

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## DESTAQUES

- ⇒ **Produção de gás natural:** Produção mantém-se estável em relação ao mês de julho. Queda na produção dos campos de Manati e de Marlim são compensadas pelo aumento da produção em outros campos da Bacia de Campos (**pag. 04**)  
Neste Boletim, detalhes sobre a plataforma P-56, que entrou em operação no mês de agosto (**pag. 04**)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Redução da queima de gás natural em razão do término do Teste de Longa Duração (TLD) na área BM-S-9 e da conclusão de procedimentos de manutenção no sistema de compressão do FPSO Capixaba (**pag. 05**)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Consumo industrial permanece estável e consumo termelétrico cai 10% em relação ao mês anterior (**pags. 08 e 10**)
- ⇒ **PAC:** Entram em operação os gasodutos GASPAL II e GASAN II. (**pags. 19 e 21**)
- ⇒ **Seminário sobre a Lei do Gás e o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT)**  
O MME organizará e sediará, no dia 29 de novembro próximo, seminário para discutir os avanços e desafios da nova Lei do Gás e a metodologia de elaboração dos estudos de planejamento do setor que subsidiarão o PEMAT. Informações detalhadas do programa do evento e do procedimento de inscrição serão veiculadas no site do Ministério.

## SUMÁRIO

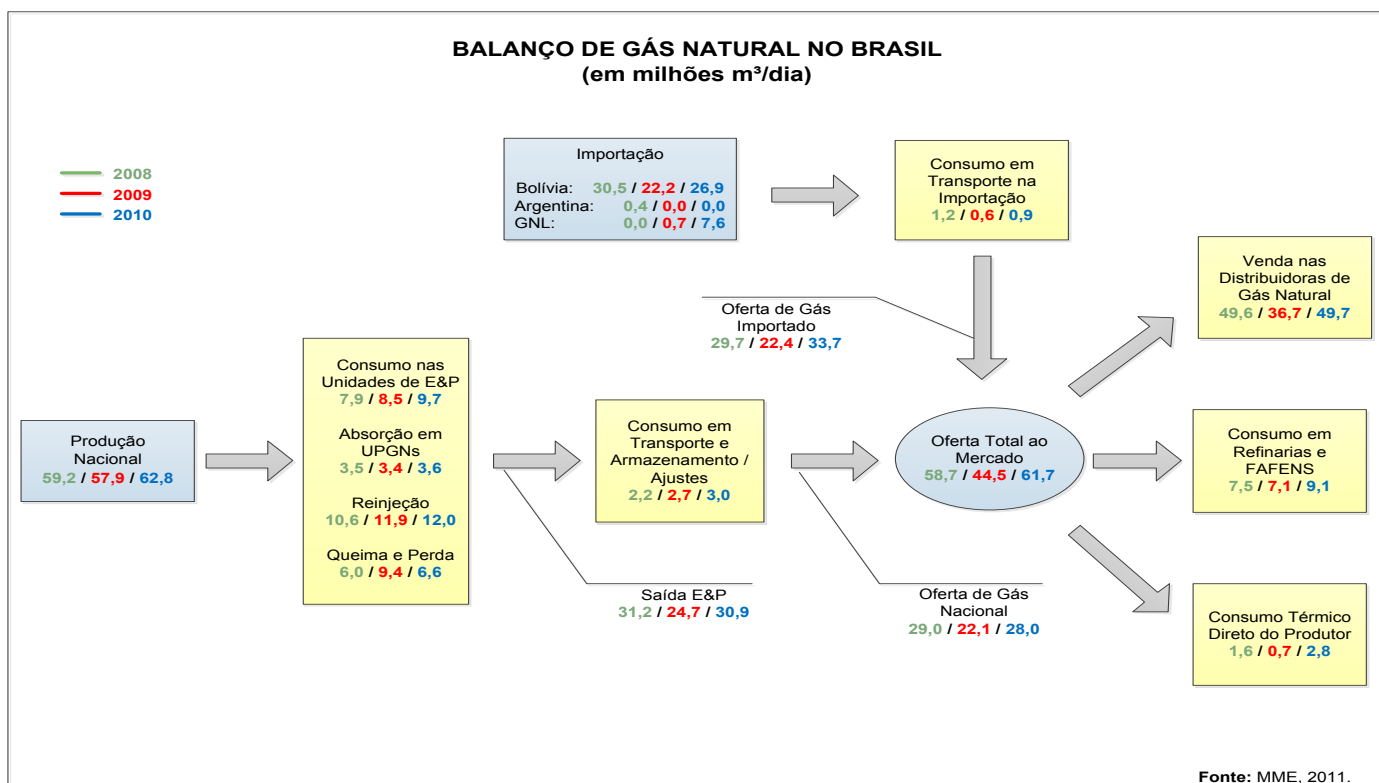
<i>Balanco de Gás Natural no Brasil.....</i>	<b>2</b>
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	<b>3</b>
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	<b>6</b>
<i>Oferta Interna Disponibilizada .....</i>	<b>7</b>
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	<b>8</b>
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....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

# BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>62,84</b>	<b>66,26</b>	<b>62,83</b>	<b>61,44</b>	<b>62,54</b>	<b>66,67</b>	<b>67,27</b>	<b>66,88</b>	<b>66,52</b>						<b>65,05</b>
Reinjeção	9,57	10,64	11,92	11,96	12,01	12,25	11,32	12,13	12,28	11,83	11,15	10,36						11,67
Queima e perda	5,33	5,97	9,38	6,64	6,06	4,83	3,66	2,87	4,00	4,47	5,18	4,54						4,45
Consumo nas unidades de E&P	7,89	7,90	8,45	9,72	10,01	10,13	9,92	10,17	10,15	10,23	9,95	10,40						10,12
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,66	2,18	2,67	2,93	2,59	1,44	3,20	1,21	3,27	2,46	2,95	3,51						2,58
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,54	3,48	3,39	3,56	3,74	3,63	3,26	3,65	3,61	3,47	3,21	3,48						3,51
Oferta de gás nacional ao mercado	21,73	28,99	22,10	28,04	31,85	30,55	30,08	32,52	33,35	34,82	34,44	34,23						32,73
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>28,30</b>	<b>30,92</b>	<b>22,92</b>	<b>34,55</b>	<b>24,05</b>	<b>30,28</b>	<b>29,26</b>	<b>24,07</b>	<b>27,45</b>	<b>30,54</b>	<b>30,35</b>	<b>30,93</b>						<b>28,37</b>
Bolívia	27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11						26,92
Argentina	0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *	0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82						1,45
Consumo em transporte na importação	0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18						0,93
Oferta de gás importado ao mercado	27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75						27,44
<b>OFERTA TOTAL AO MERCADO</b>	<b>49,08</b>	<b>58,69</b>	<b>44,45</b>	<b>61,70</b>	<b>55,33</b>	<b>59,73</b>	<b>58,35</b>	<b>55,92</b>	<b>60,13</b>	<b>64,21</b>	<b>63,72</b>	<b>63,98</b>						<b>60,17</b>
Venda nas distribuidoras de gás natural	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93						46,89
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,89	7,50	7,09	9,12	10,34	10,21	11,01	9,94	11,10	11,33	11,30	12,00						10,90
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas/Termoceará/Termoaçú/Euzébio Rocha)	0,79	1,60	0,66	2,84	1,88	2,02	2,44	2,53	1,61	2,65	2,85	3,05						2,38
<b>PARTICIPAÇÃO DO GÁS NACIONAL NA OFERTA TOTAL AO MERCADO (%)</b>	<b>44,3%</b>	<b>49,4%</b>	<b>49,7%</b>	<b>45,4%</b>	<b>57,6%</b>	<b>51,1%</b>	<b>51,5%</b>	<b>58,1%</b>	<b>55,5%</b>	<b>54,2%</b>	<b>54,1%</b>	<b>53,5%</b>						<b>54,4%</b>

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, setembro de 2011

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



**Equipe do Departamento de Gás Natural:**

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

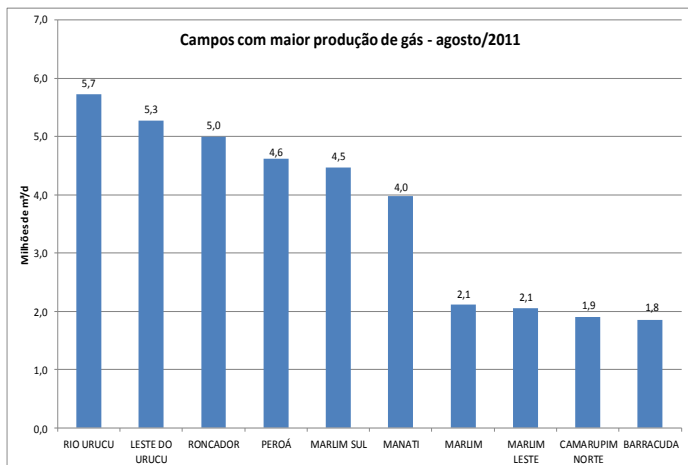
# PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m <sup>3</sup> /dia)		Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		17,22	17,19	16,56	16,51	16,69	16,79	16,41	16,86	17,25	17,23	16,98	16,90					16,89
Mar		32,51	41,97	41,35	46,33	49,57	46,04	45,02	45,68	49,42	50,04	49,90	49,62					48,16
Gás Associado		37,02	39,77	46,50	47,12	50,01	48,75	47,67	49,02	50,48	51,32	50,16	50,35					49,72
Gás Não Associado		12,72	19,39	11,41	15,72	16,24	14,06	13,76	13,53	16,19	15,95	16,72	16,17					15,33
<b>TOTAL</b>		<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>62,84</b>	<b>66,26</b>	<b>62,83</b>	<b>61,44</b>	<b>62,54</b>	<b>66,67</b>	<b>67,27</b>	<b>66,88</b>	<b>66,52</b>					<b>65,05</b>
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
AM	<b>Subtotal</b>	<b>9,72</b>	<b>10,23</b>	<b>10,36</b>	<b>10,57</b>	<b>10,84</b>	<b>11,19</b>	<b>10,75</b>	<b>11,36</b>	<b>11,49</b>	<b>11,82</b>	<b>11,80</b>	<b>11,57</b>					<b>11,35</b>
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80	11,57					11,35
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,43	10,72	11,09	10,65	11,26	11,41	11,71	11,72	11,52					11,26
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,14	0,13	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,07	0,06					0,09
CE	<b>Subtotal</b>	<b>0,21</b>	<b>0,18</b>	<b>0,15</b>	<b>0,12</b>	<b>0,05</b>	<b>0,08</b>	<b>0,08</b>	<b>0,09</b>	<b>0,09</b>	<b>0,09</b>	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>					<b>0,08</b>
	Terra	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
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09					0,08
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10					0,08
	Gás Não Associado	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
RN	<b>Subtotal</b>	<b>2,96</b>	<b>2,54</b>	<b>2,09</b>	<b>1,89</b>	<b>1,87</b>	<b>1,89</b>	<b>1,85</b>	<b>1,92</b>	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>1,86</b>	<b>1,82</b>					<b>1,86</b>
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,74	0,82	0,84	0,82	0,77	0,72	0,68	0,69	0,74					0,76
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,15	1,05	1,05	1,03	1,15	1,11	1,16	1,16	1,08					1,10
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,24	1,48	1,27	1,32	1,31	1,24	1,28	1,31	1,30					1,31
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,65	0,39	0,62	0,53	0,61	0,59	0,56	0,55	0,52					0,54
AL	<b>Subtotal</b>	<b>2,48</b>	<b>2,23</b>	<b>2,03</b>	<b>1,84</b>	<b>1,64</b>	<b>1,44</b>	<b>1,44</b>	<b>1,55</b>	<b>1,62</b>	<b>1,56</b>	<b>1,46</b>	<b>1,52</b>					<b>1,53</b>
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,55	1,35	1,15	1,17	1,28	1,32	1,27	1,21	1,24					1,25
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,30	0,29	0,30	0,27	0,27	0,29	0,29	0,25	0,28					0,28
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,68	0,59	0,50	0,56	0,66	0,57	0,54	0,52	0,56					0,56
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,17	1,04	0,94	0,88	0,89	1,05	1,02	0,94	0,96					0,96
SE	<b>Subtotal</b>	<b>1,50</b>	<b>2,35</b>	<b>2,62</b>	<b>3,02</b>	<b>3,39</b>	<b>3,52</b>	<b>2,99</b>	<b>3,15</b>	<b>3,39</b>	<b>3,13</b>	<b>2,98</b>	<b>3,19</b>					<b>3,22</b>
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,27	0,27	0,30	0,30	0,27	0,27	0,26	0,26	0,29					0,28
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,76	3,13	3,23	2,69	2,88	3,12	2,87	2,72	2,89					2,94
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,61	3,00	3,13	2,68	2,80	2,99	2,75	2,58	2,81					2,84
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,41	0,39	0,39	0,31	0,36	0,40	0,38	0,39	0,38					0,38
BA	<b>Subtotal</b>	<b>7,24</b>	<b>9,22</b>	<b>8,37</b>	<b>9,31</b>	<b>8,08</b>	<b>7,80</b>	<b>5,70</b>	<b>5,28</b>	<b>7,00</b>	<b>7,11</b>	<b>7,46</b>	<b>6,86</b>					<b>6,91</b>
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,12	3,08	3,00	3,07	2,88	3,14	2,95	2,86	2,88					2,98
	Mar	3,18	5,70	5,16	6,19	5,00	4,80	2,64	2,40	3,86	4,16	4,60	3,97					3,93
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,63	1,72	1,68	1,72	1,61	1,66	1,53	1,46	1,50					1,61
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,68	6,35	6,12	3,98	3,67	5,33	5,58	5,99	5,35					5,30
ES	<b>Subtotal</b>	<b>2,64</b>	<b>7,68</b>	<b>2,94</b>	<b>7,39</b>	<b>11,81</b>	<b>9,62</b>	<b>11,82</b>	<b>11,33</b>	<b>12,41</b>	<b>12,75</b>	<b>12,92</b>	<b>12,73</b>					<b>11,92</b>
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,27	0,34	0,31	0,30	0,31	0,31	0,26	0,16	0,17					0,27
	Mar	2,41	7,24	2,64	7,12	11,47	9,31	11,51	11,02	12,10	12,49	12,76	12,56					11,65
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	2,63	5,63	5,31	5,14	5,08	5,13	5,70	5,41	5,34					5,34
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	4,76	6,18	4,31	6,68	6,25	7,28	7,05	7,52	7,39					6,58
RJ	<b>Subtotal</b>	<b>21,99</b>	<b>24,00</b>	<b>28,76</b>	<b>27,77</b>	<b>26,15</b>	<b>25,15</b>	<b>25,39</b>	<b>25,73</b>	<b>25,46</b>	<b>25,54</b>	<b>24,88</b>	<b>25,39</b>					<b>25,46</b>
	Terra	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
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,39					25,46
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,68	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,31					25,45
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08					0,01
SP	<b>Subtotal</b>	<b>0,89</b>	<b>0,66</b>	<b>0,60</b>	<b>0,93</b>	<b>2,43</b>	<b>2,13</b>	<b>1,42</b>	<b>2,14</b>	<b>3,39</b>	<b>3,44</b>	<b>3,44</b>	<b>3,35</b>					<b>2,72</b>
	Terra	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
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44	3,35					2,72
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,10	0,67	0,54	0,14	0,49	1,93	2,18	2,19	1,92					1,26
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,83	1,76	1,59	1,28	1,66	1,46	1,26	1,25	1,44					1,46
PR	<b>Subtotal</b>	<b>0,09</b>	<b>0,06</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>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>					<b>0,00</b>
	Terra	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
	Mar	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
	Gás Associado	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
	Gás Não Associado	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 Brasil</b>		<b>49,73</b>	<b>59,16</b>	<b>57,91</b>	<b>62,84</b>	<b>66,26</b>	<b>62,83</b>	<b>61,44</b>	<b>62,54</b>	<b>66,67</b>	<b>67,27</b>	<b>66,88</b>	<b>66,52</b>					<b>65,05</b>

Fonte: ANP, setembro de 2011

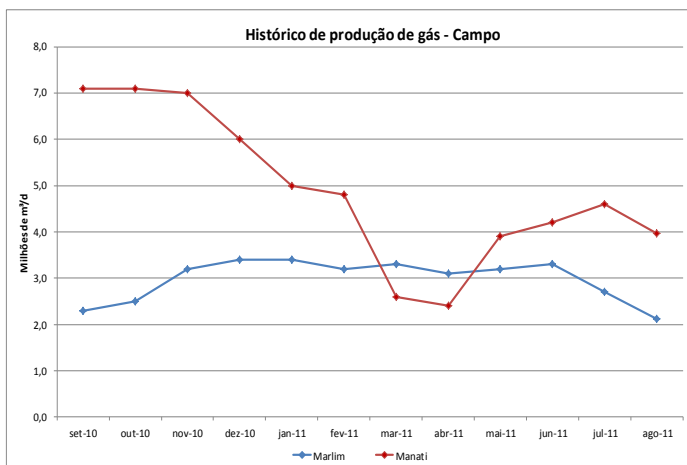
## CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de julho, a produção nacional de gás natural de agosto apresentou redução de 0,36 milhões de metros cúbicos por dia, tendo o Estado da Bahia maior influência no decréscimo.



Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 55,6% da produção nacional.

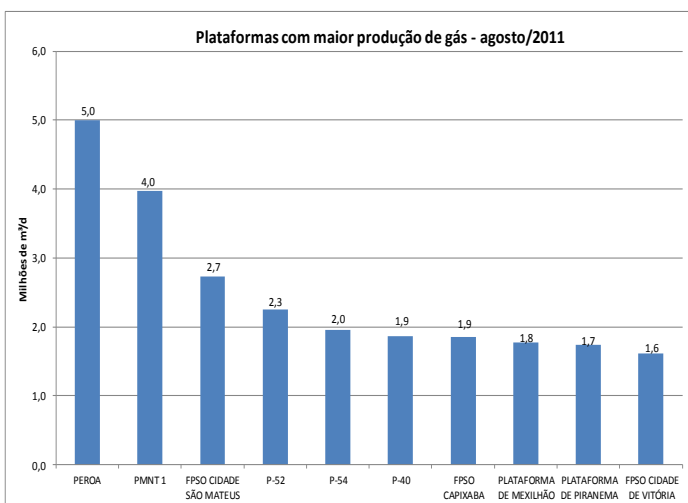
A produção do campo de Peroá é realizada por 5 poços, sendo que um destes atingiu produção superior a 2 MM m³/d, ou seja, 46,5% do total do campo.



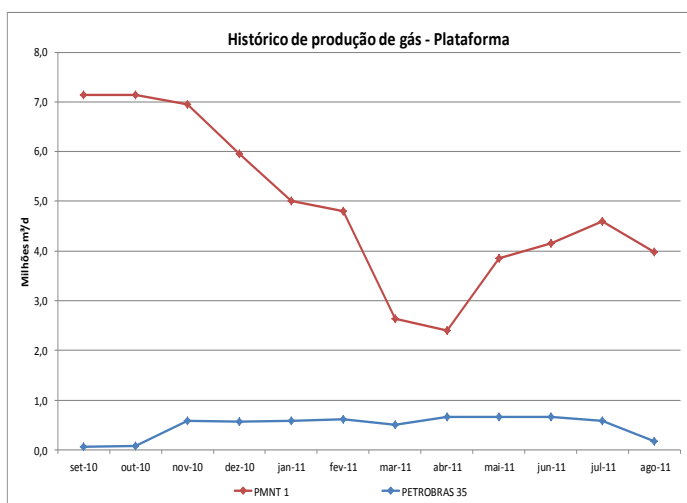
Os campos de maior influência na redução da produção nacional foram Manati (localizado no Estado da Bahia) e Marlim (localizado no Estado do Rio de Janeiro).

A queda da produção no campo de Marlim deveu-se à parada de produção não programada e ao atraso na execução de serviços de manutenção. Essa queda foi compensada pelo aumento da produção nos campos de Marlim Sul, Barracuda e Linguado, também na Bacia de Campos.

## PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 37,2% da produção nacional de gás.



As plataformas com maior influência na redução da produção foram a P-35 (localizada no campo de Marlim) e PMNT 1 (localizada no campo de Manati).

A produção da PMNT 1 é realizada por 6 poços, entretanto devido ao desgaste prematuro em equipamentos foi necessária a interrupção da produção de alguns deles para realização de procedimentos de manutenção.

## INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (PLATAFORMA P-56)

Esta edição do boletim apresenta informações a respeito da plataforma P-56.

A Plataforma do tipo semissubmersível P-56 foi colocada em produção no dia 15 de agosto de 2011 no campo de Marlim Sul, localizado na Bacia de Campos. A plataforma possui as seguintes capacidades:

- Processamento de óleo: 100 mil barris/d
- Processamento de gás natural: 6 milhões de m³/d.

O gás natural produzido na plataforma será inicialmente escoado por um gasoduto de aproximadamente 15 Km até a plataforma P-51, sendo posteriormente direcionado para o Terminal de Cabúinas.

**Fontes:** Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP, setembro de 2011.

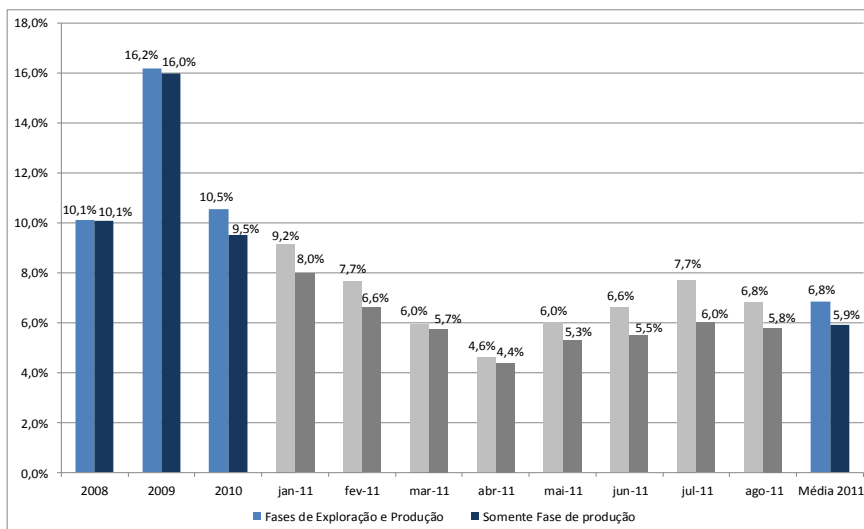
Petroleo Brasileiro S.A. (website)

Website: <http://www2.planalto.gov.br>



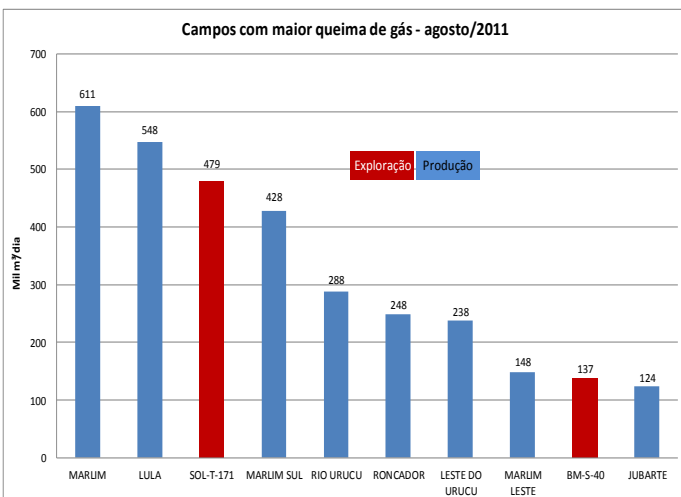
## QUEIMA DE GÁS NATURAL

### QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

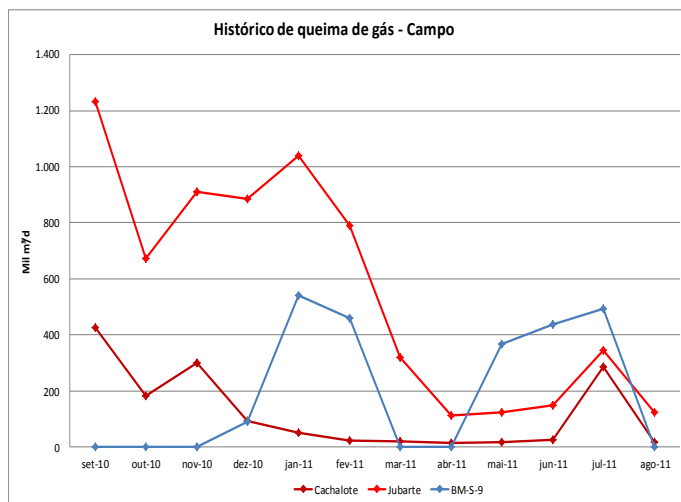


Em relação ao mês de julho, a queima de gás natural caiu 0,64 milhão de m³/dia, sendo Espírito Santo e São Paulo os Estados de maior influência.

## CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS

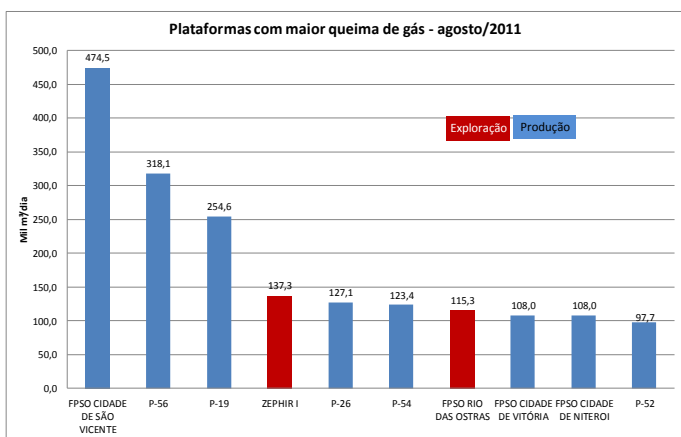


As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 71,6% da queima de gás no País. Os campos e áreas exploratórias de maior influência na redução da queima de gás foram BM-S-9 (localizada em São Paulo), Cachalote e Jubarte (localizados no Espírito Santo).

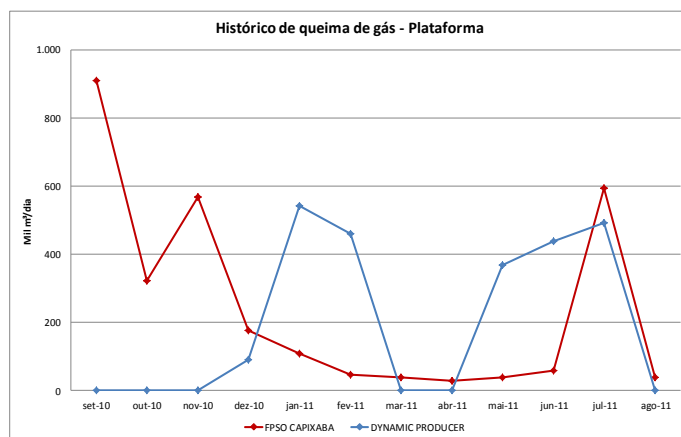


A redução da queima de gás na área BM-S-9 deveu-se ao término do TLD no poço 1BRSA594SPS. A queima no campo de Cachalote retornou aos níveis verificados nos meses de janeiro a junho deste ano, da mesma forma a queima no campo de Jubarte retornou aos níveis verificados nos meses de abril a junho deste ano.

## PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 41,1% da queima de gás no País.



As plataformas de maior influência na redução da queima de gás foram FPSO Capixaba (localizada no campo de Cachalote) e a Dynamic Producer (localizada no BM-S-9). A redução da queima de gás natural no FPSO Capixaba é atribuída à conclusão da manutenção do sistema de compressão dessa plataforma.

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

## IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011										Média 2011		
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out		nov	dez
Bolívia	TBG	Petrobras	26,90	30,52	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11					26,92
		BG	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
	EPE		0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
	<b>Subtotal</b>		<b>27,84</b>	<b>30,54</b>	<b>22,20</b>	<b>26,91</b>	<b>22,86</b>	<b>29,50</b>	<b>27,94</b>	<b>23,51</b>	<b>24,08</b>	<b>29,58</b>	<b>28,77</b>	<b>29,11</b>					<b>26,92</b>
Argentina	Sulgás (TSB)		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	
	<b>Subtotal</b>		<b>0,46</b>	<b>0,37</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>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>					<b>0,00</b>
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82					1,45
Terminal GNL de Pecem *			0,00	0,00	0,64	2,49	0,18	0,20	0,39	0,56	2,33	0,95	1,58	0,36					0,82
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,08	5,15	1,01	0,58	0,93	0,00	1,04	0,00	0,00	1,46					0,63
<b>TOTAL</b>			<b>28,30</b>	<b>30,92</b>	<b>22,92</b>	<b>34,55</b>	<b>24,05</b>	<b>30,28</b>	<b>29,26</b>	<b>24,07</b>	<b>27,45</b>	<b>30,54</b>	<b>30,35</b>	<b>30,93</b>					<b>28,37</b>
Consumo em transporte na importação			0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18					0,93
<b>Oferta de gás importado</b>			<b>27,35</b>	<b>29,69</b>	<b>22,35</b>	<b>33,66</b>	<b>23,48</b>	<b>29,18</b>	<b>28,27</b>	<b>23,40</b>	<b>26,78</b>	<b>29,40</b>	<b>29,28</b>	<b>29,75</b>					<b>27,44</b>

Fontes: ANP e TBG, setembro de 2011

**Legenda:**

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

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

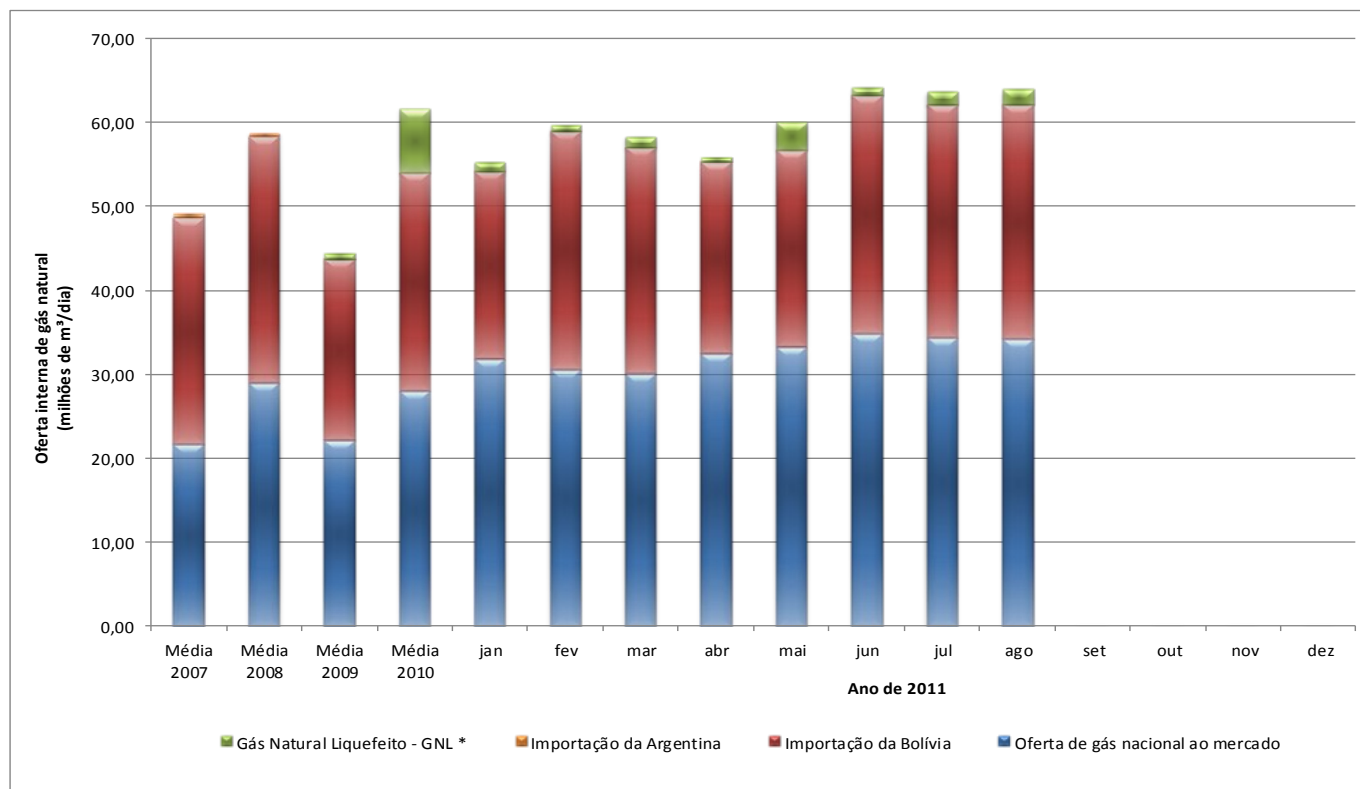
## IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
<b>Total 2009</b>	<b>93.066.453</b>	<b>330.698.870</b>	<b>725.217</b>			
<b>Total 2010</b>	<b>777.457.112</b>	<b>2.168.100.111</b>	<b>4.754.606</b>			
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
<b>Total 2011</b>	<b>177.798.281</b>	<b>404.160.922</b>	<b>886.318</b>			

Fonte: Aliceweb - MDIC, outubro de 2011.

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

## OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



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

## COMENTÁRIOS

O oferta interna de gás natural em agosto manteve-se estável em relação ao mês anterior, com participação do gás nacional de aproximadamente 54%. A produção nacional de gás natural caiu cerca de 1%, de 66,88 milhões de m³/dia para 66,52 milhões de m³/dia. Na região Nordeste, nos Estados de Alagoas e Sergipe, a produção foi de 1,52 milhões de m³/dia e 3,19 milhões de m³/dia, aumento de 4,0% e 7,0%, respectivamente. Já no Estado da Bahia, a produção caiu 8%. No Rio de Janeiro, houve aumento de 2% (+0,5 milhão de m³/dia). Na região Norte, a produção em Urucu caiu ligeiramente em relação ao mês anterior, ficando em 11,57 milhões de m³/dia.

A oferta de gás natural importado cresceu 2% em relação ao mês anterior, totalizando 29,75 milhões de m³/dia. Por um lado, a importação da Bolívia manteve-se estável em torno de 29 milhões de m³/dia e, por outro, a regaseificação de GNL aumentou de 1,58 para 1,86 milhão de m³/dia em relação a julho deste ano, variação de +15%.



# CONSUMO DE GÁS NATURAL

## COMENTÁRIOS

No mês de agosto foram consumidos diariamente, em média, 63,08 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. O consumo industrial somou, ao todo, 41,28 milhões de m<sup>3</sup>/dia, crescimento de 2% em comparação ao mês anterior. Em comparação com agosto de 2010, porém, o crescimento da demanda industrial foi de 14% (quase 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia a mais). Já o consumo de gás natural veicular manteve-se praticamente estável em relação a julho, fechando o mês em 5,42 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

O consumo do segmento residencial, após dois meses consecutivos de pico, recuou para 0,90 milhão de m<sup>3</sup>/dia em agosto, queda de 16% frente ao mês anterior. A demanda do setor comercial também recuou, fechando o mês de agosto em 0,69 milhão m<sup>3</sup>/dia, 8% menor do que no mês anterior. O consumo de gás para geração elétrica apresentou queda de 10% em relação aos 12,13 milhões de m<sup>3</sup>/dia de julho deste ano. A parada das Usinas Termelétricas localizadas no Ceará e a redução de quase 40% no despacho da UTE Termopernambuco foram as principais responsáveis por essa queda.

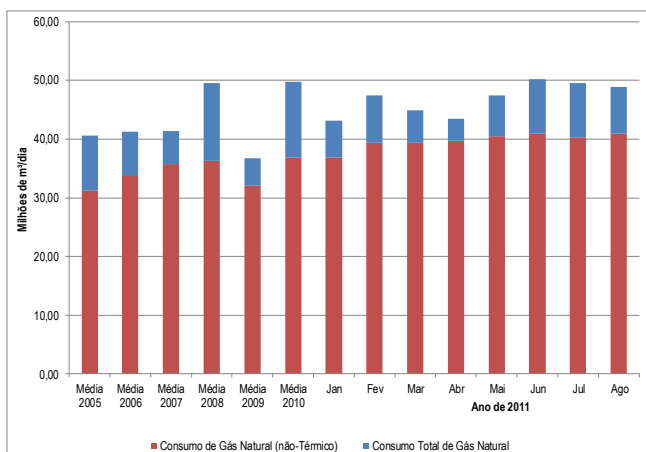
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	35,41	36,80	39,05	39,63	38,98	40,76	41,04	40,52	41,28					39,76	66,2
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27	5,42					5,33	8,9
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69	0,86	0,86	1,05	1,07	0,90					0,83	1,4
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63	0,65	0,66	0,69	0,75	0,69					0,67	1,1
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00	6,31	8,50	11,95	12,13	10,87					9,51	15,8
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19	3,08	2,94	3,12	2,96	2,94					3,09	5,1
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77	0,59	0,81	0,75	0,82	0,69					0,72	1,2
Outros (inclui GNC)	0,23	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21	0,29					0,16	0,3
<b>TOTAL</b>	<b>49,08</b>	<b>58,71</b>	<b>44,44</b>	<b>61,69</b>	<b>55,33</b>	<b>59,73</b>	<b>58,35</b>	<b>55,92</b>	<b>60,13</b>	<b>64,21</b>	<b>63,72</b>	<b>63,08</b>					<b>60,06</b>	<b>100,0</b>
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,51	16,20	16,34	15,20	16,38	15,03	17,03	16,15	16,11	16,38					16,08	
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>62,16</b>	<b>72,19</b>	<b>58,95</b>	<b>77,89</b>	<b>71,66</b>	<b>74,93</b>	<b>74,73</b>	<b>70,95</b>	<b>77,16</b>	<b>80,37</b>	<b>79,83</b>	<b>79,46</b>					<b>76,14</b>	

\* Inclui consumo direto do produtor

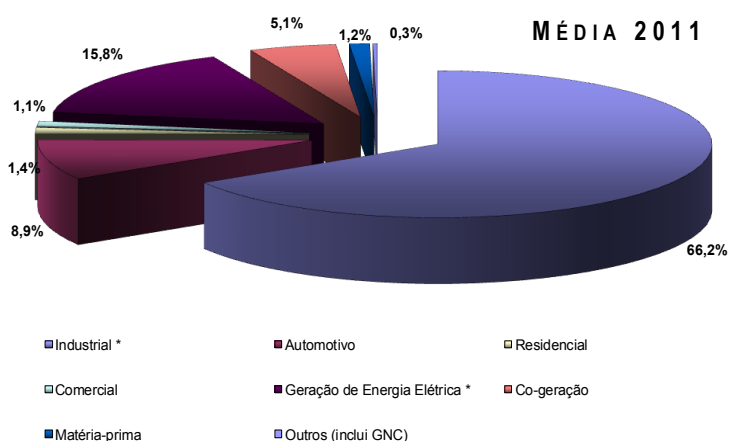
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, setembro de 2011

Até dezembro de 2010 o volume de matéria-prima estava contabilizada no segmento *Outros* (inclui GNC).

## EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO



## CONSUMO DE GÁS NATURAL





## CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48					0,43	0,9
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71					3,86	8,2
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,75	3,60	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94					2,96	6,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01					0,01	0,0
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	8,55	7,45	7,43	7,06	6,91	7,31	6,78	6,29	6,35					6,95	14,8
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	6,09	3,71	5,11	3,38	2,25	2,60	4,67	4,59	5,04					3,92	8,4
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44	0,42	1,21	1,32	1,38	0,48					0,77	1,6
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,08	0,50	0,92	1,05	1,37	1,58	1,95	2,15	2,48					1,50	3,2
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49	13,49	13,26	13,59	13,30	13,38					13,37	28,5
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96	1,01	1,09	1,07	1,08	1,08					1,07	2,3
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67	1,04	3,11	3,05	3,13	2,37					2,15	4,6
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90					0,69	1,5
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	2,63	2,59	2,84	2,96	2,92	2,95	3,16	2,94	3,05					2,93	6,2
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01					0,01	0,0
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,86	0,18	0,30	0,19	0,22	0,20	0,20	0,29	0,31					0,24	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35					0,35	0,7
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38					0,39	0,8
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49					1,42	3,0
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89					1,84	3,9
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28					0,26	0,6
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95					1,79	3,8
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>41,41</b>	<b>49,59</b>	<b>36,70</b>	<b>49,73</b>	<b>43,10</b>	<b>47,50</b>	<b>44,90</b>	<b>43,45</b>	<b>47,42</b>	<b>50,23</b>	<b>49,56</b>	<b>48,93</b>					<b>46,89</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Abegás, setembro de 2011

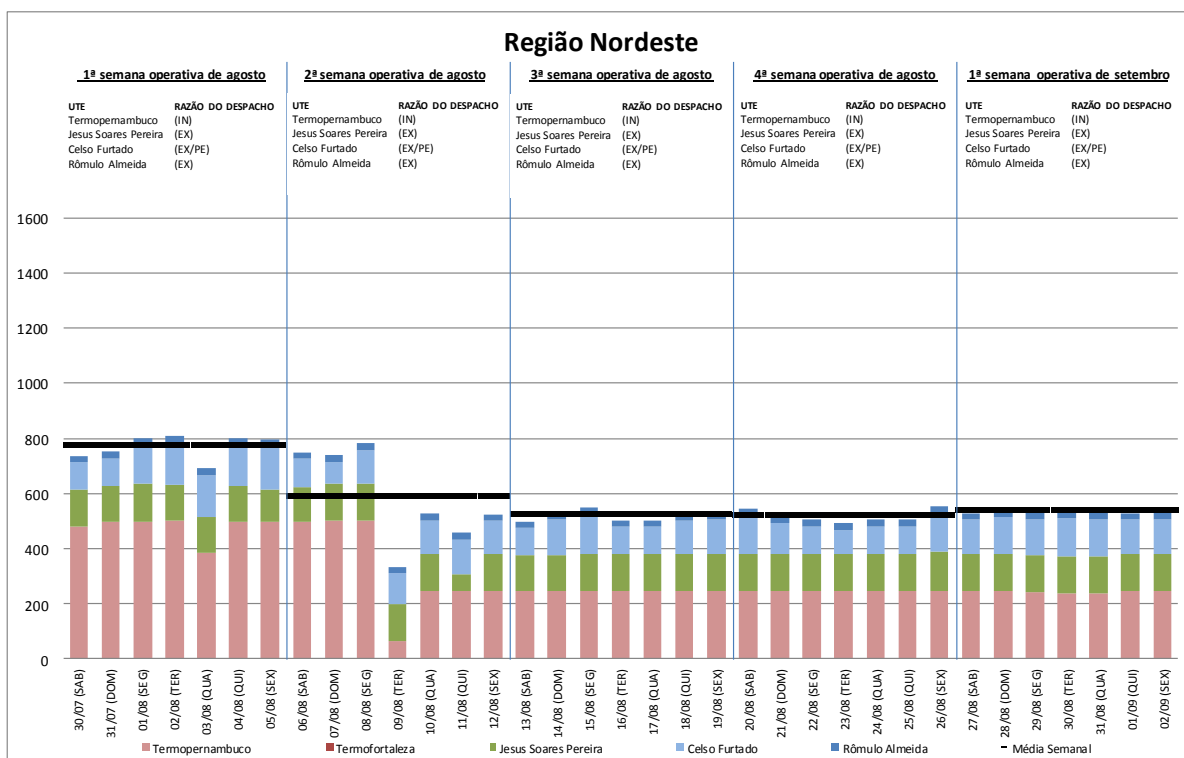
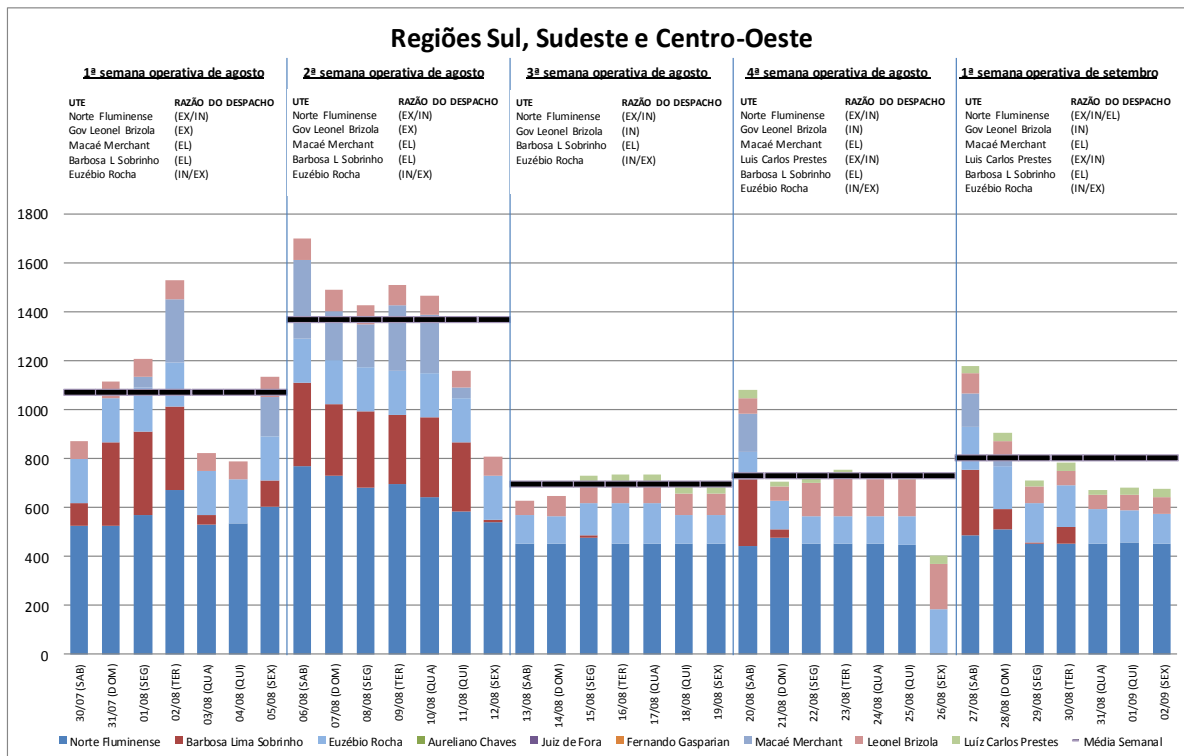
## CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48					0,43	1,1
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71					3,86	9,7
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,71	3,08	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94					2,89	7,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01					0,01	0,0
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,84	4,60	4,97	4,84	4,88	5,03	4,92	4,74	4,90					4,86	12,2
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,25	2,04	2,22	2,16	2,15	2,47	2,30	2,18	2,28					2,22	5,6
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,43	0,41	0,46	0,44	0,42	0,46	0,47	0,47	0,48					0,45	1,1
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	12,61	12,25	13,17	13,23	13,30	13,25	13,58	13,28	13,38					13,18	33,2
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,96	0,79	0,95	0,96	1,01	1,08	1,07	1,08	1,08					1,00	2,5
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,98	0,97	1,00	0,95	0,97	1,00	1,02	1,04	1,04					1,00	2,5
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90					0,69	1,7
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,86	2,59	2,75	2,89	2,92	2,95	2,93	2,79	3,05					2,86	7,2
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01					0,01	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,21	0,18	0,20	0,19	0,19	0,19	0,20	0,29	0,31					0,22	0,6
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35					0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38					0,39	1,0
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49					1,42	3,6
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89					1,84	4,6
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28					0,26	0,7
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95					1,79	4,5
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>35,76</b>	<b>36,27</b>	<b>32,05</b>	<b>36,80</b>	<b>36,80</b>	<b>39,35</b>	<b>39,34</b>	<b>39,67</b>	<b>40,53</b>	<b>40,93</b>	<b>40,29</b>	<b>40,91</b>					<b>39,73</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Abegás, setembro de 2011

# GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

## SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



### EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

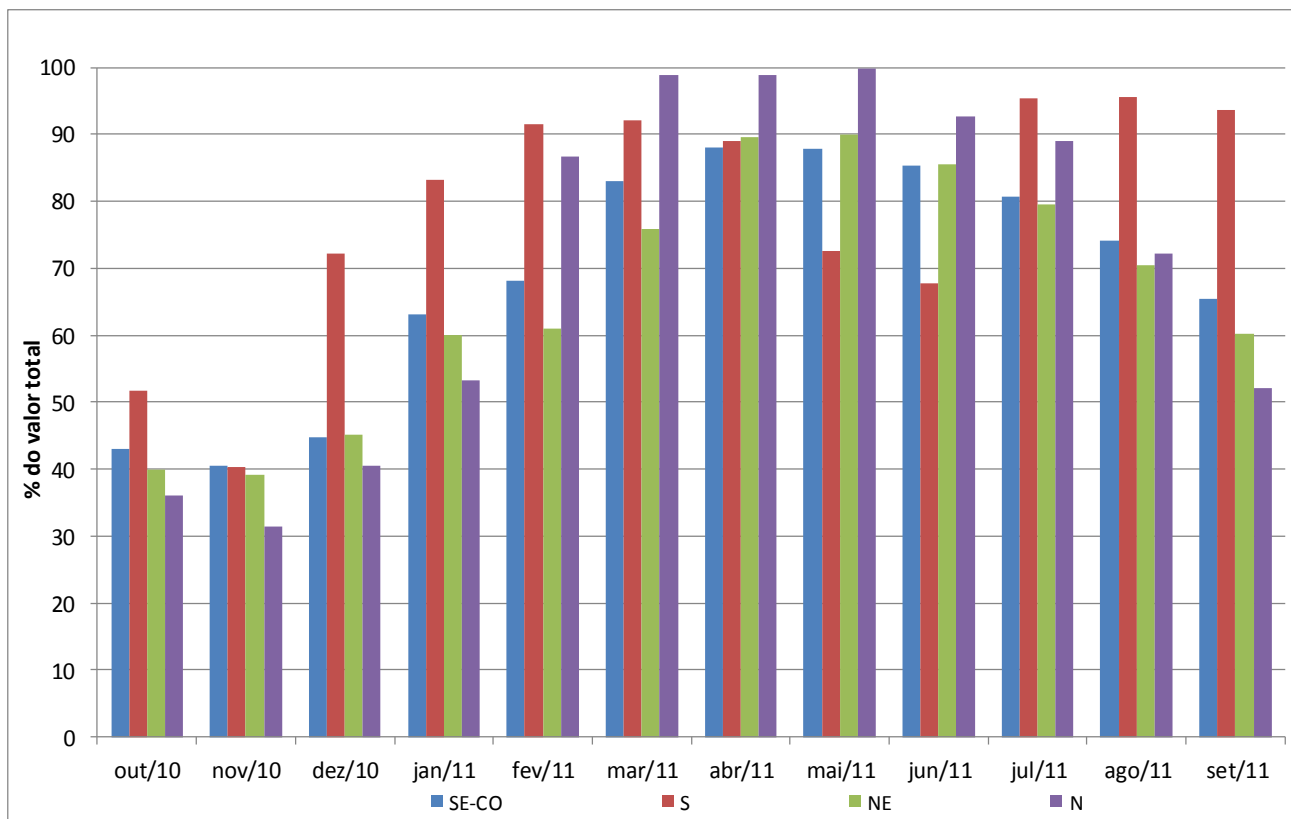
Semana	SE-CO	S	NE	N
30/07/2011 a 05/08/2011	16,56	10,29	16,56	16,56
06/08/2011 a 12/08/2011	11,69	7,60	11,71	11,71
13/08/2011 a 19/08/2011	12,79	8,29	12,85	12,85
20/08/2011 a 26/08/2011	17,04	10,66	17,04	17,04
27/08/2011 a 02/09/2011	11,78	1,39	11,78	11,78

#### LEGENDA:

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

Fonte: ONS, setembro de 2011

## ENERGIA ARMAZENADA NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)



## COMENTÁRIOS

A média da geração termelétrica do mês de agosto foi de cerca de 1.520 MW-med, 15% inferior à do mês de julho. Os níveis dos reservatórios dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul apresentaram valores acima da Média de Longo Termo - MLT durante todo o mês. O cenário hidrológico positivo contribuiu para que o Custo Marginal de Operação – CMO apresentasse queda de 29% no decorrer de agosto. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS o nível atual de armazenamento dos reservatórios é um dos mais altos dos últimos 10 anos, com exceção do Nordeste.

Na região Sudeste/Centro-Oeste, geraram durante praticamente todo o mês as usinas termelétricas - UTEs Governador Leonel Brizola, Euzébio Rocha e Norte Fluminense, com fins de exportação e por inflexibilidade, tendo esta última gerado, também, por razões elétricas. Além delas, também registraram geração as UTEs Barbosa Lima Sobrinho e Macaé Merchant, por razões elétricas. O que motivou tais despachos foi a manutenção realizada em transformadores da subestação de Grajaú, no Rio de Janeiro. Na região Sul, mais uma vez, não foi registrada geração termelétrica a gás natural. Na região Nordeste, a UTE Termopernambuco gerou por inflexibilidade, enquanto as UTEs Jesus Soares Pereira, Celso Furtado e Rômulo Almeida geraram predominantemente com finalidade de exportar energia para a Argentina. As quatro usinas dessa região geraram todos os dias do mês de agosto.

Destacamos a realização, no dia 17 de agosto, do 12º Leilão de Energia Nova (A-3), destinado ao atendimento do mercado nacional de energia elétrica a partir de 1º de março de 2014. Foram contratados dois empreendimentos a gás natural, que arremataram 1.029,1 MW. A potência equivale a 37,5% dos 2.744,6 MW contratados de 51 usinas, o que posicionou o gás natural como segunda fonte mais expressiva no certame. O primeiro lugar ficou com as usinas eólicas, que totalizaram 38,9%. As UTEs a gás natural contratadas tiveram preço médio de R\$ 103,26/MWh, e os seus contratos terão duração de 20 anos.

## PREÇOS E COMPETITIVIDADE

### MÊS DE REFERÊNCIA - AGOSTO DE 2011

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)					Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço US\$/MMBtu			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Nordeste	Gás Nacional	13,5398			17,9441	20,4054	20,0402
Sudeste	Gás Nacional	13,1385			22,5359	18,0116	17,0786
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	7,6962	1,7703	9,4665	22,5359	18,0116	17,0786
Sul	Gás Importado	7,6934	1,7691	9,4625	20,9963	18,7953	18,3780
Centro Oeste	Gás Importado	8,9398	1,7979	10,7377	20,7598	16,9101	16,1817

Fonte: MME/SPG/DGN, agosto de 2011.

\* Dados originalmente obtidos da Petrobras, Distribuidoras e Banco Central. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).

\* Os preços ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nas informações de preço disponibilizadas nos sites das distribuidoras ou das agências reguladoras estaduais.

\* Segundo a Petrobras, a seu exclusivo critério, no mês de Agosto/11 foi aplicado um desconto provisório de aproximadamente 15,2% sobre os preços contratuais do gás nacional para as distribuidoras da região Nordeste e Sudeste, a exceção da GASMIG.

Dólar de conversão R\$/US\$ (agosto/11):	<b>1,5970</b>
--	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PPT	3,71	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71	4,85	4,85	4,87	4,90	4,85						4,78

Fonte: MME/SPG/DGN, setembro de 2011.

Nota: PPT: Programa Prioritário Termelétrico. O preço do gás natural para o PPT não inclui imposto e é calculado com base na Portaria Interministerial nº 234/02.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Gás russo na fronteira da Alemanha	7,86	12,68	8,55	7,94	8,87	8,82	8,80	9,68	9,67	9,65	10,81	10,72						9,63
NBP *	6,13	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79	9,71	9,33	9,35	8,87	8,72						9,15
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41	4,05						4,26
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82	19,61						19,91
Petróleo WTI	12,87	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35	19,58	18,03	17,14	17,33	15,38						17,21
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	72,53	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60	123,49	114,55	114,04	116,88	110,05						111,74
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	72,26	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26	86,30						96,60

Fontes:

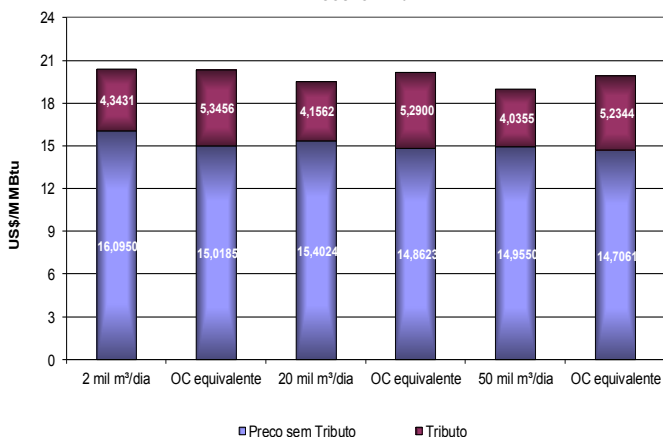
Preço do Gás: [www.theice.com](http://www.theice.com), [www.bloomberg.com/energy/](http://www.bloomberg.com/energy/), [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI), setembro de 2011.

Preço do Petróleo: Petrobras, setembro de 2011.

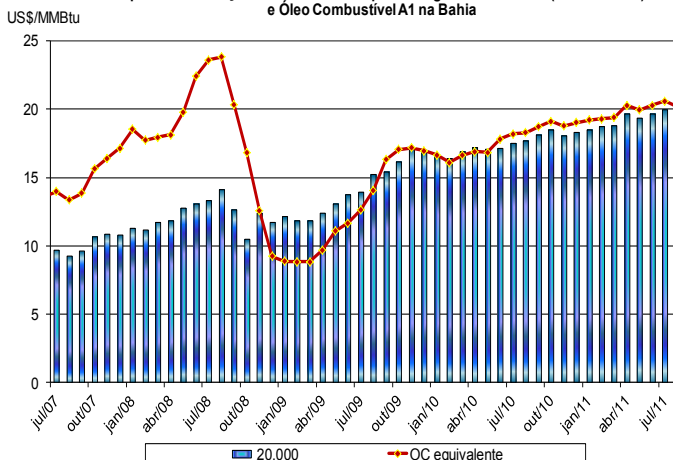
\* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

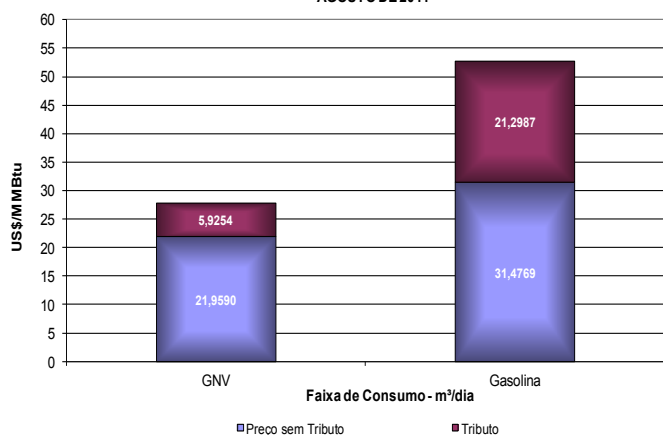
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia  
AGOSTO DE 2011



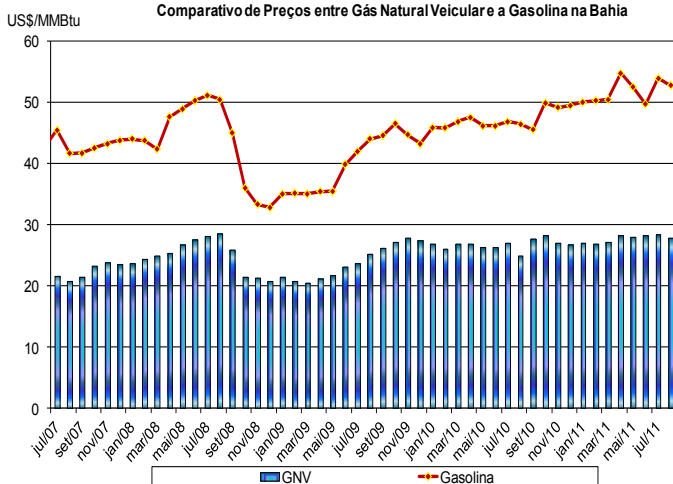
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



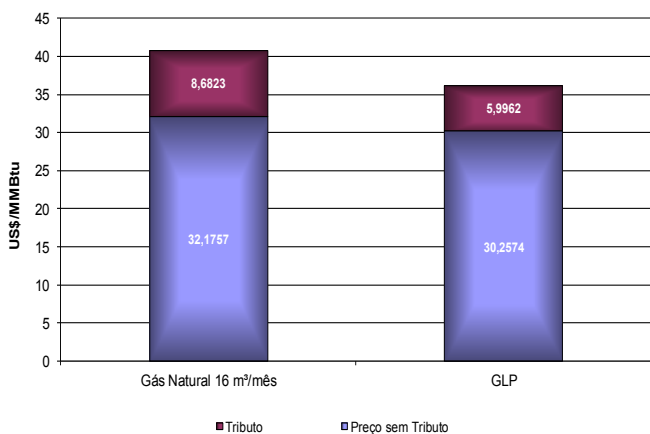
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia  
AGOSTO DE 2011



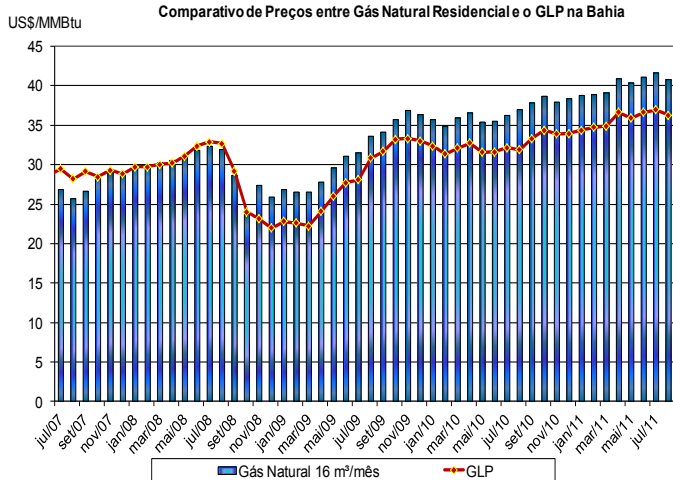
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



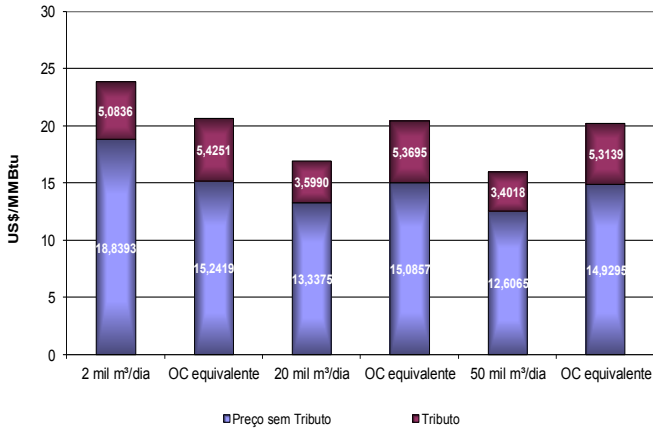
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



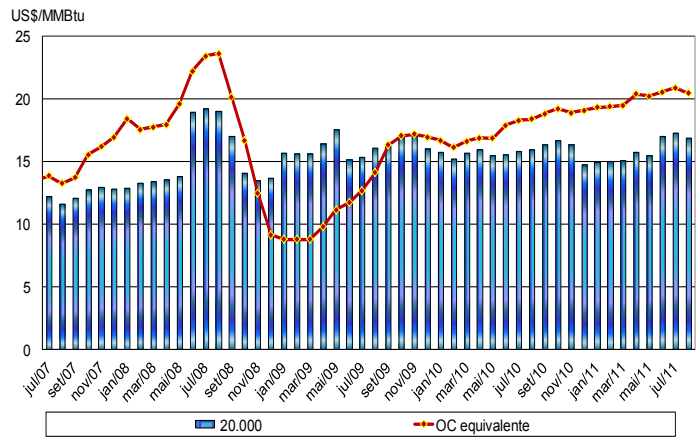
⇒ Ver nota na página 24.

# COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

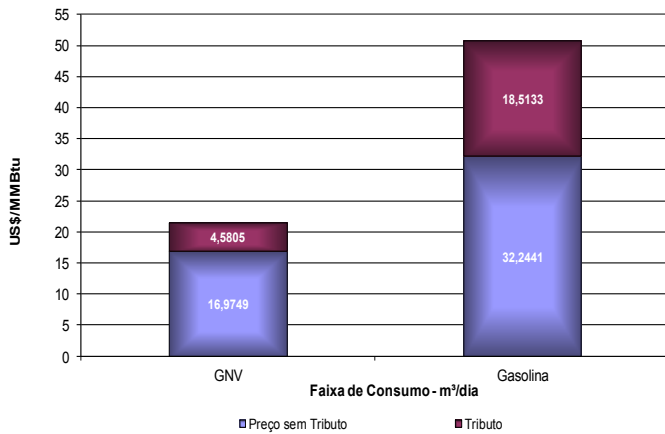
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo  
AGOSTO DE 2011



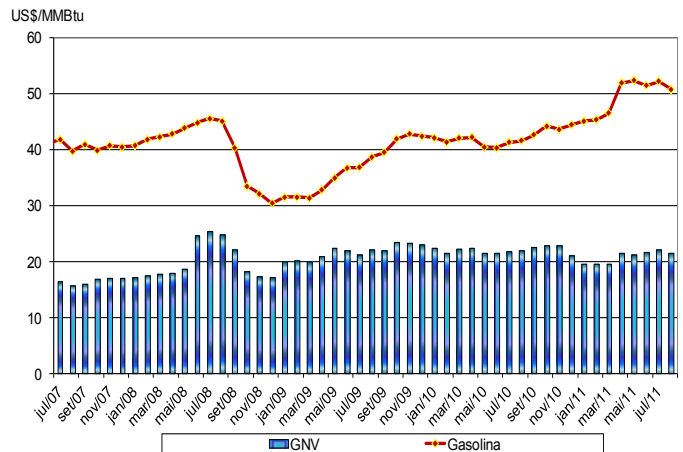
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



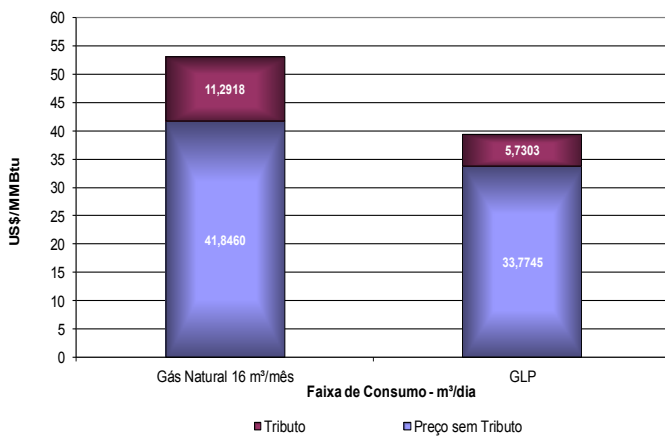
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo  
AGOSTO DE 2011



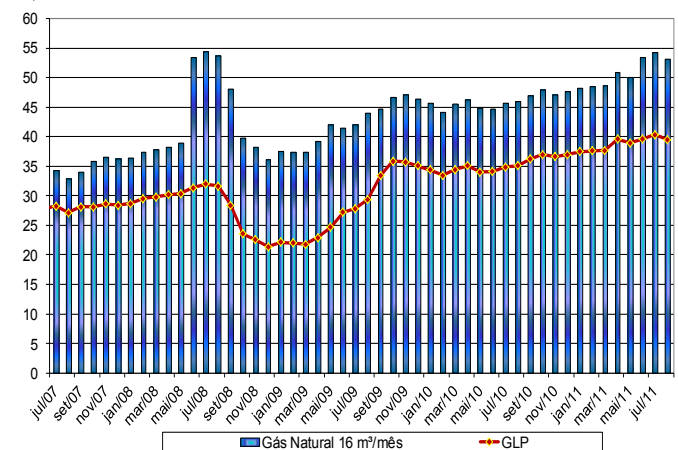
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



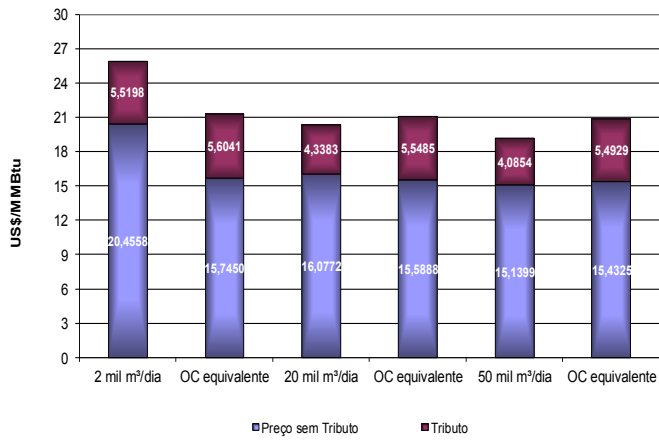
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



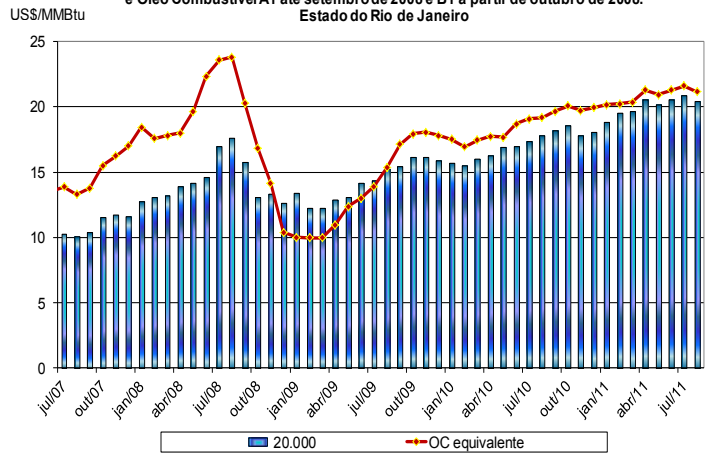
⇒ Ver nota na página 24.

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

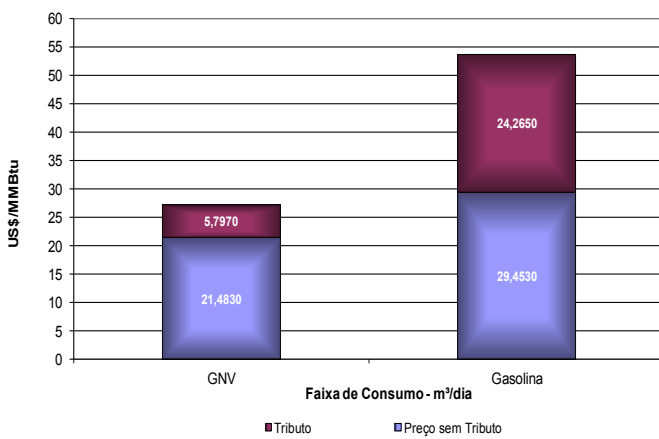
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro AGOSTO DE 2011



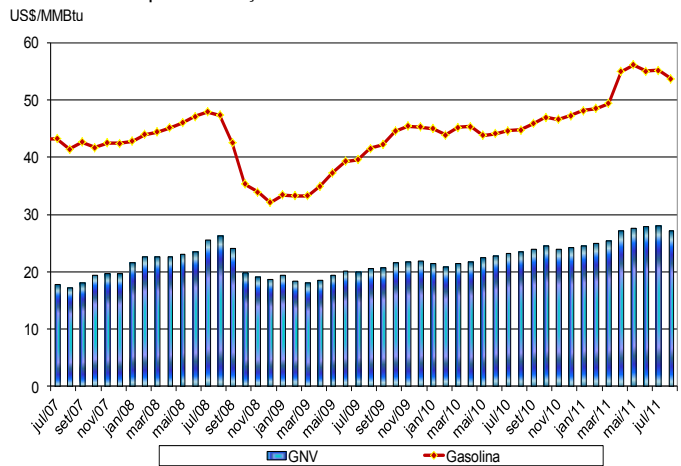
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



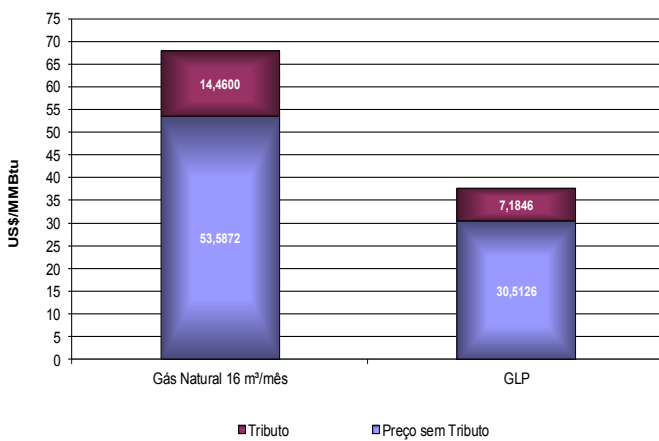
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro AGOSTO DE 2011



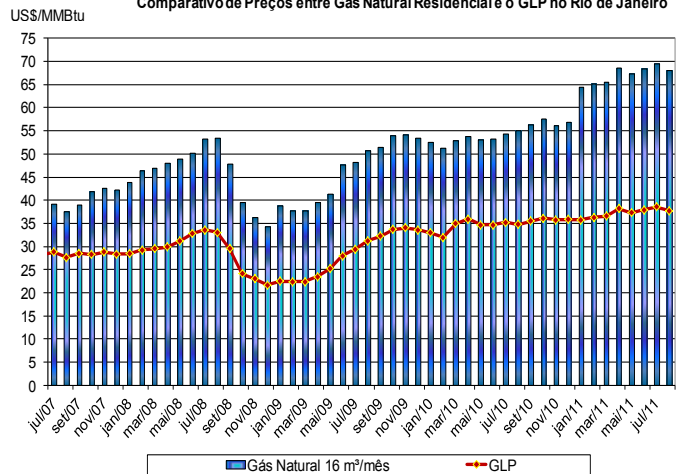
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro AGOSTO DE 2011



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



⇒ Ver nota na página 24.



# BALANÇO NA BOLÍVIA, CHILE, ARGENTINA E URUGUAI

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>41,72</b>	<b>41,99</b>	<b>36,74</b>	<b>41,71</b>	<b>39,14</b>	<b>46,01</b>	<b>44,34</b>	<b>39,84</b>	<b>41,98</b>	<b>47,79</b>	<b>48,04</b>						<b>43,88</b>	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00						0,01	0,0
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15	0,14	0,16	0,11	0,14	0,43						0,22	0,5
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79	0,80	0,77	0,79	0,82	0,83						0,79	1,8
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49	0,49	0,46	0,47	0,50	0,49						0,48	1,1
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84	1,03	1,08	1,03	1,16	1,31						1,09	2,5
<b>DISPONIBILIZADO</b>	<b>37,24</b>	<b>38,74</b>	<b>33,08</b>	<b>38,96</b>	<b>36,30</b>	<b>43,73</b>	<b>41,83</b>	<b>37,36</b>	<b>39,58</b>	<b>45,17</b>	<b>44,98</b>						<b>41,28</b>	<b>94,1</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>5,03</b>	<b>5,72</b>	<b>6,38</b>	<b>7,34</b>	<b>7,62</b>	<b>7,21</b>	<b>6,64</b>	<b>7,36</b>	<b>8,28</b>	<b>8,54</b>	<b>8,71</b>						<b>7,77</b>	<b>17,7</b>
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18						0,17	0,4
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10						0,10	0,2
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39	1,36	1,39	1,36	1,39	1,36						1,37	3,1
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30	3,01	3,54	4,48	4,71	4,79						3,97	9,1
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,26	0,27	0,27						0,26	0,6
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01						1,90	4,3
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>32,22</b>	<b>33,02</b>	<b>26,70</b>	<b>31,63</b>	<b>28,68</b>	<b>36,51</b>	<b>35,20</b>	<b>30,06</b>	<b>31,29</b>	<b>36,62</b>	<b>36,27</b>						<b>33,52</b>	<b>76,4</b>
<b>BRASIL</b>	<b>27,60</b>	<b>30,51</b>	<b>22,04</b>	<b>26,79</b>	<b>22,68</b>	<b>29,40</b>	<b>27,87</b>	<b>23,32</b>	<b>23,92</b>	<b>29,47</b>	<b>28,65</b>						<b>26,47</b>	<b>60,3</b>
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65						26,47	60,3
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00	0,0
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00	0,0
<b>ARGENTINA</b>	<b>4,62</b>	<b>2,52</b>	<b>4,66</b>	<b>4,84</b>	<b>6,00</b>	<b>7,11</b>	<b>7,33</b>	<b>6,73</b>	<b>7,37</b>	<b>7,15</b>	<b>7,61</b>						<b>7,04</b>	<b>16,1</b>

**Fontes:**

Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade

Produção: Informe mensal de produção nacional de gás natural por empresa - YPFB

Exportação: Balanço PEB

**Legenda:**

EPE: Empresa Produtora de Energia

**Poder Calorífico:**Gás Boliviano: 9.696 kcal/m<sup>3</sup>

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>5,51</b>	<b>5,93</b>	<b>4,33</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>	<b>n/d</b>						<b>n/d</b>	
<b>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>13,70</b>	<b>14,44</b>	<b>14,60</b>	<b>14,02</b>	<b>14,16</b>	<b>12,99</b>							<b>13,99</b>	
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02	1,04	1,13	1,46	1,80	1,21							1,28	
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05							0,05	
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62	9,34	9,26	8,92	8,53	7,99							8,78	
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27	1,43	1,53	1,40	1,49	1,47							1,43	
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,72	2,56	2,61	2,14	2,23	2,20							2,41	
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06							0,04	

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

\* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno e englobam a importação de GNL e a importação por gasodutos da Argentina

**ARGENTINA (EM MILHÕES DE M<sup>3</sup>/DIA)**

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>130,21</b>	<b>128,13</b>	<b>128,49</b>	<b>128,91</b>	<b>123,08</b>	<b>123,45</b>	<b>121,54</b>	<b>120,41</b>	<b>124,86</b>	<b>127,20</b>							<b>123,42</b>
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,68	31,61							28,65
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75							12,55
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68							69,36
Noroeste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16							12,86
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46							3,28
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	3,13	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65							4,98
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	4,44	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43							2,37
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77	12,73	12,77	10,53	11,49	12,38							12,11
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	<b>107,61</b>	<b>105,14</b>	<b>100,86</b>	<b>104,53</b>	<b>98,74</b>	<b>99,59</b>	<b>98,22</b>	<b>99,33</b>	<b>102,93</b>	<b>105,28</b>							<b>100,68</b>
<b>IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL</b>	<b>4,74</b>	<b>2,48</b>	<b>5,04</b>	<b>10,05</b>	<b>11,01</b>	<b>12,42</b>	<b>12,62</b>	<b>11,58</b>	<b>18,63</b>	<b>24,39</b>							<b>15,11</b>
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16							6,98
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23							8,13
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>105,23</b>	<b>105,41</b>	<b>103,68</b>	<b>113,26</b>	<b>108,74</b>	<b>111,03</b>	<b>109,85</b>	<b>110,25</b>	<b>121,16</b>	<b>129,27</b>							<b>115,05</b>
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15							24,15
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57							4,11
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63							7,18
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55							36,12
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10							35,07
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27							8,42
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>7,00</b>	<b>2,36</b>	<b>2,22</b>	<b>1,19</b>	<b>1,03</b>	<b>0,98</b>	<b>0,91</b>	<b>0,63</b>	<b>0,39</b>	<b>0,39</b>							<b>0,72</b>
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Chile	6,40	1,98	2,09	0,97	0,72	0,77	0,62	0,29	0,19	0,18							0,46
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21							0,26

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):

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

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>IMPORTAÇÃO</b>	<b>0,31</b>	<b>0,27</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>	<b>0,31</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,34</b>	<b>0,21</b>	<b>0,23</b>							<b>0,27</b>
Argentina	0,31	0,27	0,19	0,21	0,31	0,20	0,30	0,34	0,21	0,23							0,27
<b>OFERTA DE GÁS</b>	<b>0,31</b>	<b>0,27</b>	<b>0,19</b>	<b>0,21</b>	<b>0,31</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,34</b>	<b>0,21</b>	<b>0,23</b>							<b>0,27</b>
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	<b>0,28</b>	<b>0,25</b>	<b>0,18</b>	<b>0,21</b>	<b>0,31</b>	<b>0,20</b>	<b>0,30</b>	<b>0,33</b>	<b>0,21</b>	<b>0,25</b>							<b>0,27</b>
Residencial	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-							-
Comercial	0,05	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-							-
Veicular	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-							-
Geração Elétrica	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-							-
Industriais	0,16	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-							-
Consumo próprio setor energético	0,02	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-							-

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería

## LEGISLAÇÃO DO SETOR

### ⇒ Lei do Gás

- Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

### ⇒ Decreto de Regulamentação

- Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010.

### ⇒ Resolução CNPE

- Resolução nº 8, de 8 de dezembro de 2009 (Estabelece diretrizes para a exportação de cargas ociosas de Gás Natural Liquefeito - GNL).

### ⇒ Portarias do MME

- Portaria nº 67, de 1º de março de 2010 (Procedimentos para obtenção de autorização para exportação de cargas ociosas de GNL no mercado de curto prazo).
- Portaria nº 472, de 5 de agosto de 2011 (Diretrizes para o processo de chamada pública).

### ⇒ Resolução da ANP

- Resolução nº 44, de 18 de agosto de 2011 - Procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa;
- Resolução 50, de 23 de setembro de 2011 - estabelece as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais;
- Resolução 51, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta o registro de autoprodutor e autoimportador, previsto no Decreto nº 7.382/2010;
- Resolução 52, de 29 de setembro de 2011 - Regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010, e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.

### ⇒ Temas em processo de regulamentação:

#### Pelo CNPE:

- Diretrizes para as atividades de exportação de gás natural.

#### Pelo MME:

- Procedimentos para proposição de gasodutos de transporte por terceiros;
- Procedimentos para o fornecimento de informações para o planejamento da expansão da malha;
- Procedimentos para obtenção de autorizações para importação e exportação de gás natural;
- Diretrizes para o processo licitatório de gasodutos de transporte.

Fonte: Departamento de Gás Natural/MME, setembro/2011.

## PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO - PAC

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

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

UNIDADE PRODUTORA EM CONSTRUÇÃO	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (mil m <sup>3</sup> /dia)	DATA DE CONCLUSÃO
<b>TOTAL</b>		<b>18.000</b>	
UAPO I - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	31/01/2012
UAPO II - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	7.500	
UAPO - Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	3.000	

Fontes:

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

Sala de Monitoramento MME/DGN, setembro de 2011.

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

Nos meses de Setembro e Outubro de 2011, foram emitidas as licenças abaixo relacionadas para os empreendimentos referentes à área de gás natural:

08/09/2011 – Emitida, pela CETESB/Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo (SMA), a Licença de Operação (LO) para o gasoduto GASAN II

09/09/2011 – Emitida, pelo IBAMA, Licença Prévia (LP) para Perfuração Marítima - Blocos BFZA-2, 4, 5 e 6 - Bacia da Foz do Amazonas

16/09/2011 – Emitida, pelo IBAMA, a Licença Prévia (LP) para o Projeto “P-62 - Campo de Roncador Módulo 4”

23/09/2011 - Emitida, pelo IBAMA, a Licença de Instalação (LI) para o Projeto “Plataforma P-55 - Campo Roncador Módulo 3”

10/10/2011 – Emitida, pelo INEA/RJ, a Licença de Instalação (LI) de Terraplanagem, para início das obras do Projeto “Ampliação da Capacidade de Processamento do Terminal de Cabiúnas”

24/10/2011 - Emitida, pelo IBAMA, a Licença Prévia (LP) para o Projeto “Gasoduto de Escoamento - Sul/Norte Capixaba”

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

16/09/2011 - Início da exportação de gás produzido no campo de LULA para a UTGCA (Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba)

14/10/2011 - Iniciada a Operação do Terminal de Ilha Redonda-RJ do Projeto “Plangás GLP”

12/10/2011 – Iniciada a operação do TLD em Carioca NE

### Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até Outubro de 2011.

#### Gasoduto GASPAL II

Emitida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis(ANP) a Autorização de Operação (AO) em 14/10/2011.

Empreendimento concluído.

#### Gasoduto GASAN II

Emitida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis(ANP) a Autorização de Operação (AO) em 07/10/2011.

Empreendimento concluído.

**Fonte:** Sala de Monitoramento do DGN/MME Outubro/2011.

## ANEXOS

## RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22	23
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422
Amazonas	Total	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	28.350	27.956	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012
	Gás Não Associado	16.052	16.593	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866
Ceará	Total	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.678	19.849	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701
	Gás Não Associado	11.422	11.281	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380
Alagoas	Total	7.233	6.769	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156
	Gás Não Associado	6.094	5.538	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321
Sergipe	Total	5.646	4.996	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984
Bahia	Total	20.991	19.967	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546
	Gás Não Associado	11.258	10.558	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972
Espírito Santo	Total	8.303	11.787	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603
	Gás Não Associado	7.058	11.076	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008
Rio de Janeiro	Total	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677
São Paulo	Total	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293
	Gás Não Associado	4.669	4.273	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080
Paraná	Total	43	68	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
Santa Catarina	Total	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP, setembro de 2011.

# INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

## GASODUTOS DE TRANSPORTE EXISTENTES NO BRASIL

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
<b>Transportadora - Transpetro<sup>(1)</sup></b>						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Atalaia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC I	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	EsVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	Urucu (AM)	Coari (AM)	278,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Beim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15	2011
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12	2011
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
<b>TOTAL - TRANSPETRO</b>			<b>6.579,0</b>			
<b>Transportadora - TBG<sup>(2)</sup></b>						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biguaçu	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biguaçu - Siderópolis	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
<b>TOTAL - TBG</b>			<b>2.593,2</b>			
<b>Transportadora - TSB<sup>(3)</sup></b>						
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

## GASODUTOS NO EXTERIOR - EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

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

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

## UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	Capacidade de processamento (mil m <sup>3</sup> /dia)
<b>TOTAL BRASIL</b>			<b>80.896,0</b>
<b>REGIÃO SUDESTE / SUL</b>			
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	1993	2.300,0
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1997	2.800,0
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	580,0
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	4.500,0
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	4.500,0
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)	2009	4.860,0
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	450,0
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2004	1.500,0
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	2008	3.500,0
DPP Cacimbas	Linhares (ES)	2008	5.500,0
UPGN II - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UPGN III - Cacimbas	Linhares (ES)	2010	3.500,0
UAPO - Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2.500,0
UPGN-UEG	Araucária (PR)	FO*	2.200,0
<b>Total Sudeste / Sul</b>			<b>46.690,0</b>
<b>REGIÃO NORDESTE</b>			
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	2.900,0
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.900,0
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.900,0
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.300,0
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	1.500,0
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0
Estação de Tratamento de São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	2007	6.000,0
<b>Total Nordeste</b>			<b>24.500,0</b>
<b>REGIÃO NORTE</b>			
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	706,0
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0
<b>Total Norte</b>			<b>9.706,0</b>

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

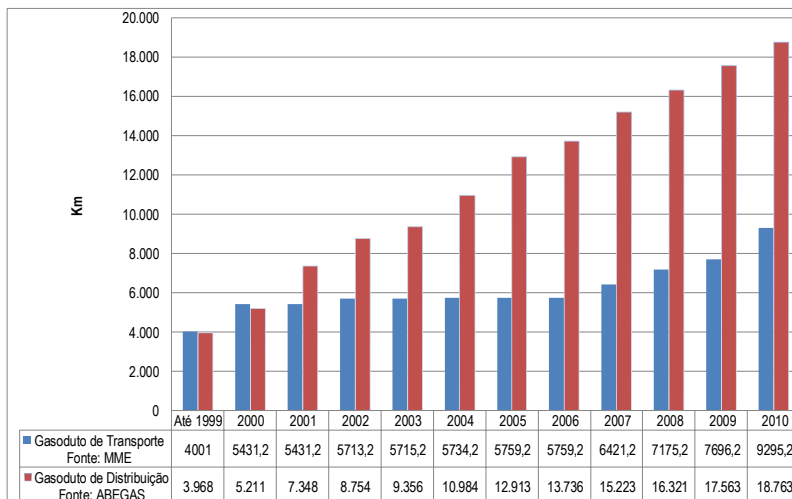
\* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

## TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

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

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

## EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL





# PARQUE TÉRMICO A GÁS NATURAL

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN								
UTES em Operação								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Termo de Compromisso (até jun/2012)	Custo Variável (R\$/MWh)		
						Leilão	TC	Teste
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	226	4,38	MG	212	-	188,89	-
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	379	5,86	RJ	325	164,37	250,87	149,67
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	529	4,57	MT	-	6,27	-	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	250	5,28	SP	193	200,07	222,22	-
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	565	5,02	SP	522	-	182,56	-
Piratininga 1 e 2 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	SP	-	470,34	-	-
Piratininga 3 e 4 (óleo) <sup>(2)</sup>	-	-	-	SP	260	182,56	-	-
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	1.058	4,89	RJ	998	128,42	214,48	147,56
Juiz de Fora	ca	87	5,98	MG	79	-	150,00	-
Linhares	ca	204	5,66	ES	-	133,88	-	-
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	ca	253	7,46	MS	191	106,42	292,49	140,34
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	923	5,86	RJ	885	291,46	253,83	-
Modular de Campo Grande (William Arjona)	ca	206	7,34	MS	-	197,85	-	-
Norte Fluminense - Preço 1	-	-	-	-	400	-	37,80	-
Norte Fluminense - Preço 2	-	-	-	-	100	-	58,89	-
Norte Fluminense - Preço 3	cc	869	4,74	RJ	200	-	102,84	-
Norte Fluminense - Preço 4	-	-	-	-	85	-	149,33	-
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	<b>5.549</b>	-	-	<b>4.450</b>	-	-	-
Sepé Tiarajú (Ex-Canoas)	ca	161	6,56	RS	153	-	385,22	-
Uruguaiana <sup>(3)</sup>	cc	640	4,37	RS	-	141,18	-	-
Araucária	cc	484	4,57	PR	458	-	215,00	-
<b>TOTAL Sul</b>	-	<b>1.285</b>	-	-	<b>611</b>	-	-	-
Camaçari	ca	347	7,77	BA	-	401,67	-	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	cav	186	7,40	BA	150	-	204,43	-
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	368	6,43	RN	285	-	215,00	-
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	138	6,24	BA	125	-	188,15	-
Termo Ceará	ca	242	6,56	CE	217	185,73	492,29	-
Termofortaleza	cc	347	4,78	CE	327	-	82,34	-
Termopernambuco	cc	533	4,02	PE	494	-	70,16	-
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-	-	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	<b>8.994</b>	-	-	<b>6.659</b>	-	-	-
UTES em Fechamento de Ciclo <sup>(4)</sup>								
Usina	Tipo de Térmica	Potência Adicional (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência			
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas)	cc	160	4,57	MS	ago/11			
Santa Cruz	cc	200	4,26	RJ	jan/12			
Sepé Tiarajú (Ex-Canoas)	cc	88	4,24	RS	out/12			
UTES em Construção								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência			
José de Alencar <sup>(5)</sup>	Motor	309	5,49	CE	jun/12			
Usinas a Gás Natural Vendidas nos Últimos Leilões de Geração de Empreendimentos Novos								
Usina	Tipo de Térmica	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência			
Cacimbaes <sup>(6)</sup>	cc	127	4,89	ES	jan/13			
Escolha <sup>(6)</sup>	cc	338	4,89	ES	jan/13			
Maranhão IV (antiga MC2 Joinville) <sup>(6),(7)</sup>	ca	338	n/d	MA	dez/12			
Maranhão V (antiga MC2 João Neiva) <sup>(6),(7)</sup>	ca	338	n/d	MA	dez/12			
Maranhão III <sup>(6)</sup>	cc	499	n/d	MA	dez/13			
Baixada Fluminense <sup>(6)</sup>	cc	530	n/d	MA	dez/13			
UTES do Sistema Manaus								
Usina	Tipos de Máquinas	Potência <sup>(9)</sup> (MW)			Compromisso de Geração (MW)			
		A converter	Convertidas	TOTAL				
Mauá	ca	0	100	100	100			
Aparecida	ca	35	121	156	65			
Cristiano Rocha	Motor	85	0	85	65			
Manauara	Motor	34	51	85	60			
Gera	Motor	34	51	85	60			
Jaraqui	Motor	0	70	70	60			
Tambaqui	Motor	0	85	85	60			

Fontes: ANEEL/Petrobras, agosto de 2011.  
ONS, Fax-preço semana operativa 30/07/2011 a 05/08/2011  
DMSE/SEE/MME, agosto de 2011.

#### LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto  
cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor  
cc - Turbina em Ciclo Combinado  
ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor  
Motor - Motor a gás natural

#### NOTAS:

- (1) UTE Cuiabá indisponível segundo Despacho ANEEL nº 4.332, de 20/11/2009;
- (2) UTEs Piratininga 1 e 2 e Piratininga 3 e 4 constam do Termo de Compromisso;
- (3) UTE Uruguaiana indisponível por falta de gás natural;
- (4) Os consumos específicos de ciclo fechado foram estimados em função dos incrementos de potência instalada e dos consumos específicos atuais em ciclo aberto.
- (5) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17/09/2008
- (6) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-5, de 30/09/2008
- (7) A mudança das características e a transferência de titularidade dessas usinas foi autorizada pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa 3.032, de 16 de agosto de 2011.
- (8) Empreendimentos pertencentes ao Leilão A-3, de 17 e 18/08/2011
- (9) Inclui somente as máquinas com capacidade de operação a gás natural. A operação comercial utilizando esse combustível está prevista

## NOTAS METODOLÓGICAS

### CONVERSÕES DE UNIDADES — VALORES TÍPICOS\*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)		0,028 BCM (bilhões m <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 toneladas por ano de GNL)	=	3,60 milhões m <sup>3</sup> /dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m <sup>3</sup> /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m <sup>3</sup> /dia

\* Considerações:

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

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

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

### VALORES DE REFERÊNCIA PARA O CÁLCULO DA COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL (PÁGINAS DE 13 A 15)

- Para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.
- Os preços dos combustíveis são ao consumidor final.
- Estados da Bahia e do Rio de Janeiro: preço do gás natural nacional.
- Estado de São Paulo: preço do gás natural boliviano.
- O cálculo da competitividade do gás natural em agosto de 2011 não levou em conta o desconto provisório de aproximadamente 15,2% aplicado pela Petrobras aos preços contratuais do gás nacional na Bahia e no Rio de Janeiro.

#### **Poder Calorífico Superior (PCS)**

Óleo Combustível:  
10.100 kcal/kg

Gasolina:  
11.200 kcal/kg

Gás Natural:  
9.400 kcal/m<sup>3</sup>

GLP:  
11.750 kcal/kg