

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Agradecimentos

Prezados leitores, o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural chegou à sua centésima edição. Importante ressaltar que o setor de gás natural no País passou por mudanças significativas desde a publicação da primeira edição deste informativo. À época não existiam no País terminais de GNL, e tanto a produção nacional quanto a demanda interna de gás natural estavam próximas da metade dos valores atualmente observados. Ao longo desses mais de 8 anos, o Boletim também foi alterado e aprimorado, tornando-se uma importante publicação sobre o setor de gás natural e reunindo informações relevantes em um único documento.

A viabilidade deste Boletim somente foi possível graças à disponibilização de informações por diversos agentes do setor de gás natural. Nesse sentido, a equipe agradece o comprometimento na constante remessa de informações. Agradece, ainda, aos leitores que acompanham as publicações por todos esses anos de parceria, bem como àqueles que nos encaminharam comentários e sugestões de melhoria. É pensando em você que sempre buscamos aperfeiçoar a esse informativo, tornando-o mais claro e completo a cada edição.

Por fim, um agradecimento especial àqueles que já trabalharam diretamente na construção dos informativos: Hugo Leonardo Gosmann, Hermann Helinski de Araújo, Bruna Tonani Pereira e André Barros Martins. O trabalho realizado por vocês foi fundamental para que esse Boletim se tornasse uma referência no setor. Muito obrigado!

Boa leitura.

## Comentários acerca das implementações feitas nesta edição

A partir desta edição, o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural contará com diversas modificações, realizadas com o intuito de dar maior transparência e detalhamento às informações que já estavam contidas no Boletim, bem como agregar informações relevantes que dele não constavam. Além disso, foram realizadas alterações visando maior compatibilidade com outras publicações, tais como o Plano Decenal de Energia - PDE e o Plano de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte - PEMAT.

Quanto à maior transparência e detalhamento das informações, destaca-se a ampliação da seção Preços e Competitividade, que passará a apresentar histórico de preços de Gás Liquefeito de Petróleo - GNL e do gás natural para as distribuidoras, para os consumidores finais (inicialmente para os segmentos industrial e automotivo).

Em relação às novas informações ressalta-se que foram incluídos gráficos que esquematizam os países com maiores reservas, produção e consumo de gás natural, bem como previsões de produção potencial, oferta e demanda de gás natural no Brasil. Também foram incluídas tabelas com informações sobre as tarifas de transporte de gás natural no País, e a relação de campos e plataformas de produção.

Sobre as modificações realizadas visando maior compatibilidade com outras publicações, é importante destacar que o balanço entre oferta e demanda de gás natural foi modificado, sendo retirada a linha referente ao consumo em gasodutos, perdas e ajustes da oferta nacional, passando essa a compor item específico. Assim, o desequilíbrio, perdas e ajustes não será deduzido exclusivamente da oferta nacional, passando a ser deduzido da oferta como um todo. Outro ponto de destaque é o fato de que constará do Boletim outros dois balanços entre oferta e demanda de gás natural, um referente à malha interligada e outro aos sistemas isolados.

# BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

## Destaques do mês de Junho

- ⇒ **Produção nacional:** Influenciada pelo incremento de produção nos campos de Gavião Real, Mexilhão e Roncador a produção nacional aumentou 2,4 milhões de m<sup>3</sup>/d em relação ao mês anterior. (pags. 5 a 7)
- ⇒ **Queima de gás natural:** O Sistema de Produção Antecipada de Búzios contribuiu substancialmente para o aumento de aproximadamente 400 mil m<sup>3</sup>/d na queima de gás natural no País. (pag. 8)
- ⇒ **Importação:** Aumento de aproximadamente 500 mil m<sup>3</sup>/d, sendo verificado aumento da regaseificação de GNL e redução na importação por gasoduto. (pags. 10 e 11)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Puxada pelos segmentos termelétrico e industrial, a demanda total de gás natural cresceu 4,4 milhões de m<sup>3</sup>/d. (pags. 13 a 19)

## Sumário

---

Balances de Gás Natural no Brasil	2
Oferta Nacional	4
Produção Nacional, Queima, Reinjeção e Consumo nas Atividades de E&P	5
Oferta de Gás Natural Importado	10
Importação e Reexportação de GNL	11
Consumo nos Gasodutos, Desequilíbrio, Perdas e Ajustes	12
Demanda de Gás Natural	13
Preços de Gás Natural	20
Competitividade do Gás Natural	23
Balances de Gás Natural em Outros Países	26
Programa de Aceleração do Crescimento - PAC	28
Infraestrutura da Indústria do gás Natural	29
Legislação do Setor de Gás Natural	33
Anexos	34

---

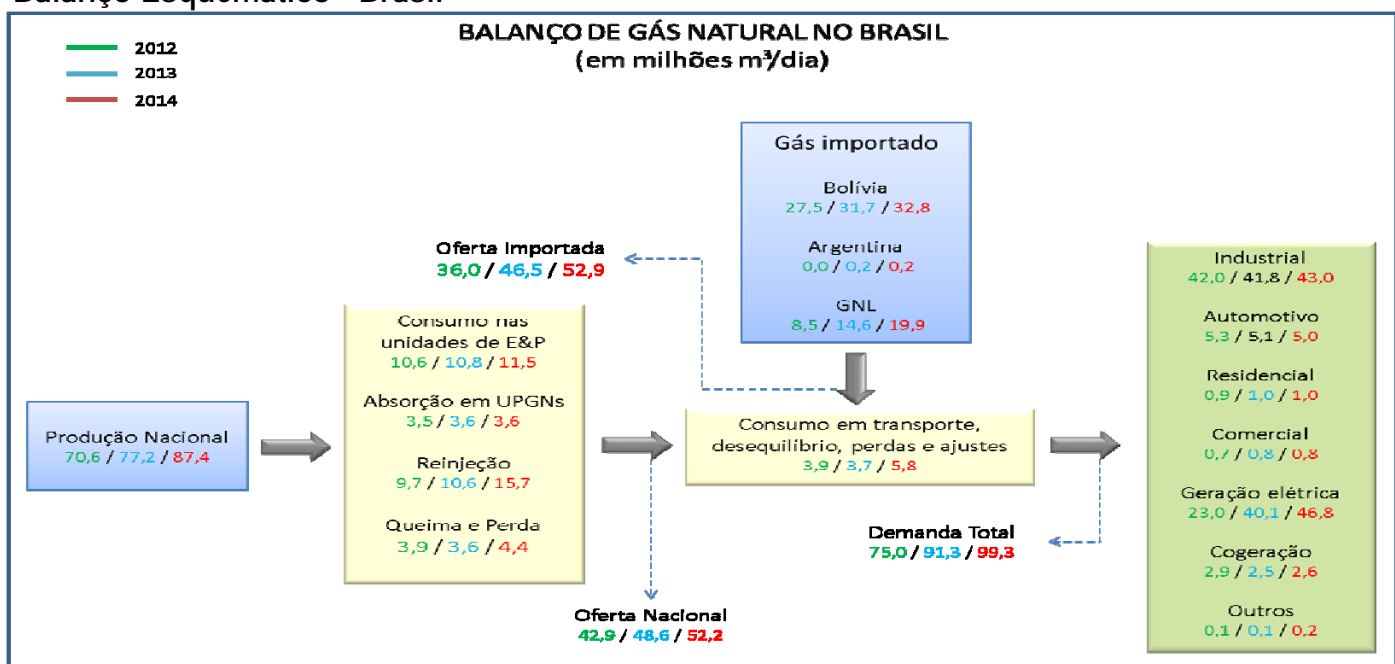
## Balanço de Gás Natural

### Balanço de Gás Natural - Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	62,85	65,96	70,58	77,19	87,38	96,56	95,36	95,62	94,34	93,13	95,52							95,09
Reinjeção	11,97	11,06	9,68	10,64	15,73	20,72	20,73	21,87	23,89	23,17	22,99							22,24
Queima e perda	6,62	4,81	3,95	3,57	4,44	4,04	3,26	3,79	3,66	3,21	3,62							3,60
Consumo nas unidades de E&P	9,72	10,15	10,57	10,85	11,46	12,25	12,17	12,06	12,26	12,06	11,60							12,06
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,56	3,43	3,52	3,56	3,59	4,16	4,06	3,82	3,74	3,34	3,58							3,78
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>30,97</b>	<b>36,51</b>	<b>42,87</b>	<b>48,57</b>	<b>52,17</b>	<b>55,38</b>	<b>55,13</b>	<b>54,08</b>	<b>50,80</b>	<b>51,36</b>	<b>53,73</b>							<b>53,40</b>
Importação - Bolívia	26,91	26,84	27,54	31,75	32,83	33,69	33,24	33,46	32,37	32,25	31,76							32,80
Importação - Argentina	0,00	0,00	0,00	0,16	0,18	0,00	1,24	2,06	1,31	1,02	0,00							0,94
Regaseificação de GNL	7,66	1,65	8,50	14,56	19,92	17,07	19,39	19,65	23,33	17,10	19,19							19,27
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>34,57</b>	<b>28,48</b>	<b>36,04</b>	<b>46,47</b>	<b>52,93</b>	<b>50,75</b>	<b>53,87</b>	<b>55,17</b>	<b>57,01</b>	<b>50,37</b>	<b>50,95</b>							<b>53,00</b>
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>65,54</b>	<b>64,99</b>	<b>78,91</b>	<b>95,05</b>	<b>105,10</b>	<b>106,13</b>	<b>109,00</b>	<b>109,24</b>	<b>107,81</b>	<b>101,74</b>	<b>104,68</b>							<b>106,39</b>
Consumo - GASBOL	0,89	0,93	0,93	1,17	1,22	1,21	1,24	1,27	1,23	1,21	1,26							1,24
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,99	2,51	2,95	2,54	4,61	4,56	4,75	4,72	3,77	4,87	3,38							4,34
<b>Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>3,87</b>	<b>3,44</b>	<b>3,88</b>	<b>3,70</b>	<b>5,83</b>	<b>5,77</b>	<b>5,99</b>	<b>5,99</b>	<b>4,99</b>	<b>6,08</b>	<b>4,64</b>							<b>5,58</b>
Industrial	35,36	41,03	42,00	41,81	42,98	42,76	43,84	43,45	43,91	42,13	44,22							43,37
Automotivo	5,50	5,40	5,32	5,13	4,96	4,68	4,84	4,89	4,80	4,76	4,76							4,79
Residencial	0,79	0,87	0,92	1,00	0,97	0,63	0,71	0,79	1,02	0,98	1,16							0,88
Comercial	0,63	0,68	0,72	0,75	0,77	0,68	0,73	0,77	0,80	0,77	0,86							0,77
Geração Elétrica	15,79	10,39	23,03	40,08	46,84	49,26	50,57	50,86	49,72	44,77	46,57							48,60
Co-geração	2,91	3,01	2,92	2,46	2,57	2,30	2,30	2,46	2,52	2,19	2,43							2,37
Outros (inclui GNC)	0,69	0,17	0,11	0,10	0,17	0,04	0,03	0,04	0,05	0,05	0,05							0,04
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>61,67</b>	<b>61,55</b>	<b>75,03</b>	<b>91,34</b>	<b>99,26</b>	<b>100,36</b>	<b>103,01</b>	<b>103,25</b>	<b>102,82</b>	<b>95,65</b>	<b>100,04</b>							<b>100,82</b>

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

### Balanço Esquemático - Brasil



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 Williams de Carvalho e Jaqueline Meneghel Rodrigues.

## Balanço de Gás Natural

### Balanço de Gás Natural - Malha Interligada

BALANÇO DE GÁS NATURAL Malha Interligada (milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	52,28	54,55	59,14	61,93	69,10	78,01	76,71	77,22	77,03	76,79	77,23							77,17
Reinjeção	3,77	4,17	3,57	5,20	9,28	13,32	13,43	14,83	16,80	15,92	15,82							15,03
Queima e perda	6,09	4,12	3,35	3,08	4,12	3,87	3,09	3,46	3,38	3,00	3,43							3,38
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	12,18	12,40	12,89	13,23	13,76	15,02	14,83	14,54	14,62	14,19	13,81							14,50
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>30,24</b>	<b>33,87</b>	<b>39,32</b>	<b>40,42</b>	<b>41,95</b>	<b>45,80</b>	<b>45,36</b>	<b>44,39</b>	<b>42,23</b>	<b>43,68</b>	<b>44,18</b>							<b>44,27</b>
Importação - Bolívia	26,91	26,84	27,54	31,75	32,83	33,69	33,24	33,46	32,37	32,25	31,76							32,80
Importação - Argentina	0,00	0,00	0,00	0,16	0,18	0,00	1,24	2,06	1,31	1,02	0,00							0,94
Regaseificação de GNL	7,66	1,65	8,50	14,56	19,92	17,07	19,39	19,65	23,33	17,10	19,19							19,27
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>34,57</b>	<b>28,48</b>	<b>36,04</b>	<b>46,47</b>	<b>52,93</b>	<b>50,75</b>	<b>53,87</b>	<b>55,17</b>	<b>57,01</b>	<b>50,37</b>	<b>50,95</b>							<b>53,00</b>
<b>TOTAL OFERTA</b>	<b>64,81</b>	<b>62,36</b>	<b>75,36</b>	<b>86,90</b>	<b>94,88</b>	<b>96,55</b>	<b>99,23</b>	<b>99,55</b>	<b>99,25</b>	<b>94,05</b>	<b>95,13</b>							<b>97,26</b>
Consumo - GASBOL	0,89	0,93	0,93	1,17	1,22	1,21	1,24	1,27	1,23	1,21	1,26							1,24
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,49	1,85	2,05	2,69	2,87	3,51	3,63	3,64	3,25	3,48	2,13							3,27
<b>Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>3,38</b>	<b>2,77</b>	<b>2,98</b>	<b>3,85</b>	<b>4,09</b>	<b>4,72</b>	<b>4,87</b>	<b>4,91</b>	<b>4,47</b>	<b>4,69</b>	<b>3,39</b>							<b>4,51</b>
Industrial	35,21	40,83	41,80	41,57	42,75	42,50	43,57	43,18	43,67	41,87	43,96							43,11
Automotivo	5,50	5,40	5,31	5,12	4,95	4,67	4,83	4,88	4,79	4,75	4,74							4,78
Residencial	0,79	0,87	0,92	1,00	0,97	0,63	0,71	0,79	1,02	0,98	1,16							0,88
Comercial	0,63	0,68	0,72	0,75	0,77	0,68	0,72	0,76	0,80	0,77	0,86							0,77
Geração Elétrica	15,71	8,62	20,59	32,04	38,62	41,00	42,19	42,53	41,93	38,76	38,55							40,81
Co-geração	2,91	3,01	2,92	2,46	2,57	2,30	2,30	2,46	2,52	2,19	2,43							2,37
Outros (inclui GNC)	0,69	0,17	0,11	0,10	0,17	0,04	0,03	0,04	0,05	0,05	0,05							0,04
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>61,43</b>	<b>59,58</b>	<b>72,38</b>	<b>83,04</b>	<b>90,79</b>	<b>91,83</b>	<b>94,36</b>	<b>94,64</b>	<b>94,77</b>	<b>89,36</b>	<b>91,74</b>							<b>92,75</b>

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

### Balanço de Gás Natural - Sistemas Isolados (Região Norte e Maranhão)

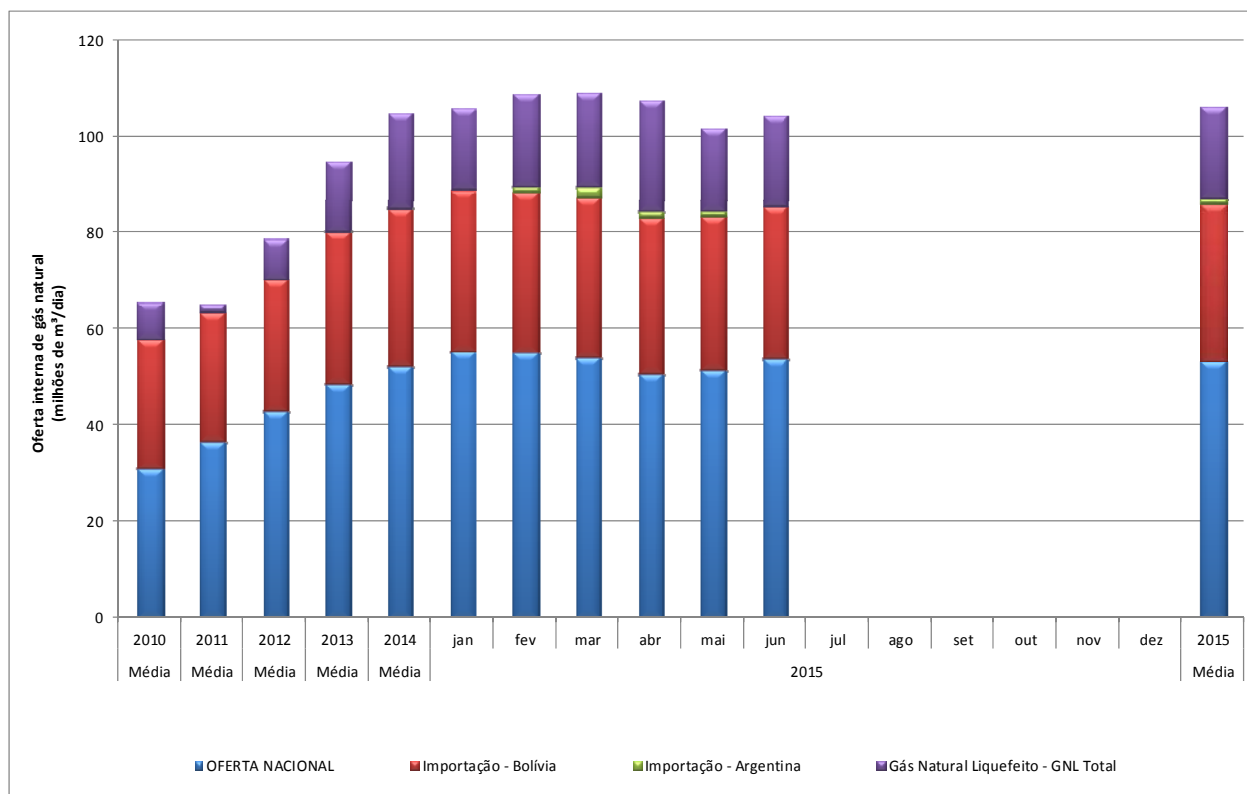
BALANÇO DE GÁS NATURAL Sistemas Isolados (milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	10,57	11,40	11,44	15,26	18,28	18,55	18,65	18,41	17,31	16,34	18,28							17,91
Reinjeção	8,20	6,90	6,11	5,44	6,45	7,40	7,30	7,04	7,09	7,25	7,17							7,21
Queima e perda	0,54	0,69	0,59	0,49	0,32	0,17	0,17	0,33	0,28	0,20	0,19							0,23
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	1,10	1,18	1,20	1,18	1,29	1,40	1,40	1,34	1,38	1,21	1,38							1,35
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>0,73</b>	<b>2,63</b>	<b>3,55</b>	<b>8,15</b>	<b>10,22</b>	<b>9,58</b>	<b>9,77</b>	<b>9,69</b>	<b>8,57</b>	<b>7,68</b>	<b>9,55</b>							<b>9,13</b>
<b>Desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>0,49</b>	<b>0,66</b>	<b>0,90</b>	<b>-0,15</b>	<b>1,75</b>	<b>1,05</b>	<b>1,12</b>	<b>1,08</b>	<b>0,52</b>	<b>1,40</b>	<b>1,24</b>							<b>1,07</b>
Industrial	0,16	0,20	0,20	0,24	0,23	0,25	0,27	0,27	0,25	0,26	0,26							0,26
Automotivo	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01							0,01
Residencial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Comercial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Geração Elétrica	0,08	1,77	2,44	8,05	8,23	8,26	8,38	8,33	7,79	6,01	8,03							7,79
Co-geração	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Outros (inclui GNC)	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>DEMANDA TOTAL</b>	<b>0,24</b>	<b>1,97</b>	<b>2,65</b>	<b>8,30</b>	<b>8,47</b>	<b>8,53</b>	<b>8,66</b>	<b>8,61</b>	<b>8,05</b>	<b>6,29</b>	<b>8,30</b>							<b>8,06</b>

Fontes: ANP, Abegás e Petrobras

## Oferta de gás natural

### Oferta de gás Natural no País

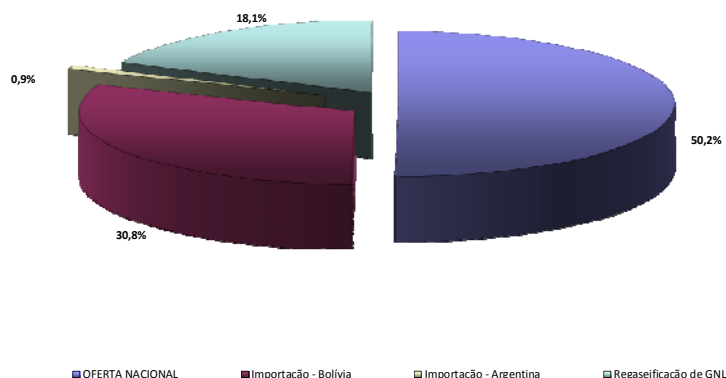
O gráfico a seguir apresenta a oferta de gás natural ao mercado nacional. A oferta nacional foi calculada considerando a produção nacional, sendo abatidos os valores referentes ao consumo nas atividades de exploração e produção, queima e perda, reinjeção e absorção em Unidades de Processamento. A oferta de gás natural importado considera a importação de gás natural da Bolívia e Argentina, bem como o volume de Gás Natural Liquefeito - GNL regaseificado.



A produção média de gás natural no Brasil em junho cresceu para 95,52 MMm³/dia, bastante próximo do registrado no mês de março, após ter apresentado duas quedas consecutivas em abril e maio. A retomada do campo de Gavião Real é a principal razão para esse aumento.

A importação a partir da Bolívia, que engloba os gasodutos Bolívia-Brasil e Lateral-Cuiabá, apresentou queda de 0,49 MMm³/dia. Além disso, ainda em maio houve interrupção de fornecimento de gás natural para suprimento à UTE Uruguaiana, que não foi retomada. Com isso, a importação por meio de gasodutos caiu 1,51 MMm³/dia no mês de junho em comparação aos volumes apresentados em maio. Em contraposição, a regaseificação de gás natural liquefeito cresceu 2,09 MMm³/dia, com destaque para o terminal de Pecém, no Ceará.

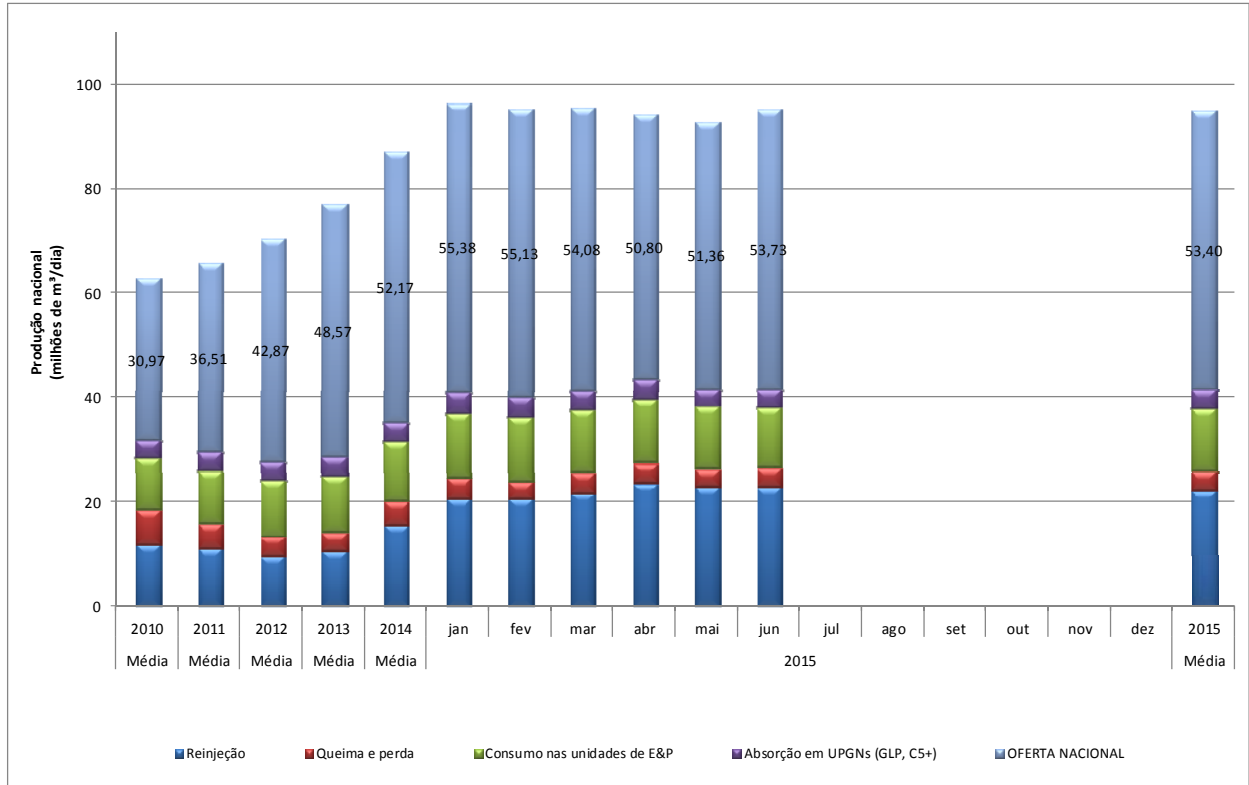
### Segmentação da Oferta de Gás Natural - Média 2015



## Oferta de gás natural

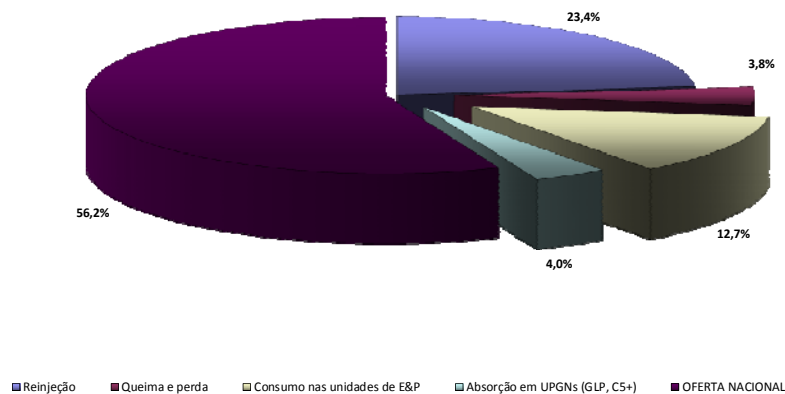
### Detalhamento da Oferta Nacional de Gás Natural

O gráfico a seguir segmenta a produção nacional entre absorção em UPGN, queima e perda, consumo nas unidades de exploração e produção, reinjeção e oferta nacional.



Os dados utilizados na elaboração do gráfico acima podem ser visualizados na tabela que consta na página 2 deste Boletim.

### Segmentação da Produção Nacional - Média 2015



## Oferta de gás natural

## Produção Nacional: Unidade da Federação

A tabela a seguir apresenta a produção nacional por Estado, tipo (associado e não associado) e localização (mar ou terra).

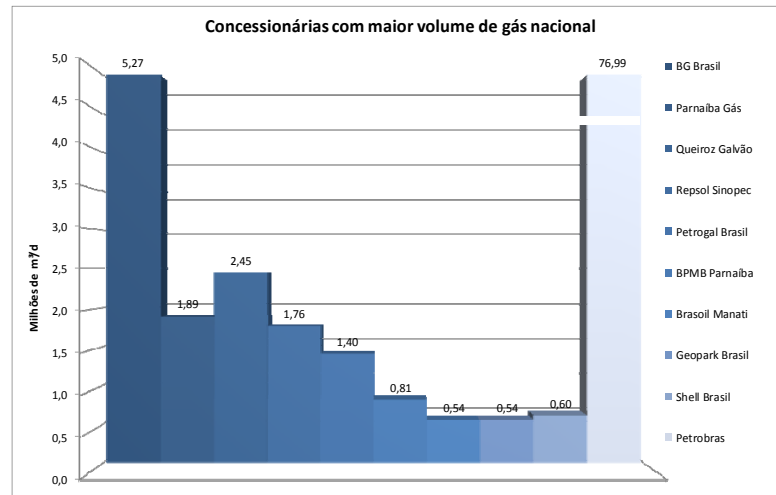
PROD. NACIONAL (em milhões m³/dia)		Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015										Média 2015		
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
Terra		16,51	16,84	16,73	20,58	23,31	23,51	23,69	23,44	22,12	21,09	22,99							22,80
Mar		46,33	49,08	53,85	56,61	64,07	73,05	71,67	72,18	72,22	72,04	72,53							72,29
	Gás Associado	47,12	48,59	49,01	51,42	58,63	66,50	67,49	68,88	69,63	69,32	68,70							68,43
	Gás Não Associado	15,72	17,34	21,57	25,77	28,75	30,06	27,87	26,75	24,71	23,82	26,81							26,66
<b>TOTAL</b>		<b>62,84</b>	<b>65,93</b>	<b>70,58</b>	<b>77,19</b>	<b>87,38</b>	<b>96,56</b>	<b>95,36</b>	<b>95,62</b>	<b>94,34</b>	<b>93,13</b>	<b>95,52</b>							<b>95,09</b>
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015										Média 2015		
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
AL	Subtotal	1,84	1,54	1,53	1,61	1,47	1,21	1,23	1,20	1,09	1,14	1,02							1,15
	Terra	1,55	1,27	1,39	1,37	1,26	1,03	1,04	0,99	0,90	0,93	0,81							0,95
	Mar	0,30	0,28	0,15	0,24	0,21	0,18	0,19	0,20	0,19	0,20	0,21							0,20
	Gás Associado	0,68	0,56	0,46	0,37	0,37	0,36	0,40	0,49	0,50	0,50	0,38							0,44
	Gás Não Associado	1,17	0,98	1,07	1,23	1,09	0,85	0,83	0,70	0,60	0,63	0,64							0,71
AM	Subtotal	10,57	11,40	11,44	11,37	12,89	13,74	13,86	13,56	13,64	13,64	13,74							13,70
	Terra	10,57	11,40	11,44	11,37	12,89	13,74	13,86	13,56	13,64	13,64	13,74							13,70
	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
	Gás Associado	10,43	11,31	11,22	11,10	11,88	12,05	12,19	12,03	11,99	11,94	11,88							12,01
	Gás Não Associado	0,14	0,09	0,22	0,27	1,01	1,69	1,67	1,54	1,65	1,71	1,86							1,69
BA	Subtotal	9,31	7,01	8,79	8,69	8,48	8,52	8,64	8,60	8,60	8,16	8,57							8,51
	Terra	3,12	2,90	2,66	2,71	2,56	2,74	2,85	2,94	2,77	2,72	2,79							2,80
	Mar	6,19	4,11	6,14	5,98	5,92	5,78	5,79	5,67	5,82	5,44	5,78							5,71
	Gás Associado	1,63	1,52	1,47	1,48	1,54	1,78	1,93	2,01	1,95	1,86	1,90							1,90
	Gás Não Associado	7,68	5,49	7,33	7,21	6,94	6,74	6,72	6,59	6,64	6,30	6,67							6,61
CE	Subtotal	0,12	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08							0,08
	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
	Mar	0,12	0,08	0,07	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08							0,08
	Gás Associado	0,12	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08							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
ES	Subtotal	7,39	11,85	10,68	12,10	13,01	13,75	12,79	10,72	9,55	10,88	10,64							11,38
	Terra	0,27	0,25	0,26	0,22	0,20	0,25	0,24	0,22	0,24	0,22	0,24							0,23
	Mar	7,12	11,60	10,42	11,87	12,81	13,51	12,55	10,50	9,30	10,66	10,40							11,14
	Gás Associado	2,63	5,37	4,97	7,16	8,74	8,93	9,56	8,63	8,11	8,93	8,66							8,79
	Gás Não Associado	4,76	6,47	5,71	4,94	4,27	4,82	3,23	2,09	1,44	1,95	1,98							2,58
MA	Subtotal	0,00	0,00	0,00	3,89	5,39	4,81	4,79	4,84	3,67	2,70	4,55							4,22
	Terra	0,00	0,00	0,00	3,89	5,39	4,81	4,79	4,84	3,67	2,70	4,55							4,22
	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
	Gás 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
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	3,89	5,39	4,81	4,79	4,84	3,67	2,70	4,55							4,22
RJ	Subtotal	27,77	25,71	28,26	27,41	30,40	35,94	35,84	38,03	38,21	37,66	36,40							37,03
	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
	Mar	27,77	25,71	28,26	27,41	30,40	35,94	35,84	38,03	38,21	37,66	36,40							37,03
	Gás Associado	27,68	25,38	26,92	26,18	28,78	34,06	34,25	36,42	36,34	35,39	34,91							35,24
	Gás Não Associado	0,09	0,33	1,35	1,23	1,63	1,88	1,59	1,61	1,87	2,27	1,49							1,79
RN	Subtotal	1,89	1,74	1,54	1,50	1,34	1,30	1,25	1,18	1,25	1,22	1,24							1,24
	Terra	0,74	0,75	0,71	0,76	0,74	0,69	0,67	0,65	0,65	0,63	0,63							0,65
	Mar	1,15	0,99	0,83	0,74	0,60	0,61	0,58	0,54	0,60	0,59	0,61							0,59
	Gás Associado	1,24	1,26	1,18	1,14	1,07	1,07	1,04	1,00	1,05	1,01	1,02							1,03
	Gás Não Associado	0,65	0,48	0,36	0,35	0,27	0,23	0,21	0,18	0,20	0,21	0,23							0,21
SE	Subtotal	3,02	3,02	2,81	2,90	2,90	2,99	2,96	2,81	2,91	2,92	2,72							2,88
	Terra	0,27	0,28	0,28	0,25	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23							0,24
	Mar	2,76	2,74	2,53	2,64	2,63	2,74	2,71	2,57	2,67	2,68	2,49							2,64
	Gás Associado	2,61	2,64	2,48	2,59	2,62	2,71	2,68	2,53	2,61	2,65	2,44							2,60
	Gás Não Associado	0,41	0,38	0,33	0,30	0,28	0,28	0,28	0,28	0,30	0,27	0,28							0,28
SP	Subtotal	0,93	3,57	5,44	7,64	11,41	14,21	13,92	14,60	15,35	14,73	16,57							14,90
	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
	Mar	0,93	3,57	5,44	7,64	11,41	14,21	13,92	14,60	15,35	14,73	16,57							14,90
	Gás Associado	0,10	0,45	0,23	1,29	3,54	5,44	5,37	5,70	7,00	6,95	7,45							6,32
	Gás Não Associado	0,83	3,12	5,21	6,34	7,87	8,76	8,55	8,90	8,34	7,79	9,12							8,58
<b>Total Brasil</b>		<b>62,84</b>	<b>65,93</b>	<b>70,58</b>	<b>77,19</b>	<b>87,38</b>	<b>96,56</b>	<b>95,36</b>	<b>95,62</b>	<b>94,34</b>	<b>93,13</b>	<b>95,52</b>							<b>95,09</b>

Fonte: ANP, jul/15

# Oferta de gás natural

## Produção Nacional: Produção por Concessionária

Do volume total produzido, 99,1% estão concentrados em dez concessionárias (a Petrobras respondeu por 82,7% do total). O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional das dez concessionárias.

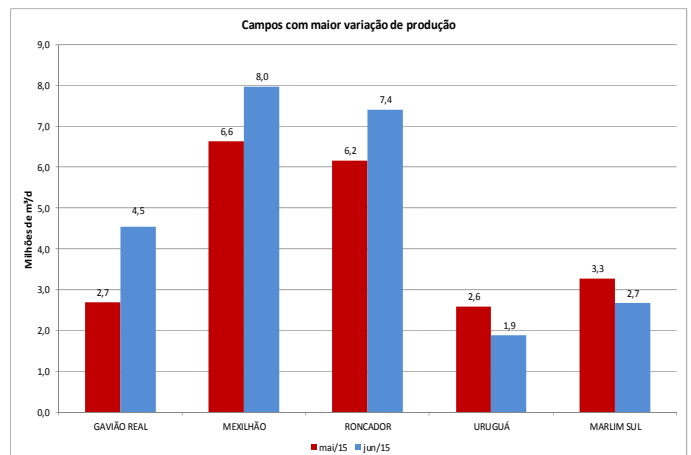
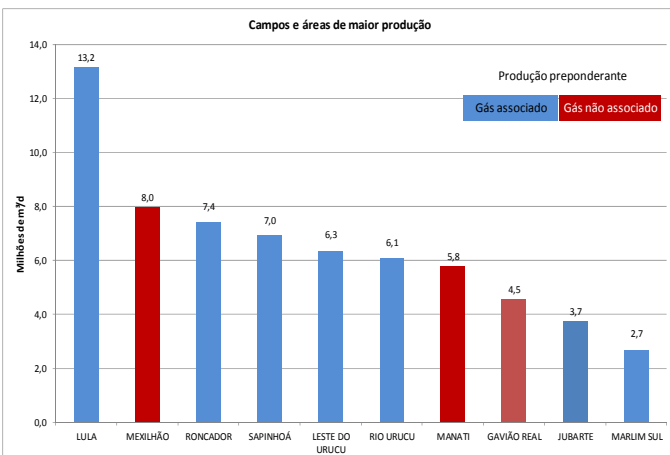


No mês de junho verificou-se aumento de 2,6% na produção nacional quando comparado ao mês anterior.

## Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural, responsáveis por 67,7% da produção nacional.

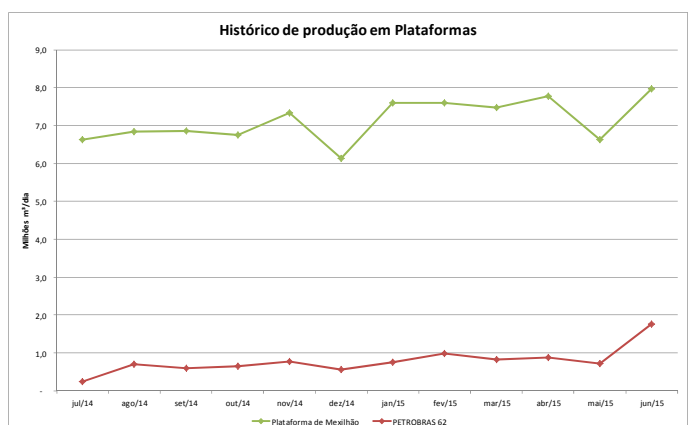
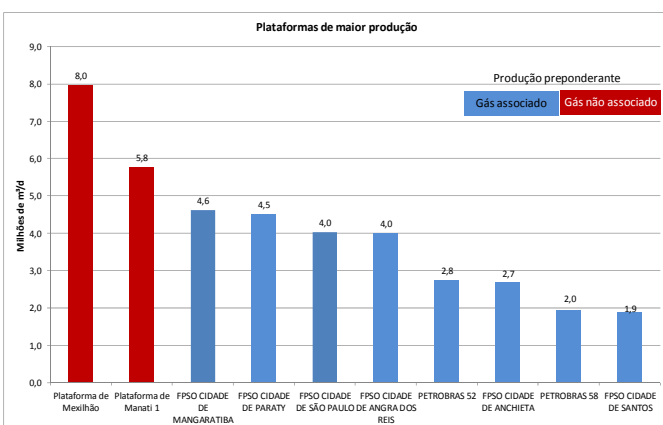
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção comparando os meses de maio e junho de 2015, sendo verificado aumento em três campos.



## Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de maio/15, sendo essas responsáveis por 42,1% da produção nacional.

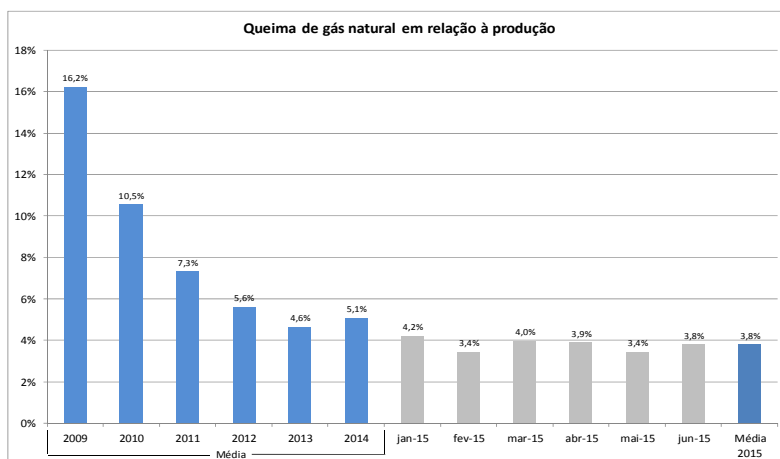
O gráfico abaixo apresenta histórico de produção das plataformas de maior influência no aumento de produção dos campos de Mexilhão e Roncador (P-62). No campo de Roncador operam quatro plataformas: P-52, P-54, P-55 e P-62.





# Oferta de gás natural

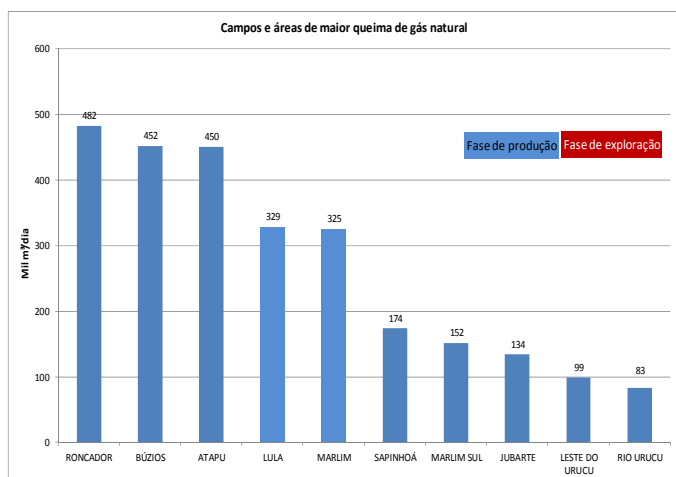
## Queima de Gás em Relação à Produção



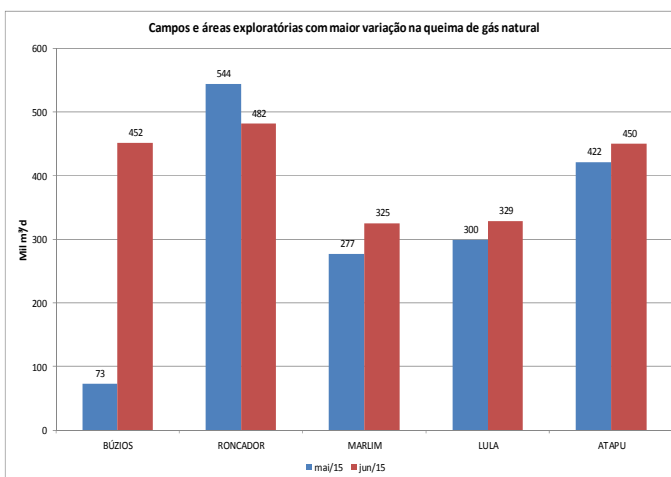
No mês de junho, houve incremento de 12,5% na queima de gás natural, quando comparado com valor registrado em maio.

## 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/15, sendo esses responsáveis por 74% do volume total.

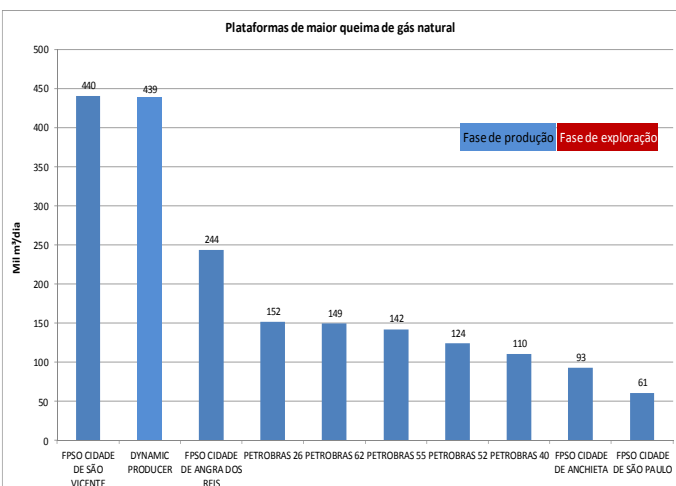


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos e áreas exploratórias com maior variação na queima de gás natural, sendo verificado aumento em quatro campos.

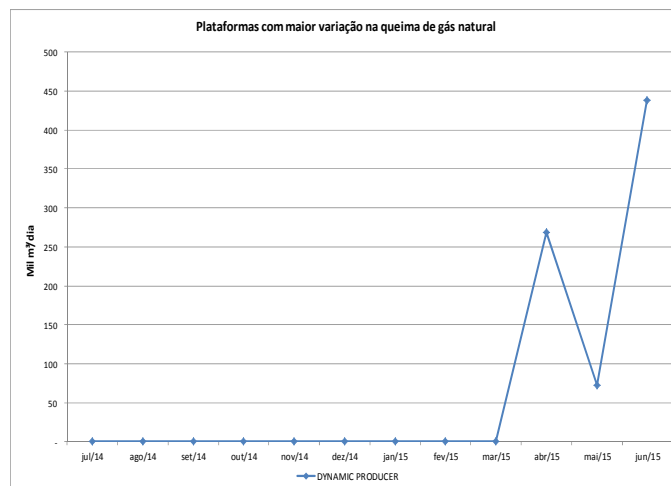


## Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de junho/15, sendo essas responsáveis por 54% do volume total de gás natural queimado no País.



O campo de maior influência no aumento da queima de gás natural foi Búzios, onde entrou em operação em março de 2015 Sistema de Produção Antecipado - SPA por meio do FPSO Dynamic Producer.



## Oferta de gás natural

### Reinjeção de Gás Natural: Unidade da Federação

A reinjeção de gás natural em junho/15 caiu 180 mil m³/d quando comparada ao mês anterior. Os campos localizados no Estado do Rio de Janeiro influenciaram substancialmente a redução.

		Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015		
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BAHIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESPÍRITO SANTO	0,35	0,39	0,33	0,18	0,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	0,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	0,52	1,00	0,79	1,92	4,61	7,95	7,57	8,48	8,77	8,17	7,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO GRANDE DO NORTE	0,05	0,05	0,05	0,03	0,03	0,05	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SÃO PAULO	-	-	-	0,69	1,83	2,32	2,79	3,56	5,34	4,93	5,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SERGIPE	1,61	1,83	1,72	1,76	1,65	1,77	1,71	1,57	1,73	1,83	1,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total - MAR</b>	<b>3,09</b>	<b>3,27</b>	<b>2,88</b>	<b>4,58</b>	<b>8,43</b>	<b>12,09</b>	<b>12,13</b>	<b>13,65</b>	<b>15,89</b>	<b>14,97</b>	<b>14,80</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TERRA	ALAGOAS	0,27	0,19	0,11	0,02	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	AMAZONAS	8,20	6,90	6,11	5,44	6,45	7,40	7,30	7,04	7,09	7,25	7,17	-	-	-	-	-	-	-	-	
	BAHIA	0,93	0,67	0,56	0,58	0,82	1,21	1,28	1,15	0,89	0,93	0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ESPÍRITO SANTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SERGIPE	0,02	0,02	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total - TERRA</b>	<b>9,43</b>	<b>7,79</b>	<b>6,80</b>	<b>6,06</b>	<b>7,30</b>	<b>8,63</b>	<b>8,60</b>	<b>8,22</b>	<b>8,00</b>	<b>8,20</b>	<b>8,19</b>	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total - GERAL</b>	<b>12,53</b>	<b>11,06</b>	<b>9,68</b>	<b>10,64</b>	<b>15,73</b>	<b>20,72</b>	<b>20,73</b>	<b>21,87</b>	<b>23,89</b>	<b>23,17</b>	<b>22,99</b>	-	-	-	-	-	-	-	-		

Fonte: ANP, jul/15

### Consumo Gás Natural nas atividades de E&P - Exploração e Produção: Unidade da Federação

O consumo de gás natural nas atividades de exploração e produção apresentou queda de 3,8% quando comparadas ao mês de maio/2015.

		Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015	
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BAHIA	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	
	CEARÁ	0,01	0,01	0,00	-	0,01	-	-	0,03	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ESPÍRITO SANTO	0,79	1,30	1,34	1,45	1,62	1,65	1,66	1,45	1,49	1,53	1,52	-	-	-	-	-	-	-	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO DE JANEIRO	7,14	6,98	7,47	7,39	7,71	8,23	8,12	8,15	8,25	8,04	7,56	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,08	0,09	0,09	0,09	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	-	-	-	-	-	-	-	
	SÃO PAULO	0,01	0,03	0,05	0,28	0,42	0,65	0,69	0,72	0,77	0,75	0,77	-	-	-	-	-	-	-	
SERGIPE	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,14	0,14	0,16	0,15	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Total - Mar</b>	<b>8,17</b>	<b>8,56</b>	<b>9,09</b>	<b>9,36</b>	<b>9,98</b>	<b>10,76</b>	<b>10,69</b>	<b>10,56</b>	<b>10,75</b>	<b>10,56</b>	<b>10,08</b>	-	-	-	-	-	-	-		
TERRA	ALAGOAS	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-		
	AMAZONAS	0,43	0,46	0,46	0,45	0,43	0,44	0,45	0,44	0,44	0,43	0,43	-	-	-	-	-	-		
	BAHIA	0,20	0,19	0,18	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19	0,18	0,18	0,19	-	-	-	-	-	-		
	CEARÁ	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,10	-	-	-	-	-	-		
	ESPÍRITO SANTO	0,13	0,12	0,12	0,13	0,16	0,16	0,15	0,16	0,17	0,16	0,19	-	-	-	-	-	-		
	MARANHÃO	-	-	-	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,02	0,03	-	-	-	-	-	-		
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	RIO GRANDE DO NORTE	0,39	0,42	0,37	0,32	0,35	0,32	0,30	0,32	0,31	0,32	0,31	-	-	-	-	-	-		
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SERGIPE	0,32	0,30	0,27	0,30	0,26	0,28	0,26	0,28	0,27	0,28	0,28	-	-	-	-	-	-			
<b>Total - Terra</b>	<b>1,55</b>	<b>1,59</b>	<b>1,48</b>	<b>1,49</b>	<b>1,48</b>	<b>1,49</b>	<b>1,48</b>	<b>1,50</b>	<b>1,51</b>	<b>1,50</b>	<b>1,52</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>Total - Geral</b>	<b>9,72</b>	<b>10,15</b>	<b>10,57</b>	<b>10,85</b>	<b>11,46</b>	<b>12,25</b>	<b>12,17</b>	<b>12,06</b>	<b>12,26</b>	<b>12,06</b>	<b>11,60</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>			

Fonte: ANP, jul/15

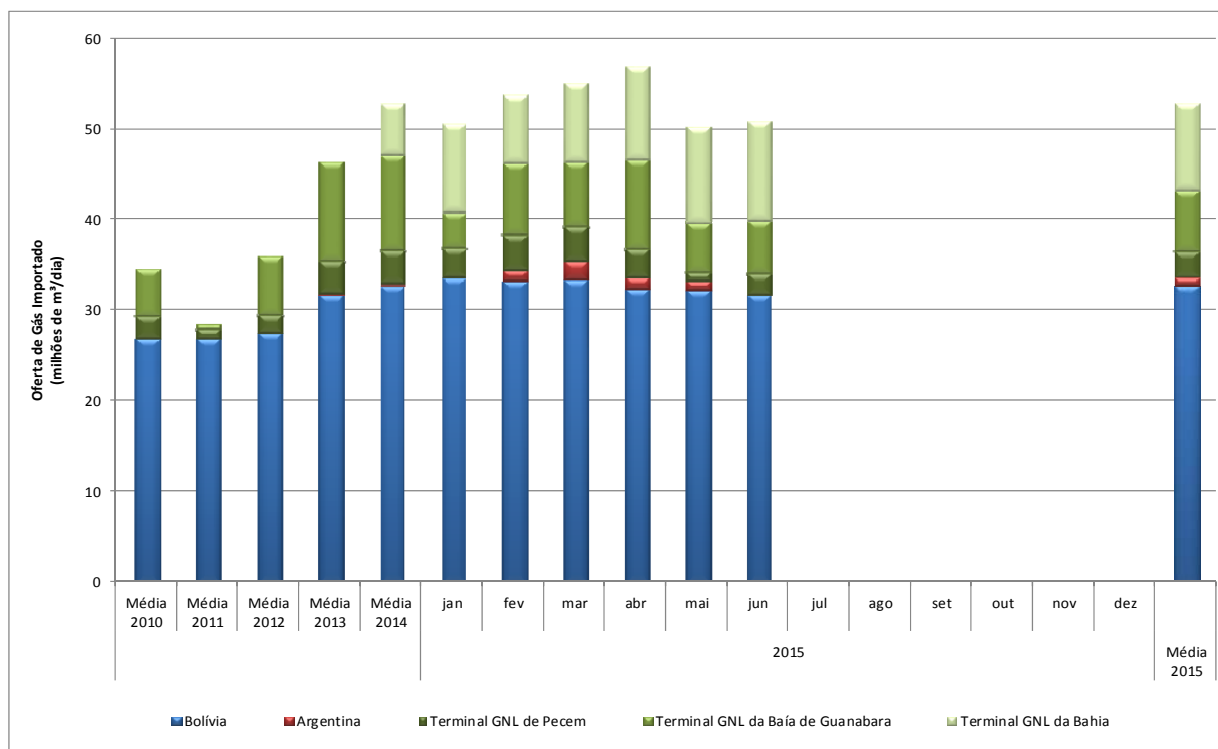
# Oferta de gás natural

## Detalhamento da Oferta de Gás Natural Importado

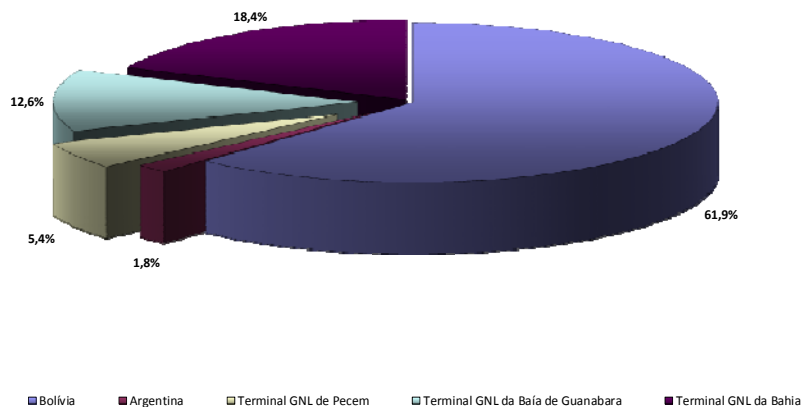
A tabela e gráfico a seguir apresentam a importação de gás natural da oriunda da Bolívia e Argentina, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL, ou seja, a oferta de gás natural importado.

Gás Natural Importado (em milhões m³/dia)			Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015				
								jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez					
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	26,90	26,85	26,66	30,64	31,23	31,49	31,19	31,32	30,38	30,46	31,03											30,98
	Via MT	PETROBRAS	0,00	0,01	0,89	1,10	1,58	2,03	2,05	2,14	1,96	1,78	0,74											1,78
		MTGás	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00											0,01
	Subtotal			26,91	26,86	27,56	31,75	32,82	33,69	33,24	33,46	32,37	32,25	31,76										
Argentina	Sulgás (TSB)		0,00	0,00	0,00	0,17	0,18	0,00	1,24	2,06	1,31	1,02	0,00											0,94
	Subtotal			0,00	0,00	0,00	0,17	0,18	0,00	1,24	2,06	1,31	1,02	0,00										
Regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL			7,64	1,64	8,50	14,57	19,93	17,07	19,39	19,65	23,33	17,10	19,19											19,29
Terminal GNL de Pecem			2,49	1,13	1,95	3,53	3,65	3,23	3,90	3,73	3,13	0,99	2,35											2,87
Terminal GNL da Baía de Guanabara			5,15	0,51	6,55	10,94	10,62	3,98	7,90	7,21	9,86	5,44	5,76											6,66
Terminal GNL da Bahia			-	-	-	-	5,65	9,86	7,59	8,72	10,34	10,68	11,08											9,73
TOTAL			34,55	28,50	36,06	46,48	52,93	50,75	53,87	55,17	57,01	50,37	50,95											53,00

Fontes: ANP e TBG, jul/15



## Oferta de Gás Natural Importado - Média 2015



## Oferta de gás natural

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

Diferentemente do que ocorre na importação por gasoduto, onde o volume importado é considerado com o oferta, na importação de GNL o volume importado não corresponde diretamente ao volume ofertado. No caso do GNL é necessário considerar a possibilidade de armazenamento de parte da carga no navio regaserificador.

A tabela a seguir apresenta os volumes importados de GNL que constam no Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior - AliceWeb, da Secretaria de Comércio Exterior, do Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior. Importante ressaltar que as informações que constam no AliceWeb têm como referência a data do efetivo desembaraço alfandegário.

	Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regas* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
ANUAL	Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2011	290.630.684	556.693.599	1.220.819	582.838.980	12,69	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2012	1.507.751.989	2.322.159.593	5.092.455	3.055.473.149	12,56	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2013	2.835.082.921	3.723.940.591	8.166.536	4.899.921.830	14,73	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito; Portugal	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2014	2.892.659.245	3.707.529.794	8.130.548	4.878.328.676	15,09	Catar, Estados Unidos, Noruega, Holanda, Nigéria, Trinidad e Tobago, Guiné Equatorial, Angola, Espanha, Portugal	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
MENSAL	Total jan/15	648.414.525	1.004.713.072	2.203.318	1.321.990.884	12,48	Catar, Espanha, França, Nigéria, Noruega, Holanda, Portugal e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	Total fev/15	401.447.508	600.502.220	1.316.891	790.134.500	12,93	Catar, Espanha, Bélgica, Nigéria, Argélia e Trinidad e Tobago	Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	Total mar/15	225.717.425	409.746.722	898.567	539.140.424	10,65	Estados Unidos, Nigéria e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	Total Abr/15	239.871.162	557.388.285	1.222.343	733.405.638	8,32	Catar, Emirados Árabes, Espanha, Estados Unidos, Nigéria, Noruega e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	Total mai/15	219.044.377	484.571.424	1.062.657	637.593.979	8,74	Catar, Nigéria, Noruega e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
DETALHADO	jun/2015	22.935.829	69.717.549	152.889	91.733.617	6,36	Catar	Aratu - BA
	jun/2015	22.988.956	61.278.853	134.383	80.630.070	7,26	Nigéria	Aratu - BA
	jun/2015	43.719.614	122.117.345	267.801	160.680.717	6,92	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
	jun/2015	22.060.738	62.600.590	137.282	82.369.197	6,82	Noruega	Rio de Janeiro - RJ
	jun/2015	6.907.576	20.102.402	44.084	26.450.529	6,65	Países Baixos (Holanda)	Rio de Janeiro - RJ
	jun/2015	25.501.335	66.237.190	145.257	87.154.197	7,45	Reino Unido	Rio de Janeiro - RJ
	jun/2015	21.984.742	56.117.828	123.065	73.839.247	7,58	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total jun/15	166.098.790	458.171.757	1.004.763	602.857.575	7,01	Catar, Nigéria, Noruega, Holanda, Reino Unido e Trinidad e Tobago	Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ	
Total 2015	1.900.593.787	3.515.093.480	7.708.538	4.625.123.000	10,46	Catar, Emirados Árabes, Espanha, Estados Unidos, Nigéria, Noruega, Trinidad e Tobago, Holanda e Reino Unido	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ	

Fonte: Aliceweb - MDIC, jun/2015

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

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

Atualmente no País somente é autorizada a exportação de cargas ociosas de GNL no mercado de curto prazo. Ressalta-se que a exportação das cargas está, nos termos do art. 5º da Portaria MME nº 67, de 1º de março de 2010, condicionada à garantia do pleno abastecimento do mercado interno de gás natural.

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Volume GN regaseificável (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Destino	Porto de Saída
Total 2011	29.082.540	36.513.691	80.074	48.044.330	15,41	Argentina; Kuwait	Rio de Janeiro - RJ
Total 2012	137.031.471	229.892.409	504.150	302.490.012	11,53	Japão; Argentina; Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
Total 2013	23.179.468	26.984.926	59.177	35.506.482	16,61	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
Total 2014	51.061.800	65.257.692	143.109	85.865.384	15,13	Argentina	Rio de Janeiro - RJ
abr/2015	560.459	1.367.838	3.000	1.799.787	7,93	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
Total 2015	560.459	1.367.838	3.000	1.799.787	7,93	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ

Fonte: Aliceweb - MDIC, jun/2015

\* 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.

## Consumo nos Gasodutos, Desequilíbrio, Perdas e Ajustes

### Consumo nos Gasodutos

O consumo de gás natural no Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL) pode ser atribuído integralmente ao gás natural importado, já no restante da malha interligada de transporte o consumo de gás natural está relacionado tanto ao gás produzido no País quanto ao gás importado, visto que nessa malha ocorre a movimentação de Gás Natural Liquefeito.

A tabela a seguir apresenta comparativo entre os volumes de gás natural consumido e importado pelo GASBOL. Destaca-se que considerando médias anuais de 2010 a 2015, o consumo representa entre 3,3 a 3,8% do volume importado.

Comparativo entre consumo e volume importado (Milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Consumo - GASBOL	0,89	0,93	0,93	1,17	1,22	1,21	1,24	1,27	1,23	1,21	1,26							1,24
Importação - Bolívia	26,91	26,84	27,54	31,75	32,83	33,69	33,24	33,46	32,37	32,25	31,76							32,80
Consumo - GASBOL (%)	3,3%	3,5%	3,4%	3,7%	3,7%	3,6%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	4,0%							3,8%

Fontes: TSB e ANP

### Desequilíbrio, Perdas e Ajustes.

Para efeitos deste Boletim considera-se desequilíbrio a diferença entre os volumes injetados e retirados no sistema de transporte, durante determinado período de tempo. O termo perdas refere-se ao volume de gás natural que apesar de injetado na malha de transporte não será disponibilizado aos consumidores. O ajuste está relacionado principalmente com o fato de que os volumes de gás natural não estão diretamente correlacionadas a único poder calorífico.

### Correlação entre o Balanço de Gás Natural e o conjunto: Desequilíbrio, Perdas, Ajustes e Consumo nos Gasodutos.

O conjunto: Desequilíbrio, Perdas, Ajustes e Consumo nos Gasodutos é calculado por meio da diferença entre oferta e demanda de gás natural. A equação abaixo esquematiza a forma de cálculo:

$$\text{Oferta} - (\text{Desequilíbrio} + \text{Perdas} + \text{Ajustes} + \text{Consumo nos gasodutos}^*) = \text{Demanda}$$

\*Obs: Considera o consumo no GASBOL e no restante da malha.

As variáveis desequilíbrio, perdas, ajustes e consumo nos gasodutos foram agregadas para fins de cálculos, visto que: (i) a mensuração em separado das três primeiras não é de simples concretização; e (ii) o consumo de gás natural no restante da malha de transporte não está atualmente disponível à equipe do Boletim.

## Demanda de Gás Natural

Os dados primários que compõem a demanda de gás natural apresentada neste Boletim referem-se à demanda das distribuidoras locais de gás canalizado, bem como o consumo das refinarias e fafens e o consumo de usinas termelétricas informado por outros agentes. A demanda por distribuidora é composta pelos segmentos: industrial, comercial, residencial, veicular, geração termelétrica e outros. A demanda das refinarias e fafens é considerada como consumo do segmento industrial.

### Demanda de Gás Natural por Distribuidora

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m³/dia)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,47	0,44	0,54	0,59	0,61	0,61	0,56	0,58	0,61	0,56	0,57							0,58
Bahiagas (BA)	3,67	3,84	3,74	4,46	3,89	4,05	4,06	3,64	4,15	3,78	4,00							3,94
BR Distribuidora (ES)	2,14	2,91	3,06	3,04	3,49	3,74	3,70	3,03	3,20	3,26	3,43							3,39
Cebgás (DF)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01							0,01
Ceg (RJ)	8,55	6,63	8,98	11,78	14,79	14,63	14,49	15,21	15,83	14,89	15,13							15,03
Ceg Rio (RJ)	6,09	4,32	6,59	9,04	10,55	11,03	11,15	11,23	10,01	10,33	10,92							10,78
Cegás (CE)	1,38	1,08	1,26	1,96	1,91	1,94	1,97	1,93	1,98	1,15	1,52							1,74
Cigás (AM)	0,08	1,77	2,46	3,08	3,43	3,64	3,74	3,70	3,74	3,79	3,87							3,75
Comgas (SP)	13,45	13,25	14,40	14,95	14,95	13,69	14,81	14,95	15,14	14,91	14,77							14,71
Compagás (PR)	1,70	1,05	2,23	2,27	2,90	3,37	3,43	3,46	3,69	3,45	3,29							3,45
Copergás (PE)	2,34	2,36	2,43	2,93	3,29	3,30	2,68	3,24	3,29	3,45	2,27							3,05
Gas Brasileiro (SP)	0,65	0,78	0,83	0,85	0,80	0,94	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75							0,81
Gasmig (MG)	2,63	2,91	3,62	4,07	4,21	4,30	4,30	4,19	4,19	4,07	4,30							4,23
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
Mtgás (MT)	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00							0,01
Msgás (MS)	0,86	0,24	0,99	1,81	2,59	2,76	3,06	2,43	3,03	3,03	2,91							2,87
Pbgás (PB)	0,37	0,35	0,36	0,35	0,34	0,31	0,32	0,32	0,33	0,30	0,27							0,31
Potigás (RN)	0,39	0,39	0,35	0,35	0,34	0,29	0,30	0,31	0,30	0,29	0,30							0,30
Gás Natural Fenosa (SP)	1,46	1,44	1,35	1,32	1,18	1,06	1,09	1,10	1,15	1,15	1,06							1,10
Scgás (SC)	1,74	1,83	1,84	1,85	1,82	1,65	1,76	1,77	1,76	1,79	1,79							1,75
Sergás (SE)	0,27	0,26	0,28	0,28	0,29	0,27	0,29	0,28	0,28	0,27	0,28							0,28
Sulgás (RS)	1,49	1,80	1,79	1,94	1,97	1,73	3,10	4,16	3,25	2,99	2,01							2,87
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
Gasmar (MA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	4,70	4,71	4,71	4,12	2,30	4,25							4,12
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>	<b>49,73</b>	<b>47,67</b>	<b>57,13</b>	<b>66,98</b>	<b>73,4</b>	<b>78,03</b>	<b>80,41</b>	<b>81,08</b>	<b>80,85</b>	<b>76,54</b>	<b>77,69</b>							<b>79,10</b>

Fonte: Abegás, jul/15

### Demanda de Gás Natural das Refinarias e Fafens

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Refinarias + Fafens	9,07	11,46	12,88	13,03	13,80	14,01	14,38	14,44	14,35	13,19	15,79							14,07

Fonte: ANP

### Demanda Termelétrica Informada por Outros Agentes

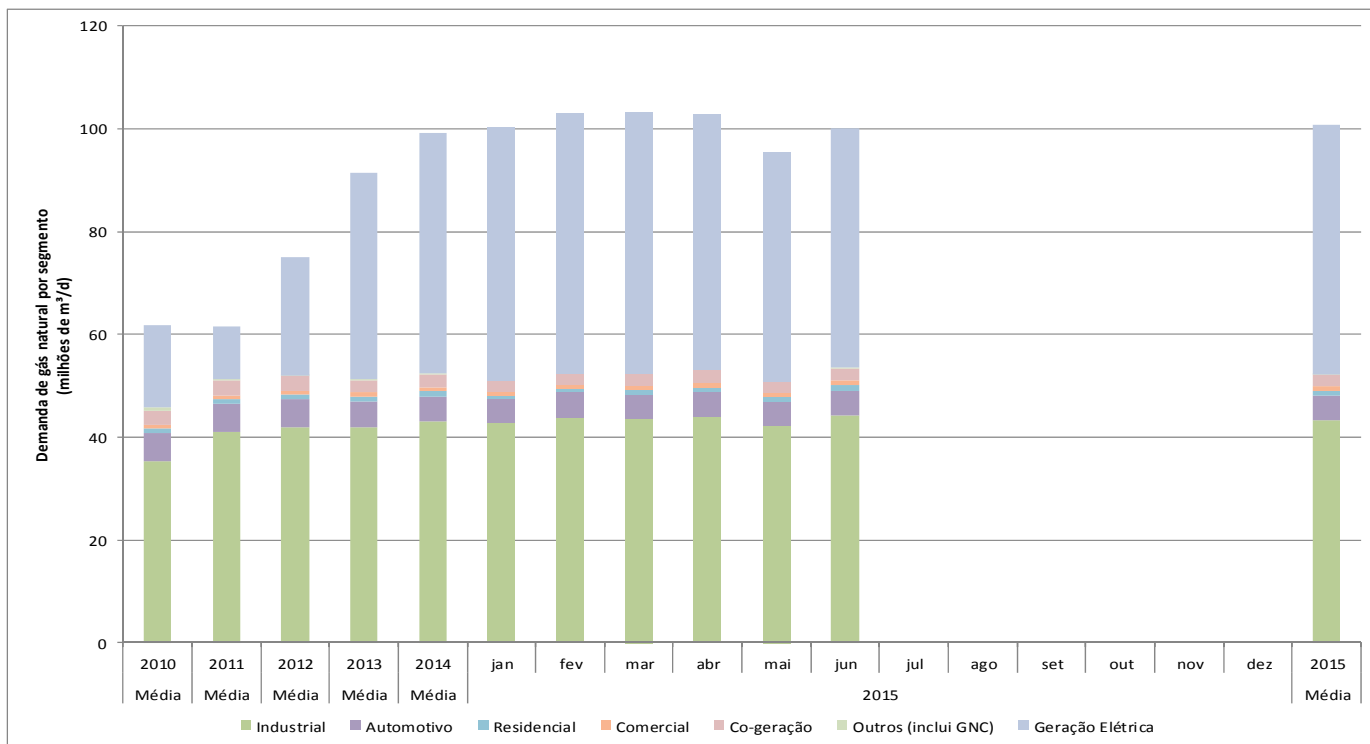
Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Consumo termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	2,84	2,43	5,03	11,42	7,22	8,32	8,22	7,73	7,62	5,93	6,56							7,55

Fonte: Petrobras

## Demanda de Gás Natural

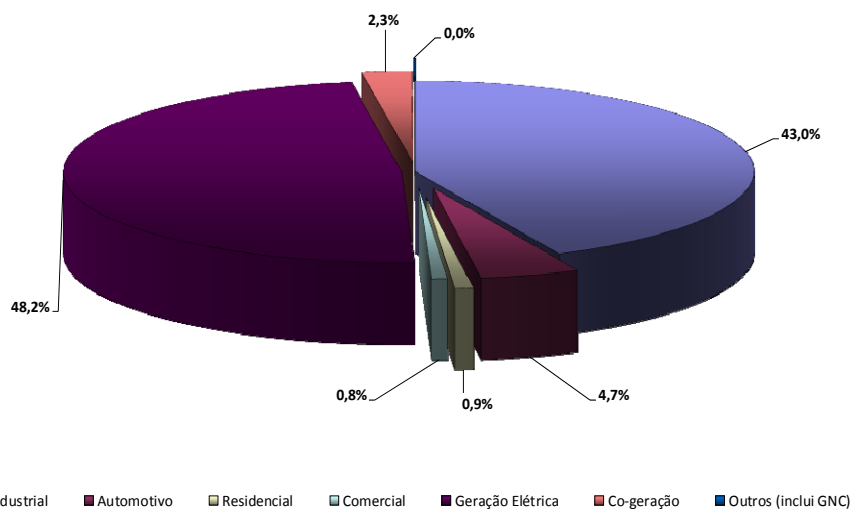
### Demanda de Gás Natural por Segmento

A demanda total do mercado teve considerável incremento em relação à observada em maio (+4,40 MMm<sup>3</sup>/dia), superando 100 milhões de m<sup>3</sup>/d, sobretudo em decorrência do aumento nas demandas industrial (principalmente Fafens) e termelétrica. O Gráfico a seguir apresenta segmentação da demanda de gás natural no País.



Os valores utilizados na elaboração do gráfico acima podem ser visualizados na página 2 deste Boletim.

### Segmentação do Consumo de Gás Natural - Média 2015



## Demanda de Gás Natural

### Detalhamento da demanda industrial

A demanda industrial é atendida a partir das distribuidoras locais de gás canalizado, entretanto o art. 56 da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, assegurou a manutenção dos regimes de consumo de gás natural em unidades de fertilizantes e instalações de refinação de petróleo existentes na data de publicação da Lei.

A tabela a seguir apresenta o consumo de gás natural industrial cujo fornecimento do energético é realizado pelas distribuidoras, bem como o consumo de gás natural de refinarias e fafens.

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Industrial - Distribuidoras	26,29	29,57	29,12	28,79	29,18	28,74	29,46	29,01	29,57	28,95	28,42							29,02
Refinarias e fafens	9,07	11,46	12,88	13,03	13,80	14,01	14,38	14,44	14,35	13,19	15,79							14,35
<b>Demanda Industrial total</b>	<b>35,36</b>	<b>41,03</b>	<b>42,00</b>	<b>41,81</b>	<b>42,98</b>	<b>42,76</b>	<b>43,84</b>	<b>43,45</b>	<b>43,91</b>	<b>42,13</b>	<b>44,22</b>							<b>43,37</b>

Fontes: ANP e Abegás

### Consumo de Gás Natural - Refinarias

A tabela a seguir detalha o consumo de gás natural por refinaria. Ressalta-se que no final de 2014 entrou em operação a refinaria Abreu e Lima - Rnest, entretanto os volumes consumidos na refinaria ainda não foram obtidos pela equipe do boletim. Posteriormente, a informação de consumo na refinaria será incluída neste informativo sendo realizados os ajustes necessários.

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
REPAR	0,48	0,58	1,17	1,01	0,92	1,12	1,13	1,01	1,08	1,31	1,26							1,15
REPLAN	0,92	1,00	1,09	1,51	2,01	2,23	2,32	2,22	2,25	2,19	2,24							2,24
REDUC	1,77	1,84	2,01	1,71	1,94	2,28	2,48	2,10	2,07	2,49	2,18							2,27
REVAP	1,36	2,12	2,39	2,23	1,96	2,42	2,54	2,70	2,67	2,35	2,69							2,56
RPBC	0,60	1,12	0,88	0,77	0,69	0,63	0,55	0,50	0,56	0,61	0,58							0,57
RLAM	0,68	0,65	0,77	0,75	0,86	0,59	0,67	1,04	1,06	0,89	0,79							0,84
REGAP	0,21	0,27	0,46	0,54	0,70	0,79	0,79	0,78	0,76	0,76	0,81							0,78
REFAP <sup>1</sup>	0,00	0,38	0,42	0,40	0,46	0,67	0,73	0,82	0,79	0,73	0,51							0,71
RECAP	0,17	0,22	0,49	0,46	0,45	0,28	0,32	0,32	0,48	0,52	0,50							0,41
REMAN	0,16	0,20	0,19	0,21	0,18	0,19	0,20	0,20	0,18	0,19	0,18							0,19
LUBNOR	0,08	0,05	0,08	0,09	0,07	0,08	0,09	0,08	0,08	0,08	0,16							0,09
RPCC	0,02	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,04							0,06
TECAB	0,25	0,23	0,22	0,25	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
<b>TOTAL</b>	<b>6,69</b>	<b>8,70</b>	<b>10,21</b>	<b>9,97</b>	<b>11,32</b>	<b>11,33</b>	<b>11,87</b>	<b>11,83</b>	<b>12,04</b>	<b>12,19</b>	<b>11,93</b>							<b>11,86</b>

Fonte: ANP, jun/15

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

### Consumo de Gás Natural - FAFENS

A tabela a seguir detalha o consumo de gás natural por Fábrica de Fertilizante.

DEMANDA DE GÁS NATURAL (milhões de m³/d)	MÉDIA 2010	MÉDIA 2011	MÉDIA 2012	MÉDIA 2013	MÉDIA 2014	2015												MÉDIA 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
FAFEN-BA	1,29	1,47	1,50	1,77	1,37	1,29	1,19	1,20	0,95	0,34	1,41							1,06
FAFEN-SE	1,09	1,29	1,16	1,28	1,11	1,40	1,32	1,41	1,36	0,65	2,45							1,43
<b>TOTAL</b>	<b>2,38</b>	<b>2,76</b>	<b>2,66</b>	<b>3,05</b>	<b>2,48</b>	<b>2,69</b>	<b>2,51</b>	<b>2,60</b>	<b>2,31</b>	<b>0,99</b>	<b>3,87</b>							<b>2,49</b>

Fonte: ANP



# Demanda de Gás Natural

## Detalhamento da Demanda Termelétrica a Gás Natural

O parque térmico a gás natural é composto por 37 usinas, sendo alguma delas bicombustíveis (possível a substituição do gás natural por óleo combustível ou diesel). A demanda termelétrica a gás natural é informada pelas distribuidoras locais de gás canalizado e por agentes consumidores livres ou autoprodutores.

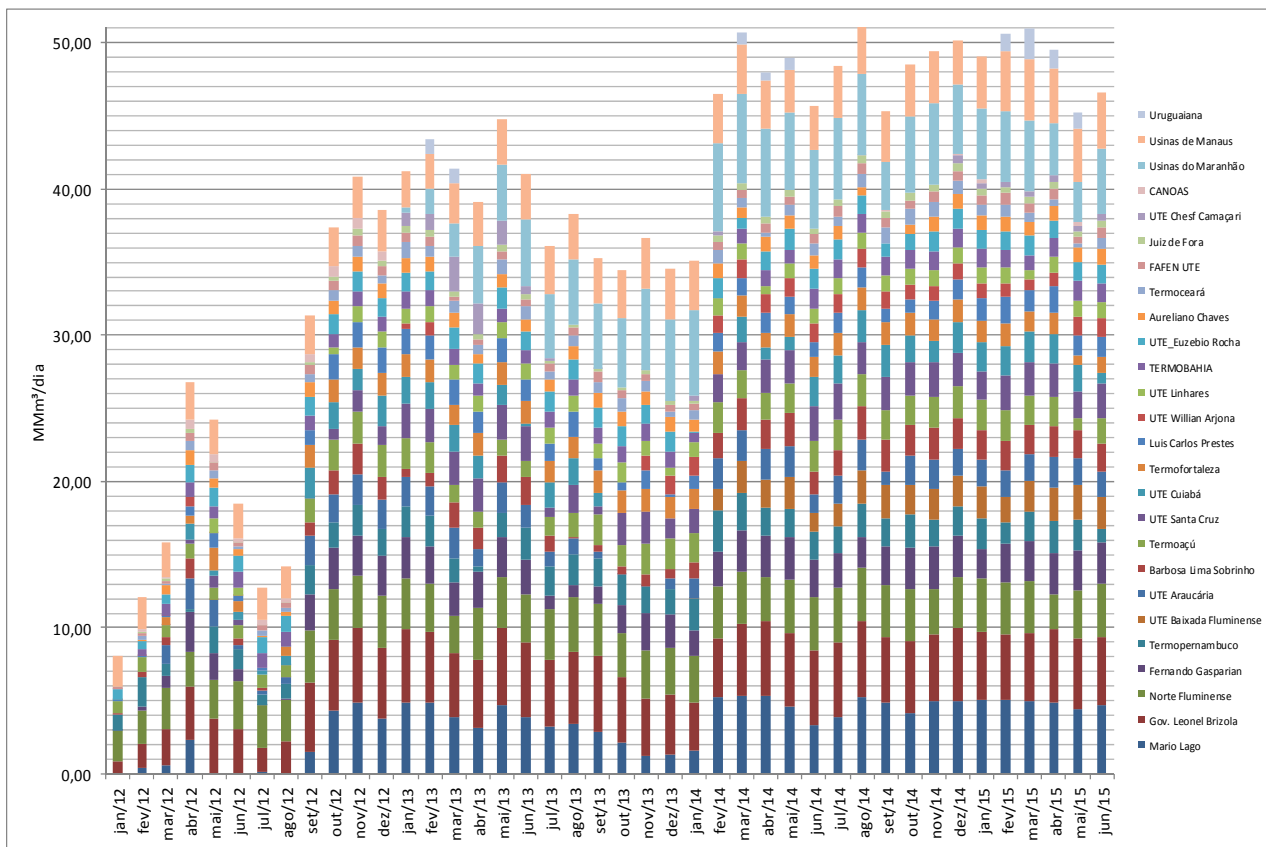
A tabela a seguir apresenta consumo termelétrico a gás natural, segmentado por fonte de informação.

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Termelétrico informado pelas distribuidoras locais de gás canalizado	12,94	7,96	18,01	28,66	39,63	40,94	42,34	43,13	42,10	38,85	40,01							41,21
Termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	2,84	2,43	5,03	11,42	7,22	8,32	8,22	7,73	7,62	5,93	6,56							7,39
<b>Demanda Termelétrica total</b>	<b>15,79</b>	<b>10,39</b>	<b>23,03</b>	<b>40,08</b>	<b>46,84</b>	<b>49,26</b>	<b>50,57</b>	<b>50,86</b>	<b>49,72</b>	<b>44,77</b>	<b>46,57</b>							<b>48,60</b>

Fonte: Abegás e Petrobras

## Consumo de Gás Natural por Usina Termelétrica

O gráfico a seguir mostra o histórico recente de consumo total de gás natural do segmento termelétrico, segmentado por usina termelétrica.



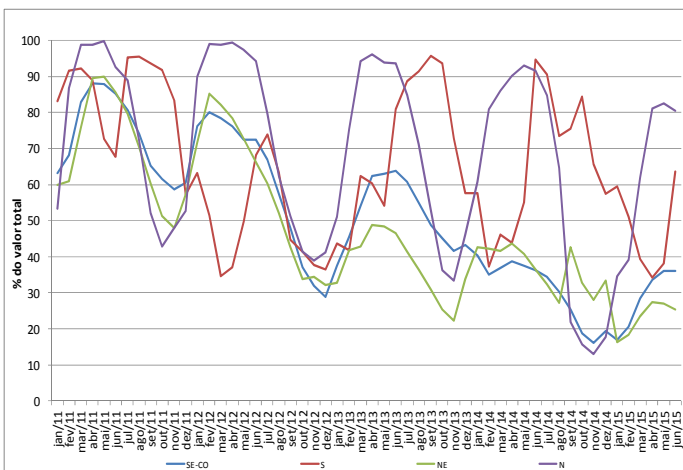
# Demanda de Gás Natural

## Armazenamento e Afluências no SIN

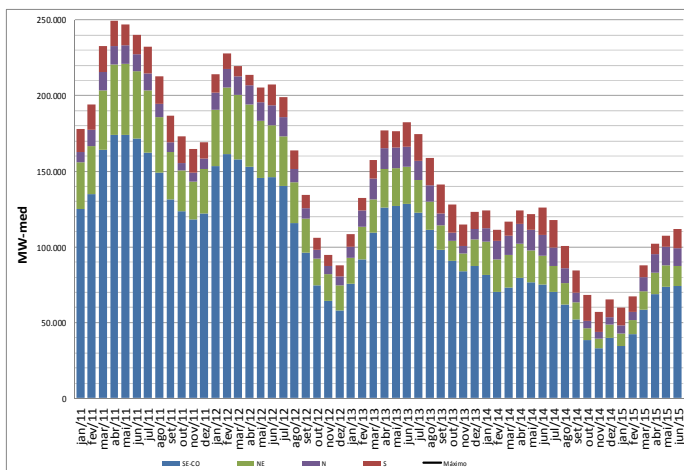
### Energia Armazenada

Os gráficos abaixo apresentam o histórico, a partir de janeiro de 2011, da energia armazenada nos reservatórios do Sistema Interligado Nacional - SIN, segmentada por subsistema. No gráfico da esquerda, são apresentados os valores percentuais frente às máximas capacidades de armazenamento. No gráfico da direita, são mostrados os valores absolutos de energia armazenada, em MWMês.

Percentual da Capacidade de Armazenamento



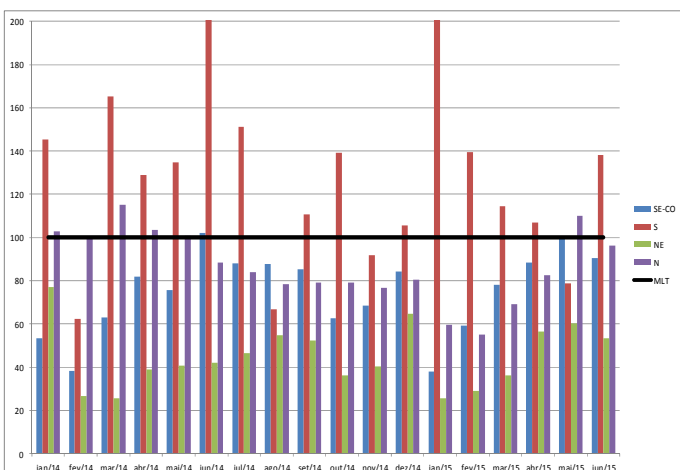
Em MWMês



### Energia Natural Afluente - ENA

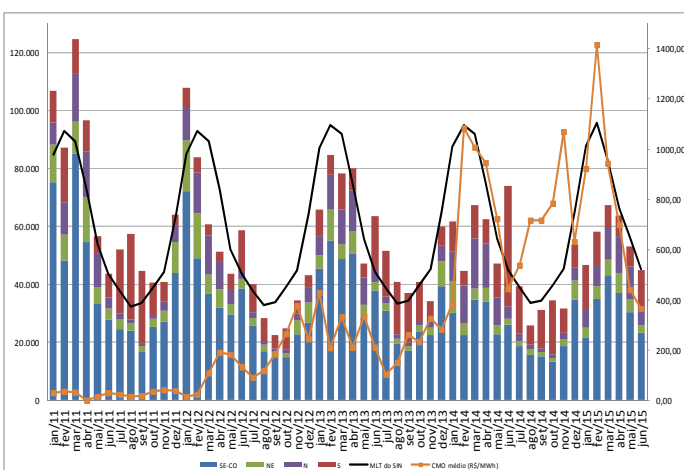
#### Percentual da Média de Longo Termo - MLT

O gráfico abaixo apresenta os valores de Energia Natural Afluente - ENA nos quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional - SIN, referenciados percentualmente à Média de Longo Termo - MLT, representada pela linha de cor preta. Conforme pode ser visto, nos anos de 2014 e 2015, a afluência foi majoritariamente inferior à média histórica, com exceção do subsistema Sul, que vem apresentando boas afluências. Na região Nordeste, a crise hídrica tem sido mais acentuada, com média inferior a 60% em quase todos os meses.



#### CMO, ENA e MLT

Este gráfico demonstra a influência sobre o preço da energia elétrica exercida pelo volume de energia afluente junto aos reservatórios das hidrelétricas. É interessante destacar que quando a Energia Natural Afluente - ENA, representada pelas barras empilhadas, está abaixo da Média de Longo Termo - MLT, representada pela curva de cor preta, o Custo Marginal de Operação - CMO, representado pela curva de cor laranja, tende a se elevar. Quando a MLT fica maior do que a ENA, o CMO tende a cair.



# Demanda de Gás Natural

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

Semana	SE-CO	S	NE	N
30/05/2015 a 05/06/2015	367,91	367,91	367,91	367,91
06/06/2015 a 12/06/2015	379,34	379,34	379,34	379,34
13/06/2015 a 19/06/2015	349,18	349,18	349,18	349,18
20/06/2015 a 26/06/2015	-	-	-	-
27/06/2015 a 03/07/2015	374,24	374,24	378,05	374,24

Fonte: ONS, jul/2015

O Custo Marginal de Operação - CMO, que chegou a ultrapassar R\$ 1.700 de média mensal no início deste ano, caiu pelo quarto mês seguido e ficou em torno de R\$ 370. O valor é ligeiramente inferior ao registrado no mesmo mês do ano passado.

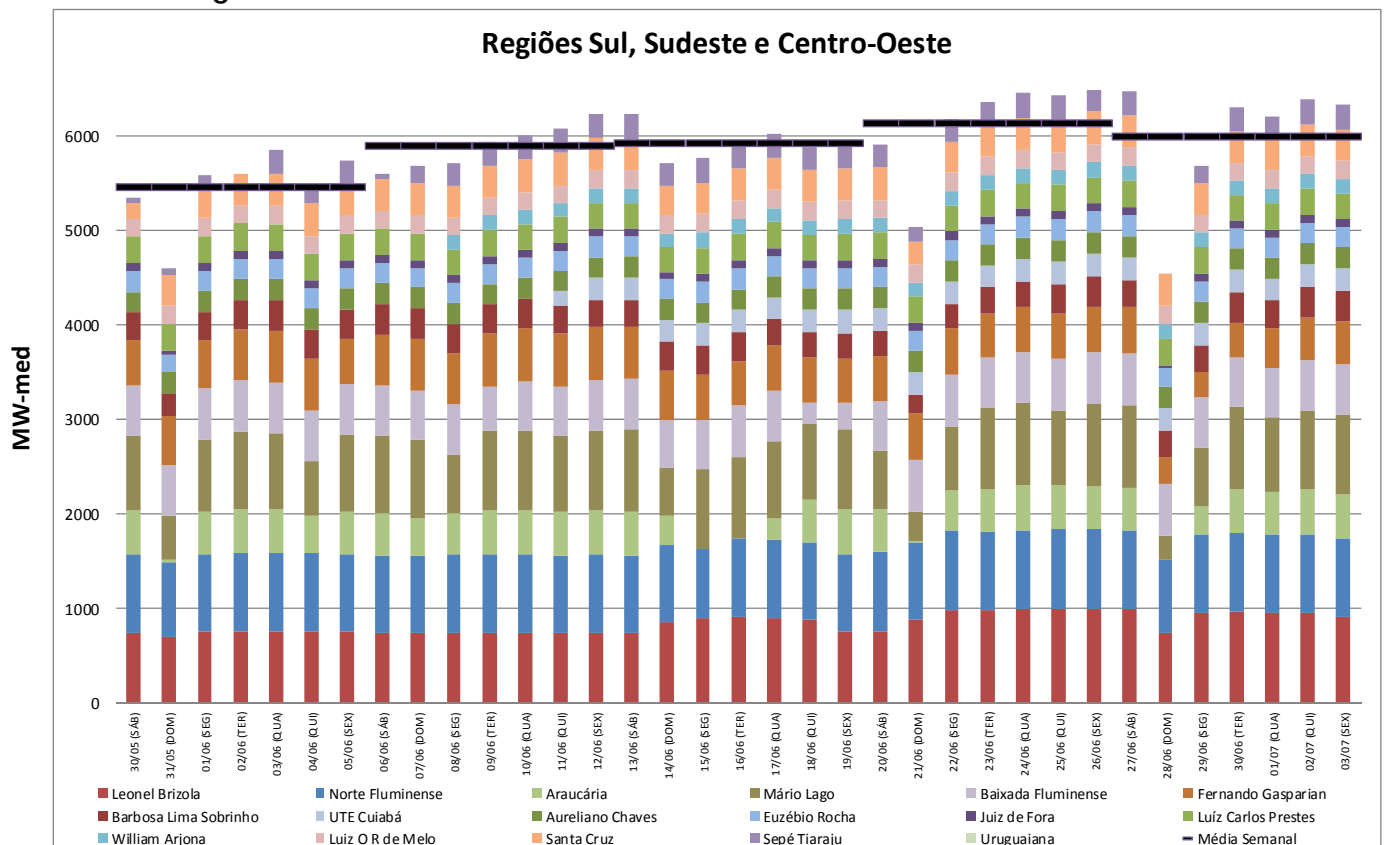
## Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Ítem	Usina	UF	Situação	Potência Total (MW)	Combustível	Máquina		AVALIAÇÃO NO PERÍODO	
						Und.	Potência (MW)	Ato Legal	Tendência
1	Novo Tempo	PE	NI	1.238,0	Gás Natural	4 x 202,5	810,0	JAN/2019	DEZ/2018
						2 x 214,0	428,0	JAN/2019	DEZ/2018
2	Porto de Sergipe I	SE	NI	1.515,6	Gás Natural	1	332,7		DEZ/2019
						2	332,7		DEZ/2019
						3	332,7		DEZ/2019
						4	517,5		DEZ/2019
3	Maranhão III	MA	EC	518,8	Gás Natural	1	168,8	JAN/2014	JUL/2016
						2	168,8	JAN/2014	JAN/2017
						Vapor	3	181,2	MAI/2014
4	Mauá 3	AM	EC	590,8	Gás Natural	1	189,6	NOV/2017	NOV/2017
						2	189,6	NOV/2017	DEZ/2017
						Vapor	3	211,7	NOV/2017
5	Rio Grande	RS	NI	1.238,0	Gás Natural	4 x 202,5	810,0	JAN/2019	DEZ/2018
						2 x 214,0	428,0	JAN/2019	DEZ/2018

Fonte: DMSE, jun/2015

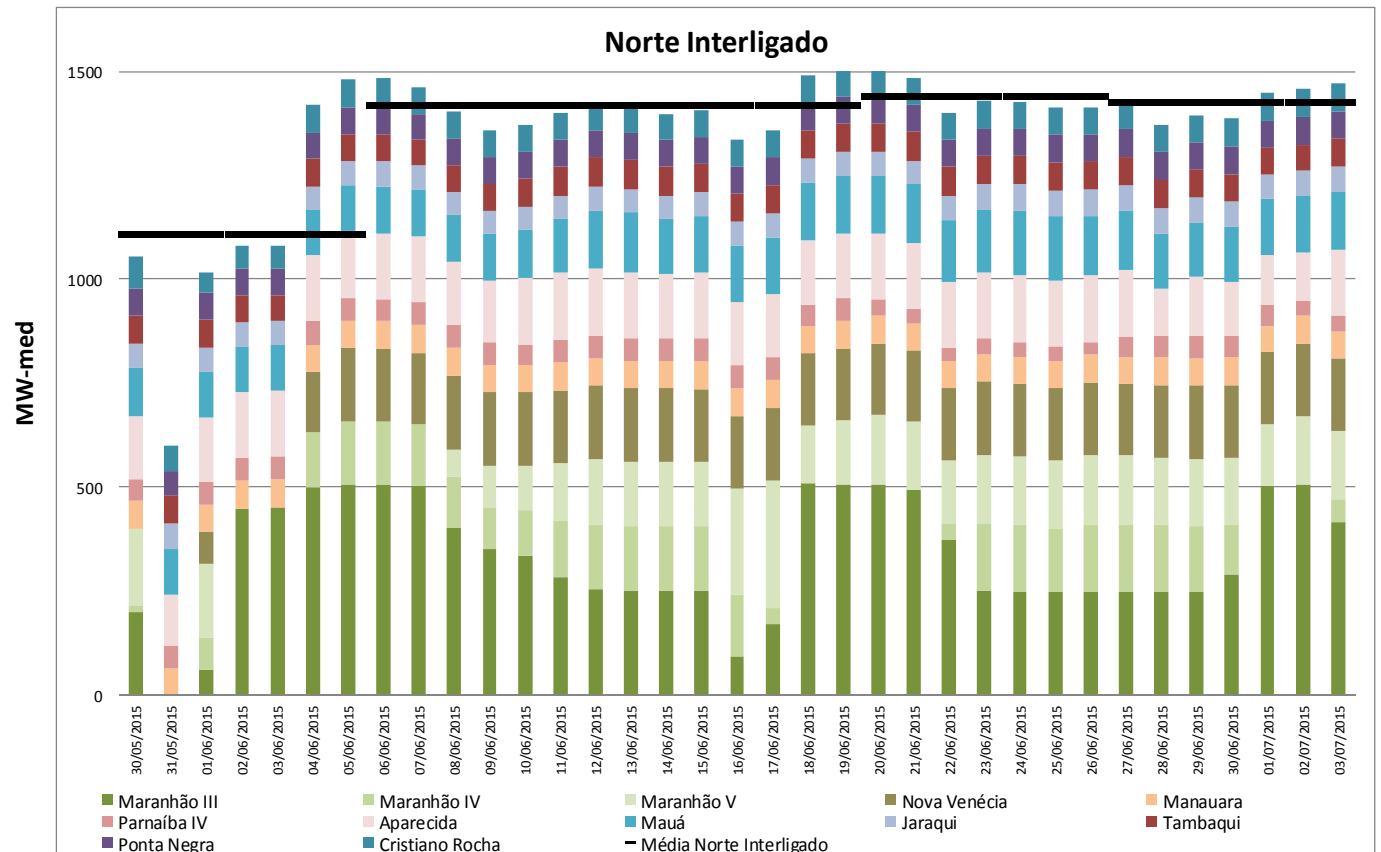
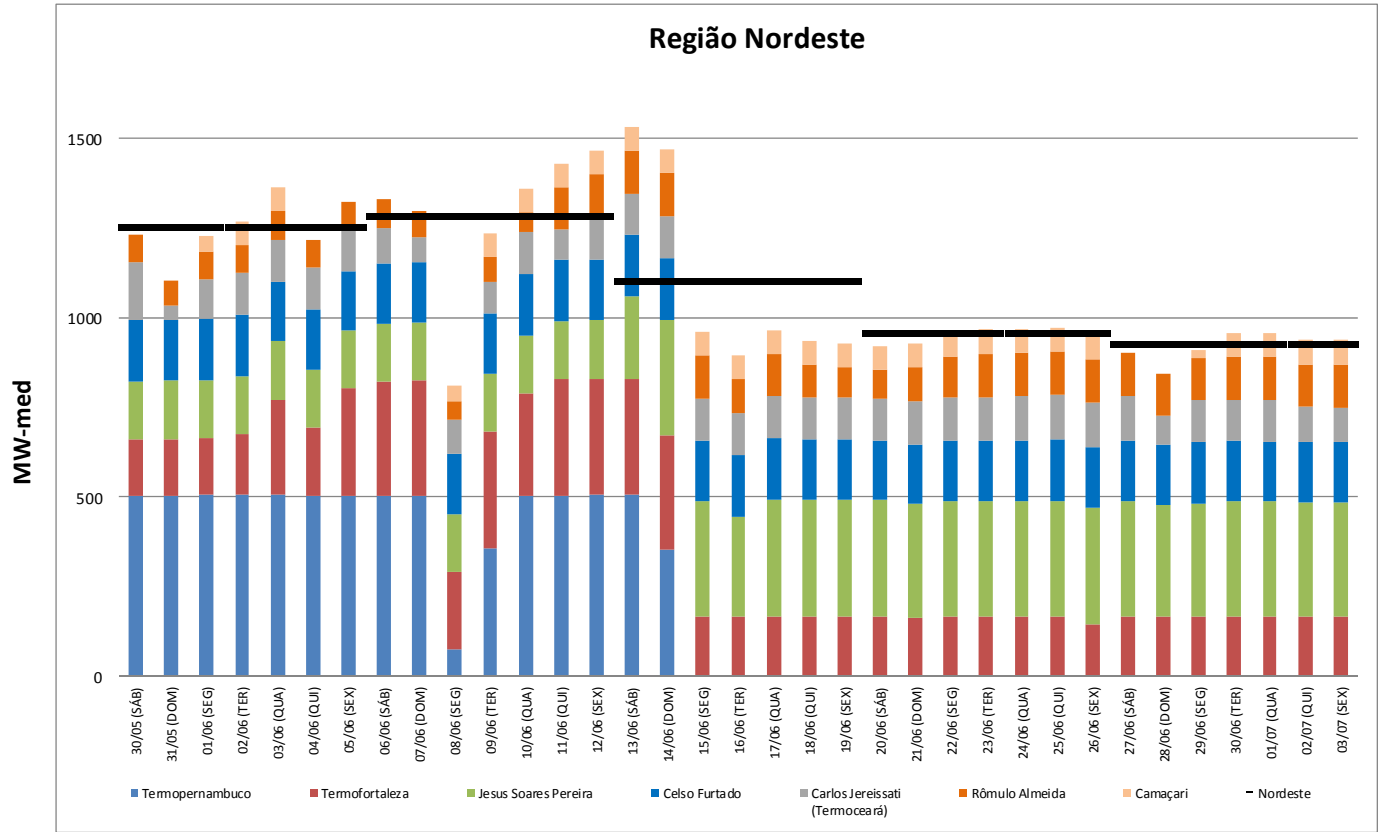
No mês de junho, houve elevação no consumo frente ao observado no mês anterior, a despeito da queda de volume gerado nas UTEs Termopernambuco e Cuiabá e da saída da UTE Uruguiana, que deixou de gerar após esgotada a terceira carga de GNL dedicada ao seu suprimento. O aumento foi observado sobretudo nas térmicas do Maranhão, em Termoaçu e em Santa Cruz.

## Sistema Interligado Nacional-SIN



# Demanda de Gás Natural

## Sistema Interligado Nacional-SIN



# Preços e Competitividade

## Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

A tabela a seguir apresenta o preço médio do gás natural para as distribuidoras.

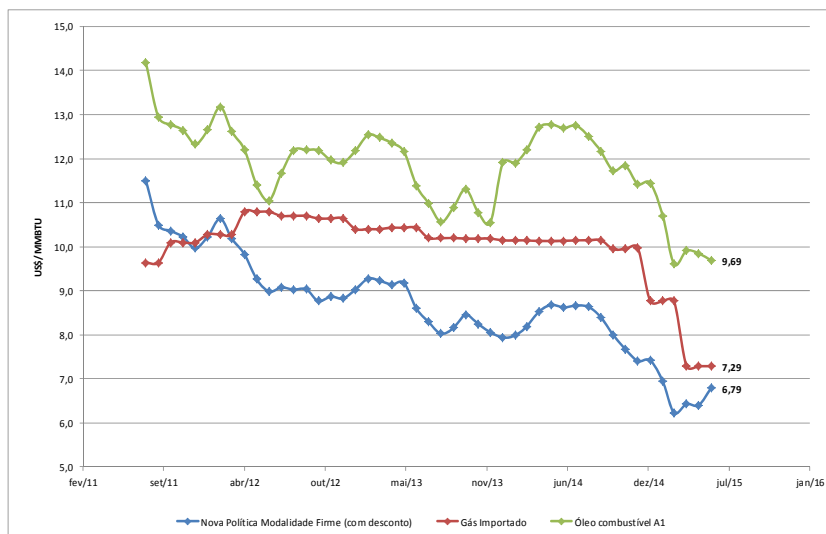
Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)			
Contrato: Nova Política Modalidade Firme			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	sem desconto	com desconto	
Nordeste	7,7195	6,7931	
Sudeste, Sul e Centro Oeste	7,7193	6,7930	
Brasil	7,7194	6,7931	
Contrato: Gás Importado			
Região	Transporte	Commodity	Total
	Preço (US\$/MMBTU)		
Sudeste e Centro Oeste	1,8104	5,7038	7,5142
Sul	1,7995	5,3375	7,1370
Brasil	1,8039	5,4840	7,2879

\* Dados originalmente obtidos da Petrobras. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).  
 Segundo a Petrobras, a partir de janeiro de 2015, não há mais aplicação de desconto preferencial equivalente a 12% sobre os preços contratuais da nova política de modalidade firme para as distribuidoras das regiões Nordeste e Sudeste.  
 Dólar de conversão R\$/US\$ (junho/15): 3,1117

Fonte: MME/SPG/DGN, jul/15.

## Histórico de Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

Os gráficos a seguir apresentam o preço médio do gás natural Petrobras para as distribuidoras, isento de tributos e encargos. O preço médio foi obtido por meio de média simples.



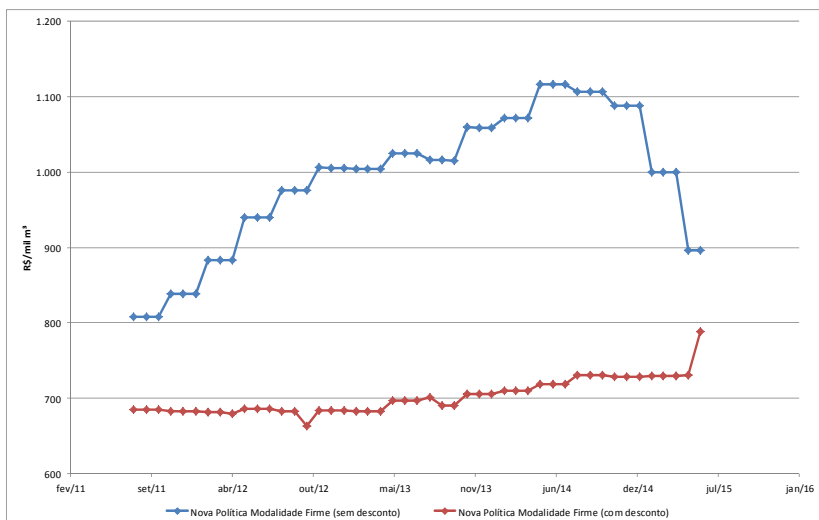
Fonte: Petróleo Brasileiro S.A.

A tendência de queda do preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme, no período entre 2011 e 2014, está relacionado principalmente ao aumento do câmbio.

Já a queda no preço do gás natural importado, verificada a partir de dez/2014, pode ser relacionada à queda do preço do petróleo.

No mês de junho/2015 o preço Nova Política Modalidade Firme (com desconto) foi equivalente a 70% do preço médio do óleo combustível A1 no mercado nacional (preço para as distribuidoras).

A queda do preço do petróleo influenciou também na redução do preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme sem desconto (curva azul), entretanto tal redução não se verifica no caso do preço da Nova Política Modalidade Firme com desconto (curva vermelha).



Fonte: Petróleo Brasileiro S.A.

## Preços e Competitividade

### Preço do Gás Natural - Programa Prioritário Termelétrico (PPT)

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	4,25	4,74	4,60	4,55	4,53	4,20	4,11	3,99	4,03	4,07	4,08							4,08

Fonte: MME/SPG/DGN, jul/15.

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.

### Preço do Gás Natural - Consumidor Final (maio/2015)

A tabela a seguir apresenta o preço médio do gás natural ao consumidor final. Ressalta-se que os preços do segmento industrial foram calculados considerando a média simples dos preços aplicados pelas distribuidoras, já o preço do segmento veicular foi obtido a partir do Sistema de Levantamento de Preços (SLP) da ANP.

Preço ao consumidor final (com tributos)			
Segmento	Faixa de consumo	R\$/m³	US\$/MMBtu
Industrial	até 2.000 m³/mês	1,6511	14,2255
	até 20.000 m³/mês	1,4634	12,6085
	até 50.000 m³/mês	1,4223	12,2544
Veicular (dados ANP)	-	2,0230	17,4297

Fonles: ANP (veicular) Distribuidoras locais de gás canalizado (Industrial)

### Histórico de Preços - Segmento Industrial

A tabela a seguir apresenta histórico do preço médio do gás natural ao consumidor final industrial. Os preços apresentados foram calculados considerando a média simples dos preços aplicados pelas distribuidoras, com impostos.

Preço ao consumidor industrial por faixa de consumo (com impostos)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015		
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Média Nacional (R\$/m³)	até 2.000 m³/mês	1,3974	1,4839	1,5364	1,5669	1,5695	1,5756	1,5870	1,5869	1,4718								1,5773
	até 20.000 m³/mês	1,2301	1,3050	1,3627	1,3907	1,3929	1,3987	1,4085	1,4085	1,3150								1,3999
	até 50.000 m³/mês	1,1928	1,2651	1,3224	1,3497	1,3518	1,3575	1,3672	1,3672	1,2787								1,3587
Média Nacional (US\$/MMBtu)	até 2.000 m³/mês	20,9330	22,2299	23,0164	15,9476	14,9403	13,4547	13,9807	13,8959	12,6807								14,3794
	até 20.000 m³/mês	18,4267	19,5491	20,4138	14,1535	13,2591	11,9441	12,4086	12,3337	11,3298								12,7627
	até 50.000 m³/mês	17,8686	18,9523	19,8094	13,7367	12,8678	11,5923	12,0443	11,9719	11,0172								12,3872

Fonles: Distribuidoras locais de gás canalizado (sites)

### Histórico de Preços - Segmento Automotivo

A tabela a seguir apresenta histórico do preço médio do gás natural ao consumidor final veicular e às distribuidoras, com impostos.

Preço do GNV ao consumidor final e a distribuidora (com impostos)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015		
				jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Preço médio ao consumidor (R\$/m³)	1,7073	1,7847	1,8790	1,9260	1,9440	1,9550	1,9860	2,0050	2,0230									1,9634
Preço médio distribuidora (R\$/m³)	1,2943	1,3680	1,4337	1,4400	1,4500	1,4560	1,4700	1,4810	1,4630									1,4595
Nº de Postos pesquisados no período	26.700	26.917	27.761	2.099	2.156	2.490	2.283	2.081	2.353									13.462
Preço médio ao consumidor (US\$/MMBtu)	23,4643	22,2481	21,4636	19,6020	18,5051	16,6950	17,4962	17,5568	17,4297									17,9635
Preço médio distribuidora (US\$/MMBtu)	17,7794	17,0513	16,3780	14,6557	13,8027	12,4337	12,9503	12,9684	12,6049									13,3561

Fonte: ANP (Sistema de Levantamento de Preços - SLP)

## Preços e Competitividade

### Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL

Preços de GNL (US\$/MMBtu)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
JKM	7,40	13,04	15,28	16,16	14,89	10,06	9,91	7,44	7,28	7,38	7,12							8,01
GNL da Indonésia no Japão	9,38	15,57	18,15	17,34	16,99	15,50	14,69	13,05	11,02	9,04	9,00							11,51
GNL utilizado no Brasil*	6,94	10,10	12,58	14,24	14,89	12,48	12,93	10,65	8,32	8,74	7,01							10,98

Fontes:

JKM: [www.platts.com/presreleases/](http://www.platts.com/presreleases/)

GNL da indonésia no Japão: Indexmundi

GNL utilizado no Brasil: AliceWeb

\*Preço FOB

### Preços Internacionais de Gás Natural

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	8,22	10,60	11,98	11,19	10,44	9,50	9,29	9,29	7,39	7,37	7,30							8,36
NBP *	6,39	9,35	9,36	10,48	8,47	7,14	7,36	7,09	6,86	6,55	6,62							6,94
Henry Hub	4,38	4,00	2,66	3,73	4,36	2,97	2,85	2,80	2,58	2,87	2,79							2,81
Petróleo Brent	14,16	19,82	19,95	19,39	17,64	8,63	10,32	9,94	10,67	11,41	10,97							10,32
Petróleo WTI	14,14	16,93	16,77	17,45	16,59	8,48	9,04	8,51	9,66	10,56	10,68							9,49
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	79,48	111,25	111,76	100,26	98,98	48,42	57,93	55,79	59,90	64,04	61,59							57,95
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	79,37	95,04	93,66	90,28	93,11	47,60	50,72	47,78	54,20	59,29	59,93							53,25

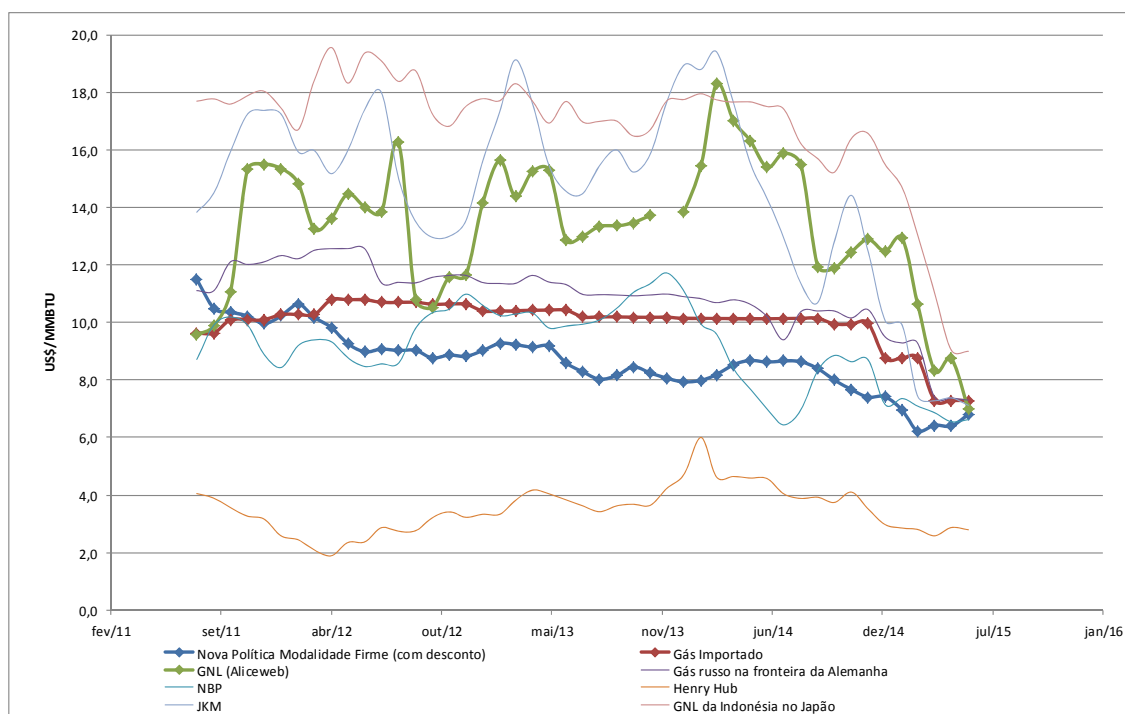
Fontes:

Preço do Gás: [www.theice.com](http://www.theice.com), [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI), jul/15.Preço do Petróleo: [www.indexmundi.com](http://www.indexmundi.com) (FMI), jul/15.

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

### Comparativo de Preços de Gás Natural e de GNL

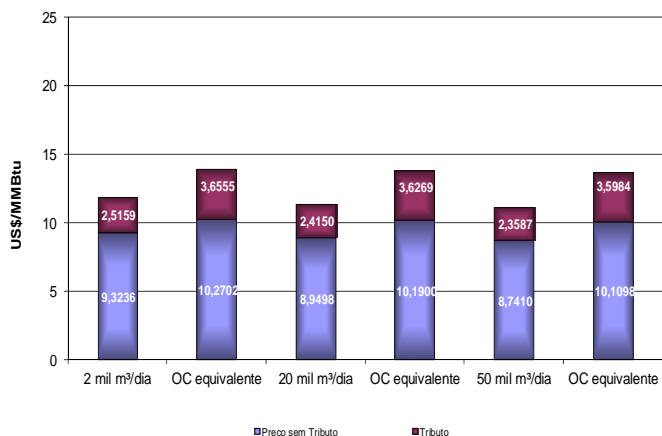
O gráfico a seguir apresenta histórico comparativo de preços do gás natural. Os preços que possuem relação com o mercado nacional possuem maior destaque no gráfico.



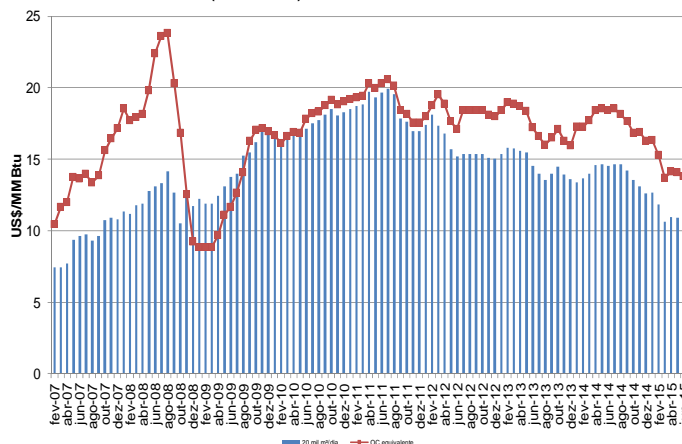
# Preços e Competitividade

## Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

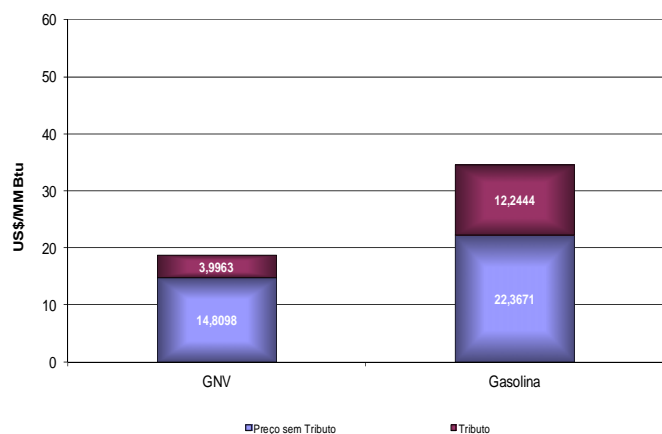
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - junho/2015



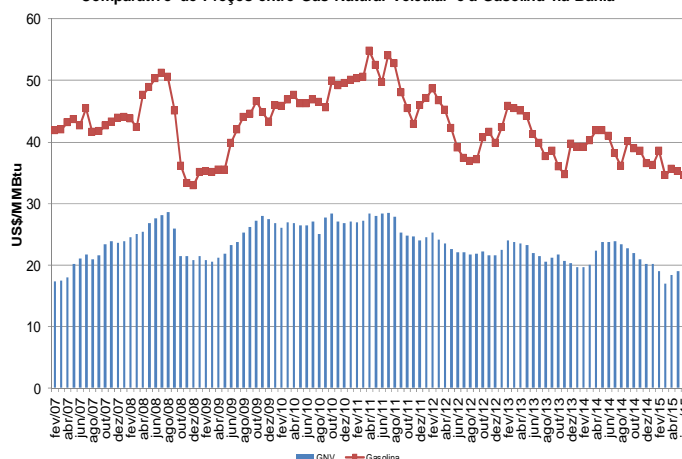
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível na Bahia



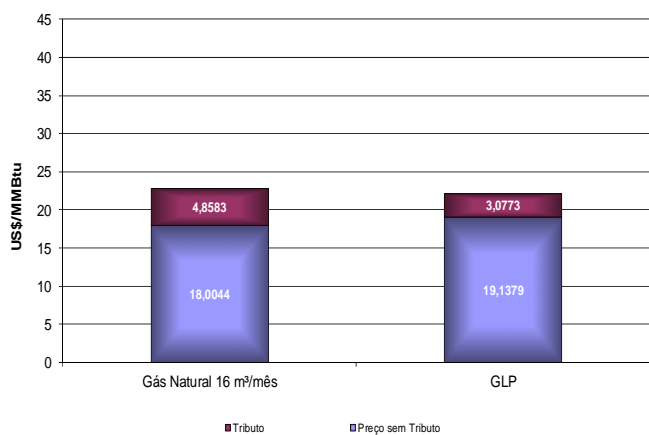
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - junho/2015



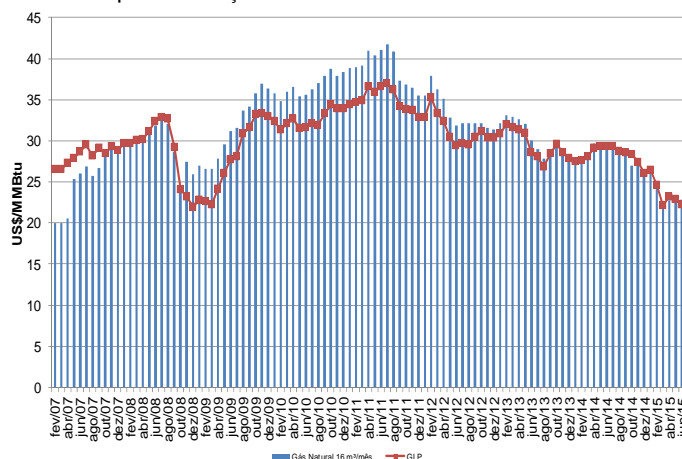
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - jun/2015



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



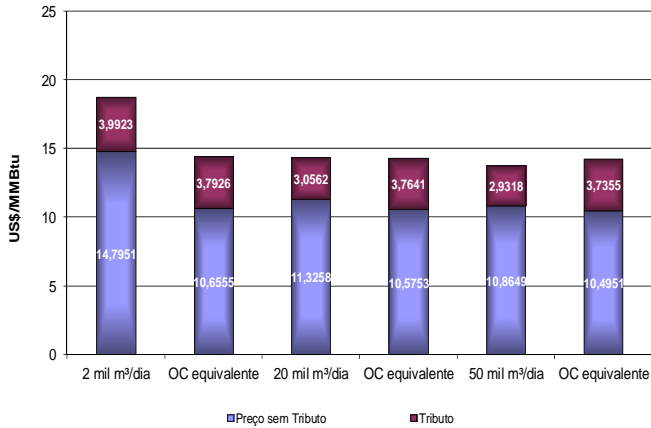
⇒ Ver nota na página 34.



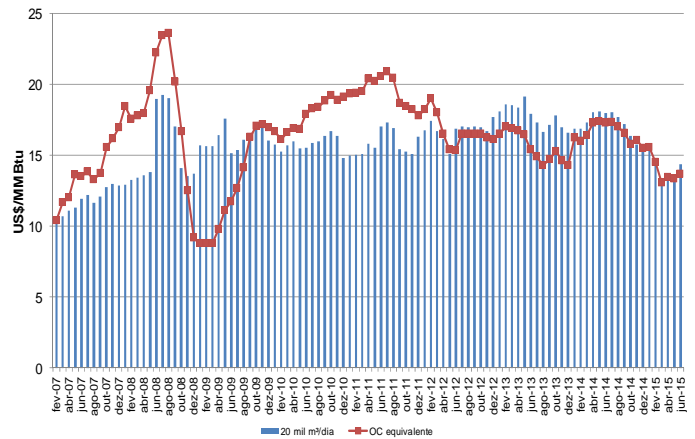
# Preços e Competitividade

## Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

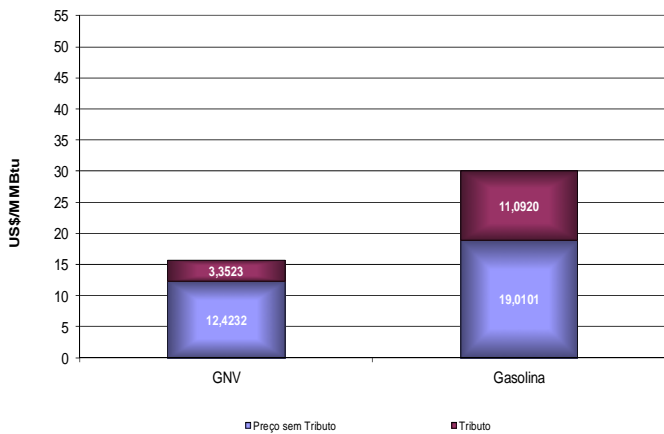
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo - junho/2015



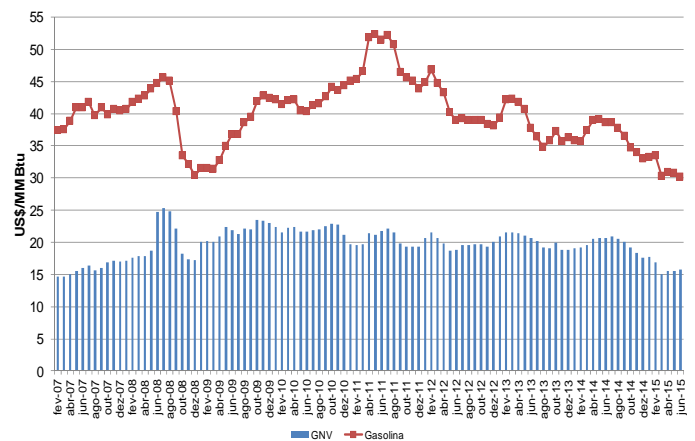
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível em São Paulo



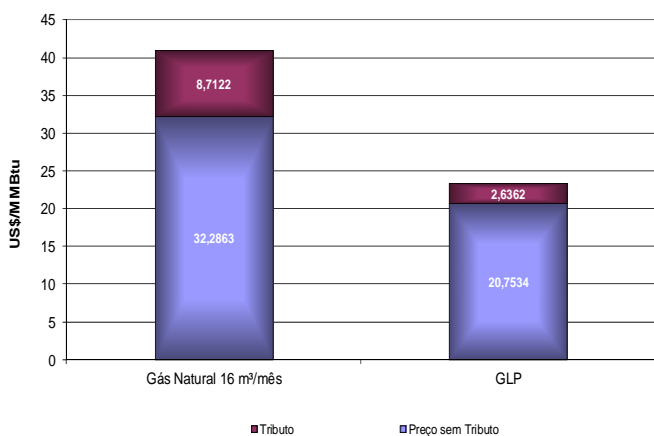
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - junho/2015



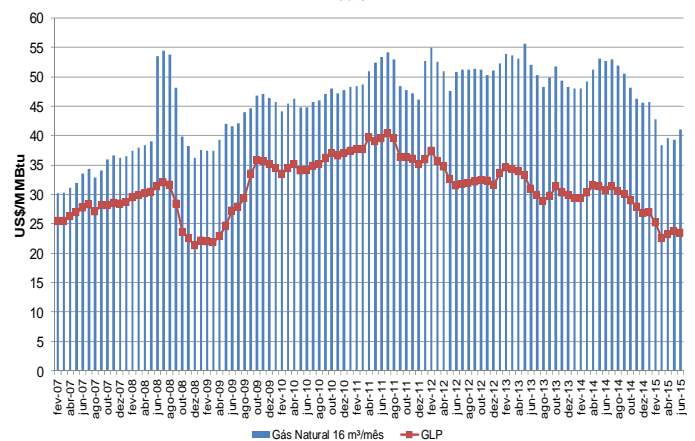
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - junho/2015



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



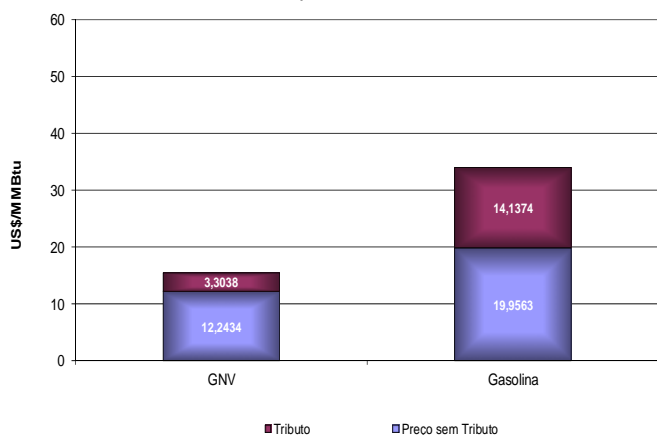
⇒ Ver nota na página 34.

# Preços e Competitividade

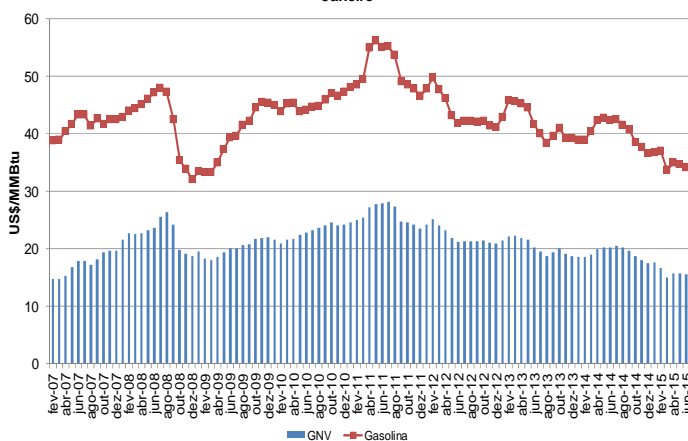
## Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

Os dados relacionados ao histórico de preços de óleo combustível no Rio de Janeiro estão em processo de revisão.

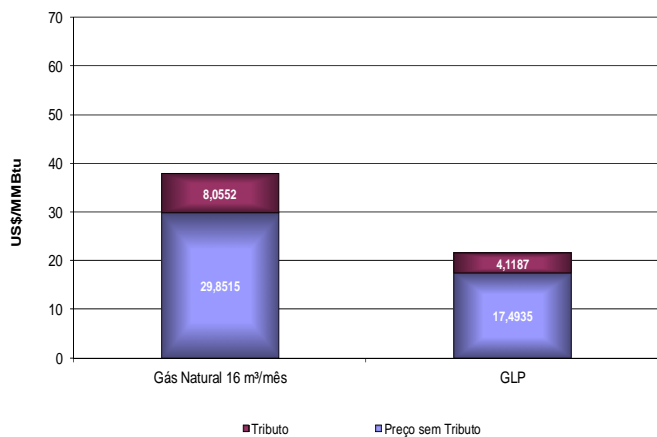
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - junho/2015



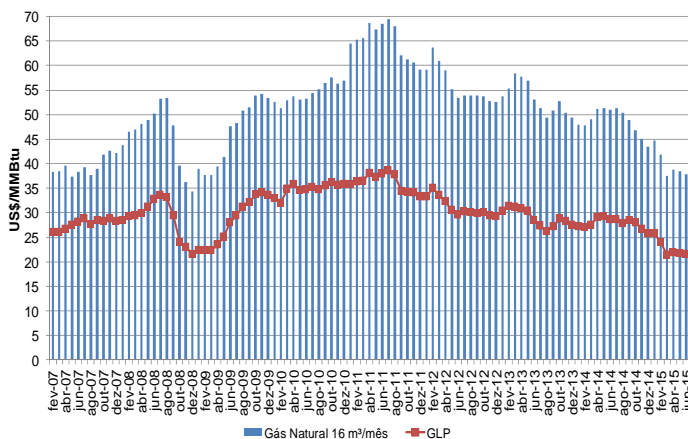
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - junho/2015



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



## Balancos Internacionais

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

	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>	41,71	45,07	51,11	58,44	60,93	62,87	60,35	61,07	63,13	62,65	63,23	62,16	59,84	60,72	55,97	59,28	61,02
Reinjeção	0,30	0,01	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Queima e perda	0,24	0,32	0,2	0,27	0,18	0,13	0,14	0,12	0,19	0,23	0,23	0,38	0,26	0,15	0,10	0,10	0,19
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,9	0,93	0,94	0,97	0,95	0,93	0,90	0,90	0,91	0,90	0,87	0,90	0,83	0,87	0,91
Convertido em líquido	0,47	0,49	0,5	0,56	0,57	0,59	0,56	0,56	0,56	0,54	0,55	0,56	0,53	0,54	0,51	0,54	0,55
Consumo no Transporte	0,96	1,05	1,1	1,18	1,87	2,47	1,78	2,42	2,04	1,70	2,18	2,05	0,53	2,57	0,40	2,46	1,87
<b>DISPONIBILIZADO</b>	38,96	42,41	48,4	54,84	57,37	58,71	56,92	57,04	59,43	59,28	59,36	58,27	57,64	56,56	54,13	55,32	57,50
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	7,34	8,21	12,3	15,85	8,16	8,37	9,01	8,85	9,67	9,60	9,64	9,84	9,71	9,28	9,53	9,00	9,22
Residencial	0,14	0,17	0,2	0,25	0,27	0,31	0,27	0,28	0,28	0,31	0,31	0,34	0,31	0,31	0,31	0,29	0,30
Comercial	0,09	0,10	0,1	0,12	0,12	0,14	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	0,13
Veicular	1,23	1,42	1,5	1,75	1,83	1,91	1,74	1,89	1,78	1,81	1,81	1,81	1,91	1,81	1,86	1,94	1,84
Geração Elétrica	3,82	4,29	4,2	3,71	3,41	3,30	4,26	3,72	4,78	4,61	4,73	4,61	4,39	4,40	4,45	3,97	4,22
Refinarias	0,26	0,26	0,3	0,24	0,27	0,26	0,28	0,27	0,23	0,27	0,27	0,26	0,26	0,27	0,26	0,31	0,27
Indústria	1,80	1,97	2,2	2,36	2,26	2,46	2,35	2,55	2,49	2,46	2,37	2,67	2,69	2,37	2,51	2,37	2,46
<b>EXPORTAÇÃO</b>	31,63	34,20	39,9	46,41	49,21	50,34	47,91	48,19	49,76	49,68	49,72	48,42	47,93	47,28	44,60	46,32	48,28
<b>BRASIL</b>	26,79	26,74	27,5	31,42	31,69	31,58	31,36	31,54	31,53	30,74	31,33	31,53	30,55	30,36	29,48	29,74	30,95
Petrobras	26,78	26,74	27,5	31,41	31,66	30,44	29,55	30,60	30,04	28,79	29,33	29,29	28,31	28,45	28,01	27,59	29,34
MTgás	0,00	0,00	0,0	0,01	0,03	1,14	1,80	0,95	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,33
BG	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	1,95	2,00	2,24	2,24	1,87	1,46	2,14	1,28
<b>ARGENTINA</b>	4,84	7,46	12,4	14,97	17,49	17,62	14,75	15,70	16,75	17,00	16,39	14,66	15,14	15,02	13,65	14,45	15,72

## 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

### Chile (em milhões de m<sup>3</sup>/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>	6,91	5,34	4,33	3,37	2,64													
<b>IMPORTAÇÃO</b>	2,42	9,80	10,84	10,70	10,62													
Argentina	0,97	nd	nd	nd	nd													
GNL	1,45	nd	nd	nd	nd													
<b>OFERTADO AO MERCADO</b>	9,34	15,14	15,17	14,07	13,27													
<b>AJUSTES</b>	0,68	0,71	1,92	0,76	-0,10													
Residencial, Público e Comercial	1,63	1,67	1,65	1,67	1,73													
Veicular	0,07	0,06	0,06	0,10	0,09													
Geração Elétrica	2,52	5,74	8,89	7,83	6,77													
Industrial e Mineração	0,45	3,56	1,23	2,03	2,18													
Petroquímica e Refinaria	4,00	3,40	1,42	1,68	2,59													
<b>DEMANDA</b>	8,66	14,43	13,26	13,30	13,37													

Fonte: Balances Nacionales de Energia

nd - dado não disponível

<http://www.minenergia.cl/documentos/balance-energetico.html>

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

	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
<b>IMPORTAÇÃO</b>	0,21	0,24	0,18	0,17	0,15	0,08	0,09	0,09	0,12	0,15								0,10
Argentina	0,21	0,24	0,18	0,17	0,15	0,08	0,09	0,09	0,12	0,15								0,10
<b>OFERTA DE GÁS</b>	0,21	0,24	0,18	0,17	0,15	0,08	0,09	0,09	0,12	0,15								0,10
<b>CONSUMO INTERNO DE GÁS</b>	0,21	0,23	0,18	0,17	0,15	0,08	0,09	0,09	0,12	0,15								0,10
Residencial	0,06	0,07	0,08	0,08	0,07	0,08	0,09	0,08	0,13	0,12								0,10
Comercial	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,02	0,02	0,02	0,02	0,05								0,02
Veicular	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,04	0,06	0,05								0,05
Geração Elétrica	0,06	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00								0,00
Industriais	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01								0,01
Consumo próprio setor energético	0,04	0,04	0,03	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,02	0,01								0,01

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería, jun/15

## Balancos Internacionais

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

	Media 2010	Media 2011	Media 2012	Media 2013	Media 2014	2015												Media 2014	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	<b>128,91</b>	<b>124,69</b>	<b>120,58</b>	<b>114,27</b>	<b>113,64</b>	<b>115,97</b>	<b>113,65</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>	<b>19,13</b>
Austral	28,58	29,63	30,42	28,81	27,44	27,21													27,21
Golfo San Jorge	14,30	13,35	14,26	14,34	14,52	15,15													15,15
Neuquina	71,22	69,08	65,34	62,19	63,75	65,70													65,70
Noroeste	14,81	12,63	10,56	8,93	7,92	7,91													7,91
Reinjeção	3,67	3,05	1,82	0,76	0,24	0,28													0,28
Convertido em Líquido	5,18	4,80	2,93	4,47	4,33	4,94													4,94
Queima e Perda	2,39	2,63	4,28	2,99	2,63	2,77													2,77
Consumo nas unidades de E&P	13,14	13,03	13,21	13,17	13,69	13,75													13,75
<b>PRODUÇÃO DISPONÍVEL</b>	<b>104,53</b>	<b>101,17</b>	<b>98,34</b>	<b>92,88</b>	<b>92,75</b>	<b>94,23</b>													<b>94,23</b>
<b>IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL</b>	<b>10,05</b>	<b>18,43</b>	<b>24,90</b>	<b>32,38</b>	<b>32,89</b>	<b>20,30</b>													<b>20,30</b>
Importação da Bolívia	5,06	7,46	12,48	15,64	16,58	15,30													15,30
Importação GNL	4,99	10,97	12,42	16,74	16,31	5,00													5,00
<b>CONSUMO INTERNO DE GAS</b>	<b>113,26</b>	<b>119,04</b>	<b>122,95</b>	<b>125,05</b>	<b>125,47</b>	<b>114,45</b>													<b>114,45</b>
Residencial	27,19	28,39	31,14	32,62	30,63	12,05													12,05
Comercial	4,59	4,67	5,15	5,17	4,84	2,56													2,56
Veicular	7,19	7,45	7,61	7,50	7,75	7,54													7,54
Geração Elétrica	31,22	35,62	38,83	38,51	39,98	49,51													49,51
Industriais	32,76	34,21	33,79	33,71	34,59	34,87													34,87
Consumo no sistema	10,31	8,71	6,44	7,54	7,67	7,92													7,92
<b>EXPORTAÇÃO</b>	<b>1,19</b>	<b>0,55</b>	<b>0,29</b>	<b>0,21</b>	<b>0,17</b>	<b>0,08</b>													<b>0,08</b>
Brasil	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00													0,00
Chile	0,97	0,32	0,12	0,07	0,02	0,00													0,00
Uruguai	0,22	0,23	0,17	0,15	0,15	0,08													0,08

Fonte: Petróleo Brasileiro S.A., fev/15

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

	Media 2010	Media 2011	Media 2012	Media 2013	Media 2014	2015												Media 2015	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
<b>Produção de gás natural</b>	<b>2.081,8</b>	<b>2.210,7</b>	<b>2.293,7</b>	<b>2.329,4</b>	<b>2.472,7</b>	<b>2.539,3</b>	<b>2.551,3</b>	<b>2.663,7</b>	<b>2.508,6</b>										<b>2.565,7</b>
Gas não associado	1.028,6	954,3	971,1	873,9															
Gas associado	452,9	458,5	385,4	421,2															
Shale gas	451,5	659,8	817,6	923,6															
Coalbed methane	148,8	138,1	119,6	110,7															
Reinjeção	266,3	261,1	254,4	258,6															
Consumo E&P	99,8	102,7	108,2	110,0	126,9	126,4	127,5	132,3	124,9										127,8
Queima e perda	12,9	16,3	16,5	20,2															
Contaminantes	64,9	67,3	59,7	56,1															
Absorção em UPGNs	82,8	88,2	97,4	103,7	120,6	121,5	126,6	134,0	130,0										128,0
<b>Oferta ao mercado</b>	<b>1.555,1</b>	<b>1.675,3</b>	<b>1.757,8</b>	<b>1.779,1</b>	<b>1.864,5</b>	<b>1.953,2</b>	<b>1.965,8</b>	<b>2.037,4</b>	<b>1.920,7</b>										<b>1.969,3</b>
<b>Importação</b>	<b>290,5</b>	<b>269,5</b>	<b>243,8</b>	<b>224,2</b>	<b>209,4</b>	<b>255,5</b>	<b>257,3</b>	<b>242,7</b>	<b>186,9</b>										<b>235,6</b>
Por gasoduto	257,1	242,3	230,1	216,7	204,8	244,8	244,9	228,9	184,2										225,7
do Canadá	254,7	242,1	230,1	216,6	204,7	244,7	244,8	228,8	184,1										225,6
do México	2,3	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1										0,1
GNL	33,4	27,2	13,6	7,5	4,6	10,6	12,3	13,8	2,6										9,9
<b>Exportação</b>	<b>88,2</b>	<b>117,0</b>	<b>125,7</b>	<b>122,2</b>	<b>116,3</b>	<b>122,2</b>	<b>145,6</b>	<b>153,7</b>	<b>112,3</b>										<b>133,5</b>
Por gasoduto	83,2	111,4	123,5	121,9	115,0	119,6	142,8	153,7	112,3										132,1
para Canadá	57,4	72,7	75,4	70,8	59,7	56,9	77,4	83,6	47,5										66,3
para México	25,9	38,7	48,1	51,1	55,3	62,7	65,3	70,1	64,8										65,7
GNL	5,0	5,5	2,2	0,2	1,3	2,6	2,8	0,0	0,0										1,4
para Brasil	0,2	0,8	0,6	0,0	0,2	2,6	2,8	0,0	0,0										1,3
<b>Oferta Líquida de gás estocado*</b>	<b>-1,3</b>	<b>-26,8</b>	<b>0,0</b>	<b>42,8</b>	<b>-15,5</b>	<b>662,1</b>	<b>749,1</b>	<b>183,4</b>	<b>-293,6</b>										<b>325,3</b>
Estocagem	-255,5	-265,6	-219,1	-244,6	-296,8	-63,9	-62,7	-170,7	-370,0										-166,8
Oferta de gás estocado	254,2	238,9	219,1	287,5	281,3	726,0	811,9	354,1	76,4										492,1
<b>Consumo no transporte e distribuição</b>	<b>52,3</b>	<b>53,1</b>	<b>55,5</b>	<b>58,0</b>	<b>68,6</b>	<b>94,6</b>	<b>98,7</b>	<b>82,0</b>	<b>61,6</b>										<b>84,2</b>
<b>Outros combustíveis gasosos</b>	<b>4,9</b>	<b>4,6</b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>	<b>4,4</b>	<b>4,5</b>	<b>5,4</b>	<b>4,0</b>	<b>4,4</b>										<b>4,6</b>
<b>Ajustes</b>	<b>9,4</b>	<b>-14,9</b>	<b>-7,8</b>	<b>-20,2</b>	<b>13,7</b>	<b>-11,4</b>	<b>34,4</b>	<b>41,9</b>	<b>36,2</b>										<b>25,3</b>
<b>Demanda</b>	<b>1.718,0</b>	<b>1.737,6</b>	<b>1.817,2</b>	<b>1.850,2</b>	<b>1.891,6</b>	<b>2.647,1</b>	<b>2.767,7</b>	<b>2.273,7</b>	<b>1.680,7</b>										<b>2.342,3</b>
Residencial	371,3	366,1	325,1	383,3	396,0	853,6	913,1	600,7	294,5										665,5
Comercial**	240,9	244,9	226,0	255,1	268,4	484,0	525,0	367,3	215,6										397,9
Industrial	529,9	536,0	554,2	575,5	594,9	655,7	670,1	626,7	557,4										627,5
GNV	2,2	2,5	2,6	2,6	2,5	2,6	2,6	2,7	2,5										2,6
Geração termelétrica	573,7	588,1	709,4	633,8	629,8	651,2	656,9	676,5	610,7										648,8

Fonte: U.S. Energy Information Administration, mai/2015

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

\*\* Inclui combustível veicular.

n/d - Valores não disponíveis.

## Balanços Internacionais

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

	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	2015												Média 2015
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção Nacional	166,71	132,01	113,15	106,46	106,63													
Consumo em E&P	15,32	13,32	12,11	11,67	10,65													
Perdas	3,21	2,49	1,97	1,87	1,72													
<b>Produção Nacional Líquida</b>	<b>148,19</b>	<b>116,20</b>	<b>99,06</b>	<b>92,91</b>	<b>94,26</b>													
Importação	148,51	147,49	137,35	134,11	119,59													
Exportação	44,21	46,04	36,00	27,48	32,06													
Estocagem	3,83	-5,67	-0,07	0,16	-0,60													
<b>Oferta Total</b>	<b>256,32</b>	<b>211,98</b>	<b>200,35</b>	<b>199,70</b>	<b>181,20</b>													
Ajustes	0,57	0,56	0,00	0,82	0,15													
Geração Elétrica	94,52	77,46	54,12	51,71	54,74													
Industrial	24,79	23,69	22,88	23,31	23,18													
Residencial	97,64	73,53	86,25	85,84	69,70													
Público	11,40	10,77	10,81	11,13	9,27													
Comercial	14,37	13,97	14,34	14,48	12,14													
Agricultura	0,41	0,34	0,29	0,27	0,22													
Outros	12,62	11,65	11,66	12,13	11,81													
<b>Demanda Total</b>	<b>255,74</b>	<b>211,41</b>	<b>200,35</b>	<b>198,88</b>	<b>181,05</b>													

Fonte: Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES) - Chapter 4: Natural Gas  
<https://www.gov.uk/government/statistics/natural-gas-chapter-4-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>

## Programa de Aceleração do Crescimento - PAC

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

#### LICENCIAMENTO AMBIENTAL

**04/05/2015** – Emitida a Licença de Operação nº 1297/2015 autorizando as atividades de operação do FPSO BW Cidade de São Vicente, Teste de Longa Duração – TLD do Entorno de Iara (poço 3-RJS-722), área da Cessão Onerosa, no âmbito da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2.

#### ANDAMENTO DOS PROJETOS

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

25/05/15 – Conclusão da montagem dos tanques de C5+.

##### Desenvolvimento da Produção - Amazonas - Fase II

14/05/15 - Igarapé-Chibata: Término da interligação do primeiro poço (exploratório) e do início de operação.

## Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

### Plataformas de Produção por Campo

A tabela a seguir correlaciona os campos e as plataformas de produção. Destaca-se que uma única plataforma pode produzir gás natural de mais de um campo (como é o caso da P-12) e, por outro lado, um único campo pode possuir mais de uma plataforma de produção (como é o caso de Ubarana).

Nome	Campo	Nome	Campo	Nome	Campo
FPSO CAPIXABA	BALEIA FRANCA	PETROBRAS 25	ALBACORA	PLATAFORMA DE MEXILHÃO	MEXILHÃO
	CACHALOTE	PETROBRAS 26	MARLIM	PLATAFORMA DE NAMORADO-1	CONGRO
	JUBARTE	PETROBRAS 31	ALBACORA		NAMORADO
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	BALEIA AZUL	PETROBRAS 33	MARLIM	PLATAFORMA DE NAMORADO-2	NAMORADO
	JUBARTE	PETROBRAS 35	MARLIM		BADEJO
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	LULA	PETROBRAS 37	MARLIM	PLATAFORMA DE PAMPO-1	LINGUADO
FPSO CIDADE DE ILHA BELA	SAPINHOÁ	PETROBRAS 40	MARLIM SUL		PAMPO
FPSO CIDADE DE ITAJAÍ	BAUNA	PETROBRAS 43	BARRACUDA		TRILHA
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	LULA	PETROBRAS 48	BARRACUDA	PLATAFORMA DE PARGO-1A	PARGO
FPSO CIDADE DE NITERÓI	MARLIM LESTE		CARATINGA	PLATAFORMA DE PESCADA 1B	PESCADA
FPSO CIDADE DE PARATY	LULA	PETROBRAS 50	ALBACORA LESTE	PLATAFORMA DE PESCADA 2	PESCADA
FPSO CIDADE DE SANTOS	TAMBAÚ	PETROBRAS 51	MARLIM SUL	PLATAFORMA DE PIRANEMA	PIRANEMA
	URUGUÁ	PETROBRAS 52	RONCADOR	PLATAFORMA DE UBARANA 1	
FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	SAPINHOÁ	PETROBRAS 53	MARLIM LESTE	PLATAFORMA DE UBARANA 10	
	CANAPU	PETROBRAS 54	RONCADOR	PLATAFORMA DE UBARANA 11	
	GOLFINHO	PETROBRAS 55	RONCADOR	PLATAFORMA DE UBARANA 12	
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	ESPADARTE	PETROBRAS 56	MARLIM SUL	PLATAFORMA DE UBARANA 13	
FPSO CIDADE SÃO MATEUS	CAMARUPIM	PETROBRAS 57	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 15	
	CAMARUPIM NORTE		BALEIA AZUL	PLATAFORMA DE UBARANA 2	
FPSO ESPIRITO SANTO	ABALONE	PETROBRAS 58	BALEIA FRANCA	PLATAFORMA DE UBARANA 3	UBARANA
	ARGONAUTA		JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 4	
	OSTRA	PETROBRAS 62	RONCADOR	PLATAFORMA DE UBARANA 5	
FPSO Fluminense	BUUPIRÁ	PETROBRAS 63	PAPA-TERRA	PLATAFORMA DE UBARANA 6	
	SALEMA	PLATAFORMA DE AGULHA 1	AGULHA	PLATAFORMA DE UBARANA 7	
FPSO FRADE	FRADE	PLATAFORMA DE ARABAIANA 1	ARABAIANA	PLATAFORMA DE UBARANA 8	
FPSO RIO DAS OSTRAS	TARTARUGA VERDE	PLATAFORMA DE ARABAIANA 3	ARABAIANA	PLATAFORMA DE UBARANA 9	
FPSO OSX1	TUBARÃO AZUL	PLATAFORMA DE ARATUM 1	ARATUM	PLATAFORMA DE VERMELHO-I	
FPSO OSX3	TUBARÃO MARTELO	PLATAFORMA DE ATUM 1	ATUM	PLATAFORMA DE VERMELHO-II	VERMELHO
Peregrino A	PEREGRINO	PLATAFORMA DE ATUM 2	ATUM	PLATAFORMA DE VERMELHO-III	
Peregrino B	PEREGRINO	PLATAFORMA DE ATUM 3	ATUM	PLATAFORMA DE XAREU 1	
PEROA	CANGOÁ	PLATAFORMA DE CARAPEBA-I	CARAPEBA	PLATAFORMA DE XAREU 2	XARÉU
	PEROÁ	PLATAFORMA DE CARAPEBA-II	CARAPEBA	PLATAFORMA DE XAREU 3	
PETROBRAS 07	BICUDO	PLATAFORMA DE CHERNE-1	ANEQUIM	PLATAFORMA OESTE DE UBARANA 1	OESTE DE UBARANA
PETROBRAS 08	PAMPO		CHERNE	PLATAFORMA PCB-01 DE CUIOBA	
	MARIMBÁ		PARATI	PLATAFORMA PCB-02 DE CUIOBA	CAIOBA
PETROBRAS 09	CONGRO	PLATAFORMA DE CHERNE-2	CHERNE	PLATAFORMA PCB-04 DE CUIOBA	
	CORVINA		CONGRO	PLATAFORMA PCM-01 DE CAMORIM	
	MALHADO		MALHADO	PLATAFORMA PCM-02 DE CAMORIM	
PETROBRAS 12	BADEJO	PLATAFORMA DE CUIOBA 1	CUIOBA	PLATAFORMA PCM-03 DE CAMORIM	
	BICUDO	PLATAFORMA DE CURIMÁ 1	CURIMÁ	PLATAFORMA PCM-05 DE CAMORIM	CAMORIM
	ENCHOVA OESTE	PLATAFORMA DE CURIMÁ 2	CURIMÁ	PLATAFORMA PCM-06 DE CAMORIM	
	LINGUADO		BONITO	PLATAFORMA PCM-07 DE CAMORIM	
	PAMPO	PLATAFORMA DE ENCHOVA	ENCHOVA	PLATAFORMA PCM-08 DE CAMORIM	
PETROBRAS 15	TRILHA		ENCHOVA OESTE	PLATAFORMA PCM-09 DE CAMORIM	
	BONITO	PLATAFORMA DE ESPADA 1	ESPADADA	PLATAFORMA PGA-01 DE GUARICEMA	
	MARIMBÁ	PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPA	PLATAFORMA PGA-02 DE GUARICEMA	
PETROBRAS 18	PIRAÚNA		GAROUPINHA	PLATAFORMA PGA-03 DE GUARICEMA	GUARICEMA
	MARLIM	PLATAFORMA DE GAROUPA	VIOLA	PLATAFORMA PGA-07 DE GUARICEMA	
PETROBRAS 19	MARLIM	PLATAFORMA DE MANATI 1	MANATI	PLATAFORMA PGA-08 DE GUARICEMA	
PETROBRAS 20	MARLIM	PLATAFORMA DE MERLUZA	LAGOSTA	Polvo A	POLVO
			MERLUZA		

Fonte: ANP

### Gasodutos de Escoamento da Produção e de Transferência

A ANP publicou em seu sítio eletrônico a lista de gasodutos de escoamento da produção (254 dutos, totalizando 4.650 km) e de gasodutos de transferência (5 dutos, totalizando 30 km). Maior detalhamento pode ser obtido por meio do seguinte link:

<http://www.anp.gov.br/?pg=52066&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1440440238425>

### Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL					
Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal (MM m³/dia)	Gás natural processado 2014 (milhões m³/d)	Taxa de ocupação 2014 (%)
Uruçu	Coari (AM)	1993	12,20	11,01	90%
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35	0,06	17%
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70	1,80	32%
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80	1,34	75%
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00	2,04	68%
Candelas	Candelas (BA)	1972	2,90		
Santiago	Pojuca (BA)	1962	1,90	4,20	88%
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00	nd	-
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	16,00	9,01	56%
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50	1,16	47%
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	4,50	0,18	4%
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	17,24	11,29	65%
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30	1,19	52%
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00	11,46	57%
		Total	96,39		

Fonte: Anuário Estatístico ANP 2015.

# Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

## Gasodutos de Transporte no Brasil

Denominação do Gasoduto de Transporte	Origem x Destino	Início de Operação	Nº da Autorização de Operação	Diâmetro (polegadas)	Vazão Máxima Autorizada (m³/dia)	Extensão (km)	Término do Período de Exclusividade
Atalaia - Santiago/Catu	Atalaia (SE) x Catu (BA)	1974	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.008.000	230,0	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari I	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1975	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.000.021	32,0	sem exclusividade
Atalaia - FAFEN	Atalaia (SE) x Laranjeiras (SE)	1980	Aut. nº 335 de 17/07/2012	14	1.500.000	29,0	sem exclusividade
Candeias - Camaçari	São Francisco do Conde (BA) x Camaçari (BA)	1981	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.000.000	37,0	sem exclusividade
Ramal Campos Elíseos II/Ramal de 16"	Duque de Caxias (RJ)	1982	Aut. nº 163, de 14/02/2013	16	14.700.000	2,7	sem exclusividade
Cabiúnas - Reduc I (GASDUC I)	Cabiúnas (RJ) x REDUC (RJ)	1982	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	4.250.000	183,0	n/a
		2012	Aut. nº 236, de 21/5/2012	n/d	n/d	-183,0	
Lagoa Parda - Aracruz	Linhares (ES) x Aracruz (ES)	1983	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	657.778	38,0	sem exclusividade
Aracruz - Serra	Aracruz (ES) x Serra (ES)	1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	554.595	62,0	sem exclusividade
		2013	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Desp. Sup. nº 769, de 18/7/2013			-21,0	
Reduc - Esvol	Duque de Caxias (RJ) x Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	3.145.000	95,2	sem exclusividade
Guamaré - Cabo	Guamaré (RN) x Cabo (PE)	1986 (Trecho Guamaré Cabo)	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	731.000	424,0	sem exclusividade
		2010 (Trecho Variante Nordeste)	Aut. nº 399, de 01/09/2011	12	2.721.000	31,8	
Esvol - Tevol	Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.275.000	5,5	sem exclusividade
Esvol - São Paulo (GASPAL I)	Piraf (RJ) x Mauá (SP)	1988	Aut. nº 7, de 6/3/1998	22	2.550.000	325,7	sem exclusividade
Santiago/Catu - Camaçari II	Santiago (BA) x Camaçari (BA)	1992	Aut. nº 7, de 6/3/1998	18	1.800.000	32,0	sem exclusividade
RBPC - Capuava (GASAN I)	Cubatão (SP) x São Bernardo do Campo (SP)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.530.000	37,0	sem exclusividade
RBPC-Comgás	Cubatão (SP)	1993	Aut. nº 7, de 6/3/1998	12	1.275.000	1,5	sem exclusividade
Reduc - Regap	Duque de Caxias (RJ) x Betim (MG)	1996	Aut. nº 7, de 6/3/1998	16	680.000	357,0	sem exclusividade
Serra - Viana (GASVIT)	Serra (ES) x Viana (ES)	1997	Aut. nº 7, de 6/3/1998	8	135.000	46,0	n/a
		2009	Aut. nº 51, de 2/2/2012	8	n/d	1,95	
		2012	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 <sup>2</sup>	8	n/d	-41,2	
		2012		8	n/d	-1,95	
		2012		n/d	n/d	-4,80	
Guamaré - Pecém	Guamaré (RN) x Pecém (CE)	1998 (Trecho Guamaré - Aracati e Trecho Aracati - Maracanaú)	Aut. nº 45, de 22/3/2000	12 / 10	n/d	382,0	sem exclusividade
Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL)	Trecho Norte: Corumbá (MS) x Guararema (SP)	1999	Aut. nº 13, de 3/2/1999	24 a 32	n/d	1417,0	sem exclusividade
	Trecho Sul: Paulínia (SP) x Canoas (RS)	2000	Aut. nº 37, de 22/3/2000	16 a 24		1176,0	
Uruguaiana - Porto Alegre (Trechos I e III)	Trecho I: Uruguaiana (RS)	2000	Aut. nº 91, de 6/6/2000	24	n/d	25,0	sem exclusividade
	Trecho III: Canoas (RS) x Triunfo (RS)					25,0	
	Trecho II: Canoas (RS) x Triunfo (RS)					25,0	
Pilar - Cabo	Pilar (AL) x Cabo (BA)	2001	Aut. nº 120, de 25/7/2001	12	1.700.000	203,6	sem exclusividade
Lateral Cuiabá	Cáceres (MT) x Cuiabá (MT)	2001	Aut. nº 118, de 17/7/2001	18	2.800.000	267,0	sem exclusividade
Betim-Ibirité (Ramal Ibirité)	Betim (MG)	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	2.000.000	0,1	n/a
		2015	Desp. Dir. Geral nº 313, de 9/3/2015 <sup>3</sup>	14	n/d	-0,1	
Candeias - Aratu (Trecho Candeias - Dow Química)	São Francisco do Conde (BA) x Aratu (BA)	2003	Aut. nº 161, de 18/7/2003	14	n/d	15,4	sem exclusividade
Santa Rita - São Miguel de Taipu	Santa Rita (PB) x São Miguel (PB)	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	450.000	25,0	2015
Dow - Aratu - Camaçari	Aratu (BA) x Camaçari (BA)	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	2.290.000	27,0	2016
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE) x Itaporanga D'Ájuda (SE)	2007	Aut. nº 86, de 15/5/2007	14	3.000.000	29,0	2017
Cacimbas - Vitória	Linhares (ES) x Vitória (ES)	2007	Aut. nº 446, de 10/10/2011	26	20.000.000	116,7	2017
			Aut. nº 446, de 10/10/2011	16		12,7	
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE) x Pilar (AL)	2007	Aut. nº 838, de 18/11/2013	26	10.000.000	176,7	2017
Catu - Carmópolis	Itaporanga D'Ájuda (SE) x Carmópolis (SE)	2007	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26	12.000.000	67,8	2017
	Catu (BA) x Itaporanga D'Ájuda (SE)	2008		26		197,2	
Açu - Serra do Mel	Serra do Mel (RN) x Alto do Rodrigues (RN)	2008	Aut. nº 60, de 10/2/2012	14	2.740.000	31,4	2018
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Macaé (RJ) x Serra (ES)	2008	Aut. nº 445, de 18/5/2015	28	20.000.000	300,0	2018
Campinas - Rio (GASCAR)	Paulínia (SP) x Japeri (RJ)	2008	Aut. nº 440, de 30/9/2011	28	18.600.000	450,0	2018
Fafen-Sergás (Ramal)	Divina Pastora (SE) x Laranjeiras (SE)	2009	Aut. nº 579, de 27/12/2011	8	1.800.000	22,7	2019
Cabiúnas - Reduc III (GASDUC III)	Macaé (RJ) x Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 274, de 22/7/2014	38	40.000.000	180,0	2019
Japeri - Reduc (GASJAP)	Japeri (RJ) x Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 402, de 25/9/2014	28	25.300.000	45,3	2019
Campos Elíseos - Anel de Gás Residual (Ramal)	Duque de Caxias (RJ)	2009	Aut. nº 771, de 10/10/2013	20	14.700.000	2,3	2019
Urucu - Coari (GARSOL)	Urucu (AM) x Coari (AM)	2009	Aut. nº 486, de 23/10/2012	18	6.850.000	279,0	2019
Coari-Manaus	Coari (AM) x Manaus (AM)	2009	Aut. nº 673, de 12/11/2010	20 - linha 3 a 14 - ramais	6.850.000 15.000 a 4.000.000	383,0 140,1	2019
Cacimbas - Catu (GASCAC)	Linhares (ES) x Pojuca (BA)	2010	Aut. nº 146, de 24/3/2010	28	20.000.000	946,0	2020
Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP) x Jacutinga (MG)	2010	Aut. nº 23, de 14/1/2010	14	5.000.000	93,0	2020
Interligação GASCAV - UTG Sul Capixaba (Ramal)	Anchieta (ES)	2010	Aut. nº 904, de 24/12/2013	10	2.000.000	9,7	2020
Rio de Janeiro - Belo Horizonte (GASBEL II)	Volta Redonda (RJ) x Queluzito (MG)	2010	Aut. nº 623, de 8/10/2010	18	5.000.000	267,0	2020
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL) x Ipojuca (PE)	2010	Aut. nº 36, de 25/1/2011	24	15.000.000	187,0	2020
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP) x Taubaté (SP)	2011	Aut. nº 150, de 30/3/2011	28	17.000.000	98,0	2021
Guararema - São Paulo (GASPAL II)	Guararema (SP) x São Paulo (SP)	2011	Aut. nº 456, de 13/10/2011	22	12.000.000	54,0	2021
São Paulo - São Bernardo do Campo (GASAN II)	São Paulo (SP) x São Bernardo do Campo (SP)	2011	Aut. nº 444, de 6/10/2011	22	7.100.000	38,0	2021
<b>Extensão total da malha de transporte</b>						<b>9.409,0</b>	

Notas:

1) De acordo com o Despacho da Diretoria Geral o gasoduto possui 1,6 km de extensão, entretanto foi considerado o mesmo valor que consta na relação de gasodutos de transporte publicada pela ANP.

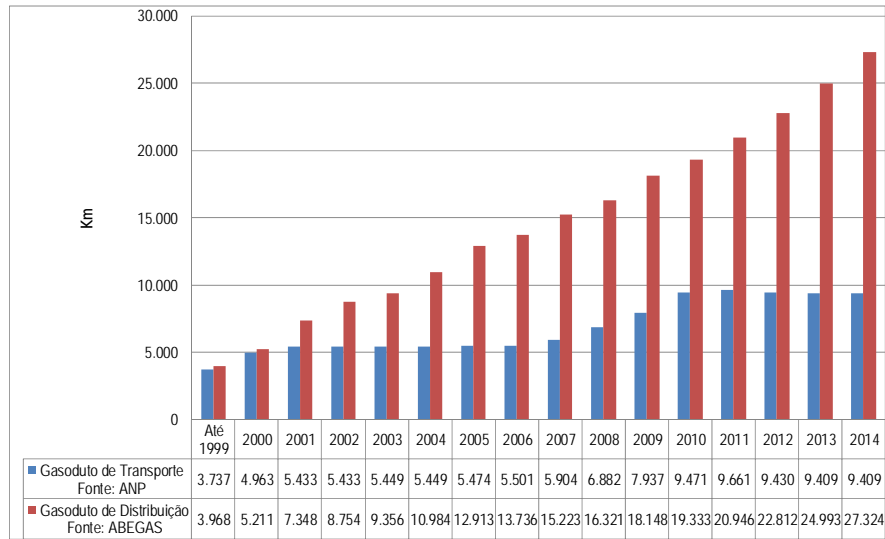
2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).

3) n/d = não definido na Autorização.

4) Na Autorização nº 7, de 6 de março de 1998, consta a extensão de 46 km, sendo que no Despacho da Diretoria Geral a reclassificação do gasoduto equivalente a 41,2 km. A diferença de 4,8 km foi considerada com desativação, visto que: (i) o gasoduto deixou de constar na relação de gasodutos de transporte existentes; e (ii) o Ponto de Entrega localizado em Viana/ES foi desativado.

## Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

### Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição



### Gasodutos no Exterior, por onde é realizada a importação para o Brasil

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

### Terminais de GNL Existentes no Brasil

TERMINAL DE REGASEIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade de regaseificação (MM m³/dia)	Volume aproximado de armazenamento (mil m³ de GNL)	Conclusão das Obras	Início de Operação
BAÍA DE GUANABARA - RJ	20	171	jan-09	abr-09
PORTO DE PECÉM - CE	7	127	dez-08	jan-09
TRBahia - BA	14	136	jan-14	jan-14



## Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

### Usinas Termelétricas a Gás Natural no Brasil

#### UTES em Operação

Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Compromisso de Geração (MW)	Custo Variável (R\$/MWh)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	cc	GN	226	4,38	MG	212	252,82
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349	228,62
Cuiabá <sup>(1)</sup>	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-	463,79
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	cc	GN	250	5,28	SP	206	250,88
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	cc	GN	565	5,02	SP	357	399,02
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998	180,95
Juiz de Fora	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79	213,84
Luiz O. R. de Melo (Ex-Linhares)	ca	GN	204	5,66	ES	-	157,01
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) <sup>(2)</sup>	ca	GN	385	7,46	MS	241	154,47
Santa Cruz (nova)	cc	GN	200	4,26	RJ	-	105,19
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	ca	GN	923	5,86	RJ	885	418,51
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-	197,85
Baixada Fluminense	cc	GN	530	-	RJ	-	-
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	261,41
<b>TOTAL Sudeste/Centro-Oeste</b>	-	-	<b>6.411</b>	-	-	<b>4.111</b>	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	cc	GN/OC	249	4,25	RS	147	-
Uruguaiana <sup>(3)</sup>	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-	486,20
Araucária	cc	GN	484	4,57	PR	458	765,86
<b>TOTAL Sul</b>	-	-	<b>1.373</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	279,04
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	cav	GN	368	6,43	RN	285	314,63
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	cav	GN	138	6,24	BA	125	251,13
Termo Ceará	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217	248,27
Termofortaleza	cc	GN	347	4,78	CE	327	118,51
Termopernambuco	cc	GN	533	4,02	PE	494	70,16
<b>TOTAL Nordeste</b>	-	-	<b>2.160</b>	-	-	<b>1.598</b>	-
Maranhão III <sup>(4)</sup>	cc	GN	519	3,85	MA	-	-
Maranhão IV <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	98,01
Maranhão V <sup>(5)</sup>	ca	GN	338	5,91	MA	-	98,01
MC2 Nova Venécia	ca	GN	176	5,91	MA	-	171,19
Mauá	ca	GN/OC	100	n/d	AM	100	411,92
Aparecida	ca	GN/OC	156	n/d	AM	65	302,19
Cristiano Rocha	Motor	GN/OC	85	n/d	AM	65	0,00
Manauara	Motor	GN/OC	85	n/d	AM	60	0,00
Gera	Motor	GN/OC	85	n/d	AM	60	0,00
Jaraqui	Motor	GN/OC	70	n/d	AM	60	0,00
Tambaqui	Motor	GN/OC	70	n/d	AM	60	0,00
<b>TOTAL Norte Interligado</b>	-	-	<b>2.022</b>	-	-	<b>470</b>	-
<b>TOTAL GERAL</b>	-	-	<b>11.966</b>	-	-	<b>6.785</b>	-

#### UTES em Construção

Usina	Tipo de Térmica	Combustível	Potência (MW)	Consumo Específico (mil m³/d/MW)	UF	Data de Tendência
Novo Tempo	cc	GN	1238	n/d	PE	dez/18
Rio Grande	cc	GN	1238	n/d	RS	dez/18
Mauá 3	cc	GN	591	n/d	AM	abr/16

#### LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto	GN - Gás natural
cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor	OC - Óleo Combustível
cc - Turbina em Ciclo Combinado	OD - Óleo Diesel
ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor	ET - Etanol
Motor - Motor a gás natural	

Fontes: ANEEL/Petrobras, maio de 2015.

ONS, Fax-preço semana operativa 25/04/2015 a 01/05/2015  
DMSE/SEE/MME, maio de 2015.

#### NOTAS:

- (1) Usina arrendada à Petrobras até fev/2016 utilizada para geração em substituição.
- (2) 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.
- (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) UTE Maranhão III em geração por substituição às UTEs Maranhão IV e V, conforme Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta assinado com ANEEL.
- (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.

## 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).
- Portaria MME nº 390, de 31 de outubro de 2013 (Altera a Portaria MME nº 206, de 12 de junho de 2013).
- Portaria MME nº 410, de 8 de agosto de 2014 (Altera a Portaria MME nº 206, de 12 de junho 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 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.)

## Legislação do Setor

### Autorizações para Importação e Exportação de Gás Natural

#### AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

Empresa Importadora	País de Origem	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
GNC Brasil	Bolívia (via Cáceres/MS)	25 mil m³/dia	MT	Portaria nº 219, de 15/05/2015	31/05/2017
ECOM Energia	Bolívia (via Mutum/MS)	150 mil m³/dia	SP	Portaria MME nº 192, de 08/05/2015	30/04/2017
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MS)	2,4 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	25 milhões de m³ de GNL/ano	Malha Interligada	Portaria MME nº 191, de 08/05/2015	31/01/2018
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil m³/dia	PR	Portaria MME nº 346, de 08/10/2013, prorrogada pela Portaria MME nº 140, de 17/04/2015	28/02/2017
Companhia Mato-grossense de Gás - MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m³/mês	MT (setores: res, com, serv, ind, fert, coger e GNV)	Portaria MME nº 78, de 04/03/2013	31/12/2018
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - 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	31/12/2015
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/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

#### 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, jun/15

(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.

(3) Portaria sem efeitos em decorrência do vencimento do prazo.

## ANEXOS

### Notas Metodológicas - Conversões de Unidades

Conversão 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 toneladas por ano de GNL)	3,60 milhões m³/dia de gás natural
1 m³ de GNL (líquido)	= 600,00 m³ de gás natural (gasoso)
1.000 MW	2,20 milhões m³/dia
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: Massa específica 456 kg/m³;

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

O valor de referência do Ciclo Combinado representa uma eficiência de 48,8%, enquanto que do ciclo Aberto 31,4%.

### Notas Metodológicas - Valores de Referência para o Cálculo da Competitividade do Gás Natural (páginas de 23 a 25)

- 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: Nova Política de Preços.
- Estado de São Paulo: Gás Importado.

#### Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível (kcal/kg)	Gasolina (kcal/kg)	Gás Natural (kcal/m³)	GLP (kcal/kg)
<b>10.100</b>	<b>11.200</b>	<b>9.400</b>	<b>11.750</b>

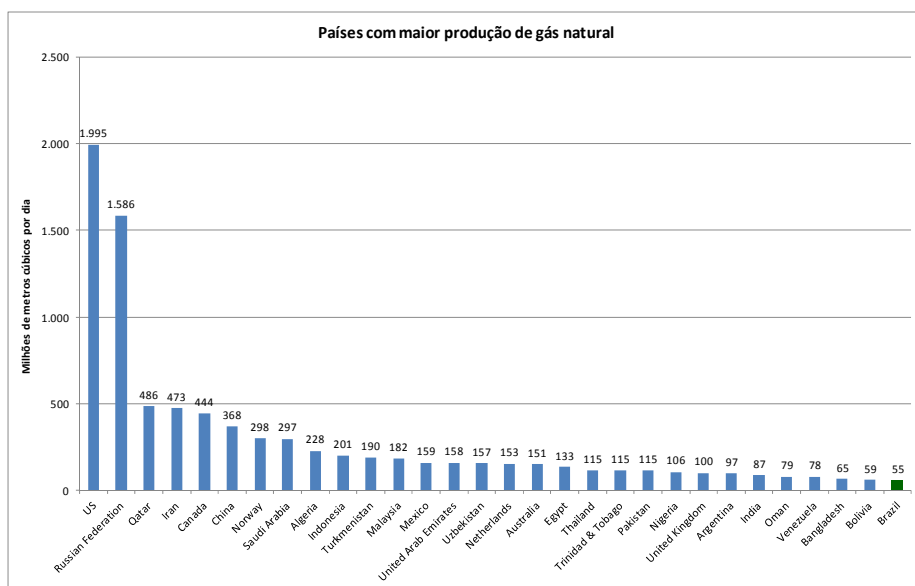
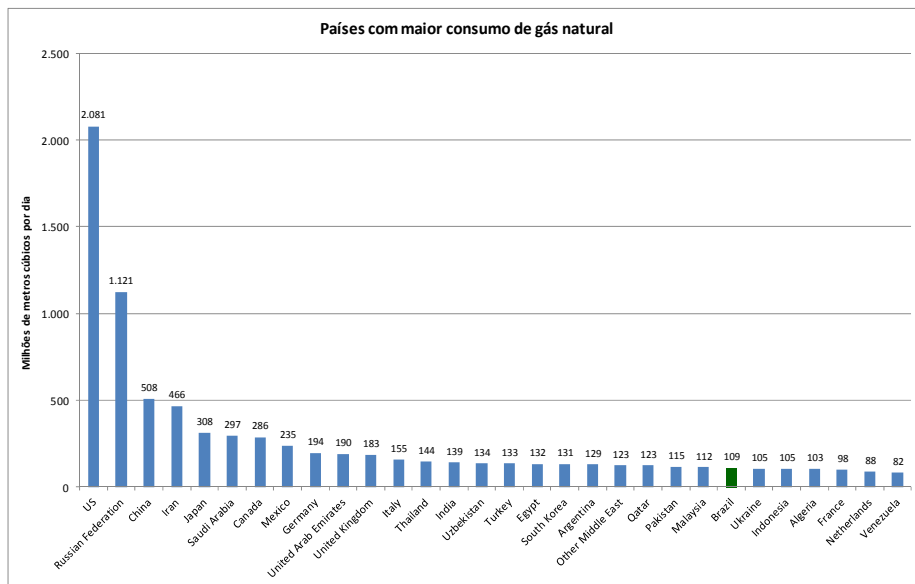
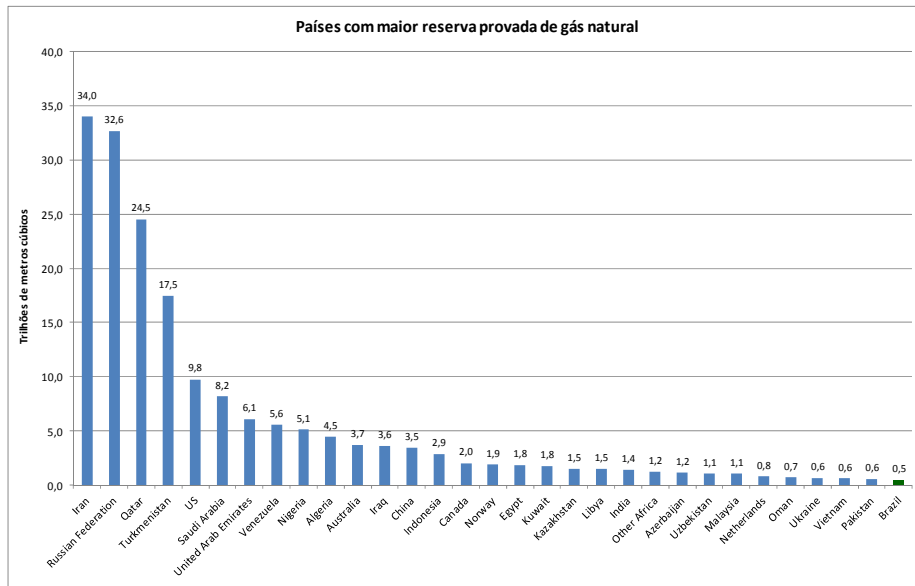
## ANEXOS

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BRASIL	Reservas R/P (anos)	244.548 20	327.673 26	322.485 24	306.395 21	347.903 24	365.688 25	364.236 21	366.491 22	423.012 23	459.399 23	459.178 21	458.093 21	483.191 22
	Terra	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572	72.365	69.710	71.232
	Mar	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827	386.812	388.382	411.959
	Gás Associado	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490	330.231	345.775	380.151
	Gás Não Associado	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422	126.909	128.947	112.318	103.040
Amazonas	Total	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383
	Terra	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012	38.409	34.949	32.923	35.620
	Gás Não Associado	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866	19.046	16.867	17.599	16.762
Ceará	Total	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	458	325
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	458	325
	Gás Associado	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	458	325
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080	9.110	9.833	7.296	6.638
	Terra	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404	1.464	2.536	1.682	1.384
	Mar	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297	5.614	5.254
	Gás Associado	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701	5.250	5.917	4.430	4.583
	Gás Não Associado	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380	3.860	3.916	2.866	2.055
Alagoas	Total	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476	3.497	3.498	3.137	2.589
	Terra	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.736	2.480	2.006
	Mar	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	762	656	583
	Gás Associado	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156	1.267	1.107	1.017	657
	Gás Não Associado	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321	2.230	2.391	2.120	1.932
Sergipe	Total	4.680	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649	3.756	4.881	4.952	4.463
	Terra	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062	1.433	1.460	1.554	1.502
	Mar	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422	3.398	2.961
	Gás Associado	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665	2.841	3.781	3.941	3.587
	Gás Não Associado	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984	915	1.100	1.011	876
Bahia	Total	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517	30.552	30.287	26.420	23.566
	Terra	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356	6.844	5.997	5.912	5.595
	Mar	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290	20.507	17.971
	Gás Associado	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546	4.435	6.963	6.144	5.954
	Gás Não Associado	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972	26.117	23.324	20.275	17.611
Espírito Santo	Total	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611	44.344	43.125	43.431	56.354
	Terra	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587	713	535	568	593
	Mar	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590	42.863	55.762
	Gás Associado	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603	36.268	32.532	34.011	48.022
	Gás Não Associado	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008	8.075	10.593	9.420	8.332
Rio de Janeiro	Total	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685
	Gás Associado	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829	227.858	226.720	244.955	263.271
	Gás Não Associado	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677	22.126	19.719	12.238	11.413
São Paulo	Total	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418
	Gás Associado	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293	14.491	16.584	16.608	18.131
	Gás Não Associado	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080	44.391	43.752	39.798	36.288
Paraná	Total	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039	1.062	1.062	1.058	0
	Terra	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0	0	0
	Mar	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062	1.058	0
	Gás Associado	34	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062	1058	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0	0	0
Santa Catarina	Total	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	230	0
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	230	0
	Gás Associado	0	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	230	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Maranhão	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770

Fonte: ANP, fevereiro de 2015

# ANEXOS

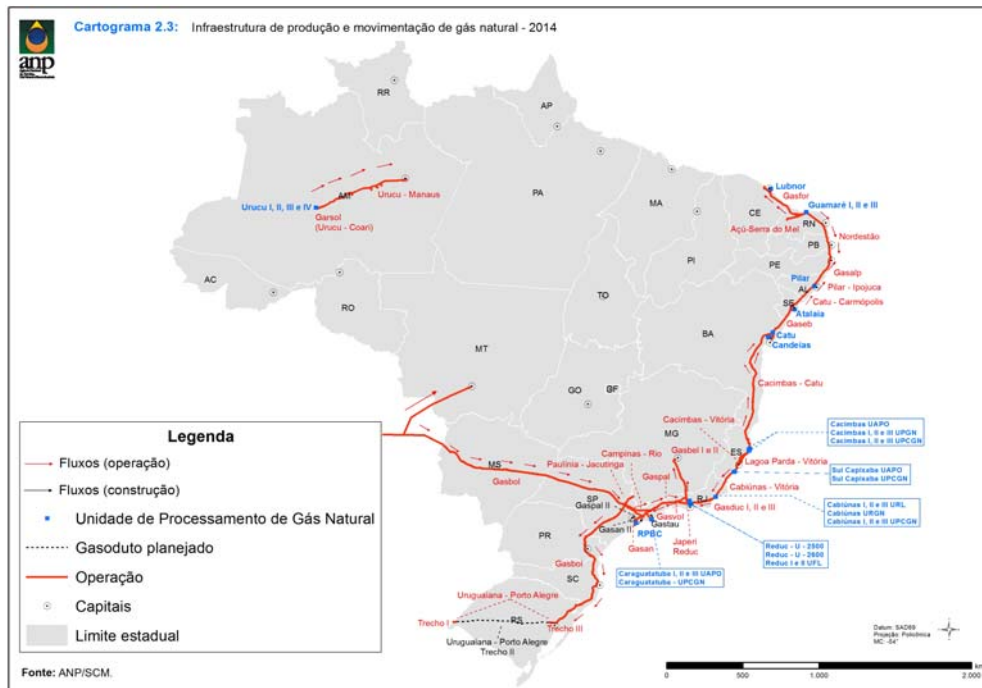
## Países com maiores reservas, produção e consumo de gás natural



O BP Statistical Review não contabiliza na produção total os volumes de queima e reinjeção.

# ANEXOS

## Movimentação de Gás Natural no Brasil - 2014



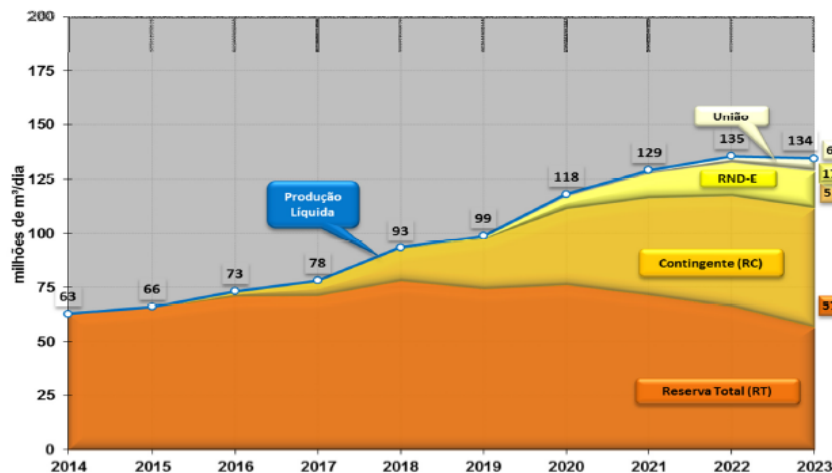
## Previsões de Produção Potencial e Produção Líquida Potencial de Gás Natural

O gráfico ao lado apresenta estimativa de produção potencial nacional até o ano de 2023, data em que poderá ser atingida produção de 206 milhões de m<sup>3</sup>/d.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (EPE).



Fonte: EPE



Fonte: EPE

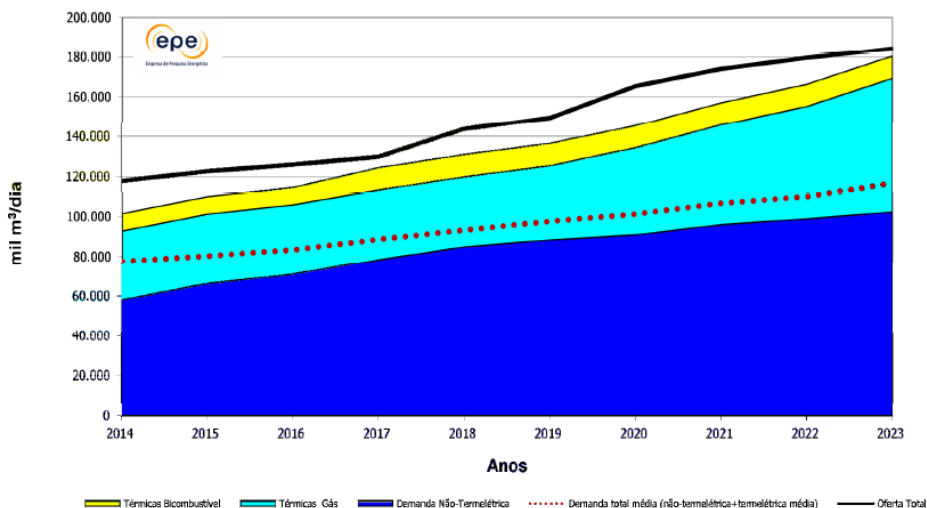
O Gráfico ao lado apresenta estimativa de produção potencial líquida nacional (produção potencial descontados os volumes de queima e perda, reinjeção e consumo de gás natural nas atividades de E&P) até o ano de 2023, data em que poderá ser atingida produção líquida de 134 milhões de m<sup>3</sup>/d.

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (EPE).

# ANEXOS

## Previsão de Demanda e Oferta de Gás Natural

O gráfico abaixo apresenta balanço entre oferta e demanda potenciais de gás natural, no período entre 2014 e 2023, na malha interligada. Ressalta-se que a oferta leva em consideração a oferta potencial de gás natural nacional, bem como a capacidade máxima de regaseificação dos terminais existentes (41 milhões de m³/d) e de importação de gás natural boliviano (30,08 milhões de m³/d).



Nota: O despacho médio térmelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as bicomcombustíveis.  
 Fonte: EPE

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (EPE).

## Previsão de Preços futuros de Gás Natural e GNL

A tabela abaixo apresenta previsão de preços futuros de gás natural e de GNL que constam no Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.

Ano	Henry Hub (AEO 2013)	NPB projetado	Catar	Nigéria	Trinidad e Tobago	Internação Brasil		
						Catar	Nigéria	Trinidad e Tobago
US\$ de maio de 2013 / MMBtu								
2014	3,78	15,06	11,17	10,73	11,80	14,76	13,40	14,56
2015	3,78	14,66	10,77	10,33	11,40	14,36	13,00	14,16
2016	4,18	14,20	10,31	9,87	10,94	13,90	12,54	13,70
2017	4,44	13,69	9,80	9,36	10,43	13,39	12,03	13,19
2018	4,85	13,13	9,24	8,80	9,87	12,83	11,47	12,63
2019	4,70	12,85	8,96	8,52	9,59	12,55	11,19	12,35
2020	4,42	12,87	8,98	8,54	9,61	12,57	11,21	12,37
2021	4,71	13,01	9,12	8,68	9,75	12,71	11,35	12,51
2022	4,87	13,08	9,19	8,75	9,82	12,78	11,42	12,58
2023	5,01	13,15	9,26	8,82	9,89	12,85	11,49	12,65

Nota: Os preços do gás natural no Henry Hub foram ajustados para base maio de 2013 a partir de EIA (2014).  
 Fonte: Para projeção de preços Henry Hub, EIA (2014); Demais projeções, elaboração própria EPE, a partir de dados de Platts (2014), EIA (2014) e NERA (2012).

## ANEXOS

## Tarifas de Transporte de Gás Natural

Atendendo ao disposto no § 1º do Art. 46 do Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010, a ANP publicou o valor das tarifas de transporte vigentes, assim como as informações de consideradas públicas contidas nos instrumentos contratuais celebrados entre transportadores e carregadores. A tabela a seguir apresenta extrato das informações, sendo o teor integral disponível no seguinte link:

Contratado	Contrato	Tipo de serviço contratado	Gasodutos	Vigência do Contrato		Vigência da tarifa		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m3/dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu)	Critério de Reajuste
				Data de Início da Prestação do Serviço:	Prazo de Vigência do Contrato:	Data de Início	Data de Fim			
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Sudeste	Firme	Campinas-Rio; REDUC-Volta Redonda (GASVOL); Volta Redonda-RECAP (GASPAL); RECAP-RPBC (GASAN); REDUC-REGAP (GASBEL); RECAB-REDUC (GASDUC II); RAMAL ANEL DE GÁS RESIDUAL	1º de janeiro de 2006	20 anos	01/01/2010	31/12/2010	41,34	1,18287	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, em conformidade com o item 11.5 do Contrato de Serviço de Transporte.
Consórcio Malhas Sudeste Nordeste	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Nordeste	Firme	Atalaia-Itaporanga, Candeias-Aratur, Candeias-Camaçari, Candeias-Dow, Carmópolis-Pilar, Catu-Camaçari (14"), Catu-Camaçari (18"), Catu-Carmópolis, Dow-Aratur-Camaçari, Guamaré-Cabo (NORDESTE), Guamaré-Pecém (GASFOR), Loop-Nordestão, Pilar-Cabo (GASALP), Sergipe-Bahia (GASEB), Ramal Termoçu, Ramal Aracati, Ramal Fafen II, Ramal TermoFortaleza, Ramal TermoFortaleza II, Ramal Termopernambuco, Ramal Santa Rita-São Miguel de Taipu	1º de janeiro de 2006	20 anos	01/01/2010	31/12/2010	20,14	2,38775	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, em conformidade com o item 11.5 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. - TBG	Contrato de transporte de Gás TCO Brasil	Firme	Bolívia-Brasil	15/12/1998 (data de início para contagem do prazo)	31/12/2019	01/01/2010	31/12/2010	18,08	2,0499	Tarifa de Capacidade: - Valor no ano-base 1996 = 1,14 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Reajustada anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertida para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil em vigor. Tarifa de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. - TBG	Contrato de transporte de Gás TCO Brasil	Firme	Bolívia-Brasil	05/09/2001 (data de início para contagem do prazo)	04/09/2041	01/01/2010	31/12/2010	6	0,0063	Tarifa de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Convertida para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. - TBG	Contrato de transporte de Gás TCX Brasil	Firme	Bolívia-Brasil	01/01/2003 (data de início para contagem do prazo)	31/12/2021	01/01/2010	31/12/2010	6	Mato Grosso do Sul - 1,9298 São Paulo - 2,1036	Tarifas de Capacidade : - Matogrosso do Sul: valor no ano-base 1996 = 1,073 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - São Paulo: valor no ano-base 1996 = 1,17 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Reajustadas anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertida para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil em vigor. Tarifas de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil de 1996; - Reajustada anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI.
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A. - TBG	Contrato de serviço de transporte firme de gás - CPAC 2007	Firme	Bolívia-Brasil	01/10/2010 (data de início para contagem do prazo)	30/09/2030	01/01/2010	31/12/2010	5,20	0,7347	Encargo de capacidade, entrada e saída no ano base 2008, líquidas de impostos: Encargo de Capacidade = 0,3429 US\$/MMBtu Encargo de Entrada = 0,0324 US\$/MMBtu Encargo de Saída = 0,0394 US\$/MMBtu - Reajustados anualmente através da aplicação de um escalonador igual a 0,5% a.a.; - Convertidos para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil em vigor. Encargo de Movimentação: - Valor no ano-base 2008 = 0,0119 R\$/MMBtu; - Reajustado anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI; - Conversão para R\$ pela média das taxas de câmbio de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do dia 12/11/2007 (US\$ 1,00 = R\$ 1,7736).
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural - GASDUC III	Firme	GASDUC III	12/11/2010	20 anos	12/01/2010	31/12/2010	40,00	0,91	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.
adora Associada	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural - Paulínia Jacutinga	Firme	Paulínia-Jacutinga	15/01/2010	20 anos	15/01/2010	31/12/2010	Até nov/2011 - 1,25 Após nov/2011 - 5,0	1,06	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.

Continua...



## ANEXOS

## Tarifas de Transporte de Gás Natural (continuação)

Contratado	Contrato	Tipo de serviço contratado	Gasodutos	Vigência do Contrato		Vigência da tarifa		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m³/dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBtu)	Critério de Reajuste
				Data de Início da Prestação do Serviço:	Prazo de Vigência do Contrato:	Data de Início	Data de Fim			
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – NOVO SISTEMA DE TRANSPORTE	Firme	Japeri-Reduc, GASAN II, GASPAL II e GASBEL II	01/12/2009	20 anos	01/12/2009	31/12/2010	25,3 – Japeri-Reduc 7,1 – GASAN II 12,0 – GASPAL II 5,0 – GASBEL II até 2016 6,3 – GASBEL II de 2016 a 2022 7,0 – GASBEL II após 2022	1,30	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Uruçu-Manaus	Firme	Uruçu-Coari e Coari-Manaus	01/12/2010	20 anos	01/12/2010	31/12/2011	6,096 - 2012 6,286 - 2013 a 2019 6,695 - a partir de 2020	13,17	As tarifas são reajustadas a partir de janeiro de 2012, em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação média entre IPCA e IGP-M conforme o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte.
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Sistema GASENE	Firme	Cabiúnas-Vitória e Cacimbas-Vitória (Trecho Sul do Sistema GASENE de Transporte)	10 de novembro de 2008	25 anos	01/12/2010	30/11/2011	20,00	2,17	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do PPIIndustry e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
Transportadora Associada de Gás S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural – Sistema GASENE	Firme	Cacimbas-Catu (Trecho Norte do Sistema GASENE de Transporte)	10 de novembro de 2008	25 anos	01/12/2010	30/11/2011	10,50	3,16	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do PPIIndustry e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
Transportadora Gasene S.A.	Contrato de Serviço de Transporte Firme de Gás Natural por Redespacho	Firme por Redespacho	Cabiúnas-Vitória (Trecho Sul) e Cacimbas-Catu (Trecho Norte)	10 de novembro de 2008	17 anos	01/12/2010	30/11/2011	10,50	1,88	As Tarifas de Serviço de Transporte são reajustadas em 1º de dezembro de cada ano, em conformidade com o item 8.3 do Contrato de Serviço de Transporte, considerando: (i) a média de variação do IGP-DI, IPA-DI e IGP-M; (ii) a variação do PPIIndustry e (iii) a média das cotações de compra e venda do dólar norte-americano (PTAX-800) dia 11 de novembro de cada ano (ou do primeiro dia útil subsequente).
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB	Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS	Firme	Trecho 1 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	01/06/2000	01/06/2000 a 01/12/2019	01/01/2011	31/12/2011	2,80	0,02	A Tarifa de Serviço de Transporte será reajustada em 1º de janeiro de cada ano, considerando: (i) a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores (item 7.3 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS); e (ii) a variação cambial, nas hipóteses em que a diferença da variação acumulada do IGP-M em relação à cotação do dólar norte-americano em face da moeda nacional que superar os 5%, em termos absolutos, sendo a Tarifa de Transporte reajustada em percentual equivalente a esta diferença (item 7.4 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS).
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB	Termos Aditivos nos 1 e 2 ao Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS	Firme	Trecho 3 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	05/07/2000	05/07/2000 a 04/01/2005	05/01/2005	31/12/2005	0,28	0,32	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 7.3 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS.
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A.	Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS (3º Trecho)	Firme	Trecho 3 do Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	01/01/2006	01/01/2006 a 30/06/2011	01/01/2011	30/06/2011	0,31	0,74	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro de cada ano, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, de acordo com o item 11.4 do Contrato de Transporte de Gás Natural celebrado entre TSB e a SULGÁS (3º Trecho).
Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.	Contrato de Transporte de Gás Natural	Firme	Gasoduto Lateral-Cuiabá	15/07/2001	25 anos	04/05/2010	00/01/1900	0,00	1,09	Tarifa de Serviço de Transporte reajustada anualmente pelo CPI-U (Índice de Preço ao Consumidor Urbano calculado pelo departamento de estatística do governo americano) tendo como reajuste mínimo anual a taxa de 0,5% ao ano.
Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.	Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS	Interruptível	Gasoduto Lateral-Cuiabá	05/12/2008	5/12/2008 até 31/03/2009	05/12/2008	31/03/2009	0,04	1,51	A Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível será mantida fixa em Reais, estando a MTGÁS responsável por arcar com o custo decorrente do aumento, criação e/ou exigibilidade de quaisquer tributos ou quaisquer gravames que sejam devidos em decorrência, direta ou indiretamente, do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, sejam incidentes no transporte de gás natural no Brasil, incluindo, mas não se limitando, ao ICMS, PIS e COFINS incidentes no Brasil (item 16.5 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS).
Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda.	Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS	Interruptível	Gasoduto Lateral-Cuiabá	21/12/2009	21/12/2009 até 31/03/2011	21/12/2009	31/03/2011	0,02	1,06	A Tarifa de Serviço de Transporte Interruptível será mantida fixa em Reais, estando a MTGÁS responsável por arcar com o custo decorrente do aumento, criação e/ou exigibilidade de quaisquer tributos ou quaisquer gravames que sejam devidos em decorrência, direta ou indiretamente, do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural, sejam incidentes no transporte de gás natural no Brasil, incluindo, mas não se limitando, ao ICMS, PIS e COFINS incidentes no Brasil (item 15.5 do Contrato de Serviço de Transporte Interruptível de Gás Natural celebrado entre a Gás Ocidente do Mato Grosso Ltda. e a MTGÁS).

Fonte: ANP