

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques

- ⇒ **Produção nacional de gás natural:** Redução de 2% da produção em relação ao mês de julho. **(pag. 04)**
- ⇒ **Queima de gás natural:** Aumento na queima de gás, passando de 2,9 MMm<sup>3</sup>/dia em julho para 3,2 MMm<sup>3</sup>/dia em agosto. **(pag. 05)**
- ⇒ **Regaseificação de GNL:** A regaseificação de GNL fechou o mês de agosto com 15,0 MMm<sup>3</sup>/dia - Mantendo a média de 2013. **(pag. 06)**
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Crescimento de 1,5% quando comparado ao mês de julho. **(pags. 08 e 09)**

## Sumário

---

Balanço de Gás Natural no Brasil	2
Produção Nacional, Queima de Gás, Reinjeção e Consumo em E&P	3
Importação e Reexportação de Gás Natural	7
Oferta Interna Disponibilizada	8
Consumo de Gás Natural	9
Geração Termelétrica a Gás Natural	11
Preços e Competitividade	13
Balanço de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos da América.	17
Legislação do Setor	19
Programa de Aceleração do Crescimento - PAC	20
ANEXOS	
Reservas Nacionais de Gás Natural	21
Infraestrutura de Transporte de Gás Natural	22
Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL e Evolução da Malha de Gás Natural	23
Parque Térmico a Gás Natural	24
Notas Metodológicas	25

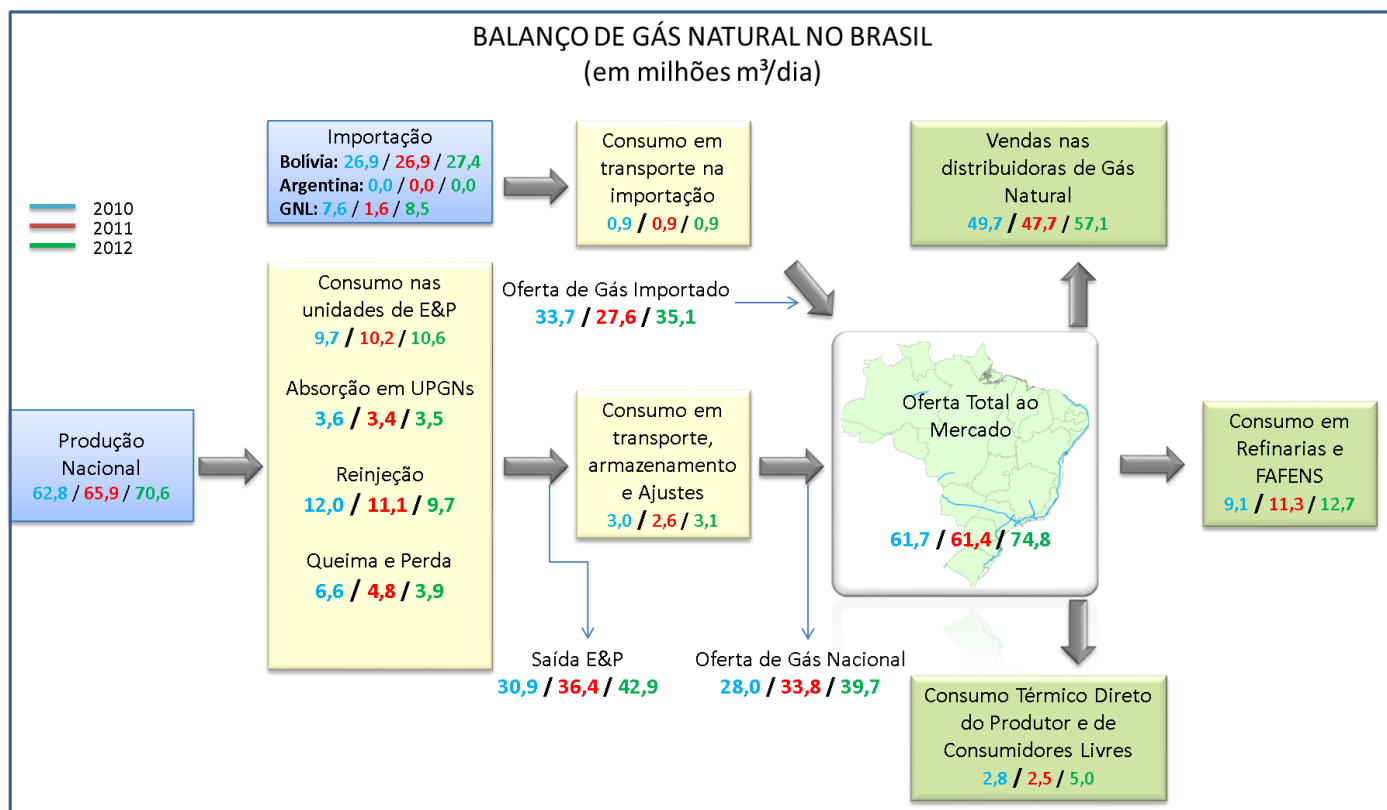
---

## Balanco de Gás Natural No Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	59,16	57,91	62,84	65,93	70,58	75,85	76,54	77,25	74,70	74,85	79,99	78,50	76,99					76,83
Reinjeção	10,64	11,92	12,53	11,07	9,68	9,48	9,04	8,82	9,08	9,32	10,18	10,91	10,73					9,70
Queima e perda	5,97	9,38	6,64	4,81	3,95	3,90	4,56	3,74	3,91	3,20	3,72	2,92	3,28					3,64
Consumo nas unidades de E&P	7,90	8,45	9,72	10,15	10,57	10,51	10,76	10,52	10,61	10,82	10,90	10,89	10,77					10,72
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,18	2,67	2,35	2,64	3,14	5,74	3,46	5,25	3,99	3,81	4,77	4,92	4,57					4,58
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,48	3,39	3,56	3,43	3,52	3,44	3,51	3,53	3,60	3,52	3,55	3,56	3,48					3,52
Oferta de gás nacional ao mercado	28,99	22,10	28,04	33,83	39,73	42,78	45,20	45,40	43,51	44,18	46,87	45,30	44,16					44,66
<b>IMPORTAÇÃO</b>	30,92	22,92	34,55	28,50	36,04	47,56	47,49	45,31	47,73	53,15	49,04	44,28	46,66					47,65
Bolívia	30,54	22,20	26,91	26,86	27,54	31,98	31,67	32,04	31,22	31,59	32,06	31,76	31,64					31,75
Argentina	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,24
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,72	7,64	1,64	8,50	15,57	14,82	12,26	16,51	21,56	16,98	12,52	15,03					15,66
Consumo em transporte na importação	1,23	0,58	0,89	0,93	0,93	1,12	1,04	1,11	1,10	1,13	1,23	1,13	1,08					1,12
Oferta de gás importado ao mercado	29,69	22,35	33,66	27,57	35,11	46,43	46,45	44,20	46,63	52,02	47,81	43,15	45,58					46,53
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	58,69	44,45	61,70	61,40	74,84	89,21	91,65	89,60	90,14	96,20	94,68	88,45	89,74					91,19
Venda nas distribuidoras de gás natural	49,59	36,70	49,73	47,67	57,12	68,86	70,98	69,44	68,09	73,26	72,45	64,56	65,85					69,15
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,50	7,09	9,12	11,28	12,69	11,87	11,24	11,19	12,21	12,69	12,93	13,02	12,05					12,16
Consumos termelétricos direto do produtor e de Consumidores Livres (Celso Furtado/Rômulo Almeida/ Canoas/Termoceará/Termoçu/Euzébio Rocha/ Cuiabá / Maranhão IV e V)	1,60	0,66	2,84	2,46	5,03	8,48	9,43	8,98	9,84	10,25	9,31	10,87	11,84					9,88
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	49,4%	49,7%	45,4%	55,1%	53,9%	48,0%	49,3%	50,7%	48,3%	45,9%	49,5%	51,2%	49,2%					49,0%

Fonte: ANP, ABEGAS, TSB e PETROBRAS, set/13

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

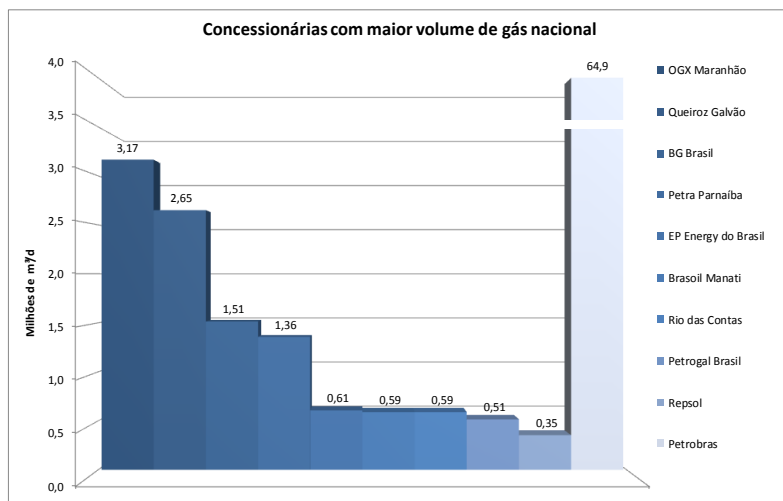


**Equipe do Departamento de Gás Natural:** Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, André Barros Martins, Rodrigo Willians de Carvalho e Jaqueline Meneghel Rodrigues



## Produção Nacional: Concessionárias

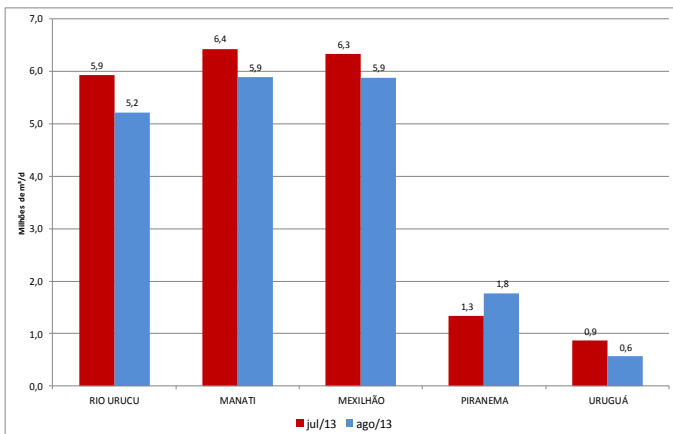
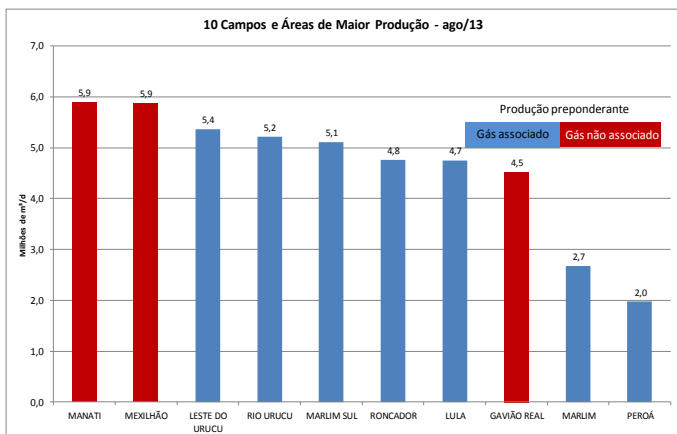
Do volume total produzido (77,0 milhões de m³/d) 99% está concentrado em dez Concessionárias (a Petrobras respondeu por 84% do total). O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional das dez concessionárias.



## Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, sendo estes responsáveis por 60% da produção nacional. O gráfico ao lado apresenta os cinco campos com maior variação de produção.

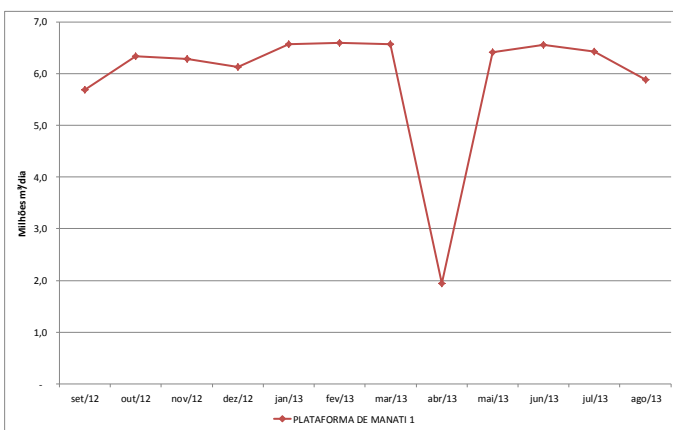
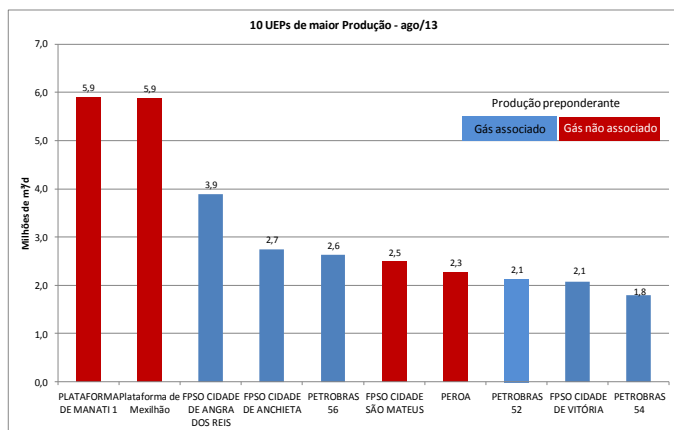
No mês de agosto houve redução na produção de gás natural. O gráfico abaixo apresentam os campos com maior variação na produção quando comparados ao mês anterior.



## Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de agosto/2013.

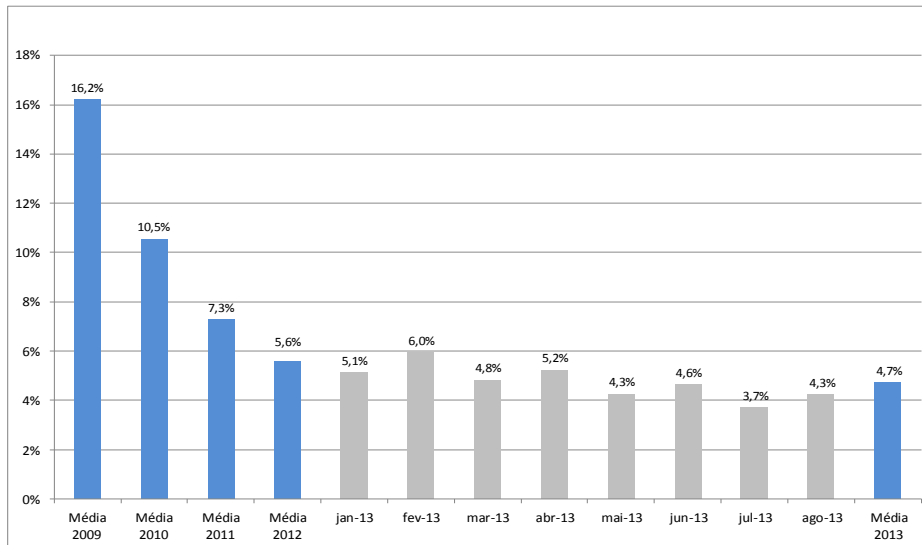
O gráfico abaixo apresenta histórico de produção das UEP de maior variação de produção: Plataforma de Manati, localizada no campo de Manati.



As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 41% da produção nacional.

Apesar de o campo de Manati ter sido o de maior produção de gás do mês, foi o segundo com maior queda em relação ao mês de julho (8%).

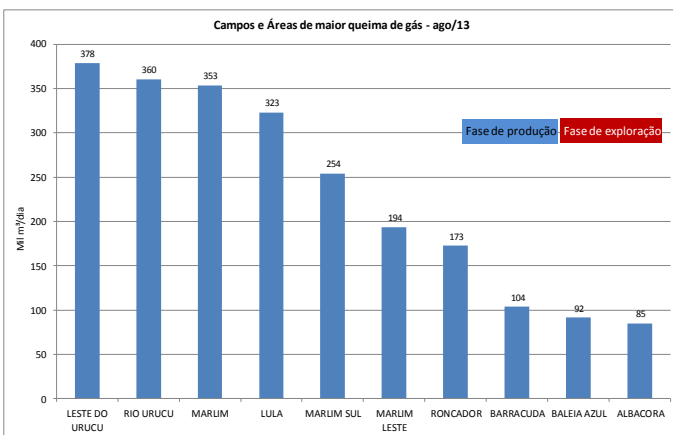
## Queima de Gás em Relação à Produção



Houve aumento na queima de gás natural de 13% quando comparado ao mês anterior, passando de 2,9 milhões de m³/d para 3,3 milhões de m³/dia. Os campos com maior influência no aumento da queima foram: Rio Urucu e Marlim Sul.

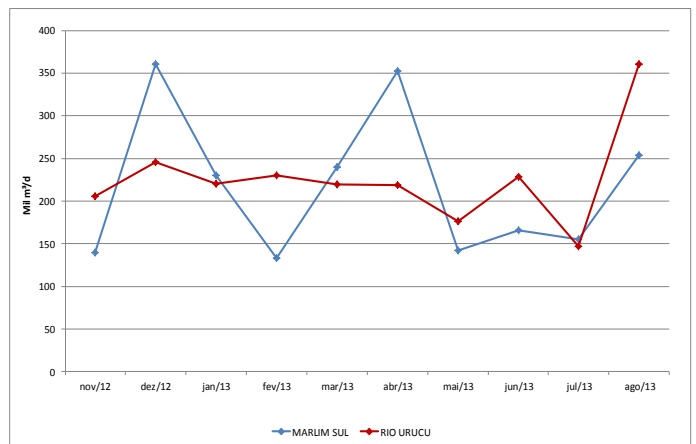
## Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos com maior volume de queima gás natural no mês de agosto/13.



Os dez campos apresentados no gráfico acima foram responsáveis por 71% do volume total de gás natural queimado no País.

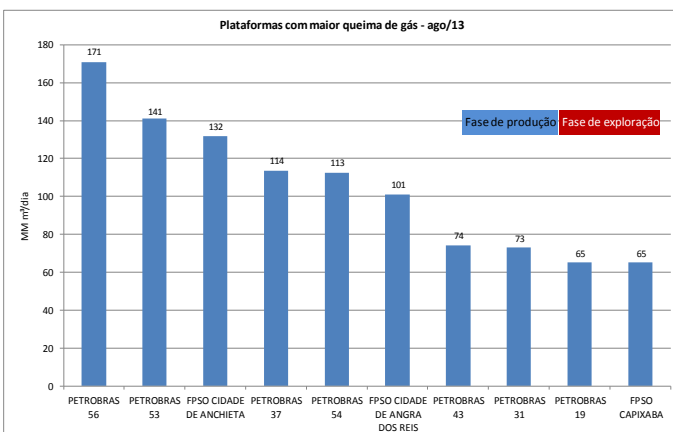
Os campos de maior influência no aumento da queima de gás natural foram Rio Urucu (de 147 para 360 mil m³/d) e Marlim Sul (de 155 para 254 mil m³/d).



No campo de Marlim Sul, operam as plataformas FPSO Marlim Sul, Plataformas P-40, P-51 e P-56. Em relação ao Campo Rio Urucu, a queima de gás foi motivada por parada não prevista na Unidade de Processamento de Gás UPGN II.

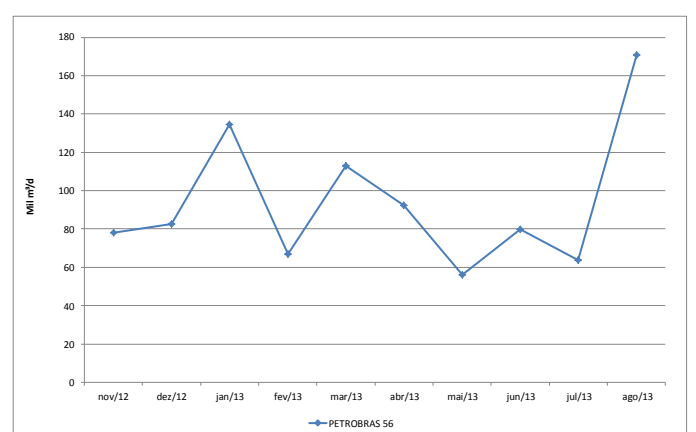
## Queimas de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's com maior volume de queima gás natural no mês de agosto/13.



As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 32% do volume total de queima de gás.

O gráfico abaixo apresenta histórico de queima de gás da UEP de maior influência no aumento da queima de gás (P-56, localizada no dos campos de Marlim Sul).



No mês de agosto, houve parada programada na P-56, além da interrupção da transferência do gás devido a formação de hidratos no gasoduto.



## Importação e Reexportação de Gás Natural

### Importação por gasoduto e regaseificação de Gás Natural Liquefeito-GNL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
								jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,49	22,20	26,90	26,85	26,66	30,17	29,85	30,16	29,62	30,10	31,85	29,98	29,80					30,19
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,00	0,00	0,01	0,89	1,81	1,82	1,87	1,59	1,46	0,17	1,75	1,84					1,54
		MTGás	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,01	0,03	0,03	0,03	0,00					0,02
	Subtotal			30,54	22,20	26,91	26,86	27,56	31,98	31,67	32,04	31,22	31,59	32,06	31,76	31,64				
Argentina	Sulgás (TSB)		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,25	
	Subtotal		0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,25	
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,72	7,64	1,64	8,50	15,57	14,82	12,26	16,51	21,56	16,98	12,52	15,03					15,66
Terminal GNL de Pecém*			0,00	0,64	2,49	1,13	1,95	4,21	3,65	3,38	3,68	4,19	3,75	3,58	2,83					3,66
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,08	5,15	0,51	6,55	11,36	11,17	8,88	12,83	17,37	13,23	8,94	12,19					12,00
TOTAL			30,92	22,92	34,55	28,50	36,04	47,56	47,49	45,31	47,73	53,15	49,04	44,28	46,66					47,65
Consumo em transporte na importação			1,23	0,58	0,89	0,93	0,93	1,12	1,04	1,11	1,10	1,13	1,23	1,13	1,08					1,12
Oferta de gás importado			29,69	22,35	33,66	27,57	35,11	46,43	46,45	44,20	46,63	52,02	47,81	43,15	45,58					46,53

Fontes: ANP e TBG, set/13

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

### Importação de Gás Natural Liquefeito-GNL (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 232/2012)

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
Total 2012	1.507.751.989	2.322.159.593	5.092.455	3.055.473.149	12,56	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	36.193.746	61.065.010	133.914	80.348.697	11,46	Catar	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	31.978.450	44.224.896	96.984	58.190.653	13,99	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	9.553.850	14.002.440	30.707	18.424.263	13,20	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
jan/2013	205.262.313	266.892.331	585.290	351.174.120	14,88	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	113.724.148	133.470.247	292.698	175.618.746	16,48	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	108.668.100	125.711.860	275.684	165.410.342	16,72	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	77.095.863	111.121.309	243.687	146.212.249	13,42	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
mar/2013	57.353.737	61.956.896	135.870	81.522.232	17,90	Argélia	Rio de Janeiro - RJ
mar/2013	35.211.728	56.888.178	124.755	74.852.866	11,97	Bélgica	Pecém - CE
mar/2013	35.339.724	39.556.313	86.746	52.047.780	17,28	Bélgica	Rio de Janeiro - RJ
mar/2013	52.966.266	75.389.040	165.327	99.196.105	13,59	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
mar/2013	45.671.126	60.834.157	133.408	80.044.943	14,52	Noruega	Pecém - CE
mar/2013	50.745.329	78.247.383	171.595	102.957.083	12,54	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
abr/2013	48.967.729	61.063.571	133.911	80.346.804	15,51	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
abr/2013	52.966.266	75.389.040	165.327	99.196.105	13,59	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
abr/2013	93.327.732	116.673.010	255.862	153.517.118	15,47	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
mai/2013	41.793.337	53.595.446	117.534	70.520.324	15,08	Catar	Pecém - CE
mai/2013	95.241.687	124.426.692	272.866	163.719.332	14,81	Catar	Rio de Janeiro - RJ
mai/2013	40.113.091	45.560.078	99.912	59.947.471	17,03	Espanha	Pecém - CE
mai/2013	77.244.308	111.483.535	244.481	146.688.862	13,40	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
mai/2013	36.916.976	41.599.436	91.227	54.736.100	17,16	França	Pecém - CE
mai/2013	39.828.084	54.088.310	118.615	71.168.829	14,24	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
mai/2013	86.859.983	93.368.198	204.755	122.852.892	17,99	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
mai/2013	87.420.526	114.654.330	251.435	150.860.961	14,75	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
jun/2013	41.041.185	63.465.709	139.179	83.507.512	12,51	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
jun/2013	39.496.519	57.494.230	126.084	75.650.303	13,29	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
jul/2013	81.249.308	117.119.830	256.842	154.105.039	13,42	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
jul/2013	43.327.628	65.129.100	142.827	85.696.184	12,87	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
jul/2013	37.752.382	56.087.136	122.998	73.798.863	13,02	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
jul/2013	39.963.891	63.188.000	138.570	83.142.105	12,23	Egito	Rio de Janeiro - RJ
jul/2013	47.670.599	70.259.450	154.078	92.446.645	13,12	Angola	Rio de Janeiro - RJ
ago/2013	14.046.509	19.838.332	43.505	26.103.068	13,70	Espanha	Rio de Janeiro - RJ
ago/2013	39.868.266	61.101.980	133.996	80.397.342	12,62	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
ago/2013	86.967.941	123.185.580	270.144	162.086.289	13,66	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	1.890.945.611	2.718.131.053	5.960.814	3.576.488.228	13,46	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, set/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.

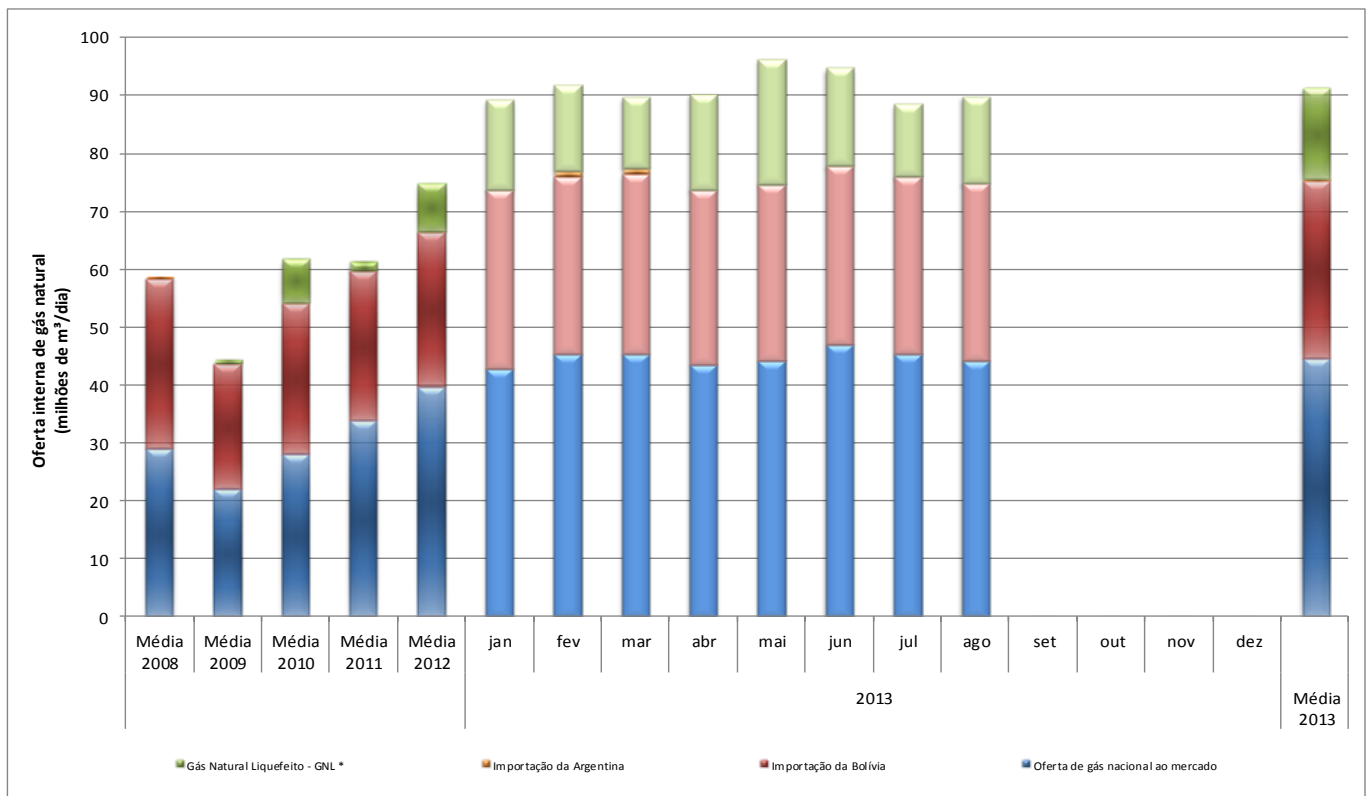
### Reexportação de Gás Natural Liquefeito-GN (NCM: 2711.11.00) - (Portaria MME nº 67/2010)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regaseificável (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Destino	Porto de Saída
Total 2011	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	137.031.471	229.892.409	504.150	302.490.012	11,53	Japão; Argentina; Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
fev/2013	22.203.852	25.711.271	56.384	33.830.620	16,70	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	22.203.852	25.711.271	56.384	33.830.620	16,70	Argentina	Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, set/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 de gás natural ao mercado em agosto cresceu 1,5% em relação ao mês anterior, fechando o período com 89,7 milhões de m³/dia. O aumento da oferta ocorreu principalmente por meio de gás natural liquefeito (GNL), cujo volume passou de 12,5 para 15,0 milhões de m³/dia (crescimento de 20%). A oferta de gás nacional caiu de 45,3 para 44,1 milhões de m³/d (-2,5%). No que tange à importação de gás natural pelo gasoduto Bolívia-Brasil, foi mantido o volume acima de 31 milhões de m³/dia. As participações do gás nacional, do gás importado da Bolívia e do GNL na oferta foram de 48,6%, 34,8% e 16,5%, respectivamente.



## Consumo de Gás Natural

### Comentários

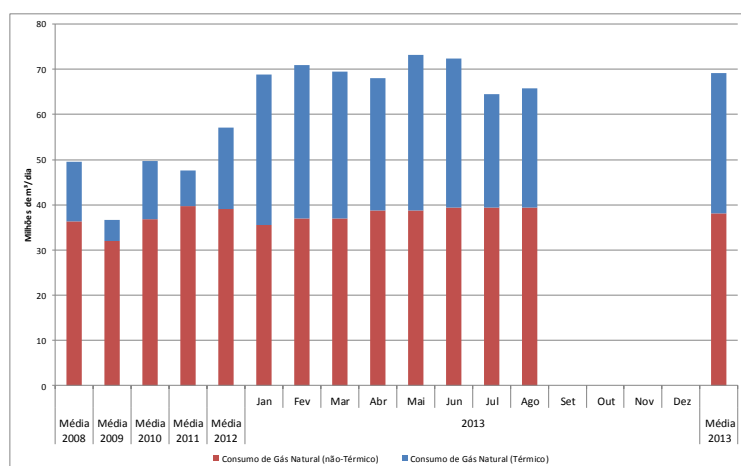
O consumo de gás natural no mês de agosto (89,7 milhões de m<sup>3</sup>/d) subiu 1,5% em relação ao mês de julho (88,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia), estando este aumento relacionado ao segmento de geração de energia elétrica e ao setor automotivo, cujas demandas cresceram 6,3% e 3,2% respectivamente. Para os demais setores, houve redução no consumo nacional.

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013	2013 Média %		
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez				
Industrial *	33,40	28,96	35,41	40,85	41,82	38,66	38,78	39,03	41,62	41,94	42,58	42,59	41,76							40,89	44,8
Automotivo	6,63	5,77	5,50	5,40	5,32	4,90	5,06	5,19	5,13	5,13	5,05	5,00	5,16							5,08	5,6
Residencial	0,72	0,74	0,79	0,87	0,92	0,66	0,91	0,74	0,91	1,13	1,12	1,18	1,16							0,98	1,1
Comercial	0,61	0,59	0,63	0,68	0,72	0,66	0,70	0,68	0,72	0,80	0,76	0,79	0,73							0,73	0,8
Geração de Energia Elétrica *	14,94	5,31	15,77	10,42	23,03	41,87	43,48	41,38	39,19	44,73	42,34	36,11	38,37							40,90	44,9
Co-geração	2,26	2,43	2,90	3,01	2,92	2,40	2,56	2,46	2,45	2,35	2,72	2,65	2,44							2,50	2,7
Outros (inclui GNC)	0,15	0,64	0,68	0,17	0,11	0,06	0,16	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12							0,11	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>58,71</b>	<b>44,44</b>	<b>61,69</b>	<b>61,40</b>	<b>74,84</b>	<b>89,21</b>	<b>91,65</b>	<b>89,60</b>	<b>90,14</b>	<b>96,20</b>	<b>94,68</b>	<b>88,45</b>	<b>89,74</b>							<b>91,19</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	16,22	17,22	19,70	17,73	19,29	18,20	18,15	19,22	19,37	18,81							18,82	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>72,19</b>	<b>58,95</b>	<b>77,89</b>	<b>77,62</b>	<b>92,07</b>	<b>108,90</b>	<b>109,38</b>	<b>108,89</b>	<b>108,34</b>	<b>114,35</b>	<b>113,90</b>	<b>107,82</b>	<b>108,55</b>							<b>110,02</b>	

\* Inclui consumo direto do produtor

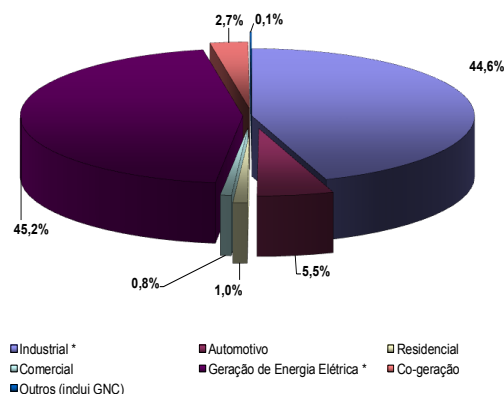
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, set/13

### Evolução dos volumes comercializados pelas distribuidoras



### Consumo de gás natural

Média 2013 (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)



## 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	Média 2012	2013												Média 2013	2013 Média %
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,54	0,57	0,60	0,58	0,60	0,55	0,62	0,58	0,63					0,59	0,85
Bahiagás (BA)	3,47	3,10	3,67	3,84	3,74	4,30	4,54	5,98	5,67	5,12	5,61	4,13	3,53					4,86	7,02
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,91	3,06	2,97	2,91	2,63	3,18	2,95	3,29	3,12	3,39					3,06	4,42
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
Ceg (RJ)	8,46	5,67	8,55	6,63	8,98	10,87	12,06	12,75	12,72	13,87	13,81	10,75	11,38					12,27	17,73
Ceg Rio (RJ)	9,14	3,76	6,09	4,32	6,59	11,17	10,36	8,74	9,08	10,77	9,64	8,95	9,39					9,76	14,10
Cegás (CE)	0,51	0,72	1,38	1,08	1,26	2,01	1,97	1,79	1,99	2,00	2,00	1,97	1,88					1,95	2,82
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,08	1,77	2,46	2,47	2,48	2,72	2,98	3,10	3,16	3,34	3,21					2,94	4,25
Comgas (SP)	14,28	11,66	13,45	13,25	14,40	15,34	15,39	14,85	15,66	15,88	15,64	14,27	14,07					15,13	21,87
Compagás (PR)	1,29	1,36	1,70	1,05	2,23	2,84	3,11	3,11	2,30	3,22	2,66	2,09	2,22					2,69	3,89
Copergás (PE)	1,15	1,29	2,34	2,36	2,43	3,19	3,07	2,73	1,44	2,75	3,28	3,19	3,26					2,87	4,14
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	0,83	0,88	0,86	0,84	0,83	0,81	0,82	0,83	0,85					0,84	1,21
Gasmig (MG)	2,40	1,50	2,63	2,91	3,62	4,24	4,13	4,10	3,88	4,40	4,17	3,81	3,91					4,08	5,90
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
Mtgás (MT)	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01					0,02	0,02
Msgás (MS)	0,28	0,15	0,86	0,24	0,99	2,35	2,76	2,01	1,69	1,88	1,74	1,46	2,05					1,99	2,87
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,35	0,34	0,33	0,34	0,35	0,35	0,33	0,34					0,34	0,50
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,35	0,30	0,30	0,33	0,35	0,34	0,36	0,38	0,37					0,34	0,49
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,35	1,22	1,35	1,22	1,38	1,35	1,35	1,40	1,32					1,32	1,91
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,84	1,68	1,78	1,79	1,89	1,90	1,89	1,92	1,93					1,85	2,67
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,28	0,27	0,28	0,27	0,27	0,26	0,27	0,27	0,28					0,27	0,39
Sulgás (RS)	1,74	1,31	1,49	1,80	1,79	1,80	2,67	2,63	1,82	1,73	1,77	1,75	1,82					1,99	2,88
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
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>49,59</b>	<b>36,70</b>	<b>49,73</b>	<b>47,67</b>	<b>57,13</b>	<b>68,86</b>	<b>70,98</b>	<b>69,44</b>	<b>68,09</b>	<b>73,26</b>	<b>72,45</b>	<b>64,56</b>	<b>65,85</b>					<b>69,19</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Abegás, set/13

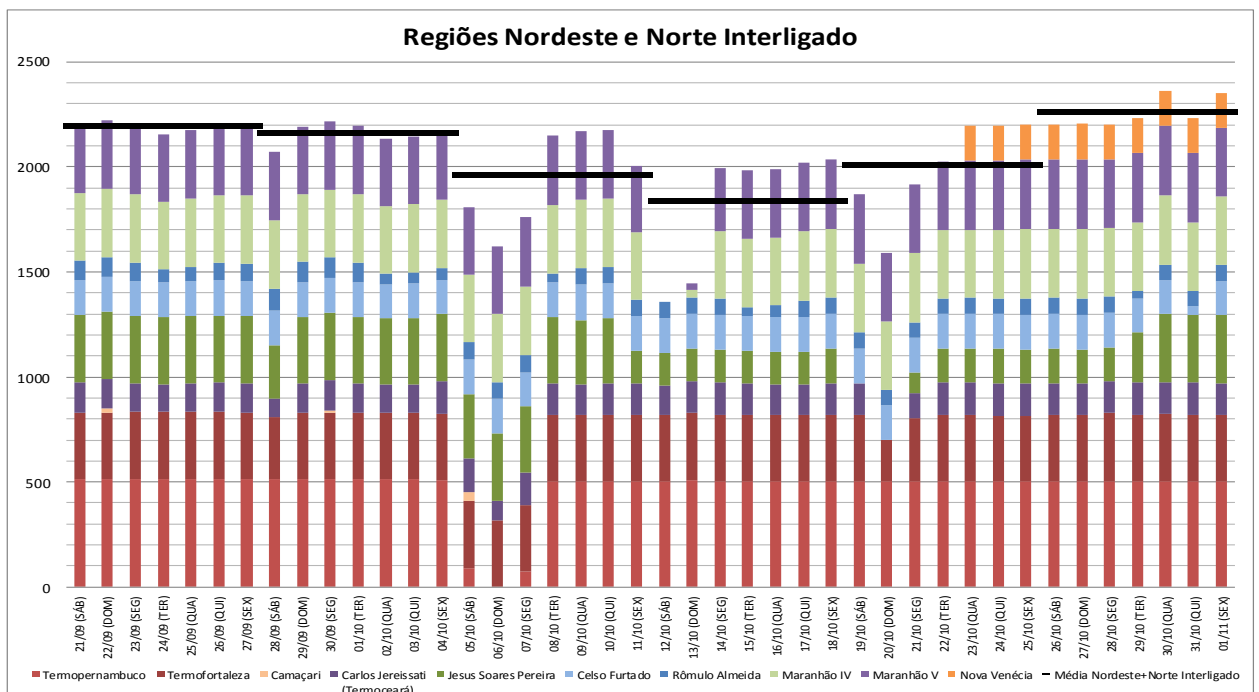
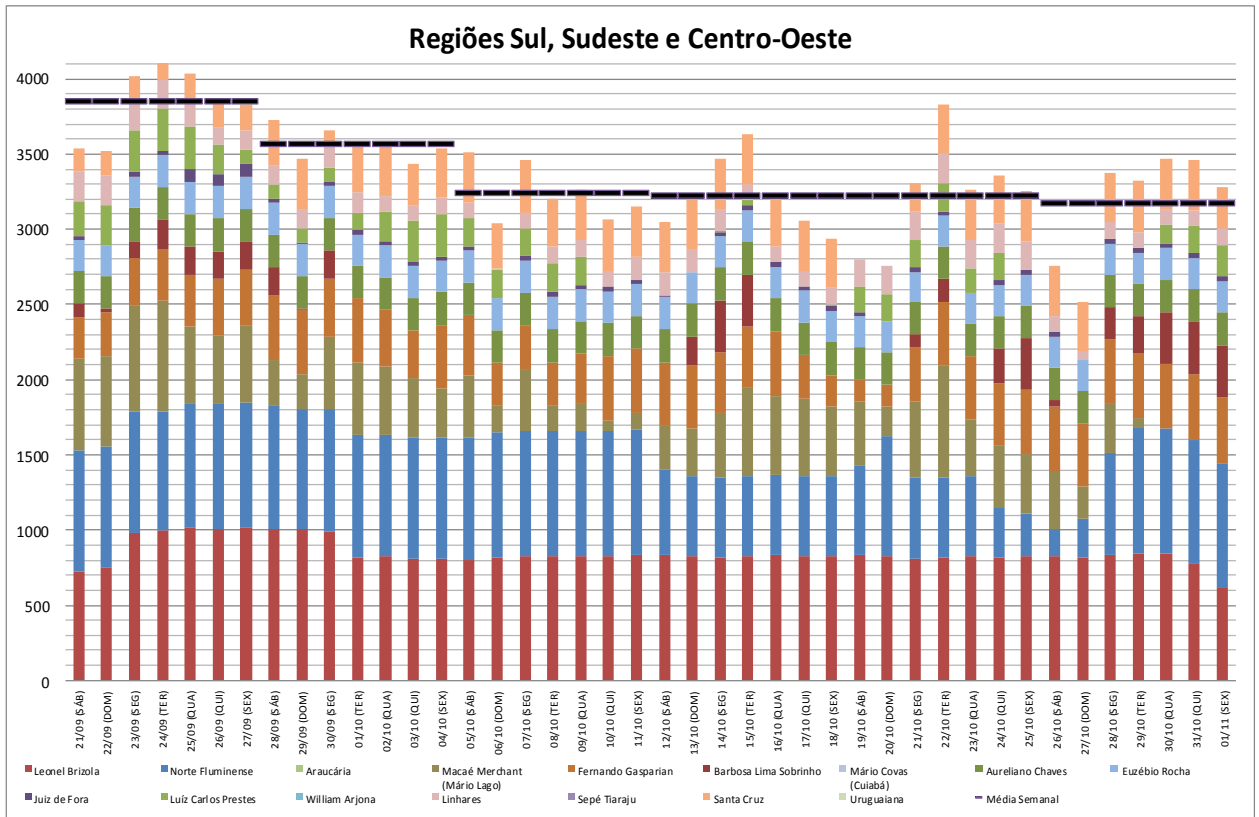
## Consumo de Gás Natural Por Distribuidora sem o Segmento Termelétrico

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013	2013 Média %
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,45	0,47	0,44	0,54	0,57	0,60	0,58	0,60	0,55	0,62	0,58	0,63					0,59	1,5
Bahiagás (BA)	3,47	3,09	3,67	3,83	3,74	3,41	3,50	3,55	3,52	3,53	3,74	3,87	3,53					3,58	9,4
BR Distribuidora (ES)	1,84	1,34	2,14	2,86	2,71	1,90	1,73	1,67	2,17	1,93	2,21	2,07	2,31					2,00	5,2
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	0,0
Ceg (RJ)	4,92	4,27	4,84	4,86	4,59	2,72	4,10	4,34	4,27	4,43	4,49	4,31	4,41					4,13	10,8
Ceg Rio (RJ)	2,32	2,08	2,25	2,21	2,16	2,39	2,09	2,29	2,36	2,58	2,47	2,30	2,31					2,35	6,2
Cegás (CE)	0,46	0,42	0,43	0,46	0,43	0,46	0,43	0,43	0,45	0,46	0,45	0,47	0,47					0,45	1,2
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,04	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06					0,04	0,1
Comgas (SP)	13,37	11,61	12,61	13,10	12,97	12,54	12,84	12,59	13,17	13,08	13,20	13,41	13,24					13,01	34,1
Compagás (PR)	0,87	0,81	0,96	1,01	1,02	0,87	1,03	1,02	1,08	1,10	1,09	1,14	1,14					1,06	2,8
Copergás (PE)	0,99	0,89	0,98	1,00	1,04	1,09	1,04	1,08	1,07	1,17	1,12	1,12	1,12					1,10	2,9
Gas Brasileiro (SP)	0,48	0,53	0,65	0,78	0,83	0,88	0,86	0,84	0,83	0,81	0,82	0,83	0,85					0,84	2,2
Gasmig (MG)	1,62	1,26	1,86	2,84	2,88	2,77	2,67	2,79	2,90	2,94	2,92	2,86	2,92					2,85	7,5
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	0,0
Mtgás (MT)	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01					0,02	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,15	0,21	0,23	0,20	0,21	0,26	0,23	0,21	0,22	0,25	0,23	0,25					0,23	0,6
Pbgás (PB)	0,38	0,36	0,37	0,35	0,36	0,35	0,34	0,33	0,34	0,35	0,35	0,33	0,34					0,34	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,37	0,39	0,39	0,35	0,30	0,30	0,33	0,35	0,34	0,36	0,38	0,37					0,34	0,9
Gás Natural Fenosa (SP)	1,36	1,26	1,46	1,44	1,35	1,22	1,35	1,22	1,38	1,35	1,35	1,40	1,32					1,32	3,5
Scgás (SC)	1,57	1,58	1,74	1,83	1,84	1,68	1,78	1,79	1,89	1,90	1,89	1,92	1,93					1,85	4,8
Sergás (SE)	0,28	0,26	0,27	0,26	0,28	0,27	0,28	0,27	0,27	0,26	0,27	0,27	0,28					0,27	0,7
Sulgás (RS)	1,38	1,31	1,49	1,80	1,79	1,80	1,67	1,63	1,82	1,73	1,77	1,75	1,82					1,75	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	0,0
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>36,27</b>	<b>32,05</b>	<b>36,80</b>	<b>39,71</b>	<b>39,12</b>	<b>35,46</b>	<b>36,93</b>	<b>37,03</b>	<b>38,74</b>	<b>38,78</b>	<b>39,42</b>	<b>39,32</b>	<b>39,32</b>					<b>38,13</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Abegás, set/13

# Geração Termelétrica a Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional–SIN



### Evolução do Custo Marginal de Operação - CMO(R\$/MWh)

Semana	SE-CO	S	NE	N
27/07/2013 a 02/08/2013	148,05	148,05	148,05	148,05
03/08/2013 a 09/08/2013	159,10	159,10	159,10	159,10
10/08/2013 a 16/08/2013	141,47	87,85	141,47	141,47
17/08/2013 a 23/08/2013	166,32	156,22	166,32	166,32
24/08/2013 a 30/08/2013	152,46	135,90	152,46	152,46
31/08/2013 a 06/09/2013	251,86	238,83	251,86	251,86

Fonte: ONS, set/2013

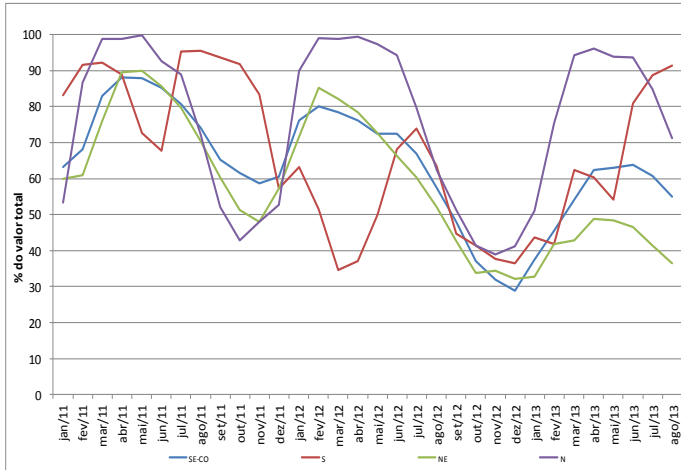
### Razões de Despacho

- EL - Elétrica
- EN - Energética
- IN - Inflexibilidade
- EX - Exportação
- TE - Teste
- GE - Garantia de Suprimento Energético. Res. CNPE 08/07 e Procedimento Operativo de Curto Prazo. Res. ANEEL 351/09
- PE - Perdas
- GFOM - Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo
- GSUB - Geração de Substituição
- ER - Energia Reposição
- UC - Ultrapassagem da CAR - Res. CNPE 08/07

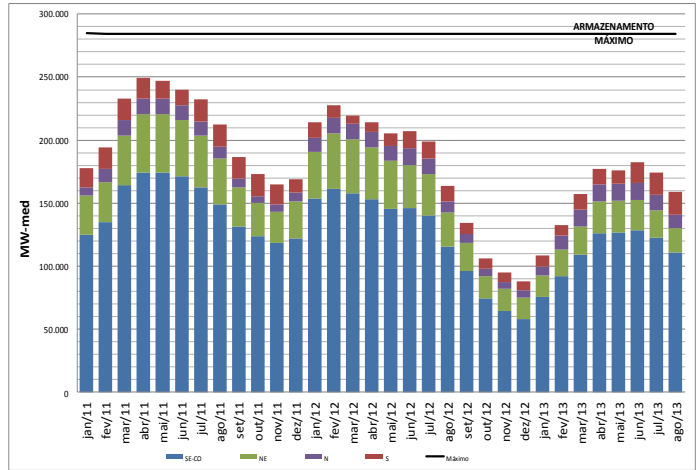
## Armazenamento e Afluências no SIN (2011-2013)

### Energia Armazenada

Em % da Capacidade de Armazenamento

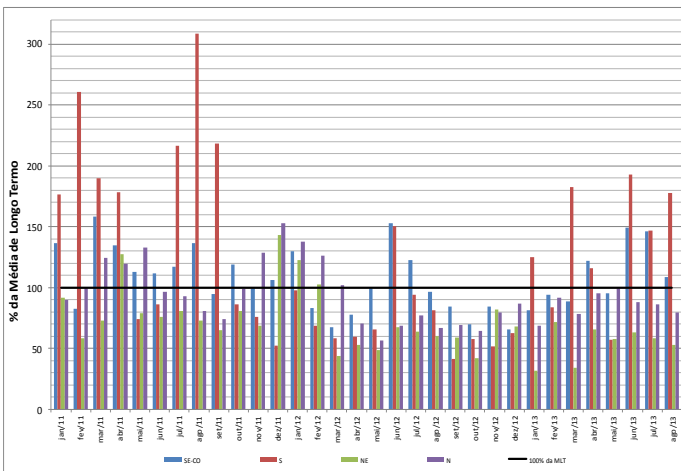


Em MW-med

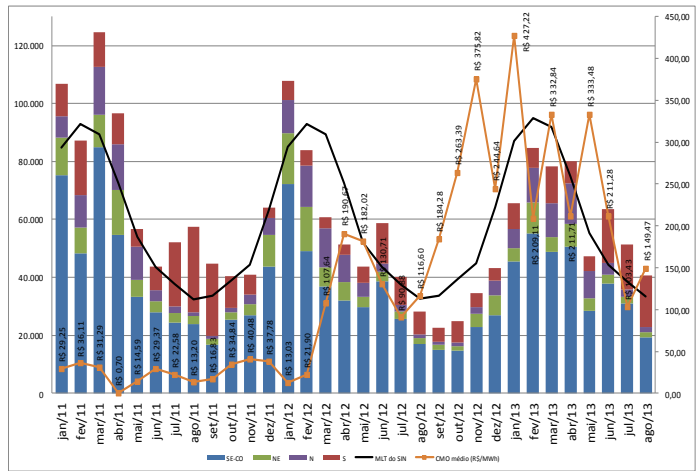


### Energia Natural Afluenta - ENA

Em % da Média de Longo Termo (MLT)



Em MW-med



### Comentários

Após apresentar queda por dois meses consecutivos, o consumo de gás natural no segmento termelétrico voltou a subir em agosto, e fechou o mês em 38,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, alta de 6,3% em relação a julho. Apesar da saída da UTE Barbosa Lima Sobrinho, que quase não gerou em agosto, contribuíram para o aumento do despacho as UTEs Norte Fluminense, Luis Carlos Prestes, Santa Cruz, Termo Ceará e Jesus Soares Pereira.

Fontes: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS  
Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico - DMSE/MME  
Set/2013

## Preços e Competitividade

### Preços no Brasil

Mês de referência - agosto de 2013

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	11,6054	8,0077	15,0485	14,4913	14,1139
Sudeste	Gás Nacional	11,3731	7,8474	18,4336	15,0250	14,4115

Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,2240	1,7814	10,0054	18,4336	15,0250	14,4115
Sul	Gás Importado	8,2339	1,7908	10,0247	17,3696	15,7400	15,4022
Centro Oeste	Gás Importado	9,4623	1,8247	11,2870	16,9359	14,4350	14,2683

Fonte: MME/SPG/DGN, set/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 agosto/13 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 31,00% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (agosto/13):	<b>2,3422</b>
--	---------------

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

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013											Média 2013	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
PPT	4,21	3,86	4,25	4,74	4,60	4,60	4,67	4,67	4,65	4,63	4,54	4,50	4,50					4,60

Fonte: MME/SPG/DGN, set/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

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013											Média 2013	
						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	11,54	11,39	11,36	11,36	11,64	11,41	11,32	10,98	10,97					11,37
NBP*	11,41	4,96	6,39	9,35	9,36	10,60	10,24	10,29	10,33	9,81	9,88	9,94	10,09					10,15
Henry Hub	8,86	3,95	4,38	4,00	2,70	3,33	3,33	3,81	4,17	4,04	3,83	3,62	3,42					3,70
Petróleo Brent	17,28	10,96	14,16	19,82	19,91	20,12	20,75	19,46	18,33	18,36	18,37	19,19	19,82					19,29
Petróleo WTI	17,74	10,99	14,14	16,93	16,69	16,86	16,98	16,59	16,39	16,88	17,07	18,63	18,99					17,31
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	97,01	61,50	79,48	111,25	111,76	112,93	116,46	109,24	102,88	103,03	103,11	107,72	111,24					108,27
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	99,58	61,68	79,37	95,04	93,66	94,65	95,30	93,12	92,02	94,72	95,79	104,55	106,61					97,14

Fontes:

Preço do Gás: [www.theice.com](http://www.theice.com), [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI), set/13.

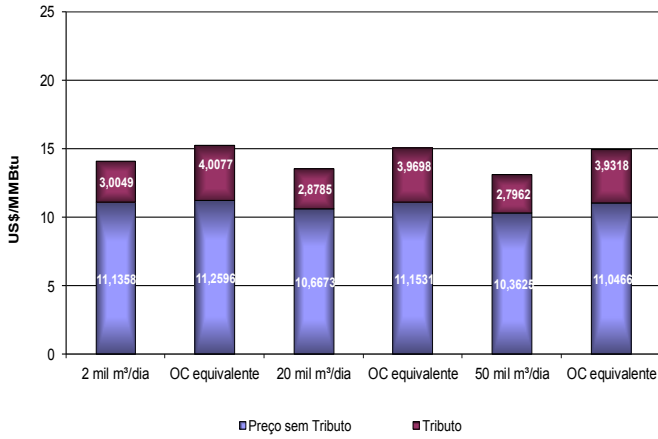
Preço do Petróleo: [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI), set/13.

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

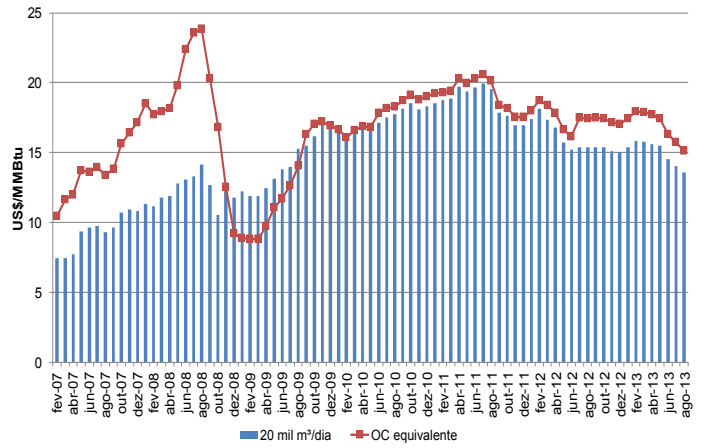
Nota: Os preços internacionais estão sujeitos a reajustes segundo critérios das fontes acima citadas.

# Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

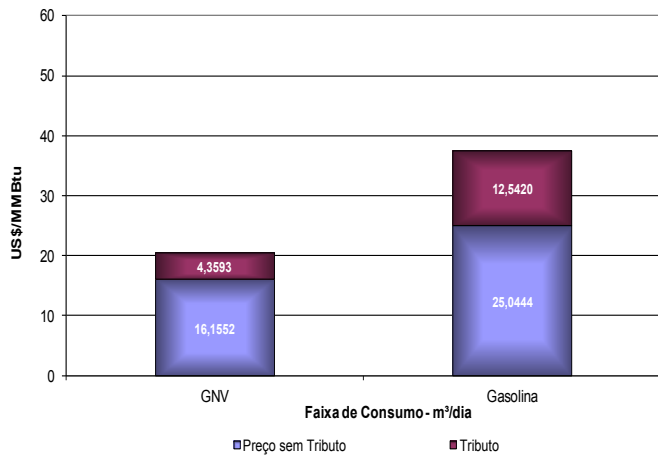
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - agosto/2013



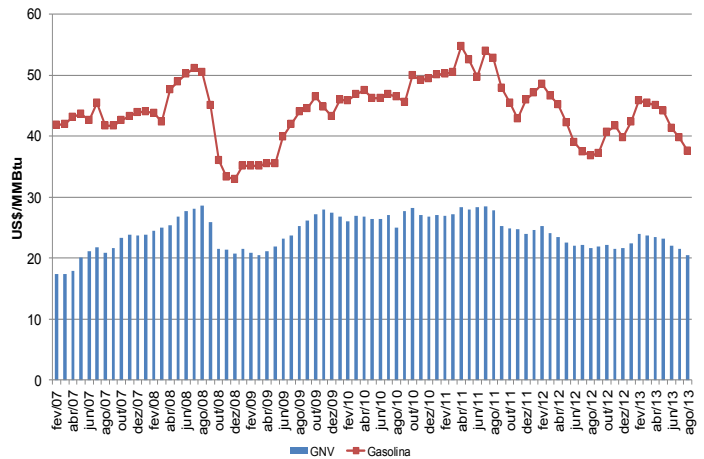
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível na Bahia



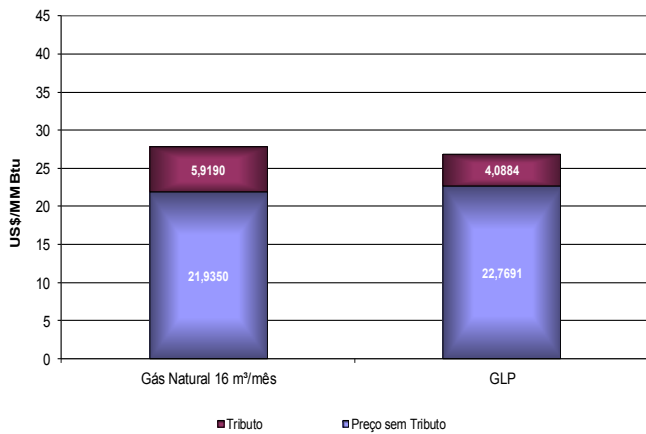
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - agosto/2013



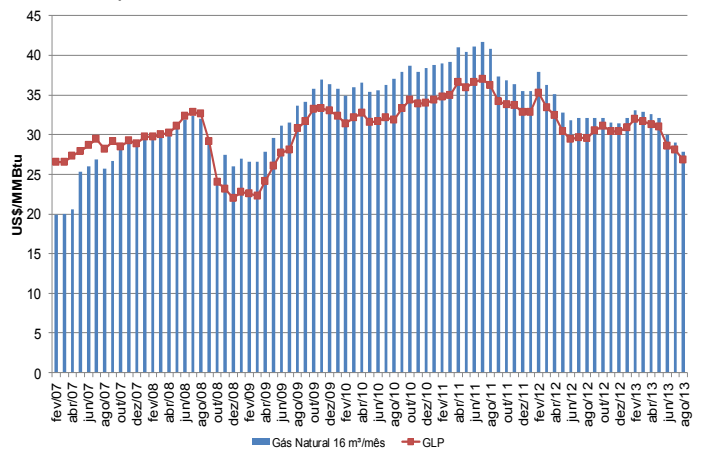
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - ago/2013



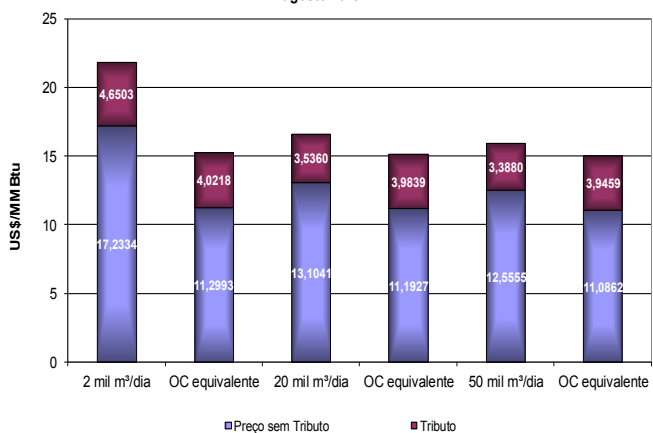
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



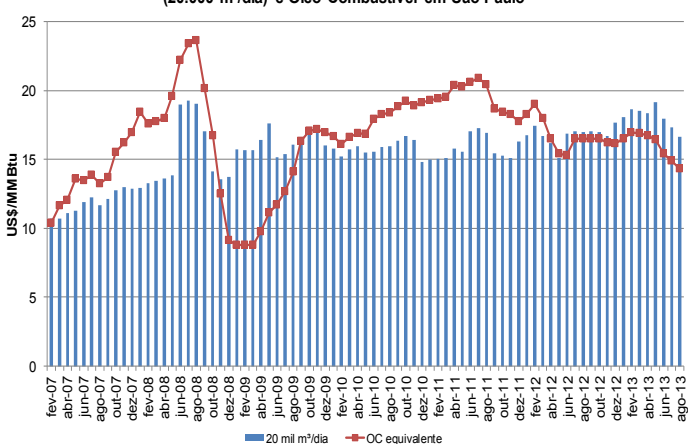
⇒ Ver nota na página 25.

# Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

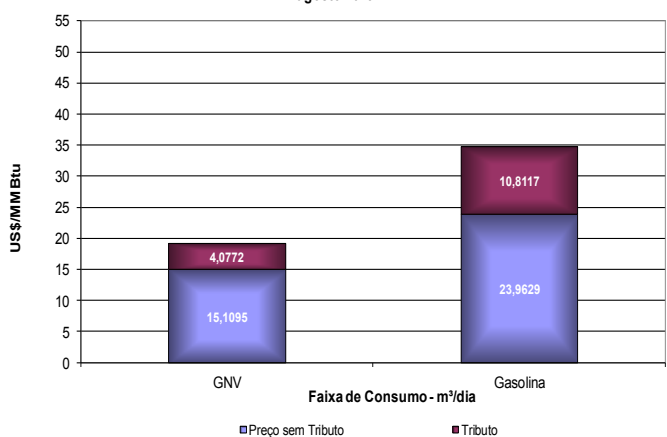
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo - agosto/2013



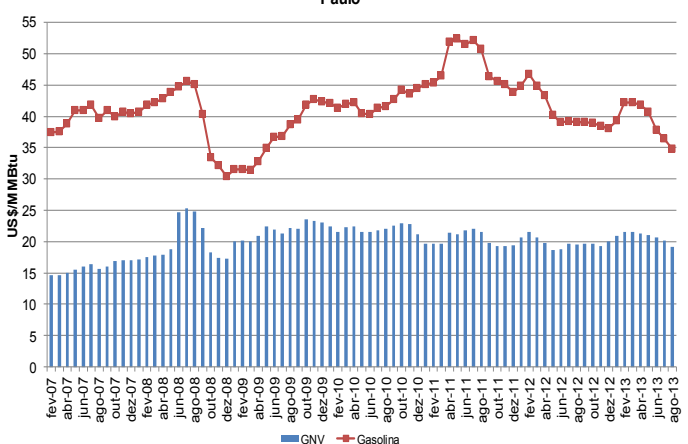
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível em São Paulo



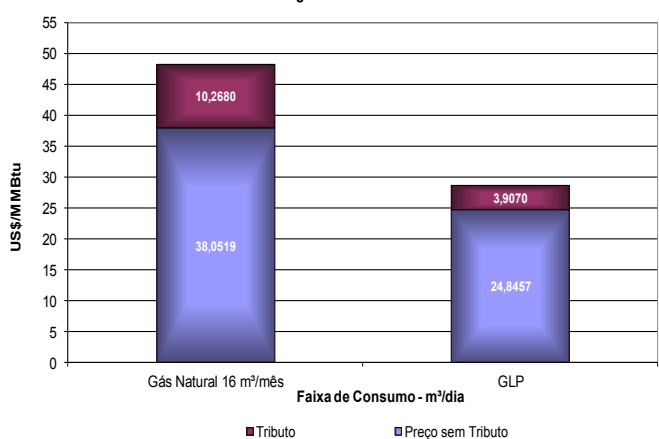
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - agosto/2013



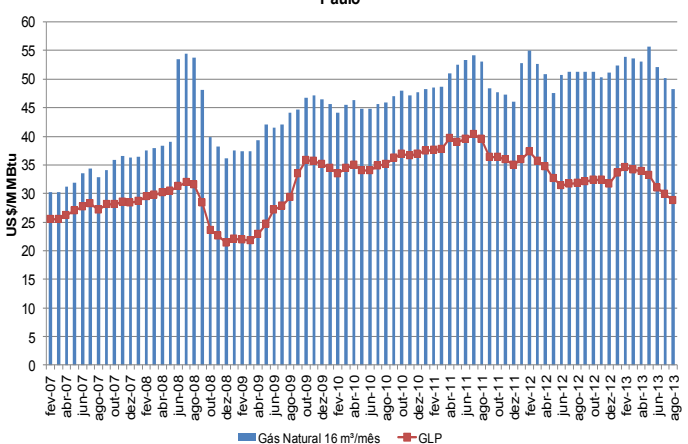
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - agosto/2013



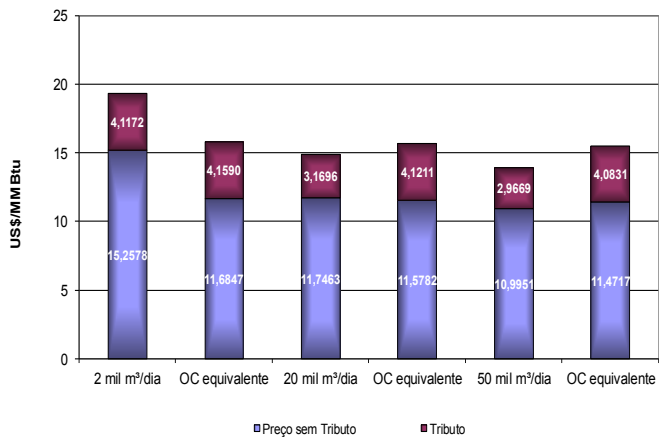
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



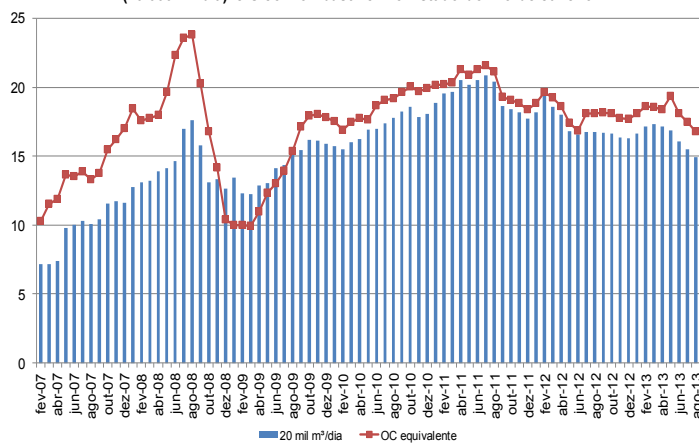
⇒ Ver nota na página 25.

## Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

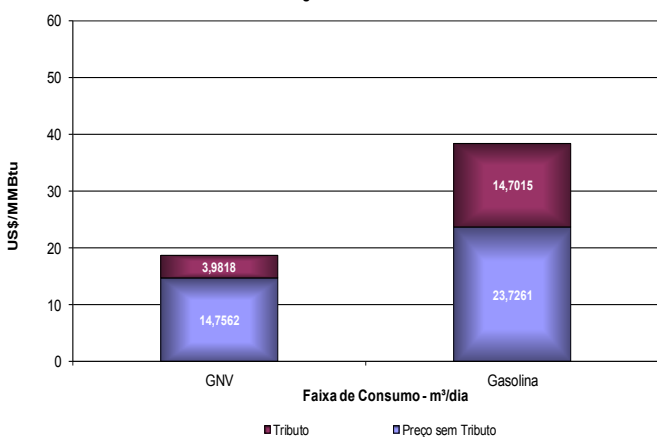
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro - agosto/2013



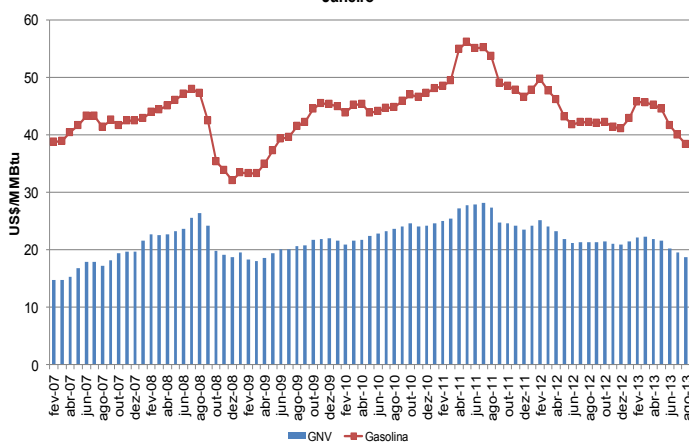
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível no Estado do Rio de Janeiro



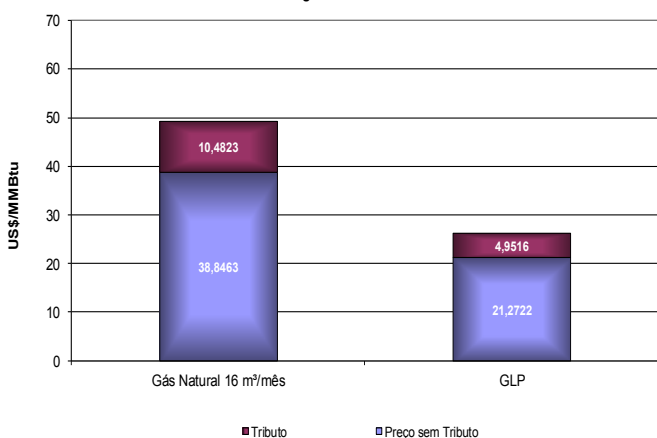
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - agosto/2013



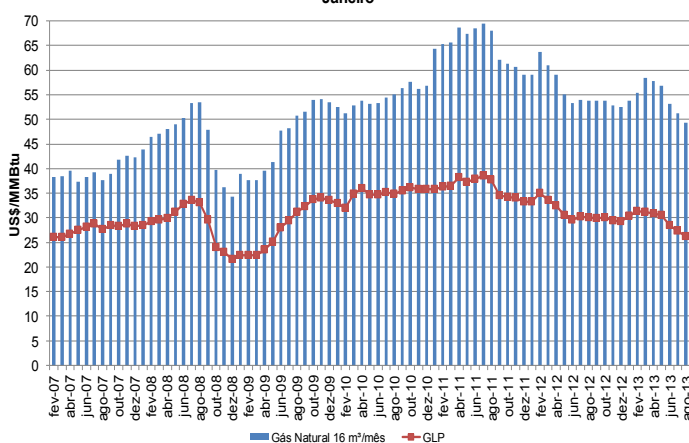
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - agosto/2013



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





## Balanço na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos

### Bolívia (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>41,99</b>	<b>36,74</b>	<b>41,71</b>	<b>45,07</b>	<b>51,11</b>	<b>54,90</b>	<b>58,00</b>											<b>56,45</b>
Reinjeção	0,88	1,35	0,30	0,01	0,0	0,00	0,00											0,00
Queima e perda	0,22	0,19	0,24	0,32	0,2	0,45	0,11											0,28
Consumo nas unidades de E&P	0,80	0,78	0,78	0,80	0,9	0,93	0,95											0,94
Convertido em líquido	0,49	0,45	0,47	0,49	0,5	0,54	0,57											0,55
Consumo no Transporte	0,85	0,90	0,96	1,05	1,1	1,02	1,21											1,12
<b>DISPONIBILIZADO</b>	<b>38,74</b>	<b>33,08</b>	<b>38,96</b>	<b>42,41</b>	<b>48,4</b>	<b>51,96</b>	<b>55,16</b>											<b>53,56</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>5,72</b>	<b>6,38</b>	<b>7,34</b>	<b>8,21</b>	<b>12,3</b>	<b>8,07</b>	<b>8,01</b>											<b>8,04</b>
Residencial	0,09	0,12	0,14	0,17	0,2	0,23	0,25											0,24
Comercial	0,07	0,08	0,09	0,10	0,1	0,12	0,12											0,12
Veicular	0,89	1,08	1,23	1,42	1,5	1,68	1,71											1,69
Geração Elétrica	2,88	3,11	3,82	4,29	4,2	3,59	3,40											3,50
Refinarias	0,26	0,26	0,26	0,26	0,3	0,27	0,29											0,28
Indústria	1,52	1,72	1,80	1,97	2,2	2,18	2,25											2,22
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>33,02</b>	<b>26,70</b>	<b>31,63</b>	<b>34,20</b>	<b>39,9</b>	<b>43,89</b>	<b>47,15</b>											<b>45,52</b>
<b>BRASIL</b>	<b>30,51</b>	<b>22,04</b>	<b>26,79</b>	<b>26,74</b>	<b>27,5</b>	<b>31,62</b>	<b>31,29</b>											<b>31,46</b>
Petrobras	30,48	22,04	26,78	26,74	27,5	31,62	31,29											31,46
MTgás	0,02	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00
BG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00											0,00
<b>ARGENTINA</b>	<b>2,52</b>	<b>4,66</b>	<b>4,84</b>	<b>7,46</b>	<b>12,4</b>	<b>12,27</b>	<b>15,86</b>											<b>14,07</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

mar/13

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	Média 2011	2012												Média 2012
						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>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>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>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>12,15</b>	<b>7,11</b>	<b>8,68</b>	<b>11,32</b>	<b>12,72</b>	<b>12,51</b>	<b>12,28</b>	<b>13,17</b>	<b>14,14</b>	<b>13,18</b>	<b>10,72</b>							<b>12,67</b>
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

### Uruguai (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média 2008	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	2013												Média 2013	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>0,27</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>	<b>0,24</b>	<b>0,18</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>	<b>0,12</b>	<b>0,21</b>	<b>0,25</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,09</b>	<b>0,08</b>
Argentina	0,27	0,19	0,21	0,24	0,18	0,08	0,09	0,10	0,12	0,21	0,25							0,14	
<b>OFERTA DE GÁS</b>	<b>0,27</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>	<b>0,24</b>	<b>0,18</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>	<b>0,12</b>	<b>0,21</b>	<b>0,25</b>							<b>0,14</b>	
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>0,25</b>	<b>0,18</b>	<b>0,21</b>	<b>0,23</b>	<b>0,18</b>	<b>0,10</b>	<b>0,12</b>	<b>0,08</b>	<b>0,11</b>	<b>0,16</b>	<b>0,21</b>							<b>0,13</b>	
Residencial	0,05	-	0,06	0,07	0,08	0,02	0,02	0,02	0,03	0,06	0,12							0,04	
Comercial	0,05	-	0,05	0,06	0,06	0,05	0,04	0,04	0,06	0,07	0,08							0,06	
Veicular	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00							0,01	
Geração Elétrica	0,00	-	0,06	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00	
Industriais	0,12	-	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,00	0,00	0,00	0,02							0,01	
Consumo próprio setor energético	0,03	-	0,04	0,04	0,03	0,00	0,00	0,02	0,03	0,02	0,00							0,01	

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería, jul/13

Argentina (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

	Média	Média	Média	Média	Média	2013												Média
	2008	2009	2010	2011	2012	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2013
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>128,13</b>	<b>128,49</b>	<b>128,91</b>	<b>124,69</b>	<b>120,58</b>	<b>114,64</b>	<b>115,27</b>											<b>114,96</b>
Austral	22,86	26,24	28,58	29,63	30,42	29,22	29,89											29,56
Golfo San Jorge	12,80	13,79	14,30	13,35	14,26	13,98	13,93											13,96
Neuquina	74,85	71,54	71,22	69,08	65,34	61,81	61,97											61,89
Noroeste	17,62	16,92	14,81	12,63	10,56	9,63	9,49											9,56
Reinjeção	2,62	3,44	3,67	3,05	1,82	2,97	2,22											2,60
Convertido em Líquido	5,09	5,67	5,18	4,80	2,93	4,81	5,23											5,02
Queima e Perda	2,40	2,71	2,39	2,63	4,28	2,92	3,02											2,97
Consumo nas unidades de E&P	12,89	15,80	13,14	13,03	13,21	13,08	13,36											13,22
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	<b>105,14</b>	<b>100,86</b>	<b>104,53</b>	<b>101,17</b>	<b>98,34</b>	<b>90,86</b>	<b>91,44</b>											<b>91,15</b>
<b>IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL</b>	<b>2,48</b>	<b>5,04</b>	<b>10,05</b>	<b>18,43</b>	<b>24,90</b>	<b>25,01</b>	<b>27,14</b>	<b>26,37</b>										<b>26,17</b>
Importação da Bolívia	-	-	5,06	7,46	12,48	12,77	16,62	16,49										15,29
Importação GNL	-	-	4,99	10,97	12,42	12,24	10,52	9,88										10,88
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>105,41</b>	<b>103,68</b>	<b>113,26</b>	<b>119,04</b>	<b>122,95</b>	<b>115,72</b>	<b>118,45</b>	<b>117,68</b>										<b>117,29</b>
Residencial	25,76	23,70	27,19	28,39	31,14	11,45	13,48	15,31										13,42
Comercial	4,49	4,41	4,59	4,67	5,15	2,53	2,61	3,36										2,83
Veicular	7,50	7,09	7,19	7,45	7,61	6,97	7,13	7,77										7,29
Geração Elétrica	34,02	38,30	31,22	35,62	38,83	53,54	52,92	47,75										51,40
Industriais	33,63	30,19	32,76	34,21	33,79	33,40	33,72	34,72										33,95
Consumo no sistema	-	-	10,31	8,71	6,44	7,84	8,59	8,77										8,40
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>2,36</b>	<b>2,22</b>	<b>1,19</b>	<b>0,55</b>	<b>0,29</b>	<b>0,14</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>										<b>0,13</b>
Brasil	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
Chile	1,98	2,09	0,97	0,32	0,12	0,07	0,03	0,03										0,04
Uruguai	0,20	0,10	0,22	0,23	0,17	0,08	0,09	0,09										0,09

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

Estados Unidos (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)

BALANÇO DO GÁS NATURAL NOS ESTADOS UNIDOS																		
(milhões de m <sup>3</sup> /dia)																		
	Média	Média	Média	Média	Média	jan/13	fev/13	mar/13	abr/13	mai/13	jun/13	jul/13	ago/13	set/13	out/13	nov/13	dez/13	Média
	2008	2009	2010	2011	2012													2013
<b>Produção de gás natural</b>	<b>1.986,5</b>	<b>2.026,2</b>	<b>2.084,8</b>	<b>2.214,0</b>	<b>2.308,2</b>	<b>2.575,3</b>	<b>2.116,0</b>	<b>2.403,6</b>	<b>2.268,4</b>	<b>2.397,5</b>	<b>2.231,2</b>							<b>2.336,5</b>
Gás não associado	1.172,8	1.120,9	1.030,1	956,0														
Gás associado	434,6	441,1	453,5	458,8														
Shale gás	222,4	307,8	452,1	660,8														
Coalbed methane	156,7	156,3	149,1	138,4														
Reinjeção	281,8	273,7	266,7	261,0														
Consumo E&P	94,5	99,2	100,0	102,8	107,9	118,9	98,1	111,4	105,3	112,5	105,4							108,8
Queima e perda	12,9	12,9	12,9	16,3														
Contaminantes	55,7	56,1	65,1	67,5														
Absorção em LPGNs	73,9	79,6	82,9	88,2	97,3	106,3	89,9	103,6	97,4	104,6	97,8							100,1
<b>Oferta ao mercado</b>	<b>1.467,6</b>	<b>1.504,8</b>	<b>1.557,3</b>	<b>1.678,2</b>	<b>1.756,5</b>	<b>1.935,5</b>	<b>1.594,5</b>	<b>1.810,4</b>	<b>1.710,9</b>	<b>1.826,9</b>	<b>1.711,8</b>							<b>1.768,4</b>
<b>Importação</b>	<b>308,9</b>	<b>291,7</b>	<b>291,3</b>	<b>270,2</b>	<b>243,2</b>	<b>281,3</b>	<b>216,4</b>	<b>234,4</b>	<b>201,2</b>	<b>222,2</b>	<b>216,5</b>							<b>229,1</b>
Por gasoduto	281,6	256,7	257,7	242,9	229,6	267,6	206,0	226,5	196,5	216,9	209,1							220,9
do Canadá	278,3	254,4	255,4	242,7	229,6	267,6	206,0	226,5	196,5	216,9	209,1							220,9
do México	3,4	2,2	2,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
GNL	27,2	35,0	33,6	27,3	13,6	13,6	10,4	7,8	4,7	5,3	7,3							8,2
<b>Exportação</b>	<b>74,7</b>	<b>83,4</b>	<b>88,3</b>	<b>117,1</b>	<b>125,4</b>	<b>156,3</b>	<b>121,6</b>	<b>140,3</b>	<b>114,8</b>	<b>134,1</b>	<b>122,2</b>							<b>131,9</b>
Por gasoduto	71,7	80,8	83,4	111,5	123,2	156,3	121,6	140,2	114,8	134,1	122,2							131,8
para Canadá	43,3	54,5	57,5	72,8	75,2	100,1	77,1	87,3	64,7	77,1	69,3							79,4
para México	28,3	26,3	25,9	38,7	48,0	56,2	44,5	53,0	50,1	57,0	52,9							52,4
GNL	3,0	2,6	5,0	5,6	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
para Brasil	0,0	0,0	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							0,0
<b>Oferta Líquida de gás estocado*</b>	<b>4,0</b>	<b>-23,7</b>	<b>0,8</b>	<b>-24,5</b>	<b>-0,7</b>	<b>729,3</b>	<b>551,5</b>	<b>359,3</b>	<b>-124,6</b>	<b>-394,6</b>	<b>-339,7</b>							<b>127,2</b>
Estocagem	-258,8	-257,2	-255,7	-265,4	-219,0	-72,7	-40,3	-95,8	-248,7	-440,9	-402,4							-218,5
Oferta de gás estocado	262,8	233,5	256,5	240,9	218,4	802,1	591,8	455,0	124,0	46,4	62,7							345,7
<b>Consumo no transporte e distribuição</b>	<b>50,2</b>	<b>52,2</b>	<b>52,5</b>	<b>53,2</b>	<b>55,4</b>	<b>81,2</b>	<b>65,4</b>	<b>66,4</b>	<b>49,9</b>	<b>46,0</b>	<b>44,2</b>							<b>58,9</b>
<b>Outros combustíveis gasosos</b>	<b>4,6</b>	<b>5,1</b>	<b>4,9</b>	<b>4,6</b>	<b>4,7</b>	<b>6,1</b>	<b>4,6</b>	<b>5,7</b>	<b>4,6</b>									<b>3,5</b>
<b>Ajustes</b>	<b>-0,2</b>	<b>-9,3</b>	<b>8,9</b>	<b>-15,3</b>	<b>-10,1</b>	<b>-18,5</b>	<b>-11,4</b>	<b>-13,5</b>	<b>-4,0</b>	<b>9,4</b>	<b>5,3</b>							<b>-5,4</b>
<b>Demanda</b>	<b>1.659,9</b>	<b>1.632,9</b>	<b>1.722,5</b>	<b>1.742,8</b>	<b>1.812,8</b>	<b>2.696,1</b>	<b>2.168,5</b>	<b>2.189,6</b>	<b>1.623,4</b>	<b>1.483,8</b>	<b>1.427,5</b>							<b>1.932,0</b>
Residencial	379,6	373,4	373,1	368,4	324,2	891,2	691,2	632,1	336,7	183,6	117,9							474,6
Comercial**	244,4	243,3	241,7	246,1	225,3	483,5	390,6	370,8	225,5	158,5	124,2							291,8
Industrial	517,0	479,7	530,8	537,0	552,9	682,1	567,3	615,5	544,2	558,9	510,9							580,6
GNV	2,0	2,1	2,2	2,5	2,6	2,8	2,3	2,6	2,5	2,6	2,5							2,6
Geração termelétrica	516,9	534,4	574,6	588,9	707,8	636,5	517,2	568,5	514,6	580,2	672,0							582,4

Fonte: U.S. Energy Information Administration, ago/2013

\* Valores negativos indicam armazenamento de gás natural, enquanto que valores positivos indicam disponibilização de gás ao mercado.

\*\* Inclui combustível veicular.

## 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).
- 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 130, de 24 de abril de 2013 (Estabelece as regras e procedimentos para a solicitação e o recebimento, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de dados dos agentes da indústria do gás natural e demais interessados para fins de elaboração dos Estudos de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário).
- Portaria nº 206, de 12 de junho de 2013 (Define procedimentos para aprovação de projetos de investimento na área de infraestrutura de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis, geridos e implementados por Sociedade de Propósito Específico - SPE e concessionárias de serviços públicos.)
- Portaria nº 317, de 13 de setembro de 2013 (Proposição, mediante provocação da Petrobras, a construção do Gasoduto de Transporte entre os Municípios de Itaboraí e Guapimirim, no Estado do Rio de Janeiro)

### ⇒ Portarias e Resoluções da ANP

- Portaria ANP 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).
- Portaria ANP nº 1, de 6 de janeiro de 2003 (Estabelece os procedimentos para o envio das informações referentes às atividades de transporte e de compra e venda de gás natural ao mercado, aos Carregadores e à ANP).
- Resolução ANP nº 6, de 3 de fevereiro de 2011 (Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 2/2011 - Regulamento Técnico de Dutos de Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT).
- Resolução ANP 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 ANP 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 ANP nº 51, de 29 de setembro de 2011 (Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador).
- Resolução ANP 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).
- Resolução ANP nº 42, de 10 de dezembro de 2012 (Fixa diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis).
- Resolução ANP nº 37, de 04 outubro de 2013 (Estabelece os critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares - Componentes e Complementos.)

### ⇒ Temas em processo de regulamentação pelo MME:

- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

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

## Programa de Aceleração do Crescimento - PAC

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m³/dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia	14	nov-13	nov-13

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

### DESTAQUES DO PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO (PAC)

#### NA ÁREA DE GÁS NATURAL

##### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

**19/09/2013** - Emitida a Licença Prévia – LP para o projeto “**UFN IV - Complexo de Gás Químico**”, fábrica de fertilizantes nitrogenados a ser construída no município de Linhares – ES, e que irá produzir 755 mil ton/ano de ureia e 456 mil ton/ano de amônia, a partir do gás natural.

**19/09/2013** – Emitida a Licença Prévia – LP para o projeto “**Ponto de Entrega UFN IV**”. Este ponto de entrega de gás, que integra o empreendimento EXPANSÃO DA MALHA SUDESTE - Fase II, irá fornecer o gás natural para o empreendimento UFN IV.

##### ANDAMENTO DOS PROJETOS

#### UPGN COMPERJ - ROTA 3 (21MM)

**16/08/2013** - Recebimento das propostas para a contratação do projeto no Modelo *TURN KEY*. A assinatura do contrato e imediato início de obras encontram-se previstos para novembro de 2013.

#### GNL - TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DA BAHIA - TRBahia

**31/08/2013** – Concluída a obra da infraestrutura de estaqueamento do Pier. O navio regaseificador já encontra-se na Baía de Todos os Santos para imediata interligação ao Pier e tem previsão de operação para novembro de 2013.

#### Adequação da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba – UTGCA

Em andamento a construção e montagem - C&M das esferas de armazenamento de gás natural (bacias de drenagem (Previsto: 96% Realizado:83%); piso e diques (Previsto: 100% Realizado: 94%).

**04/09/2013** - Iniciada a operação da Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho – UAPO. Esta unidade irá associar-se às outras UAPO's já existentes, para nova configuração da planta de tratamento de gás da UTGCA.

#### EXPANSÃO DA MALHA SUDESTE - Fase II

**11/09/2013** - Obtida a autorização de operação – AO para o ponto de entrega de gás natural “PE Pindamonhangaba” II.

#### Roncador Módulo 3 - P-55

**16/09/2013** – Concluída a construção da Plataforma P-55, que será interligada ao primeiro poço até outubro de 2013. O empreendimento tem como meta a produção de 6 MMm³/d de gás natural no Campo de Roncador, e início de operação previsto para 31/12/2013.

#### GASFOR II

As obras de Construção e Montagem - C&M encontram-se em andamento, tendo sido executados os serviços de abertura de pista (81 km realizados), desfile de tubos (72 km realizados) soldagem (62 km realizados), e abertura de vala/abaixamento (28 km realizados) de um total de 83,20 km de gasoduto.

## ANEXOS

## Reservas Nacionais de Gás Natural

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>BRASIL</b>	Reservas	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012	459.399	459.178
	R/P (anos)	20	26	24	21	24	25	21	22	23	23	21
	Terra	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572	72.365
	Mar	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827	386.812
	Gás Associado	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490	330.231
	Gás Não Associado	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422	126.909	128.947
<b>Amazonas</b>	Total	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816
	Terra	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012	38.409	34.949
	Gás Não Associado	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866	19.046	16.867
<b>Ceará</b>	Total	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Gás Associado	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Rio Grande do Norte</b>	Total	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080	9.110	9.833
	Terra	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404	1.464	2.536
	Mar	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297
	Gás Associado	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701	5.250	5.917
	Gás Não Associado	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380	3.860	3.916
<b>Alagoas</b>	Total	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476	3.497	3.498
	Terra	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.736
	Mar	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	762
	Gás Associado	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156	1.267	1.107
	Gás Não Associado	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321	2.230	2.391
<b>Sergipe</b>	Total	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649	3.756	4.881
	Terra	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062	1.433	1.460
	Mar	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422
	Gás Associado	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665	2.841	3.781
	Gás Não Associado	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984	915	1.100
<b>Bahia</b>	Total	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517	30.552	30.287
	Terra	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356	6.844	5.997
	Mar	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290
	Gás Associado	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546	4.435	6.963
	Gás Não Associado	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972	26.117	23.324
<b>Espírito Santo</b>	Total	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611	44.344	43.125
	Terra	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587	713	535
	Mar	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590
	Gás Associado	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603	36.268	32.532
	Gás Não Associado	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008	8.075	10.593
<b>Rio de Janeiro</b>	Total	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438
	Gás Associado	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829	227.858	226.720
	Gás Não Associado	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677	22.126	19.719
<b>São Paulo</b>	Total	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336
	Gás Associado	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293	14.911	16.584
	Gás Não Associado	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080	44.391	43.752
<b>Paraná</b>	Total	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039	1.062	1.062
	Terra	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0
	Mar	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062
	Gás Associado	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0
<b>Santa Catarina</b>	Total	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Gás Associado	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Maranhão</b>	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286

Fonte: ANP, março de 2013

# 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 - TAG<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)	493,0	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 Aracat	Aracat (CE)	Aracat (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Perambuoc	Cabo (PE)	TermoPerambuoc	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPI	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
<b>TOTAL - TRANSPETRO</b>			<b>6.333,8</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 - 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
<b>TOTAL - TBG</b>			<b>2.593,2</b>			
<b>Transportadora - TSB<sup>(3)</sup></b>						
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguaiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Pólo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
<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>9.244,0</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

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)		32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Trecho Boliviano - GTB <sup>(1)</sup>	Mutum	557,0	32	30,08	1999
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano <sup>(2)</sup>	Divisa com o Brasil (GASBOL)		18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Trecho Argentino - TGM <sup>(3)</sup>	Divisa com o Brasil (San Matias)	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/Trim08-027/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 <sup>3</sup> /dia)
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>96.696,0</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
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
<b>Total Sudeste / Sul</b>			<b>62.490,0</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 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
<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	20 <sup>(1)</sup>	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09

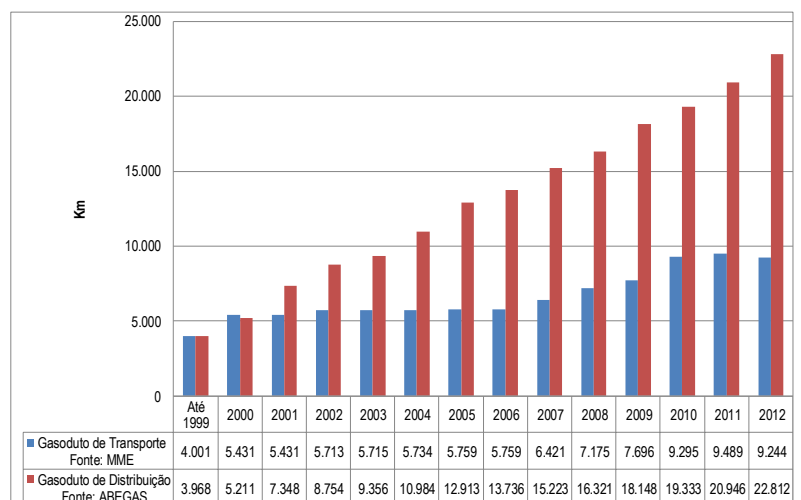
<sup>(1)</sup> A capacidade de regaseificação do terminal foi ampliada em dezembro de 2012.

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

## Gasodutos de Escoamento da Produção e de Transferência

A ANP publicou em seu sítio a lista de gasodutos de escoamento da produção totalizando 254 dutos (4.650 km) e de gasodutos de transferência totalizando 5 dutos (30 km).

## Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição



# Parque Térmico a Gás Natural

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN							
UTEs em Operação							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Carta Compromisso	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	GN	226	4,38	MG	212	102,84
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349	93,12
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-	259,87
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	GN	250	5,28	SP	206	100,17
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	GN	565	5,02	SP	357	70,16
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	-	470,34
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	169	233,27
Bahia I (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	BA	29	647,16
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998	150,21
Juiz de Fora	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79	93,12
Linhães	ca	GN	204	5,66	ES	-	127,12
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(10)</sup>	ca	GN	385	7,46	MS	241	188,54
Santa Cruz (nova)	cc	GN	200	4,26	RJ	-	111,28
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	GN	923	5,86	RJ	885	719,99
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-	291,65
Norte Fluminense - Preço 1	-	GN	-	-	-	400	304,42
Norte Fluminense - Preço 2	-	GN	-	-	-	100	198,72
Norte Fluminense - Preço 3	cc	GN	869	4,74	RJ	200	287,83
Norte Fluminense - Preço 4	-	GN	-	-	-	85	349,82
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	-	<b>5.881</b>	-	-	<b>4.310</b>	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	GN/OC	161	6,56	RS	147	0,00
Uruguaiana <sup>(3)</sup>	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-	463,79
Araucária	cc	GN	484	4,57	PR	458	218,97
<b>TOTAL Sul</b>	-	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>605</b>	-
Camaçari	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-	197,85
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	GN	186	7,40	BA	150	258,85
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	GN	368	6,43	RN	285	0,00
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	GN	138	6,24	BA	125	58,89
Termo Ceará	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217	37,80
Termo Fortaleza	cc	GN	347	4,78	CE	327	154,95
Termo Pernambuco	cc	GN	533	4,02	PE	494	320,92
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
Maranhão IV	ca	GN	338	5,91	MA	-	205,25
Maranhão V	ca	GN	338	5,91	MA	-	229,05
<b>TOTAL Norte Interligado</b>	-	-	<b>676</b>	-	-	<b>0</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	-	<b>10.002</b>	-	-	<b>6.513</b>	-
UTEs em Fechamento de Ciclo <sup>(4)</sup>							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	Vapor	88	4,24	RS	jun/14	
UTEs em Construção							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Baixada Fluminense <sup>(8)</sup>	cc	GN	530	n/d	RJ	out/14	
Maranhão III <sup>(8)</sup>	cc	GN	499	n/d	MA	jun/14	
MC2 Nova Venécia <sup>(8)</sup>	ca	GN	176,2	n/d	MA	nov/13	
UTEs do Sistema Manaus							
Usina	Tipos de Máquinas	Combustível	Potência <sup>(9)</sup> (MW)			Compromisso de Geração (MW)	
			A converter	Convertidas	TOTAL		
Mauá	ca	GN/OC	0	100	100	100	
Aparecida	ca	GN/OC	35	121	156	65	
Cristiano Rocha	Motor	GN/OC	85	0	85	65	
Manauara	Motor	GN/OC	34	51	85	60	
Gera	Motor	GN/OC	34	51	85	60	
Jaraquí	Motor	GN/OC	0	70	70	60	
Tambaqui	Motor	GN/OC	0	85	85	60	
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>188</b>	<b>478</b>	<b>666</b>	<b>470</b>	

Fontes: ANEEL/Petrobras, setembro de 2013.  
ONS, Fax-preço semana operativa 24/08/2013 a 30/08/2013  
DMSE/SEE/MME, setembro 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

#### NOTAS:

- (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.
- (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
Sulgás	Argentina	2,8 milhões m <sup>3</sup> /dia	UTE Uruguiana RS	Portaria MME nº 1, de 3/01/2013	31/12/2013
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutim/MS)	30 milhões de m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 44, de 4/02/2013 <sup>(1)</sup>	31/12/2013
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS (renovação requerida)	diversos produtores de GNL	Até 40 milhões de m <sup>3</sup> de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 30, de 30/01/2013	31/01/2015
MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m <sup>3</sup> /mês	MT (setores: res, com, serv, ind, fert, coqer e GNV)	Portaria MME nº 78, de 4/03/2013	31/12/2018

### AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL <sup>(2)</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 464, de 9 de agosto de 2012	31/12/2013

Fontes: MME, set/13

(1) Prorroga a validade da Portaria MME nº 213, de 11/04/2012.

(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 <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 14 a 16)

- 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