia. Com isso, a participação do gás nacional na oferta total ao mercado caiu de 67% no mês anterior para 58% em fevereiro.

# CONSUMO DE GÁS NATURAL

## COMENTÁRIOS

O consumo total de gás natural subiu de 58,90 milhões de m<sup>3</sup>/dia no mês de janeiro para 64,15 milhões de m<sup>3</sup>/dia em fevereiro, elevação de 9%. O valor é 0,59 milhão de m<sup>3</sup>/dia menor do que o máximo do histórico (atingido em novembro de 2011) e corresponde ao quarto maior já registrado.

Todos os segmentos de consumo apresentaram alta na demanda. Destaque para a retomada do consumo termelétrico, que subiu de 8,06 milhões de m<sup>3</sup>/dia em janeiro para 11,54 milhões de m<sup>3</sup>/dia (alta de 43%). O consumo não termelétrico também subiu, capitaneado pelos aumentos registrados pela Comgás/SP (+0,75 milhão de m<sup>3</sup>/dia) e BR Distribuidora/ES (+0,27 milhão de m<sup>3</sup>/dia). Merece destaque aumento do consumo no segmento industrial, que atingiu 42,52 milhões de m<sup>3</sup>/dia, apenas 0,17 milhão de m<sup>3</sup>/dia inferior ao maior valor registrado (agosto de 2011).

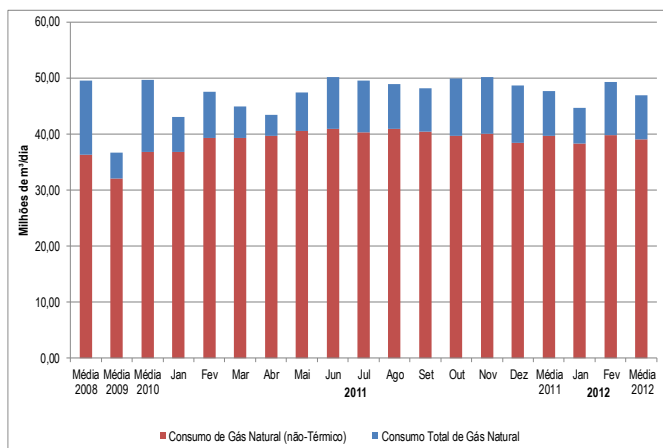
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012	2012 Média %
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev		
Industrial *	33,40	28,96	35,41	37,50	39,64	40,40	39,57	41,57	41,79	41,34	42,67	42,46	41,48	41,93	39,83	40,85	41,15	42,52	41,81	68,1
Automotivo	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27	5,42	5,46	5,51	5,47	5,76	5,40	5,17	5,34	5,25	8,6
Residencial	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69	0,86	0,86	1,05	1,07	0,90	1,04	0,95	0,92	0,87	0,87	0,71	0,83	0,77	1,2
Comercial	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63	0,65	0,66	0,69	0,75	0,69	0,73	0,70	0,65	0,76	0,68	0,65	0,67	0,66	1,1
Geração de Energia Elétrica *	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00	6,31	8,50	11,95	12,13	11,07	10,85	12,85	12,76	12,25	10,42	8,06	11,54	9,74	15,9
Co-geração	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19	3,08	2,94	3,12	2,96	2,94	2,74	2,89	2,82	2,99	3,01	2,95	3,01	2,98	4,9
Outros (inclui GNC)	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21	0,29	0,24	0,21	0,19	0,19	0,17	0,21	0,26	0,23	0,4
<b>TOTAL</b>	<b>58,71</b>	<b>44,44</b>	<b>61,69</b>	<b>55,33</b>	<b>59,73</b>	<b>58,35</b>	<b>55,92</b>	<b>60,13</b>	<b>64,21</b>	<b>63,72</b>	<b>63,98</b>	<b>63,51</b>	<b>64,59</b>	<b>64,74</b>	<b>62,65</b>	<b>61,40</b>	<b>58,90</b>	<b>64,15</b>	<b>61,44</b>	<b>100,0</b>
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	13,50	14,51	16,20	16,34	15,20	16,38	15,03	17,03	16,15	16,11	17,39	15,83	16,03	16,50	16,58	16,22	15,97	16,54	16,25	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>72,19</b>	<b>58,95</b>	<b>77,89</b>	<b>71,66</b>	<b>74,93</b>	<b>74,73</b>	<b>70,95</b>	<b>77,16</b>	<b>80,37</b>	<b>79,83</b>	<b>81,37</b>	<b>79,35</b>	<b>80,62</b>	<b>81,24</b>	<b>79,23</b>	<b>77,62</b>	<b>74,87</b>	<b>80,69</b>	<b>77,68</b>	

\* Inclui consumo direto do produtor

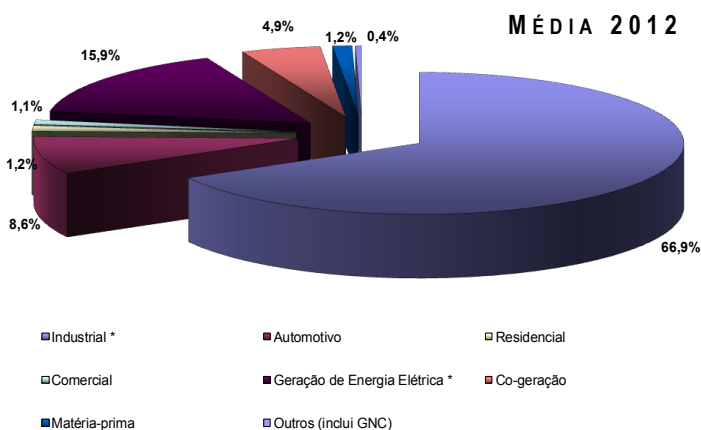
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, mar/12

Até dezembro de 2010, no segmento *Outros* estavam incluídos volumes consumidos como matéria-prima em algumas distribuidoras. Ao longo de 2011, esses volumes foram desagregados e passaram a ser contabilizados separadamente como "matéria-prima", no entanto, não correspondiam ao volume total de gás natural consumido no País para esse fim. Por essa razão, e até que seja possível obter os dados de consumo de gás natural como matéria-prima em todas as distribuidoras, a partir de janeiro de 2012 esses volumes serão agregados ao consumo no segmento industrial.

## EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO



## CONSUMO DE GÁS NATURAL

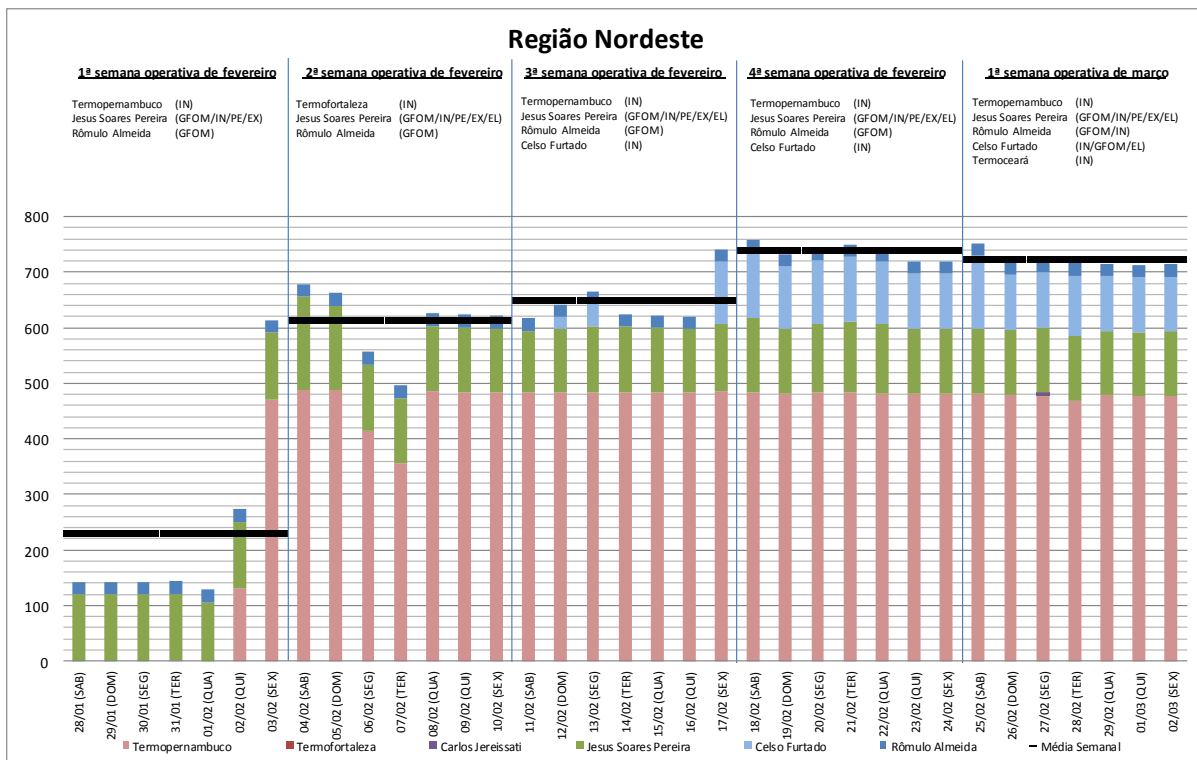
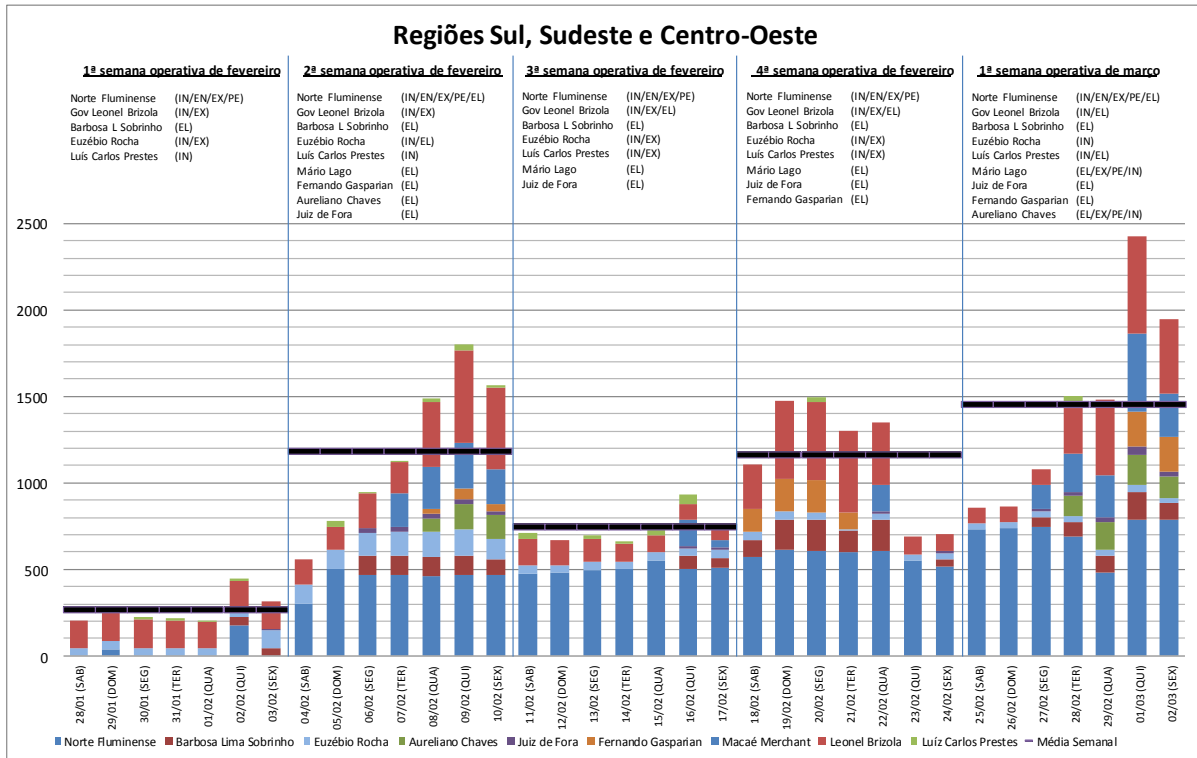






# GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

## SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



### EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

Semana	SE-CO	S	NE	N
28/01/2012 a 03/02/2012	12,89	12,89	0,00	0,00
04/02/2012 a 10/02/2012	38,80	38,80	0,00	0,00
11/02/2012 a 17/02/2012	58,01	58,01	0,00	0,00
18/02/2012 a 24/02/2012	65,19	65,74	0,00	0,00
25/02/2012 a 02/03/2012	72,00	72,00	13,74	13,74

Fonte: ONS, março de 2012

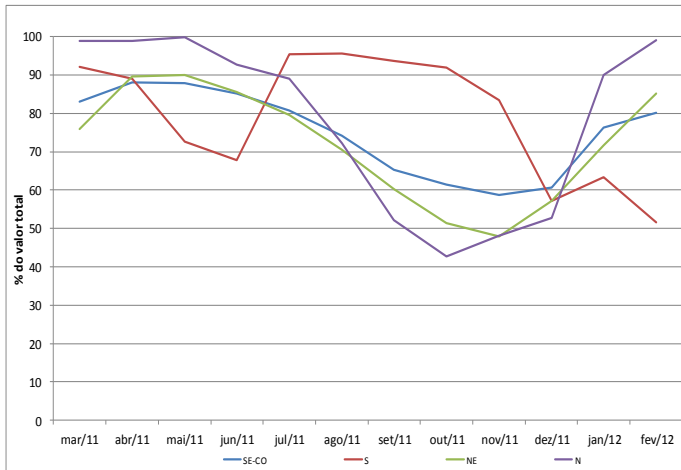
### LEGENDA:

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

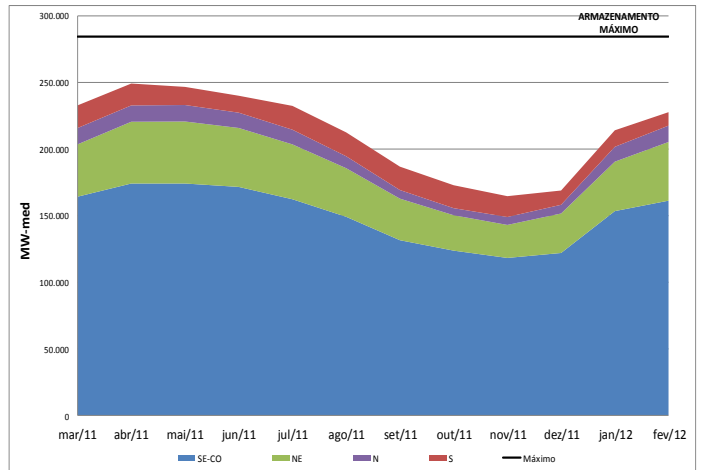
## ARMAZENAMENTO E AFLUÊNCIAS NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)

### ENERGIA ARMAZENADA

EM % DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO

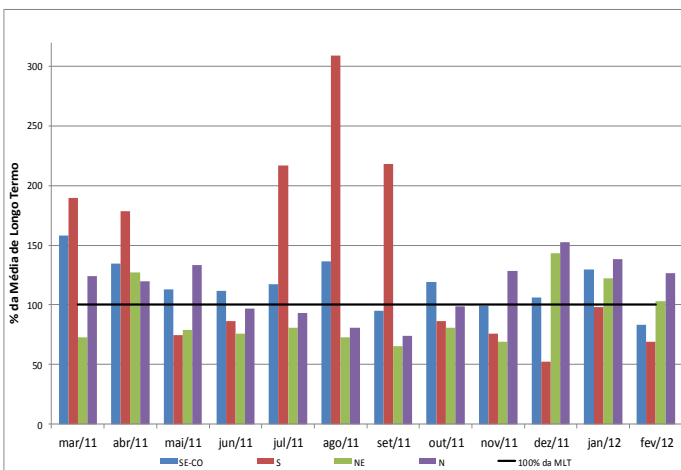


EM MW-MED

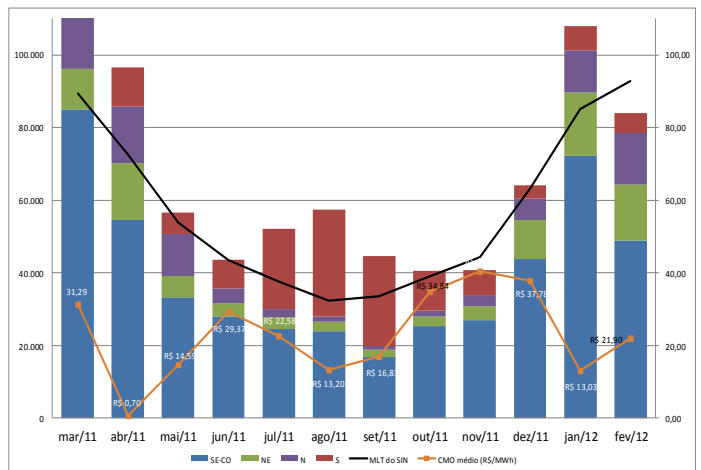


### ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

EM % DA MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



EM MW-MED



## COMENTÁRIOS

No mês de fevereiro, a geração termelétrica a gás natural subiu 57% quando comparada com a média do mês de janeiro, ficando em cerca de 1.620 MW-med. A elevação dos níveis de geração na região Sudeste foi um reflexo do retorno da usina termelétrica - UTE Norte Fluminense, que despachou durante quase todo o mês, predominantemente por razões energéticas, e do aumento de despacho da UTE Governador Leonel Brizola. Na região Nordeste, merece destaque o retorno da UTE Termopernambuco, que gerou em torno de 480 MW-med durante quase todo o mês, e da UTE Celso Furtado, que despachou em torno de 100 MW-med nas duas últimas semanas do mês. A UTE Termofortaleza, por outro lado, não voltou a despachar.

As regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram Energia Natural Afluyente - ENA inferior à Média de Longo Termo - MLT, o que impactou no preço da energia nesses subsistemas. Como pode ser visto nos gráficos acima, o Custo Marginal de Operação - CMO subiu em fevereiro, acompanhando o déficit da ENA sobre a MLT.

## PREÇOS E COMPETITIVIDADE

### MÊS DE REFERÊNCIA - FEVEREIRO 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	13,7603	10,6229	16,3818	18,4276	17,9505	
Sudeste	Gás Nacional	13,3992	10,3442	21,2843	17,2101	16,3787	
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	6,6961	1,7823	8,4784	21,2843	17,2101	16,3787
Sul	Gás Importado	8,3025	1,7846	10,0872	18,7657	16,9890	16,6322
Centro Oeste	Gás Importado	9,5974	1,8112	11,4086	15,1930	12,8326	12,6753

Fonte: MME/SPG/DGN, março/12.

\* 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 fevereiro/12 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 22,80% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (fevereiro/12):	1,7184
---	--------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
PPT	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71	4,85	4,85	4,87	4,90	4,85	4,72	4,66	4,66	4,60	4,74	4,65	4,73	4,69

Fonte: MME/SPG/DGN, março/12.

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	2011												Média 2011	2012		Média 2012
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
Gás russo na fronteira da Alemanha	12,68	8,55	7,94	8,87	8,82	8,80	9,68	9,67	9,65	10,81	10,72	10,72	11,69	11,60	11,69	10,23	11,90	11,79	11,85
NBP *	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79	9,71	9,33	9,35	8,87	8,72	9,94	10,18	9,91	8,89	9,35	8,44	9,20	8,80
Henry Hub	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41	4,05	3,89	3,56	3,26	3,16	4,00	2,65	2,51	2,58
Petróleo Brent	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82	19,61	20,15	19,50	19,72	19,22	19,82	19,70	21,30	20,47
Petróleo WTI	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35	19,58	18,03	17,14	17,33	15,38	15,24	15,40	17,31	17,55	16,93	17,88	18,22	18,05
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60	123,49	114,55	114,04	116,88	110,05	113,12	109,43	110,66	107,9	111,25	110,58	119,55	114,92
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26	86,30	85,55	86,45	97,17	98,53	95,04	100,36	102,29	101,29

Fontes:

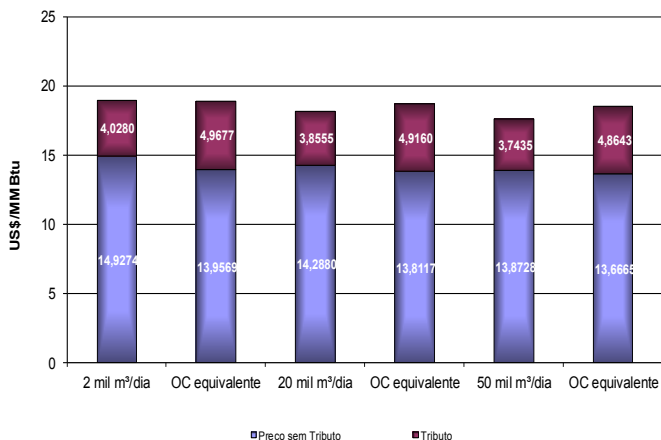
Preço do Gás: [www.theice.com](http://www.theice.com), [www.bloomberg.com/energy/](http://www.bloomberg.com/energy/), [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI), março/12.

Preço do Petróleo: Petrobras, março/12.

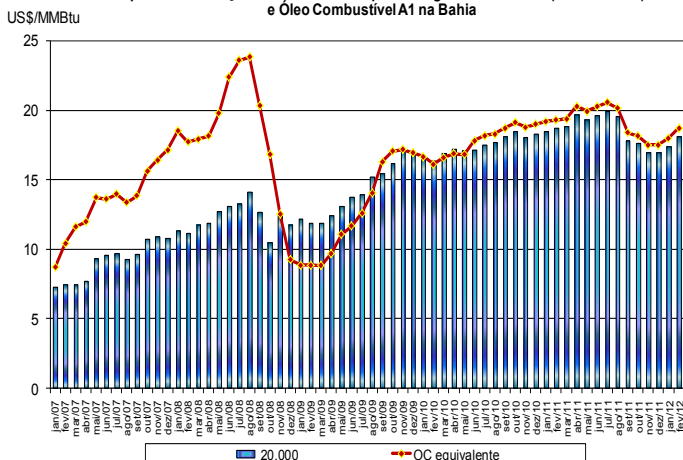
\* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

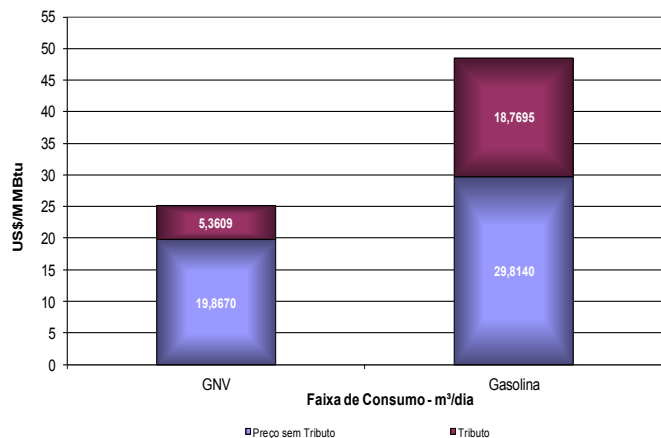
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia  
FEVEREIRO DE 2012



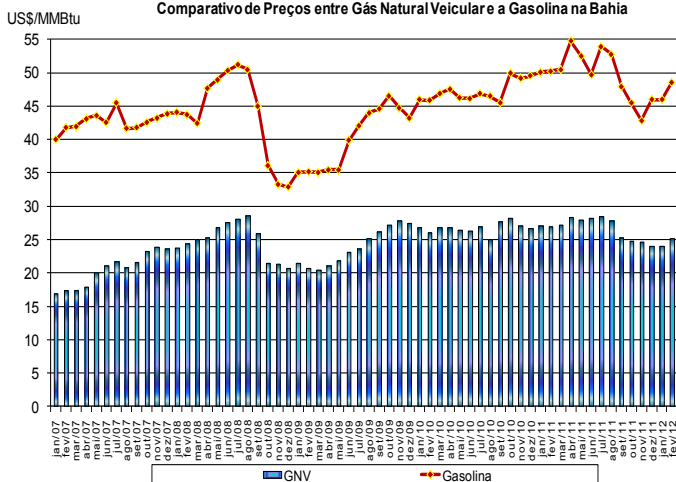
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



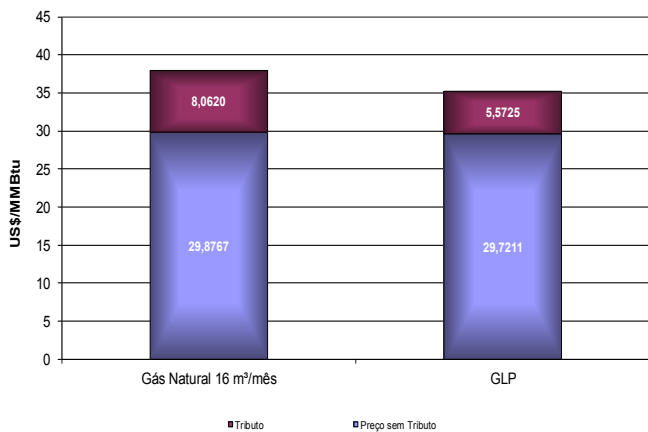
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia  
FEVEREIRO DE 2012



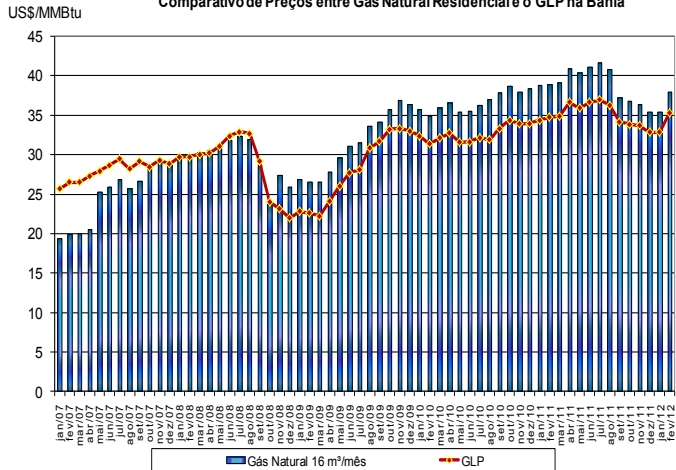
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



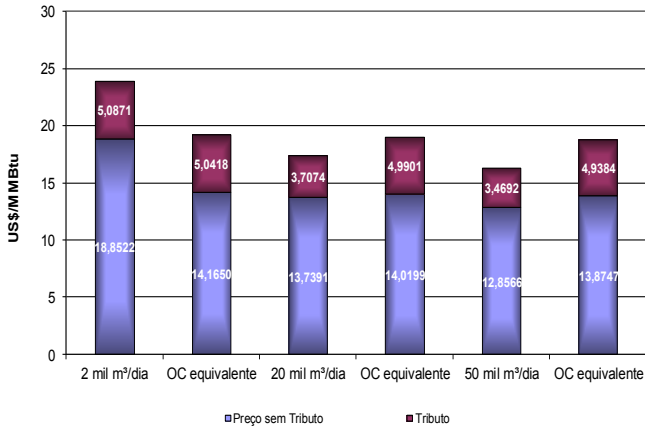
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



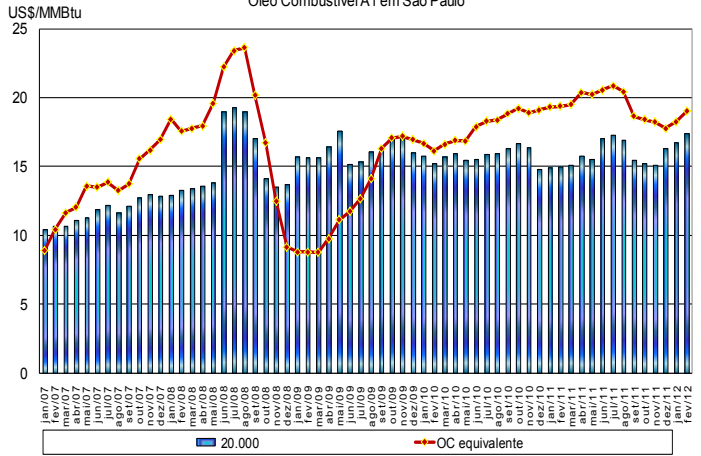
⇒ Ver nota na página 24.

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

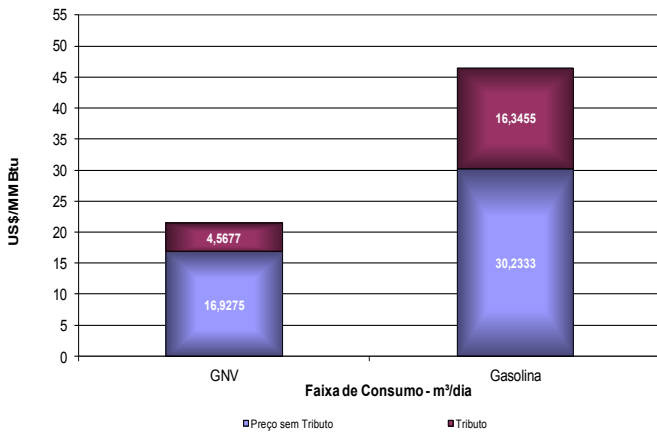
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo  
FEVEREIRO DE 2012



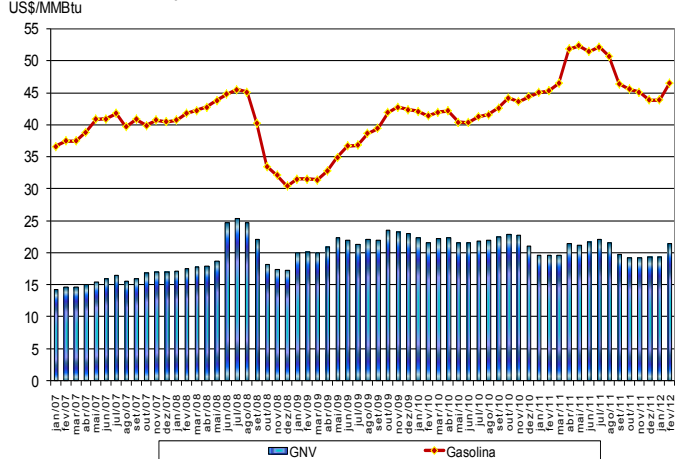
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



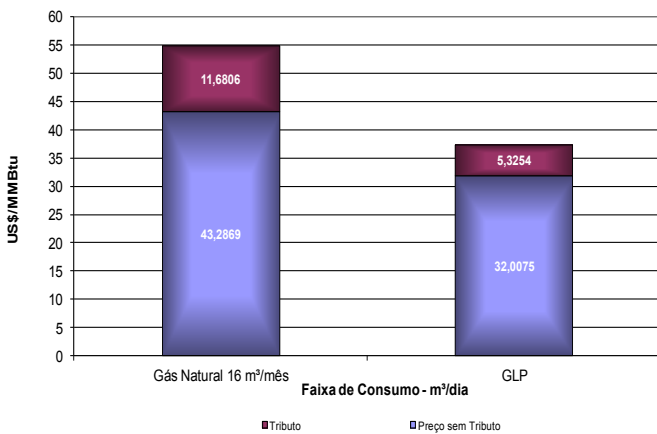
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo  
FEVEREIRO DE 2012



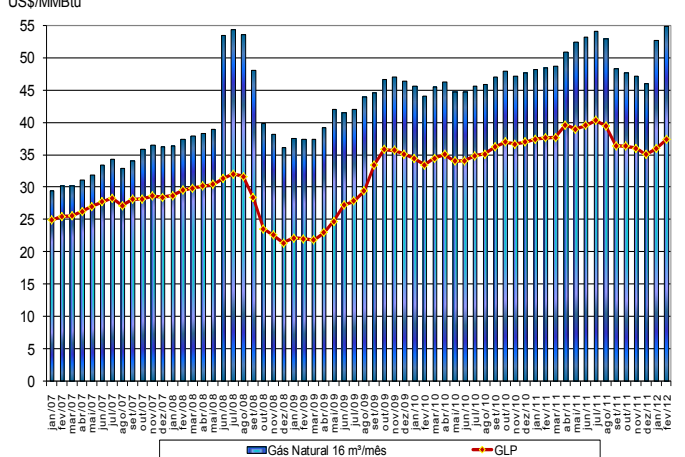
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



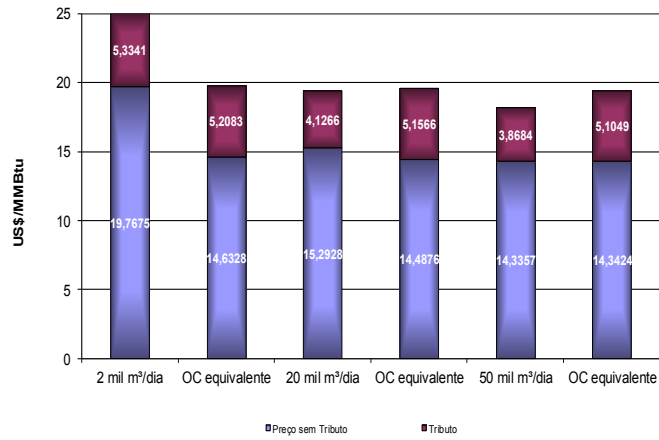
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



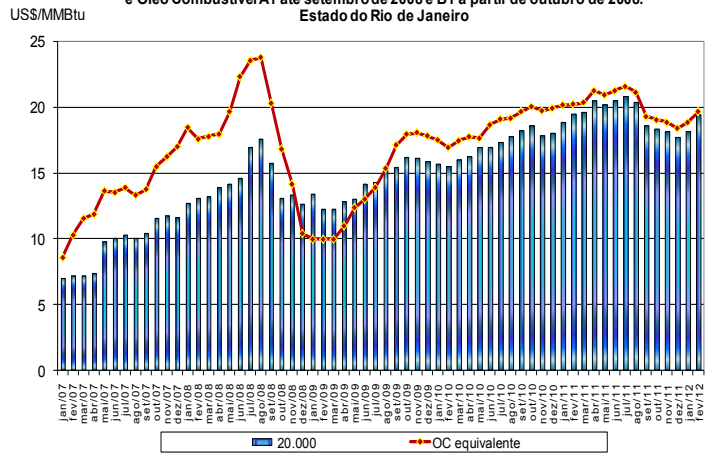
⇒ Ver nota na página 24.

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

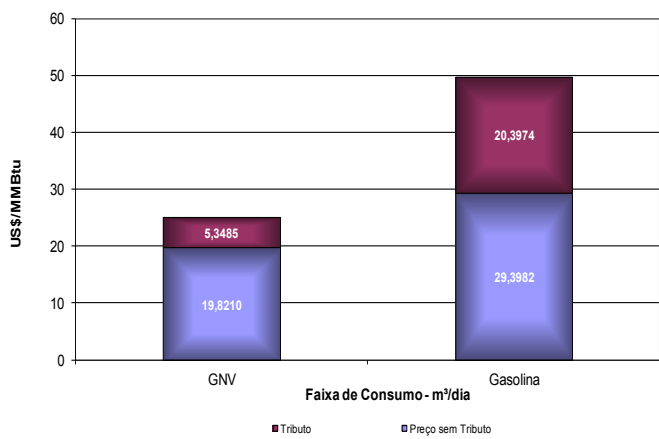
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro  
FEVEREIRO DE 2012



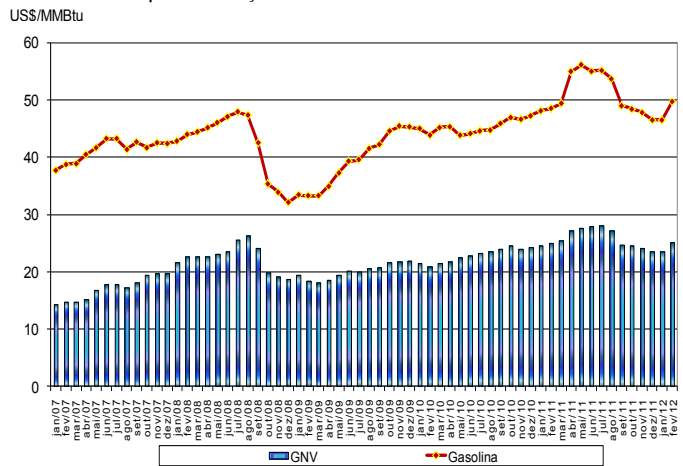
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



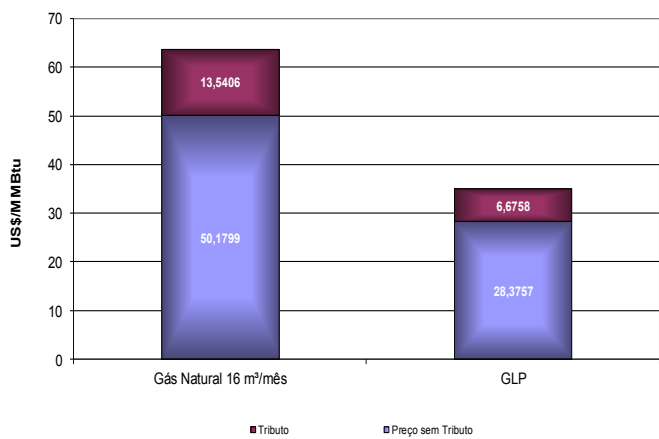
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro  
FEVEREIRO DE 2012



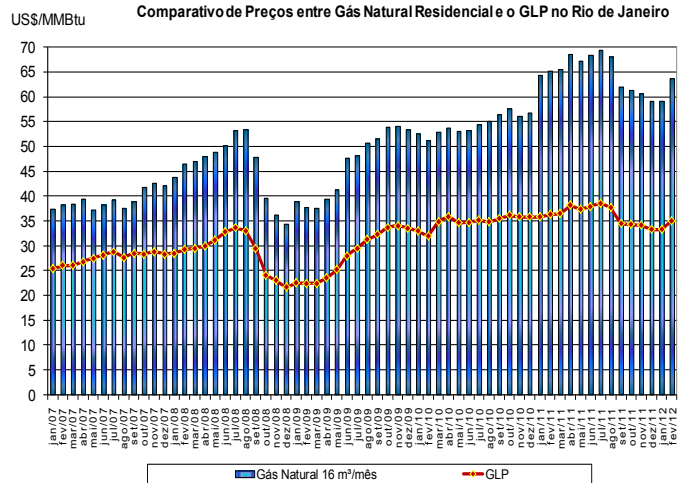
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro



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

**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/m<sup>3</sup>

## CHILE (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>5,51</b>	<b>5,93</b>	<b>4,33</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>
<b>IMPORTAÇÃO *</b>	<b>6,63</b>	<b>1,18</b>	<b>4,35</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>
<b>OFERTADO AO MERCADO</b>	<b>12,15</b>	<b>7,11</b>	<b>8,68</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>12,15</b>	<b>7,11</b>	<b>8,68</b>	<b>11,32</b>	<b>13,70</b>	<b>14,44</b>	<b>14,60</b>	<b>14,02</b>	<b>14,16</b>	<b>12,99</b>								<b>13,99</b>
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 M<sup>3</sup>/DIA)**

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>130,21</b>	<b>128,13</b>	<b>128,49</b>	<b>128,91</b>	<b>123,08</b>	<b>123,45</b>	<b>121,54</b>	<b>120,41</b>	<b>124,86</b>	<b>127,20</b>	<b>126,47</b>	<b>127,74</b>	<b>127,28</b>	<b>126,50</b>	<b>124,74</b>	<b>123,00</b>	<b>124,69</b>
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	31,02	29,68	29,82	29,63
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	14,48	14,50	14,93	13,35
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	68,79	68,49	66,37	69,08
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	12,21	12,07	11,88	12,63
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	3,08	3,05	3,10	3,05
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	2,39	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43	2,42	2,35	2,06	2,50	2,39	5,66	2,63
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	5,18	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65	4,53	4,58	5,37	5,27	5,53	2,44	4,80
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	12,78	13,30	13,14	13,03
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	<b>107,61</b>	<b>105,14</b>	<b>100,86</b>	<b>104,53</b>	<b>98,74</b>	<b>99,59</b>	<b>98,22</b>	<b>99,33</b>	<b>102,93</b>	<b>105,28</b>	<b>101,73</b>	<b>103,56</b>	<b>102,71</b>	<b>102,88</b>	<b>100,47</b>	<b>98,66</b>	<b>101,17</b>
<b>IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL</b>	<b>4,74</b>	<b>2,48</b>	<b>5,04</b>	<b>10,05</b>	<b>11,01</b>	<b>12,42</b>	<b>12,62</b>	<b>11,58</b>	<b>18,63</b>	<b>24,39</b>	<b>26,51</b>	<b>29,56</b>	<b>22,10</b>	<b>19,84</b>	<b>16,27</b>	<b>16,25</b>	<b>18,43</b>
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16	7,64	7,15	7,33	7,76	7,81	10,00	7,46
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23	18,87	22,41	14,77	12,08	8,46	6,25	10,97
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>105,23</b>	<b>105,41</b>	<b>103,68</b>	<b>113,26</b>	<b>108,74</b>	<b>111,03</b>	<b>109,85</b>	<b>110,25</b>	<b>121,16</b>	<b>129,28</b>	<b>127,83</b>	<b>132,63</b>	<b>124,35</b>	<b>122,22</b>	<b>116,47</b>	<b>114,68</b>	<b>119,04</b>
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	32,43	22,88	13,22	11,61	28,42
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	4,06	2,87	2,33	4,64
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	7,81	7,70	7,64	7,76	7,45
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	32,38	40,33	49,07	47,88	35,42
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	36,73	38,28	35,59	37,42	34,41
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27	8,84	10,92	9,41	8,96	8,08	7,67	8,70
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>7,00</b>	<b>2,36</b>	<b>2,22</b>	<b>1,19</b>	<b>1,03</b>	<b>0,98</b>	<b>0,91</b>	<b>0,63</b>	<b>0,39</b>	<b>0,39</b>	<b>0,40</b>	<b>0,49</b>	<b>0,45</b>	<b>0,49</b>	<b>0,27</b>	<b>0,23</b>	<b>0,55</b>
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	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	0,30	0,13	0,08	0,32
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	0,18	0,13	0,15	0,23

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):

Gás Argentino: 9.300 kcal/m<sup>3</sup>**URUGUAI (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)**

	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2012		Média 2012
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		jan	fev	
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>	<b>0,31</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,34</b>	<b>0,21</b>	<b>0,23</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,23</b>	<b>0,16</b>	<b>0,13</b>	<b>0,12</b>	<b>0,24</b>	<b>0,12</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>
Argentina	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23	0,30	0,30	0,23	0,16	0,13	0,12	0,24	0,12	0,11	0,11
<b>OFERTA DE GÁS</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>	<b>0,31</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,34</b>	<b>0,21</b>	<b>0,23</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,23</b>	<b>0,16</b>	<b>0,13</b>	<b>0,12</b>	<b>0,24</b>	<b>0,12</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>0,18</b>	<b>0,21</b>	<b>0,31</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,33</b>	<b>0,21</b>	<b>0,25</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,23</b>	<b>0,16</b>	<b>0,13</b>	<b>0,11</b>	<b>0,24</b>	<b>0,12</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veicular	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo próprio setor energético	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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);

#### ◇ 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).

### ⇒ 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 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, março/2012.

## PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO - PAC

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

Fonte: Sala de monitoramento do MME/DGN, março de 2012

UNIDADE PRODUTORA EM CONSTRUÇÃO	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (mil m <sup>3</sup> /dia)	INÍCIO DA OPERAÇÃO
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3.000	abr/11
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	out/11
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	
<b>TOTAL</b>		<b>18.000</b>	

Fontes:

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

Sala de Monitoramento MME/DGN, março de 2012.

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

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

#### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

31/03/2012 – Emissão da Licença Prévia (LP), pelo IBAMA, do projeto “Sapinhoá Módulo 2 – FPSO Ilha Bela”, que fará a produção do Campo de Sapinhoá através do navio FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Ilha Bela.

#### ANDAMENTO DOS PROJETOS

##### **P-58 - PARQUE DAS BALEIAS:**

Concluída a contratação dos umbilicais eletrohidráulicos (UEH) em 08/03/2012. Os umbilicais são equipamentos submarinos de interligação da plataforma aos poços.

##### **Gasoduto de escoamento - Sul/Norte Capixaba:**

Concluído o pré-comissionamento do gasoduto de 12” em 12/03/2012.

##### **LULA - PILOTO 2 (FPSO PARATY):**

Concluída a contratação dos umbilicais eletrohidráulicos (UEH) e dos dutos flexíveis em 15/03/2012.

##### **Ampliação da Capacidade de Processamento do Terminal de Cabiúna:**

Assinado o contrato de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) para execução das obras em 16/03/2012;

Concluídos os serviços de terraplanagem em 28/03/2012.

##### **Expansão da Malha Nordeste Fase II :**

Assinada a Autorização de Serviço – AS para construção e montagem do gasoduto GASFOR II em 29/03/2012

Concluída a construção e montagem do Ponto de Entrega Suape, com a conclusão da inertização em 29/03/2012

##### **Plataforma P-56 - Campo Marlim Sul Módulo 3**

Iniciada em 17/04/2012 a interligação do Oleoduto Sul, que interligará as plataformas P-40 e P-56.

**ANEXOS****RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL**

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>BRASIL</b>	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
<b>Amazonas</b>	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
<b>Ceará</b>	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
<b>Rio Grande do Norte</b>	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
<b>Alagoas</b>	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
<b>Sergipe</b>	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
<b>Bahia</b>	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
<b>Espírito Santo</b>	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
<b>Rio de Janeiro</b>	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
<b>São Paulo</b>	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
<b>Paraná</b>	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
<b>Santa Catarina</b>	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
<b>Transportadora - Transpetro <sup>(1)</sup></b>						
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
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASLP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Tapu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínea-Taubaté)	Paulínea (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 Paulínea - Jacutinga	Paulínea (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Betim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
Caraguatatuba - 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
<b>TOTAL - TRANSPETRO</b>			<b>6.301,0</b>			
<b>Transportadora - TBG <sup>(2)</sup></b>						
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
<b>TOTAL - TBG</b>			<b>2.593,2</b>			
<b>Transportadora - TSB <sup>(3)</sup></b>						
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
<b>TOTAL - TSB</b>			<b>50,0</b>			
<b>Transportadora Gás Ocidente <sup>(4)</sup></b>						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>9.211,2</b>			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

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

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

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

## 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	Est. Chiquitos (Bolívia)	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano <sup>(2)</sup>	Est. Chiquitos (Bolívia) Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM <sup>(3)</sup>	Aldea Brasileira (Argentina) Divisa com o Brasil (Eixo do Rio Uruguai)	450,0	24	2,8	2000
<b>TOTAL</b>			<b>1.369,0</b>			

(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

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m <sup>3</sup> /dia)
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>80.896,0</b>
<b>REGIÃO SUDESTE / SUL</b>			
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
<b>Total Sudeste / Sul</b>			<b>46.690,0</b>
<b>REGIÃO NORDESTE</b>			
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
<b>Total Nordeste</b>			<b>24.500,0</b>
<b>REGIÃO NORTE</b>			
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
<b>Total Norte</b>			<b>9.706,0</b>

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

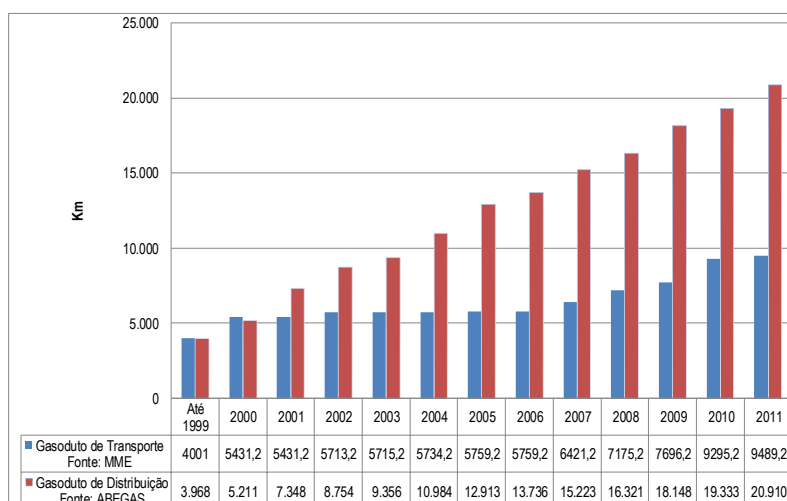
\* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

## TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m <sup>3</sup> /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, março de 2012

## 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 <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Carta Compromisso	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	188,89
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrolol)	ca	379	5,86	RJ	349	179,55
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	529	4,57	MT	-	6,27
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	206	207,77
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	357	233,27
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	SP	-	470,34
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	SP	169	233,27
Bahia I (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	BA	29	647,16
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	139,49
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	150,00
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	93,29
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(10)</sup>	ca	321	7,46	MS	241	107,16
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	-	64,16
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	317,83
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
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	<b>5.817</b>	-	-	<b>4.310</b>	-
Sepé Tiarajú (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	147	541,93
Uruguiana <sup>(3)</sup>	cc	640	4,37	RS	-	141,18
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	219,00
<b>TOTAL Sul</b>	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>605</b>	-
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	215,00
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	188,15
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	189,64
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	86,52
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	70,16
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	<b>9.262</b>	-	-	<b>6.513</b>	-
UTEs em Fechamento de Ciclo <sup>(4)</sup>						
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	64	6,22	MS	abr/12	
Sepé Tiarajú (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	out/12	
UTEs em Construção						
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) <sup>(6),(7)</sup>	ca	338	n/d	MA	jan/13	
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) <sup>(6),(7)</sup>	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 <sup>3</sup> /d/MW)	UF	Data de Tendência	
Cacimbaes <sup>(6)</sup>	cc	127	4,89	ES	jun/14	
Escolha <sup>(6)</sup>	cc	338	4,89	ES	jun/14	
Maranhão III <sup>(6)</sup>	cc	499	n/d	MA	mai/14	
Baixada Fluminense <sup>(6)</sup>	cc	530	n/d	MA	out/14	
UTEs do Sistema Manaus						
Usina	Tipos de Máquinas	Potência <sup>(9)</sup> (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	
<b>TOTAL</b>	-	<b>188</b>	<b>478</b>	<b>666</b>	<b>470</b>	

Fontes: ANEEL/Petrobras, março de 2012.  
ONS, Fax-preço semana operativa 25/02/2012 a 02/03/2012  
DMSE/SEE/NME, março de 2012.

#### 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 n° 4.332, de 20/11/2009;
- (2) UTEs Piratininga 1 e 2 e Piratininga 3 e 4 constam da Carta Compromisso;
- (3) UTE Uruguiana indisponível por falta de gás natural;
- (4) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
- (5) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17/09/2008
- (6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-5, de 30/09/2008
- (7) A mudança das características e a transferência de titularidade dessas usinas foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa 3.032, de 16 de agosto de 2011.
- (8) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011
- (9) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural. A operação comercial utilizando esse combustível está prevista para dezembro/2011.
- (10) Aumento de potência instalada após Despacho n° 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
Sulgás	Argentina	15 milhões m <sup>3</sup> /dia	RS	Autorização ANP nº 1, de 11/01/2000	12/09/2012
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutúms/MS)	30 M m <sup>3</sup> /d	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Autorização ANP nº 54, de 25/04/2001, renovada pelo Despacho ANP 627, de 22/04/2010	25/04/2012
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 M m <sup>3</sup> /dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012	31/12/2012
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	diversos produtores de GNL	20 M m <sup>3</sup> /dia gás ou 33.300 m <sup>3</sup> /dia GNL	geração termelétrica (CE, ES, MG, RJ, RN, SP)	Autorização ANP nº 257, de 08/07/2008, renovada pelo Despacho ANP 628, de 22/04/2010	09/07/2012
MTGás	Bolívia	500 mil m <sup>3</sup> /d (firme e não firme)	MT (sebr res, com, serv, ind, fert, coger e GNV)	Autorização ANP nº 37, de 21/01/2009	1 <sup>o</sup> /12/2012

## AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL <sup>(1)</sup>

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 <sup>3</sup> de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 453, de 22 de julho de 2011	24/07/2012

Fonte: ANP/MME, fev/12

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

\* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m<sup>3</sup>

GNL: Conversão de volume 600:1 e massa específica 456 kg/m<sup>3</sup>;

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 <sup>3</sup> )	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750