

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques do mês de junho

- ⇒ **Produção nacional:** Novo recorde histórico. (pags. 03 e 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Redução de 9,9% em relação a maio, resultando no menor índice de 2014. (pag. 05)
- ⇒ **Regaseificação de GNL:** Influenciada pela redução da demanda e aumento da oferta nacional, a regaseificação de GNL foi reduzida em 22% em relação ao mês anterior. (pag. 06)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** A queda na demanda dos segmentos industrial e termelétrico impactou na redução de 2,3% no consumo de gás natural no País. (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	14
Balanço de Gás Natural na Bolívia, Chile, Argentina, Uruguai e Estados Unidos da América.	18
Legislação do Setor	20
Programa de Aceleração do Crescimento - PAC	21
ANEXOS	
Reservas Nacionais de Gás Natural	22
Infraestrutura de Transporte de Gás Natural	23
Unidades de Processamento de Gás Natural, Terminais de GNL e Evolução da Malha de Gás Natural	24
Parque Térmico a Gás Natural	26
Notas Metodológicas	26

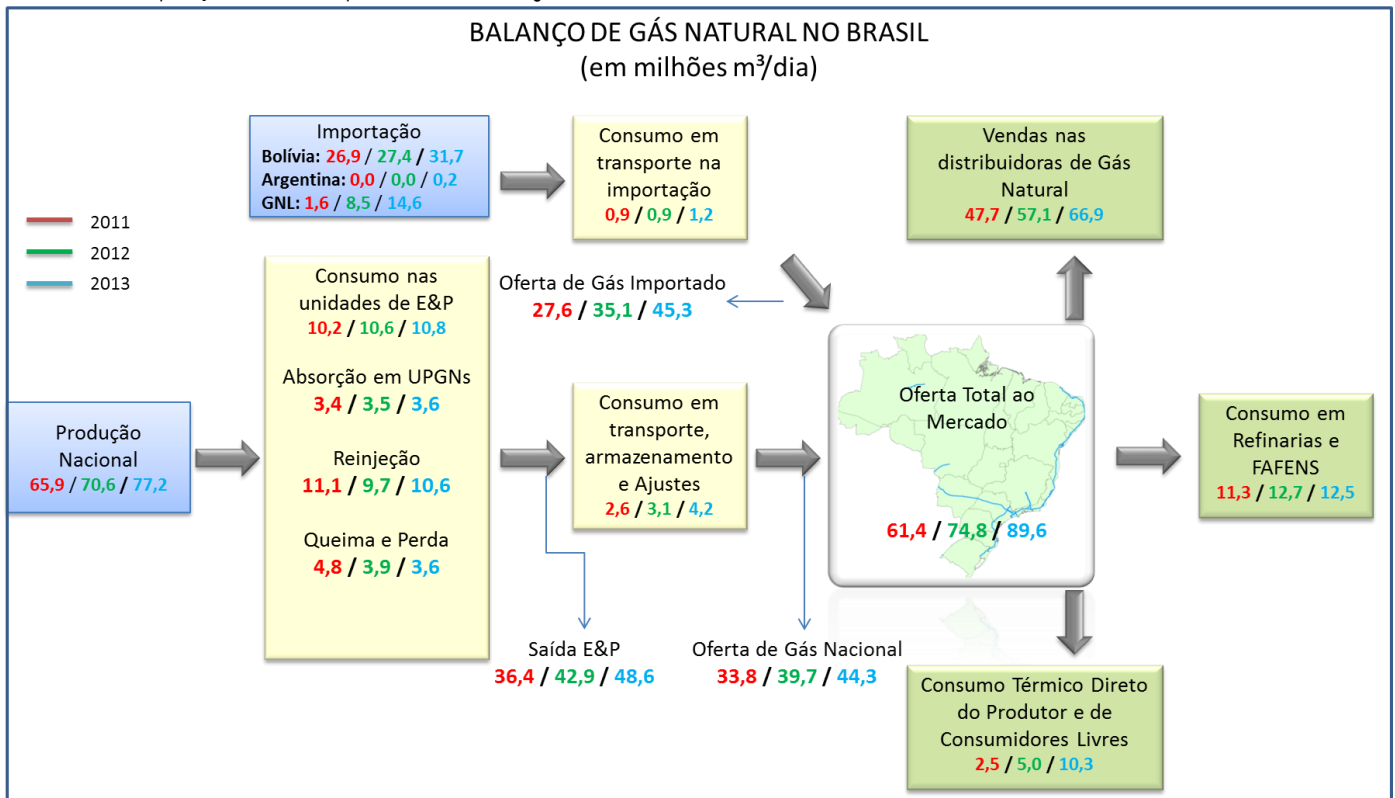
---

## Balanço de Gás Natural No Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>57,91</b>	<b>62,84</b>	<b>65,93</b>	<b>70,58</b>	<b>77,19</b>	<b>80,36</b>	<b>83,25</b>	<b>83,41</b>	<b>82,86</b>	<b>84,54</b>	<b>86,57</b>							<b>83,49</b>
Reinjeção	11,92	12,53	11,07	9,68	10,64	13,73	14,65	14,98	15,23	15,88	15,51							15,00
Queima e perda	9,38	6,64	4,81	3,95	3,57	4,79	4,29	4,33	4,64	4,74	4,26							4,51
Consumo nas unidades de E&P	8,45	9,72	10,15	10,57	10,85	10,84	10,92	11,08	11,07	11,31	11,30							11,09
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	2,67	2,35	2,64	3,14	4,24	5,28	4,17	3,80	2,03	4,41	4,31							4,01
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,39	3,56	3,43	3,52	3,56	3,24	3,36	3,39	2,96	3,51	3,53							3,33
Oferta de gás nacional ao mercado	22,10	28,04	33,83	39,73	44,33	42,48	45,86	45,83	46,91	44,68	47,66							45,55
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>22,92</b>	<b>34,55</b>	<b>28,50</b>	<b>36,04</b>	<b>46,47</b>	<b>43,68</b>	<b>54,14</b>	<b>57,91</b>	<b>55,53</b>	<b>58,62</b>	<b>51,94</b>							<b>53,63</b>
Bolívia	22,20	26,91	26,86	27,54	31,75	32,07	32,97	33,39	32,73	33,29	32,90							32,89
Argentina	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,00	0,81	0,51	0,87	0,00							0,37
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,72	7,64	1,64	8,50	14,56	11,61	21,17	23,72	22,30	24,46	19,03							20,37
Consumo em transporte na importação	0,58	0,89	0,93	0,93	1,17	1,25	1,25	1,22	1,29	1,29	1,18							1,25
Oferta de gás importado ao mercado	22,35	33,66	27,57	35,11	45,31	42,43	52,89	56,69	54,24	57,33	50,76							52,38
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	<b>44,45</b>	<b>61,70</b>	<b>61,40</b>	<b>74,84</b>	<b>89,64</b>	<b>84,90</b>	<b>98,75</b>	<b>102,52</b>	<b>101,16</b>	<b>102,02</b>	<b>98,41</b>							<b>97,93</b>
Venda nas distribuidoras de gás natural	36,70	49,73	47,67	57,12	66,90	62,60	73,73	75,40	74,77	76,49	70,81							72,27
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	7,09	9,12	11,28	12,69	12,48	12,51	14,02	14,36	14,39	13,78	13,91							13,82
Consumos térmicos diretos do produtor e de Consumidores Livres (Celso Furtado/Rômulo Almeida/ Canoas/Termoceará/Termoçu/Euzébio Rocha/ Cuiabá / Maranhão IV e V)	0,66	2,84	2,46	5,03	10,26	9,79	11,00	12,76	12,01	11,75	13,70							11,84
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	<b>49,7%</b>	<b>45,4%</b>	<b>55,1%</b>	<b>53,9%</b>	<b>49,5%</b>	<b>50,0%</b>	<b>46,4%</b>	<b>44,7%</b>	<b>46,4%</b>	<b>43,8%</b>	<b>48,4%</b>							<b>46,6%</b>

Fonte: ANP, ABEGAS, TSB e PETROBRAS, jul/14

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

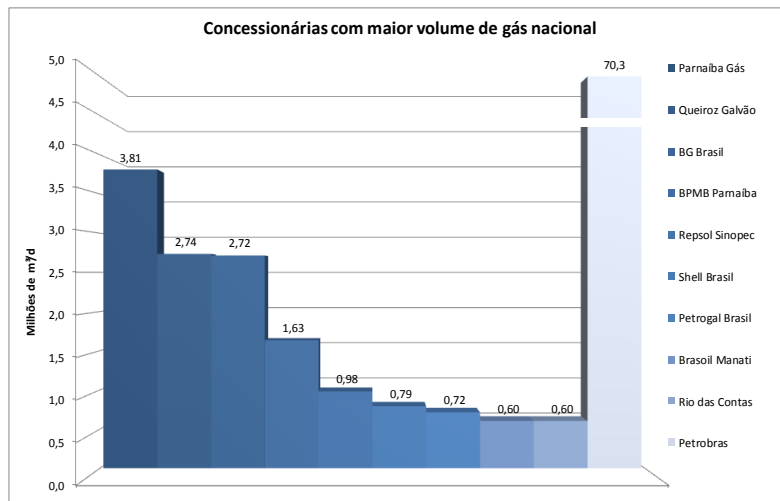


**Equipe do Departamento de Gás Natural:** Symone Christine de Santana Araújo (Diretora), Aldo Barroso Cores Junior, Matheus Batista Bodnar, Breno Peixoto Cortez, Fernando Massaharu Matsumoto, Juliano Vilela Borges dos Santos, Rodrigo Willians de Carvalho e Jaqueline Meneghel Rodrigues



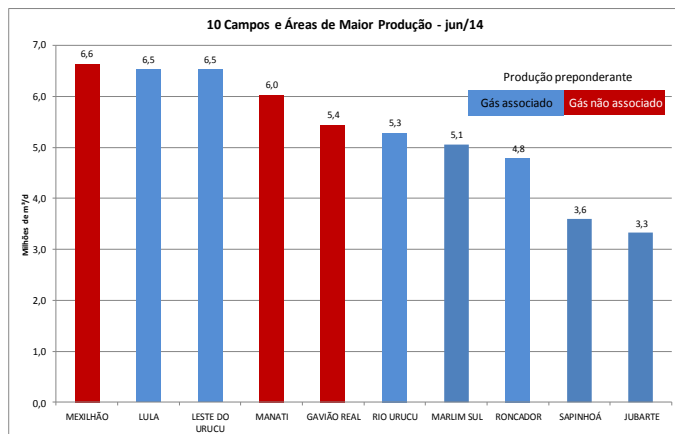
## Produção Nacional: Concessionárias

Do volume total produzido (86,6 milhões de m³/d) 98,1% está concentrado em dez Concessionárias (a Petrobras respondeu por 81,3% do total). O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional das dez concessionárias.

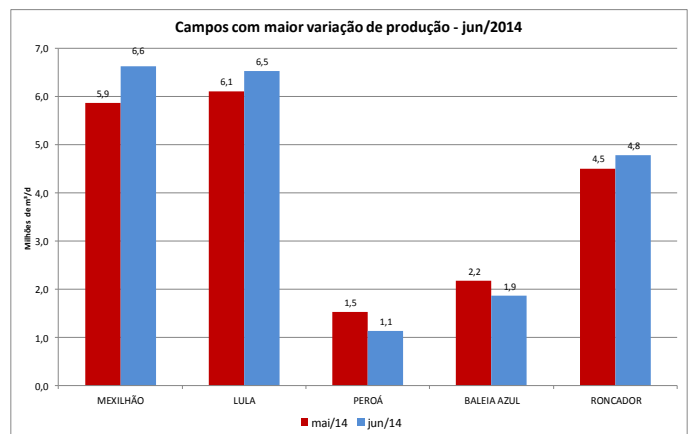


## Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, responsáveis por 61,5% da produção nacional.

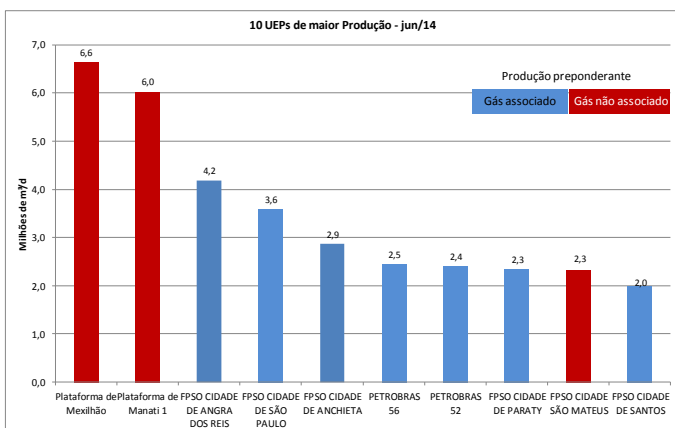


No mês de junho houve crescimento da produção nacional de 2,4% em relação ao mês anterior. O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção.



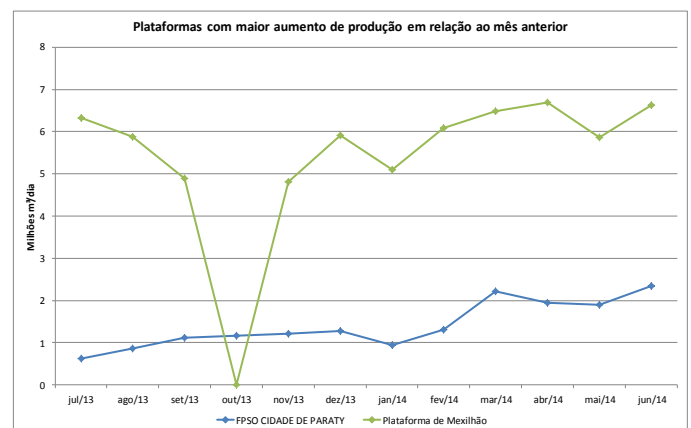
## Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de junho/2014



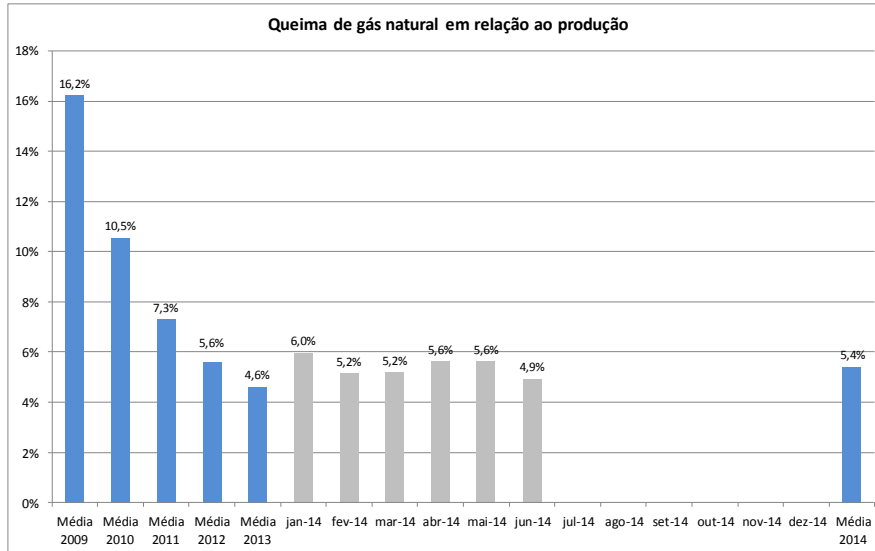
As UEP's apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 40,2% da produção nacional.

O gráfico abaixo apresenta histórico de produção da plataforma de Mexilhão e do FPSO Cidade de Paraty, UEP's que apresentaram maior aumento de produção em relação ao mês anterior.



O FPSO Cidade de Paraty produz petróleo e gás natural do campo de Lula. Sobre a plataforma de Mexilhão destaca-se que em outubro de 2013 foi realizada parada geral para manutenção.

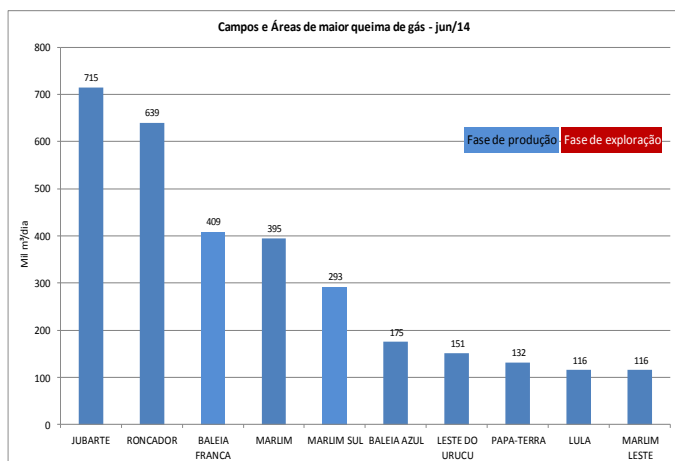
## Queima de Gás em relação à produção



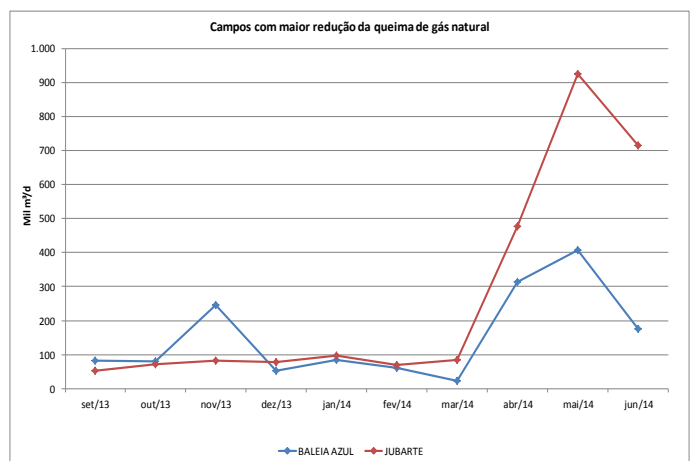
A queima de gás natural passou de 4,7 para 4,2 milhões de m³/d - queda de 9,9% em relação ao mês de maio/2014. A produção apresentou crescimento de 2,4%, fazendo reduzir a relação queima produção em 0,7%.

## Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos e áreas exploratórias com maior volume de queima gás natural no mês de junho/14, sendo estes responsáveis por 74% do volume total.

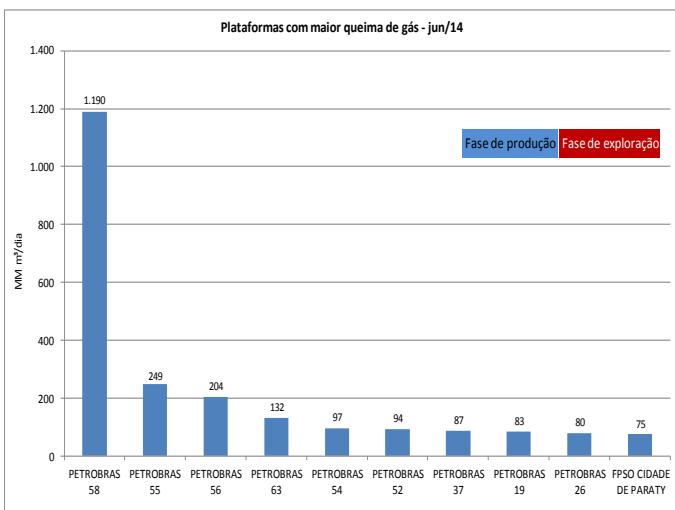


Os campos de maior redução na queima de gás natural entre os meses de maio e junho foram Baleia Azul e Jubarte. O gráfico abaixo apresenta histórico dos volumes de queima de gás natural dos dois campos.



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

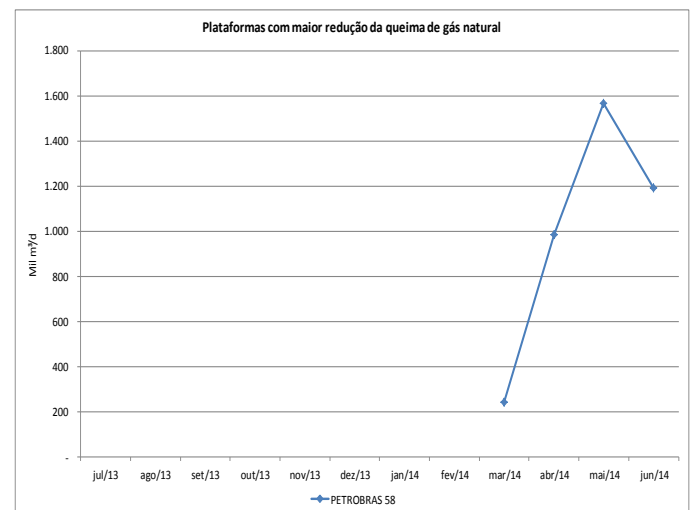
O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de junho de 2014.



As UEPs apresentadas no gráfico acima foram responsáveis por 54% do volume total de gás natural queimado no País.

Fonte: ANP e sala de monitoramento do MME/DGN, jul/14.

O gráfico abaixo apresenta histórico da UEP com maior redução da queima gás natural em relação ao mês anterior: P-58.

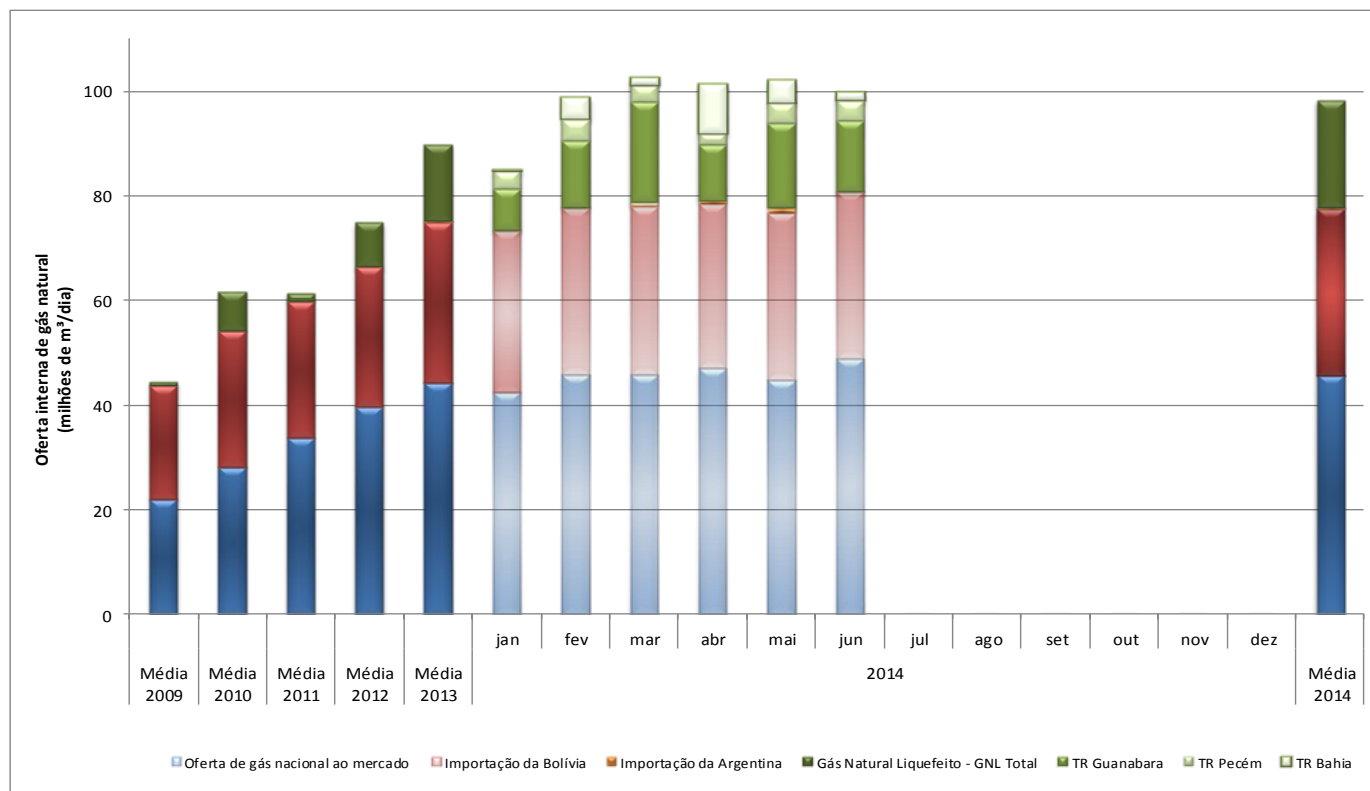


A P-58 entrou em operação no dia 17/03/2014, sendo esta plataforma parte integrante do projeto Norte do Parque das Baleias, que compreende a produção dos campos de Baleia Franca, Cachalote, Jubarte, Baleia Azul e Baleia Anã.





## Oferta Interna Disponibilizada



\* Os valores de GNL correspondem aos volumes médios regaseificados.

## Comentários

A produção nacional de gás natural atingiu recorde histórico, tendo registrado 86,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que influenciou o aumento de 4,25 milhões de m<sup>3</sup>/d na oferta de gás nacional. Quanto à importação de gás, via GNL e gás boliviano, o valor foi 22,2% e 1,2% inferior ao do mês de maio.

Registra-se que não houve importação pela Sulgás para suprimento à UTE Uruguiana em razão do término, no mês anterior, da carga de GNL que havia sido regaseificada na Argentina e transportada por gasodutos até a fronteira com o Brasil sob o amparo do Segundo Aditivo ao Memorando de Entendimento sobre intercâmbio energético assinado entre os dois países.

Quanto à distribuição da oferta de gás natural pela sua origem, as participações do gás nacional, do gás importado da Bolívia e da regaseificação de GNL na oferta total foram de 49,1%, 31,8% e 19,1%, respectivamente.



## Consumo de Gás Natural

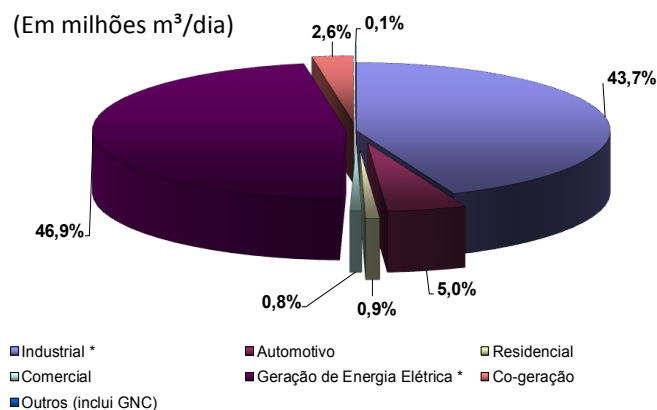
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014	2014 Média %	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Industrial *	28,96	35,41	40,85	41,82	41,27	41,04	43,12	43,49	43,96	43,51	42,46								42,93	43,8
Automotivo	5,77	5,50	5,40	5,32	5,13	4,80	5,16	4,97	4,94	4,98	4,74								4,93	5,0
Residencial	0,74	0,79	0,87	0,92	1,00	0,68	0,64	0,78	1,00	0,97	1,17								0,88	0,9
Comercial	0,59	0,63	0,68	0,72	0,75	0,67	0,73	0,75	0,77	0,73	0,79								0,74	0,8
Geração de Energia Elétrica *	5,31	15,77	10,42	23,03	38,92	35,29	46,48	49,92	47,91	49,10	46,43								45,83	46,8
Co-geração	2,43	2,90	3,01	2,92	2,46	2,36	2,53	2,54	2,53	2,68	2,78								2,57	2,6
Outros (inclui GNC)	0,64	0,68	0,17	0,11	0,10	0,06	0,08	0,06	0,05	0,04	0,04								0,06	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>44,44</b>	<b>61,69</b>	<b>61,40</b>	<b>74,84</b>	<b>89,64</b>	<b>84,90</b>	<b>98,75</b>	<b>102,52</b>	<b>101,16</b>	<b>102,02</b>	<b>98,41</b>							<b>97,93</b>	<b>100,0</b>	
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	14,51	16,20	16,22	17,22	18,65	19,36	18,45	18,28	16,06	19,24	19,14								18,43	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>58,95</b>	<b>77,89</b>	<b>77,62</b>	<b>92,07</b>	<b>108,29</b>	<b>104,26</b>	<b>117,20</b>	<b>120,79</b>	<b>117,22</b>	<b>121,26</b>	<b>117,55</b>							<b>116,35</b>		

\* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, jul/14

### Consumo de gás natural - Média em 2014

(Em milhões m³/dia)



As tabelas abaixo apresentam consumo das refinarias e Fafens, considerados como consumo industrial.

### Consumo de gás natural - FAFENS e Refinarias

	MÉDIA 2009	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA 2014
FAFEN-BA	0,94	1,29	1,47	1,50	1,77	1,37	1,33	2,35	1,28									1,26
FAFEN-SE	1,01	1,09	1,29	1,16	1,28	0,72	1,24	1,29	1,15									0,36
<b>TOTAL</b>	<b>1,96</b>	<b>2,38</b>	<b>2,76</b>	<b>2,66</b>	<b>3,05</b>	<b>2,09</b>	<b>2,58</b>	<b>3,63</b>	<b>2,43</b>									<b>2,69</b>

	MÉDIA 2009	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	MÉDIA 2014
REPAR	0,53	0,48	0,58	1,17	1,01	0,82	0,91	0,71	1,09	1,17								0,93
REPLAN	1,05	0,92	1,00	1,09	1,51	2,08	2,31	2,20	2,25	2,21								2,20
REDUC	1,51	1,77	1,84	2,01	1,71	1,51	1,85	2,31	2,14	1,99								1,95
REVAP	0,55	1,36	2,12	2,39	2,23	2,22	2,21	2,41	2,35	2,37								2,30
RPBC	0,60	0,60	1,12	0,88	0,77	0,77	0,74	0,80	0,74	0,87								0,78
RLAM	0,77	0,68	0,65	0,77	0,75	0,92	1,12	1,09	1,07	0,99								1,04
REGAP	0,18	0,21	0,27	0,46	0,54	0,63	0,80	0,77	0,83	0,80								0,76
REFAP <sup>1</sup>	0,00	0,00	0,38	0,42	0,40	0,52	0,44	0,46	0,49	0,61								0,50
RECAP	0,19	0,17	0,22	0,49	0,46	0,49	0,52	0,48	0,54	0,40								0,48
REMAN	0,01	0,16	0,20	0,19	0,21	0,20	0,18	0,20	0,20	0,20								0,20
LUBNOR	0,07	0,08	0,05	0,08	0,09	0,08	0,08	0,07	0,08	0,07								0,08
RPCC	0,00	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06	0,09								0,07
TECAB	0,26	0,25	0,23	0,22	0,25	0,14	0,18	0,00	0,00	0,00								0,06
<b>TOTAL</b>	<b>5,72</b>	<b>6,69</b>	<b>8,70</b>	<b>10,21</b>	<b>9,97</b>	<b>10,43</b>	<b>11,41</b>	<b>11,56</b>	<b>11,86</b>	<b>11,76</b>								<b>11,40</b>

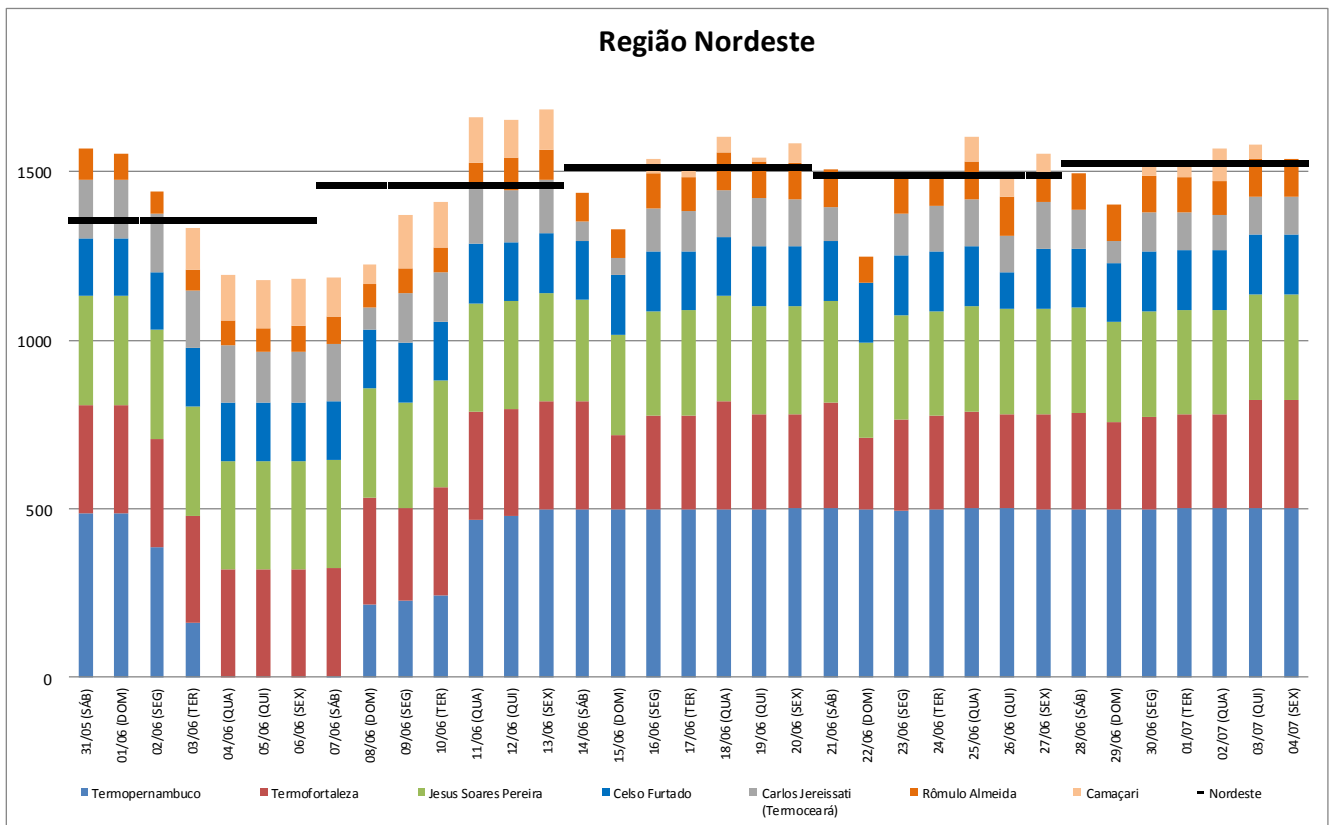
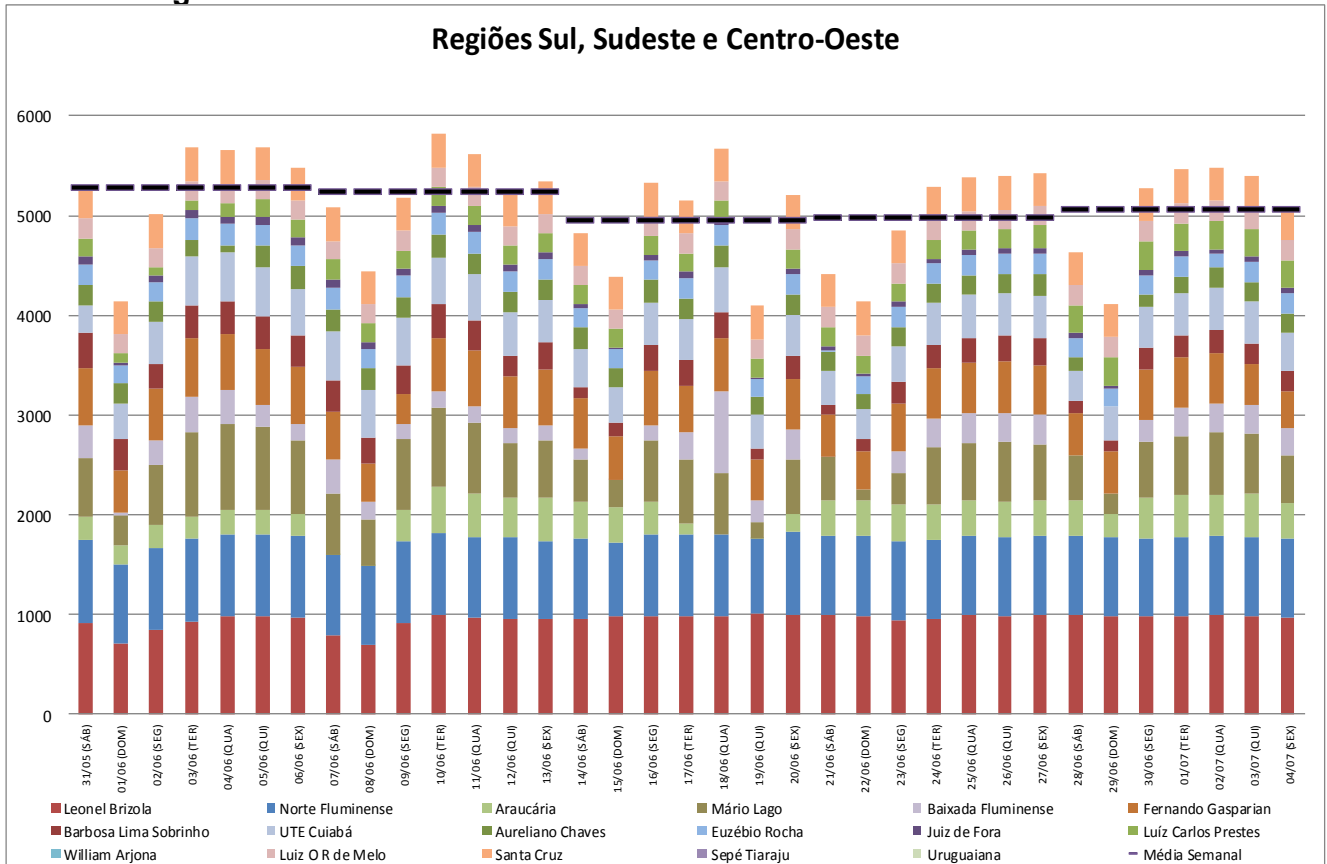
Fontes: ANP - jul/14

1 - Os valores referentes ao mês de jul/2011 e ao período entre jan/2009 e dez/2010 estão sujeitos à alteração pela ANP.



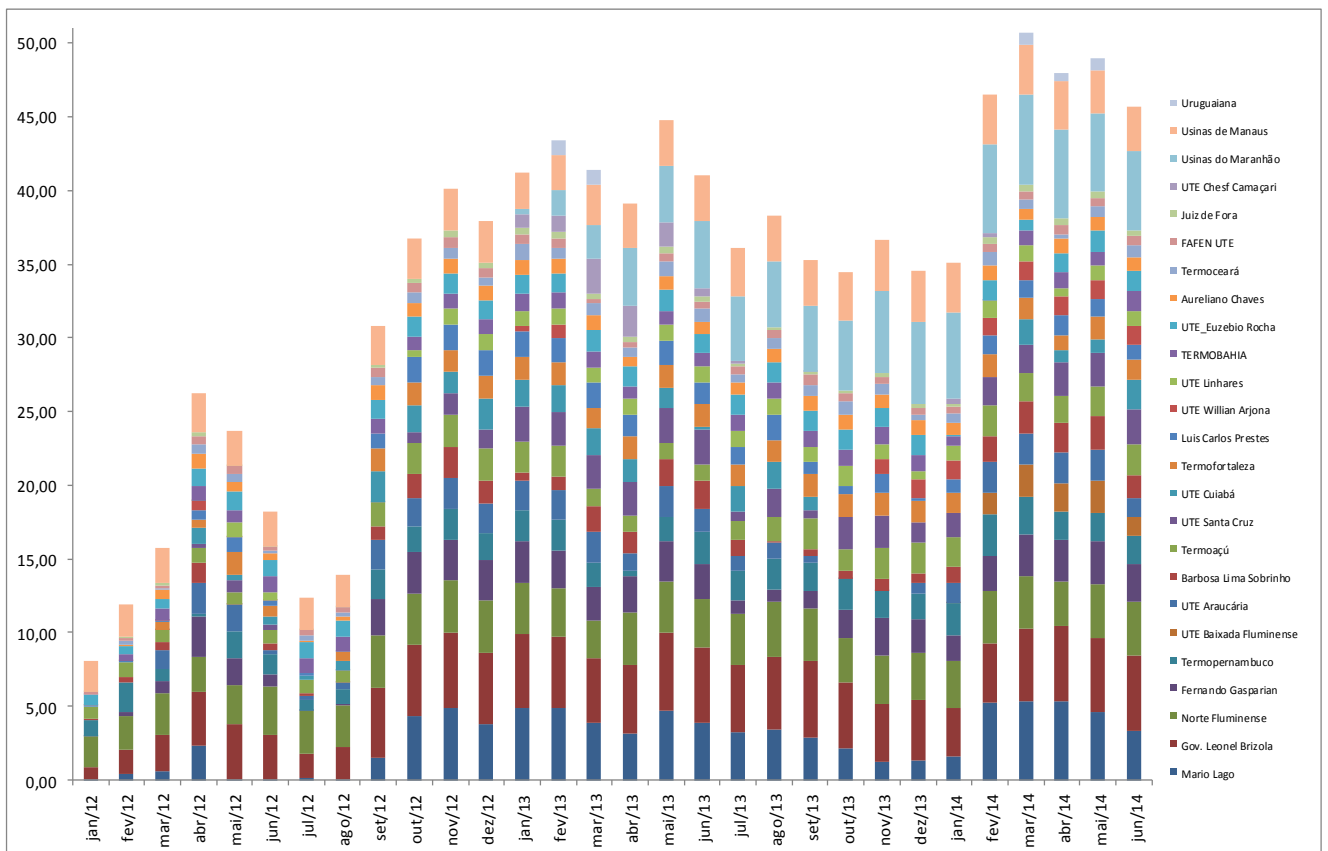
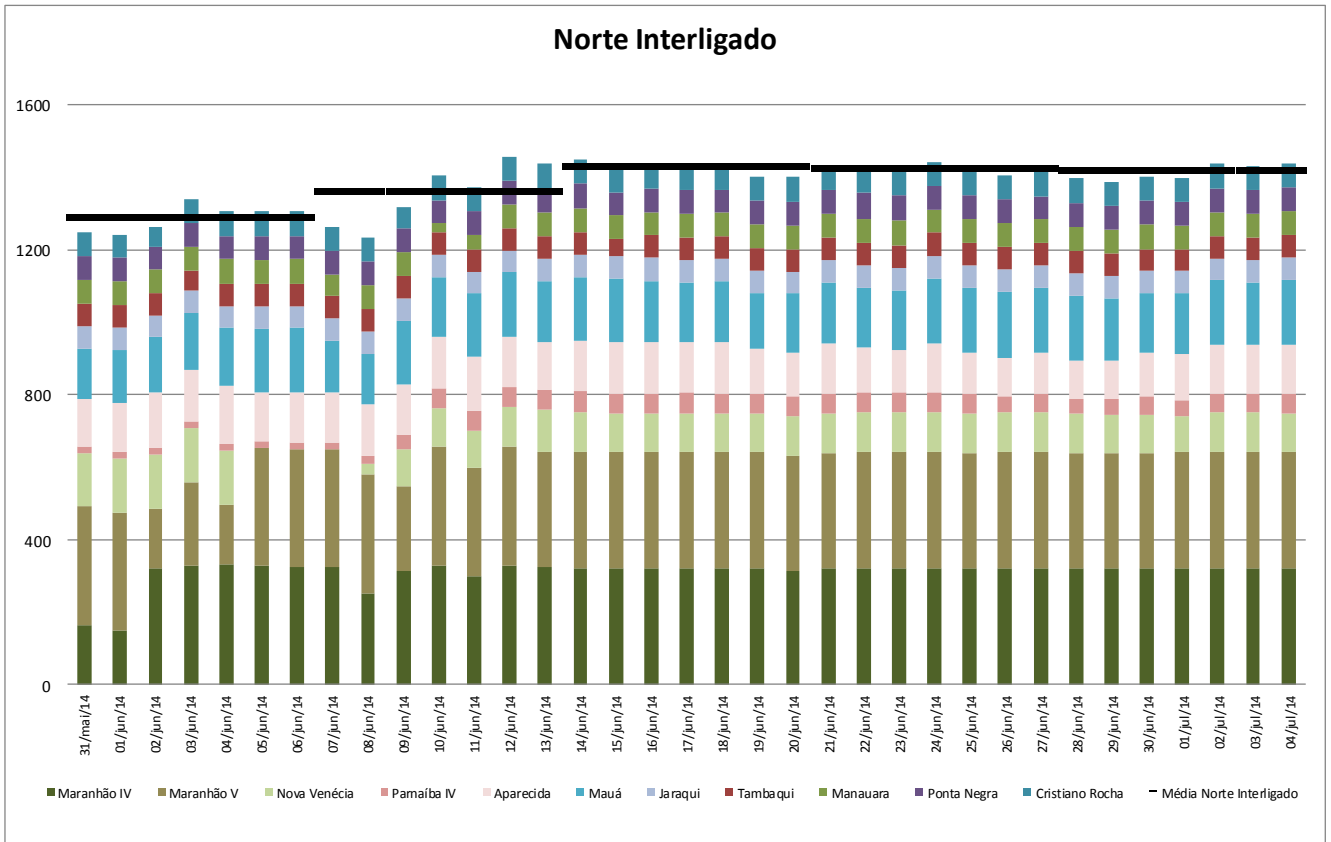
# Geração Termelétrica a Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional–SIN



# Geração Termelétrica a Gás Natural

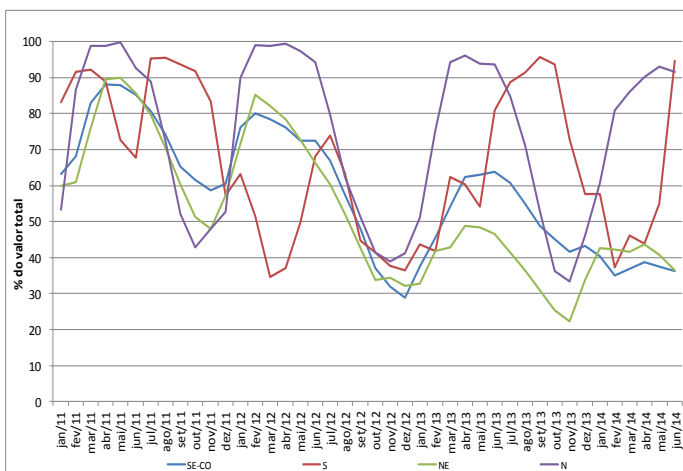
## Sistema Interligado Nacional–SIN



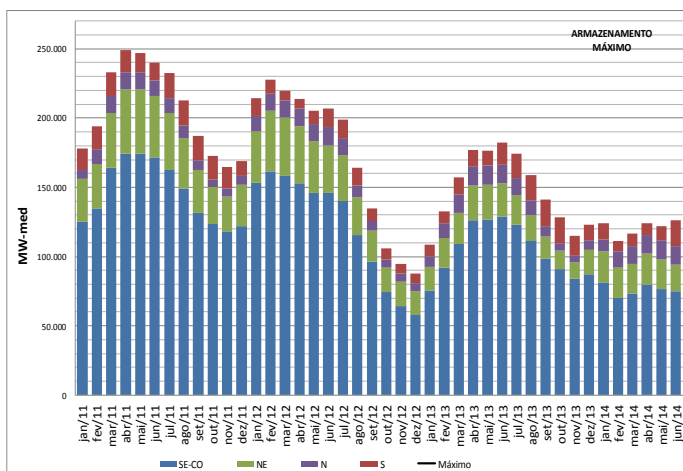
## Armazenamento e Afluências no SIN (desde 2011)

### Energia Armazenada

Em % da Capacidade de Armazenamento

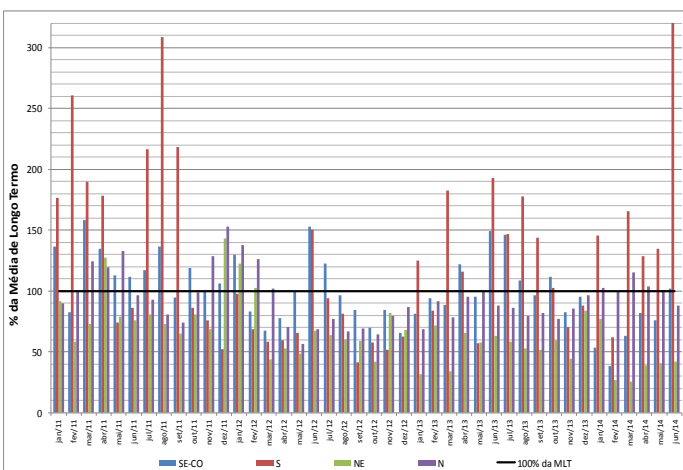


Em MW-med

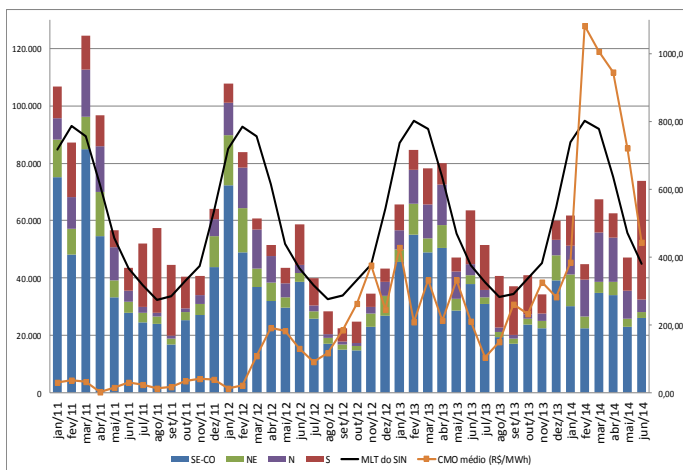


### Energia Natural Afluenta - ENA

Em % da Média de Longo Termo (MLT)



Em MW-med



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

Semana	SE-CO	S	NE	N
31/05/2014 a 06/06/2014	578,98	578,98	578,45	578,45
07/06/2014 a 13/06/2014	578,98	578,98	578,45	578,45
14/06/2014 a 20/06/2014	367,51	0,00	367,52	367,51
21/06/2014 a 27/06/2014	411,26	136,60	411,26	411,26
28/06/2014 a 04/07/2014	340,85	0,00	340,85	340,85

Fonte: ONS, jul/2014

### Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Ítem	Usina	Situação	Potência Total (MW)	Combustível	Máquina		AVALIAÇÃO NO PERÍODO	
					Und.	Potência (MW)	ANEEL Ato Legal	DMSE Tendência
1	Baixada Fluminense (RJ) Leilão A-3 (17/08/2011)	Em construção	530,0	Gás Natural	3	186,000	OUT/2014	NOV/2014
2	Maranhão III (MA) Leilão A-3 (17/08/2011)	Em construção	499,2	Gás Natural	1	167,850	JAN/2014	DEZ/2014
				Gás Natural	2	167,850	JAN/2014	DEZ/2014
				Vapor	3	163,530	MAI/2014	DEZ/2014
3	Mauá 3 (AM)	Em construção	583,0	Gás Natural	1	187,50	ABR/2014	JUN/2015
				Gás Natural	2	187,50	ABR/2014	JUN/2015
				Vapor	3	208,00	DEZ/2014	ABR/2016
4	Sepé Tiaraju (Canoas) (RS)	Em construção	88	Vapor	2	88,000	JUN/2014	DEZ/2014

Fonte: DMSE, jul/2014

### Comentários

Desde fevereiro o consumo de gás natural para geração termelétrica tem se mantido acima de 46 milhões de m<sup>3</sup>/dia, com pouca variação a cada mês. Em junho, houve queda em relação ao mês anterior, sobretudo em função da redução do volume gerado nas UTEs Mário Lago, Barbosa L. Sobrinho e Araucárias. Além disso, até o mês de maio houve geração na usina de Uruguiana, o que não ocorreu em junho.

Importante registrar a elevada vazão hídrica na região Sul, que contribuiu para a queda do CMO nesse subsistema e a redução da necessidade de despacho em alguns períodos.

## Preços e Competitividade

### Preços no Brasil

Mês de referência - Junho de 2014

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	Nova Política Modalidade Firme	12,8669	8,2863	16,5763	15,8312	15,4194
Sudeste	Nova Política Modalidade Firme	12,8671	8,2864	19,1150	15,7631	15,1419

Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,1321	1,8020	9,9341	19,1150	15,7631	15,1419
Sul	Gás Importado	8,1213	1,7983	9,9196	19,8159	17,9648	17,5779
Centro Oeste	Gás Importado	9,3189	1,8385	11,1574	17,7658	15,1424	14,9495

Fonte: MME/SPG/DGN, jul/14.

\* 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 junho/14 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 35,60% sobre os preços contratuais da nova política de modalidade firme para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (junho/14):	<b>2,2355</b>
---	---------------

Fonte: MME/SPG/DGN, jul/14.

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,86	4,25	4,74	4,60	4,55	4,46	4,50	4,56	4,66	4,67	4,66							4,59

Fonte: MME/SPG/DGN, jul/14.

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 2009	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	2014												Média 2014
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	8,55	7,94	10,23	11,54	11,37	10,90	10,83	10,69	10,79	10,64	10,52							10,81
NBP *	4,96	6,39	9,35	9,36	9,66	11,09	9,95	9,60	8,40	7,70	6,99							8,95
Henry Hub	3,95	4,38	4,00	2,70	3,44	4,71	6,00	4,63	4,64	4,56	4,58							4,84
Petróleo Brent	10,96	14,16	19,82	19,91	17,86	19,26	19,40	19,10	19,16	19,52	19,89							19,39
Petróleo WTI	10,99	14,14	16,93	16,69	16,09	16,86	17,96	17,89	18,16	18,25	18,84							17,99
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	61,50	79,48	111,25	111,76	100,26	108,12	108,90	107,19	107,55	109,57	111,63							108,82
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	61,68	79,37	95,04	93,66	90,28	94,62	100,82	100,42	101,94	102,44	105,73							100,96

Fontes:

Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), jul/14.

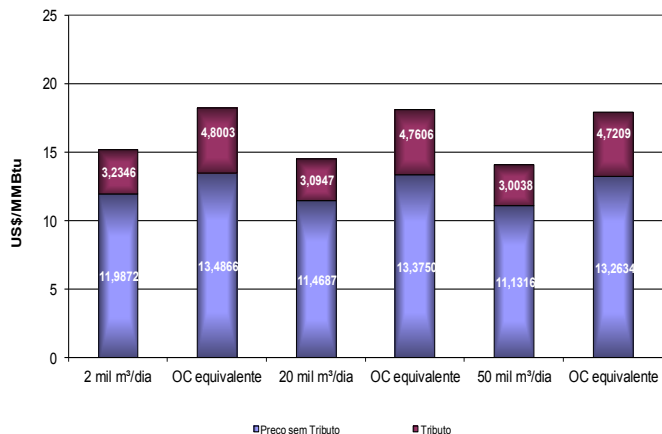
Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), jul/14.

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

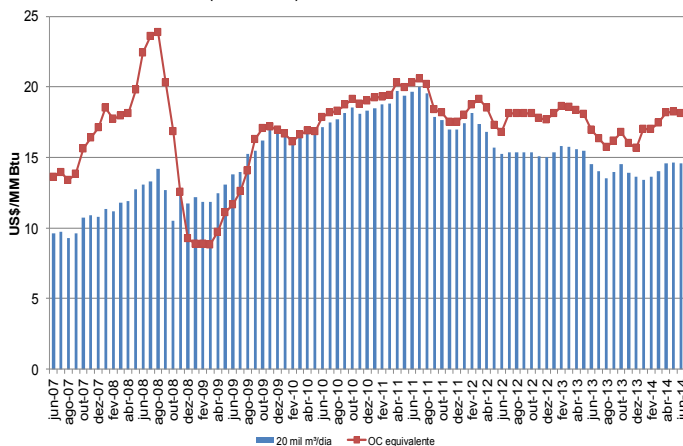
Nota: Os preços internacionais estão sujeitos a reajustes segundo critérios das fontes acima citadas.

# Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

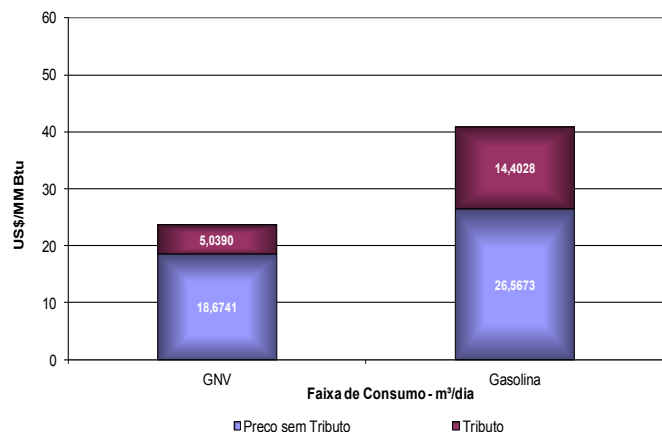
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - junho/2014



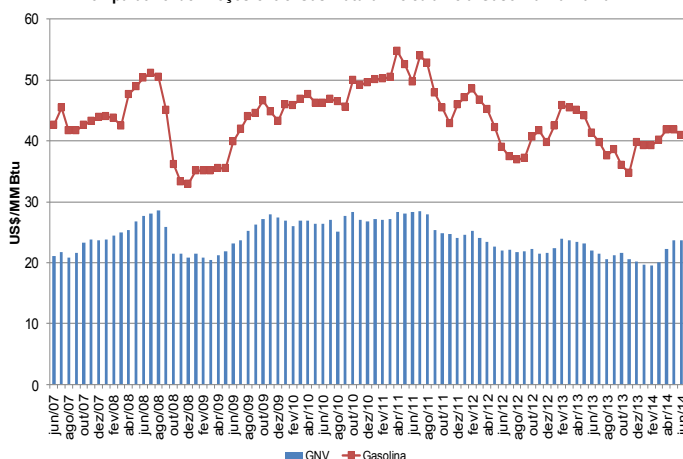
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível na Bahia



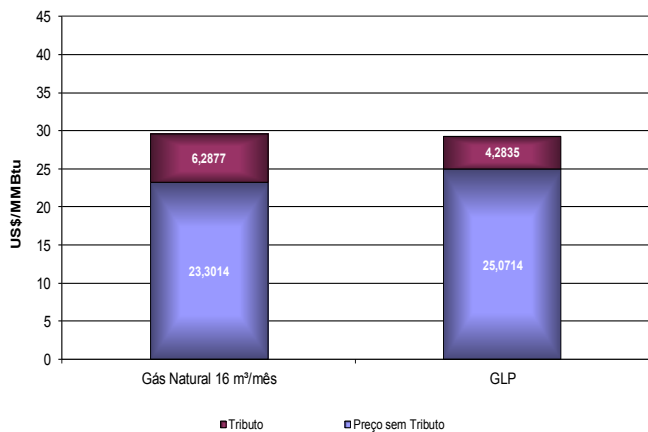
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - junho/2014



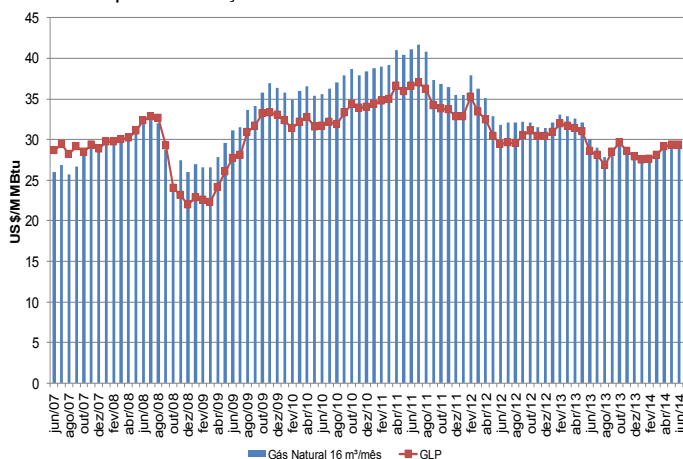
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - jun/2014



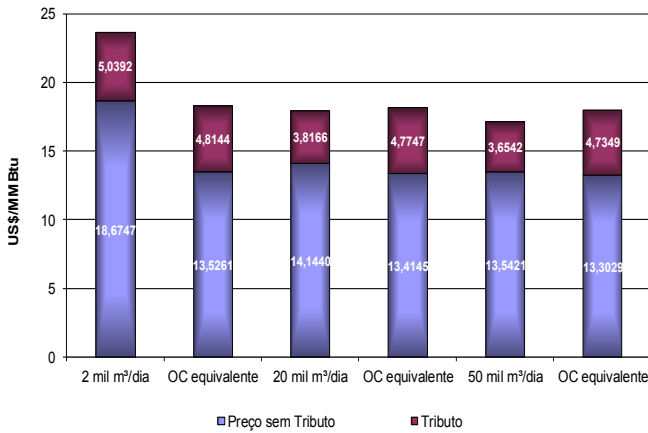
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



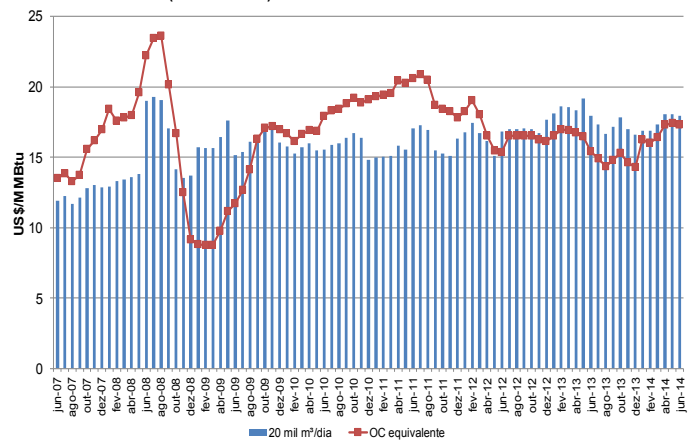
⇒ Ver nota na página 26.

# Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

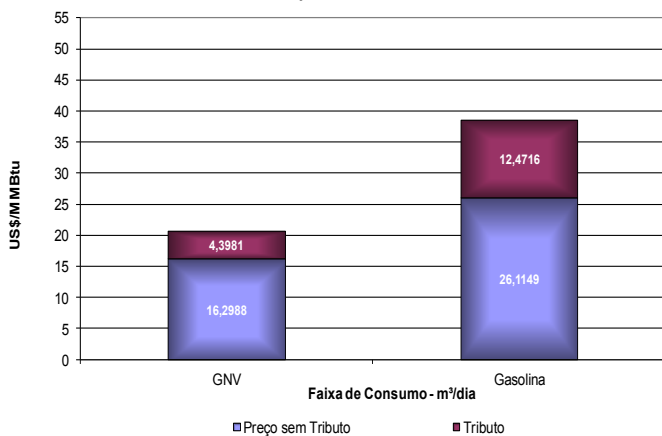
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo - junho/2014



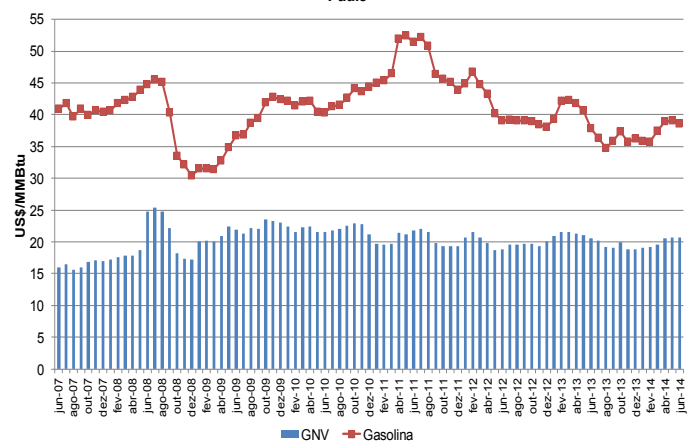
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível em São Paulo



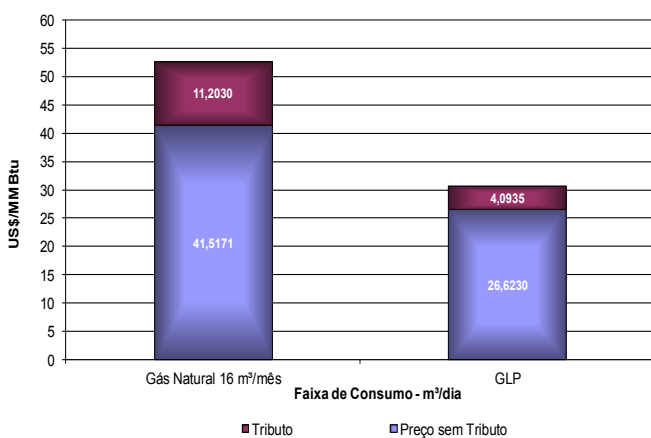
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - junho/2014



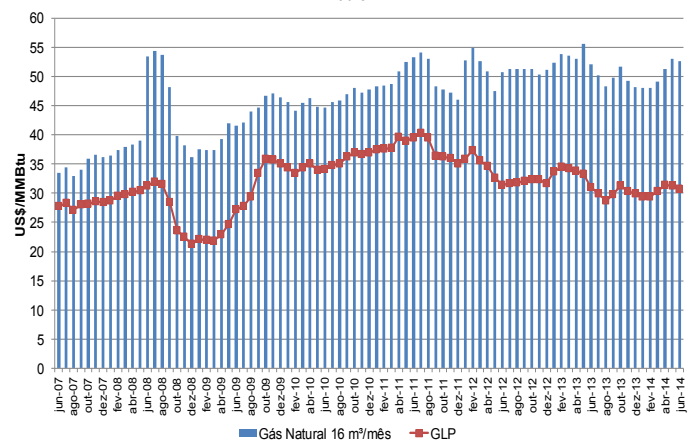
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - junho/2014



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

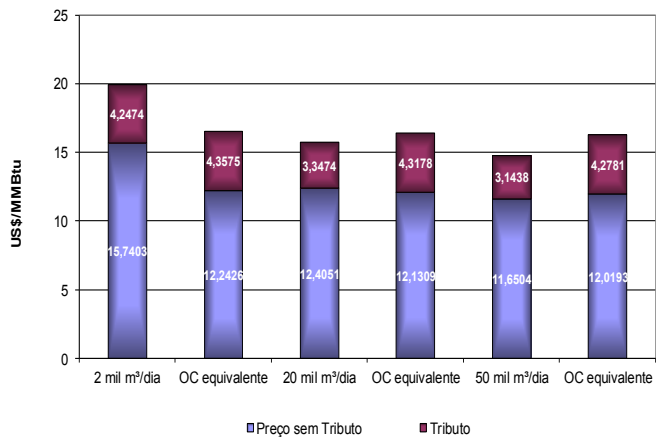


⇒ Ver nota na página 26.

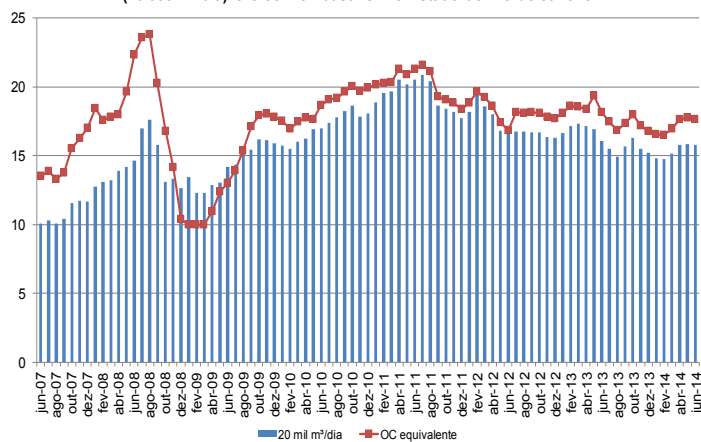


## Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

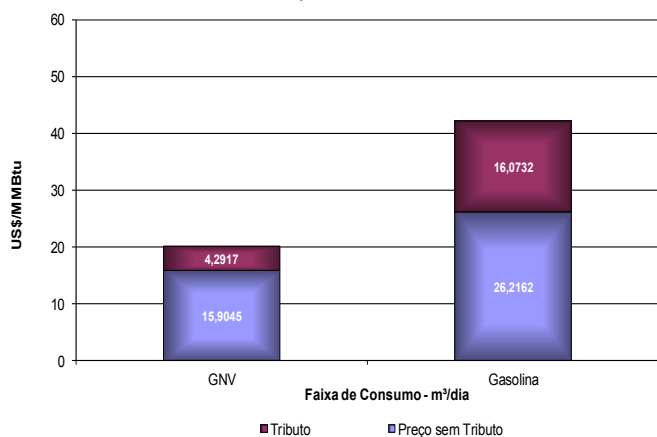
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro - junho/2014



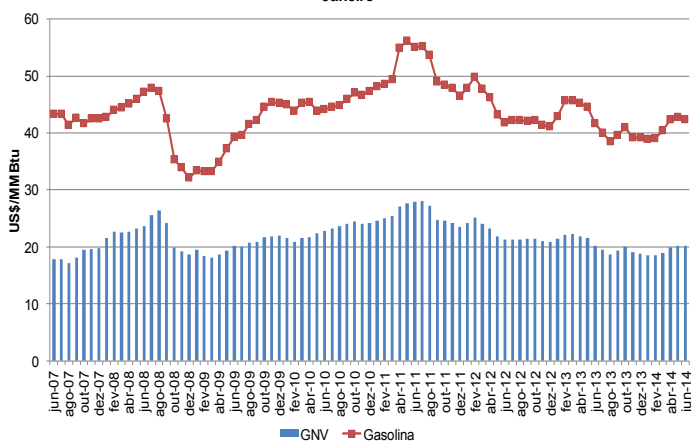
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível no Estado do Rio de Janeiro



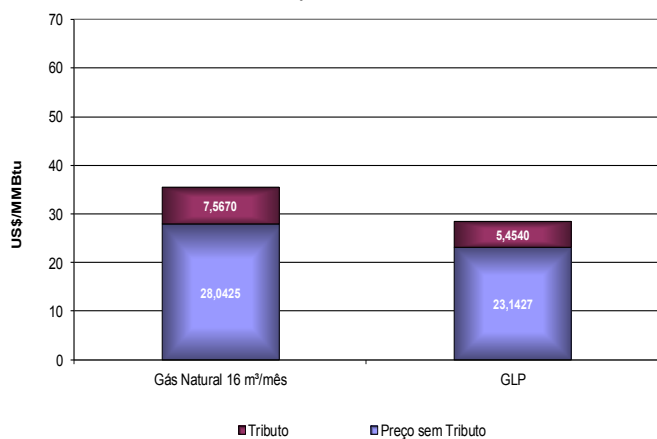
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - junho/2014



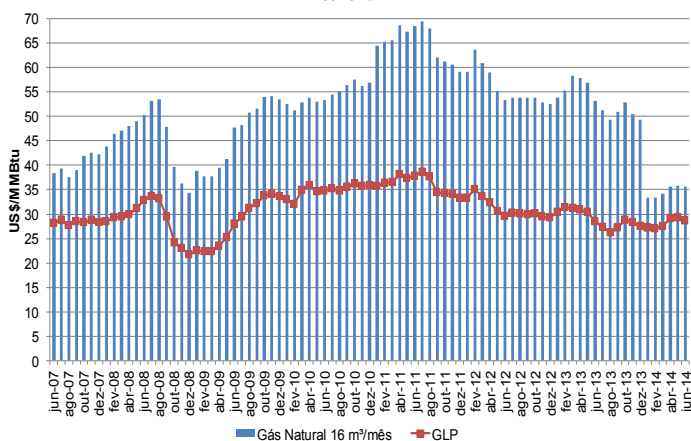
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - junho/2014



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







## 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 e autorizatárias.) - Redação dada pela Portaria MME no 390, de 31 de outubro de 2013
- 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)
- Portaria nº 450, de 12 de dezembro de 2013 (Define diretrizes para a licitação de gasoduto de transporte entre os municípios de Itaboraí e Guapimirim, no Estado do Rio de Janeiro)
- Portaria nº 14, de 09 de janeiro de 2014 (Autoriza a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, a realizar exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL, no mercado de curto prazo, denominado spot)
- Portaria nº 128, de 26 de março de 2014 (Aprova o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário do País - PEMAT 2022)

### ⇒ 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 de 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.)
- Resolução ANP nº 51, de 23 de dezembro de 2013 (Regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.)
- Resolução ANP nº 15, de 14 de março de 2014 (Regulamenta os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização.)
- Resolução ANP nº 39, de 30 de julho de 2014 (Aprova o Regulamento sobre os procedimentos para a realização de licitação para a concessão da atividade de transporte de gás natural, contemplando a construção ou ampliação e a operação de gasodutos de transporte de gás natural.)

## Programa de Aceleração do Crescimento - PAC

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

#### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

06/06/2014 – Emitida a LO nº 1246/2014 Autorizando a operação do Teste de Longa Duração (TLD) de Iara Oeste, Área de Iara, Bloco BM-S-11, através do FPWSO Dynamic Producer, no âmbito da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 1.

#### Projeto Gasoduto Rota Cabiúnas

28/05/2014 – Emitida a LI nº 1005/2014 Relativa às atividades de instalação do furo direcional.

27/06/2014 – Emitida a LI nº 1010/2014 Relativa às atividades de instalação do trecho marítimo raso.

18/07/2014 – Emitida a LI nº 1013/2014 Relativa às atividades de instalação do trecho terrestre.

#### ANDAMENTO DOS PROJETOS

##### UPGN de Cabiúnas Pré-sal - ROTA 2

20/06/2014 – Término da montagem da tubulação de URGH.

##### E&P-PRESAL – Piloto de Lula NE - (FPSO Cidade Paraty)

24/06/2014 – O início da exportação de gás através do gasoduto.

##### E&P-PRESAL – Sapinhoá Norte FPSO IlhaBela

15/06/2014 – Unidade Estacionária de Produção: Término da construção dos módulos.



## 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) (Macaré)	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-Perambuco	Cabo (PE)	TermoPerambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPIU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Tapuí (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) (Macaré)	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) (Macaré)	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 (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Trecho Argentino - TGM <sup>(3)</sup>	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/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>

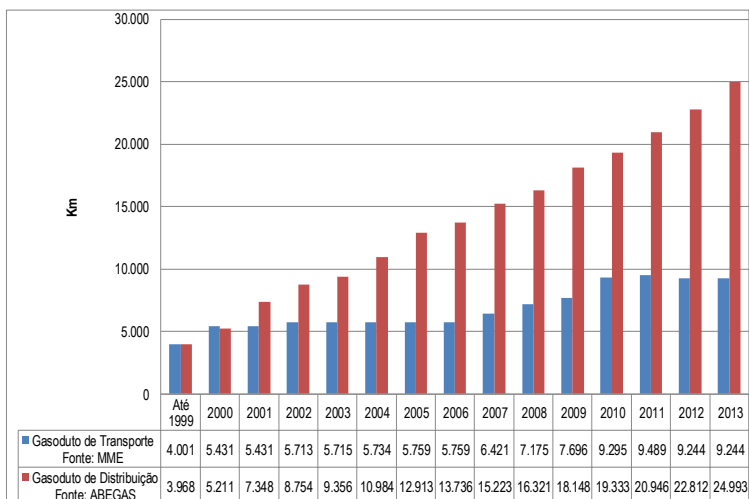
## Terminais de GNL Existentes

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m <sup>3</sup> /dia)	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA - RJ	20	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	dez-08	jan-09
TRBahia - BA	14	jan-14	jan-14

## 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	259,87
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349	219,68
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-	463,79
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	GN	250	5,28	SP	206	238,63
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	GN	565	5,02	SP	357	320,92
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	SP	169	-
Bahia I (óleo) <sup>(2)</sup>	-	OC	-	-	BA	29	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998	167,00
Juiz de Fora	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79	188,54
Linhães	ca	GN	204	5,66	ES	-	205,62
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(6)</sup>	ca	GN	385	7,46	MS	241	142,66
Santa Cruz (nova)	cc	GN	200	4,26	RJ	-	135,26
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	GN	923	5,86	RJ	885	386,46
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-	197,85
Norte Fluminense - Preço 1	cc	GN	869	4,74	RJ	400	37,80
Norte Fluminense - Preço 2		GN				100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3		GN				200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4		GN				85	335,59
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	-	<b>5.881</b>	-	-	<b>4.310</b>	-
Fontes: ANEEL/Petrobras, junho de 2014. ONS, Fax-preço semana operativa 7/06/2014 a 13/06/2014 DMSE/SEE/MME, junho de 2014.							
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	ca	GN/OC	161	6,56	RS	147	-
Uruguaiana <sup>(5)</sup>	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-	740,00
Araucária	cc	GN	484	4,57	PR	458	695,81
<b>TOTAL Sul</b>	-	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>605</b>	-
Camaçari	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-	732,99
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	GN	186	7,40	BA	150	205,25
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	GN	368	6,43	RN	285	287,83
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	GN	138	6,24	BA	125	258,85
Termoceará	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217	237,76
Termofortaleza	cc	GN	347	4,78	CE	327	111,28
Termopernambuco	cc	GN	533	4,02	PE	494	70,16
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
Maranhão IV <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	124,94
Maranhão V <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	124,94
MC2 Nova Venécia	ca	GN	176	5,91	MA	-	160,61
<b>TOTAL Norte Interligado</b>	-	-	<b>852</b>	-	-	<b>0</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	-	<b>10.178</b>	-	-	<b>6.513</b>	-
UTEs do Sistema Manaus - Integradas ao SIN							
Usina	Tipos de Máquinas	Combustível	Potência <sup>(7)</sup> (MW)		Compromisso de Geração (MW)	Custo Variável (R\$/MWh)	
			A converter	Convertidas			
Mauá	ca	GN/OC	0	100	100	411,92	
Aparecida	ca	GN/OC	35	121	65	302,19	
Cristiano Rocha	Motor	GN/OC	85	0	65	0,01	
Manauara	Motor	GN/OC	34	51	60	0,01	
Gera	Motor	GN/OC	34	51	60	0,01	
Jaraqui	Motor	GN/OC	0	70	60	0,01	
Tambaqui	Motor	GN/OC	0	85	60	0,01	
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>188</b>	<b>478</b>	<b>470</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	dez/14	
UTEs em Construção							
Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência	
Baixada Fluminense <sup>(6)</sup>	cc	GN	530	n/d	RJ	nov/14	
Mauá 3	cc	GN	583	n/d	AM	abr/16	
Maranhão III <sup>(6)</sup>	cc	GN	499	n/d	MA	dez/14	

## 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

GN - Gás natural  
OC - Óleo Combustível  
OD - Óleo Diesel  
ET - Etanol

## 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 após término da carga de GNL transportada por força do Segundo Aditivo ao Memorando de Entendimento assinado entre Brasil e Argentina.
- (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) 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.
- (6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011.
- (7) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural.
- (8) 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

Empresa Importadora	País de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Tradener	Bolívia (via Mutúm/MS)	100 mil de m³/dia	PR	Portaria MME nº 346, de 08/10/2013	07/04/2014 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	diversos produtores de GNL	Até 11 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 345, de 08/10/2013	30/01/2015
MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m³/mês	MT (setores: res, com, serv, ind, fert., cogee e GNV)	Portaria MME nº 78, de 04/03/2013	31/12/2018
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,24 milhões de m³/dia	UTE Cuiabá MT	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012, prorrogada pela Portaria MME nº 44, de 04/02/2013	31/12/2013 <sup>(1)</sup>
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	diversos produtores de GNL	Até 40 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Malha interligada	Portaria MME nº 30, de 30/01/2013	31/01/2015
Sulgás	Argentina	2,8 milhões de m³/dia	UTE Uruguiana RS	Portaria MME nº 1, de 03/01/2013, prorrogada pela Portaria MME nº 103, de 12/03/2014	31/12/2014
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutúm/MS)	30 milhões de m³/dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012	1º/07/2019
GNC Brasil - Distribuidora de Gás Natural Ltda	Bolívia (via Cáceres/MT)	0,6 milhão de m³/mês	MT (setores atendidos por distribuição de gás natural comprimido - GNC a granel)	Portaria MME nº 259, de 04/06/2014	02/12/2014

### 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 4,8 milhões de m³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 14, de 9 de janeiro de 2014	31/06/2015

Fontes: MME, jul/14

(1) Os efeitos da autorização serão mantidos enquanto o requerimento para a prorrogação estiver sendo analisado, nos termos da Portaria MME nº 232/2012, art.6º, §§ 1º e 2º.

(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 m³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)		28,32 BCM (bilhões m³)
1 MMBTU		26,81 m³
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)		3,60 milhões m³/dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m³/dia

\* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

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

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

### Valores de Referência para o Cálculo da Competitividade do Gás Natural (páginas de 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/m³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750