

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

DESTAQUES

- ⇒ **Produção de gás natural:** Produção em setembro cai quase 2% em relação ao mês de agosto. Principais campos responsáveis pela queda são Peroá, no Espírito Santo, e Piranema, em Sergipe. (pag. 04)
Neste Boletim, detalhes sobre a infraestrutura na Bacia de Campos – Parte 1 (pag. 04)
- ⇒ **Queima de gás natural:** Queima de gás natural volta a subir em setembro em razão da retomada de Teste de Longa Duração (TLD) em poço do campo de Jubarte e também do comissionamento na plataforma P-56 (pag. 05)
- ⇒ **Consumo de gás natural:** Ligeira queda no consumo em setembro – aproximadamente 1% – distribuída por vários segmentos (pags. 08 a 11)
- ⇒ **Seminário sobre a Lei do Gás e o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT)**
No dia 29 de novembro, o MME organizou e sediou seminário no qual foram discutidos os avanços e desafios da nova Lei do Gás e a metodologia de elaboração dos estudos de planejamento do setor que subsidiarão o PEMAT. Gostaríamos de agradecer aos mais de 200 participantes dos mais diversos segmentos da indústria do gás natural que nos honraram com a sua presença e de informar que o material utilizado nas apresentações se encontra disponível no endereço <http://www.mme.gov.br/spg>.

Feliz Natal a todos.

SUMÁRIO

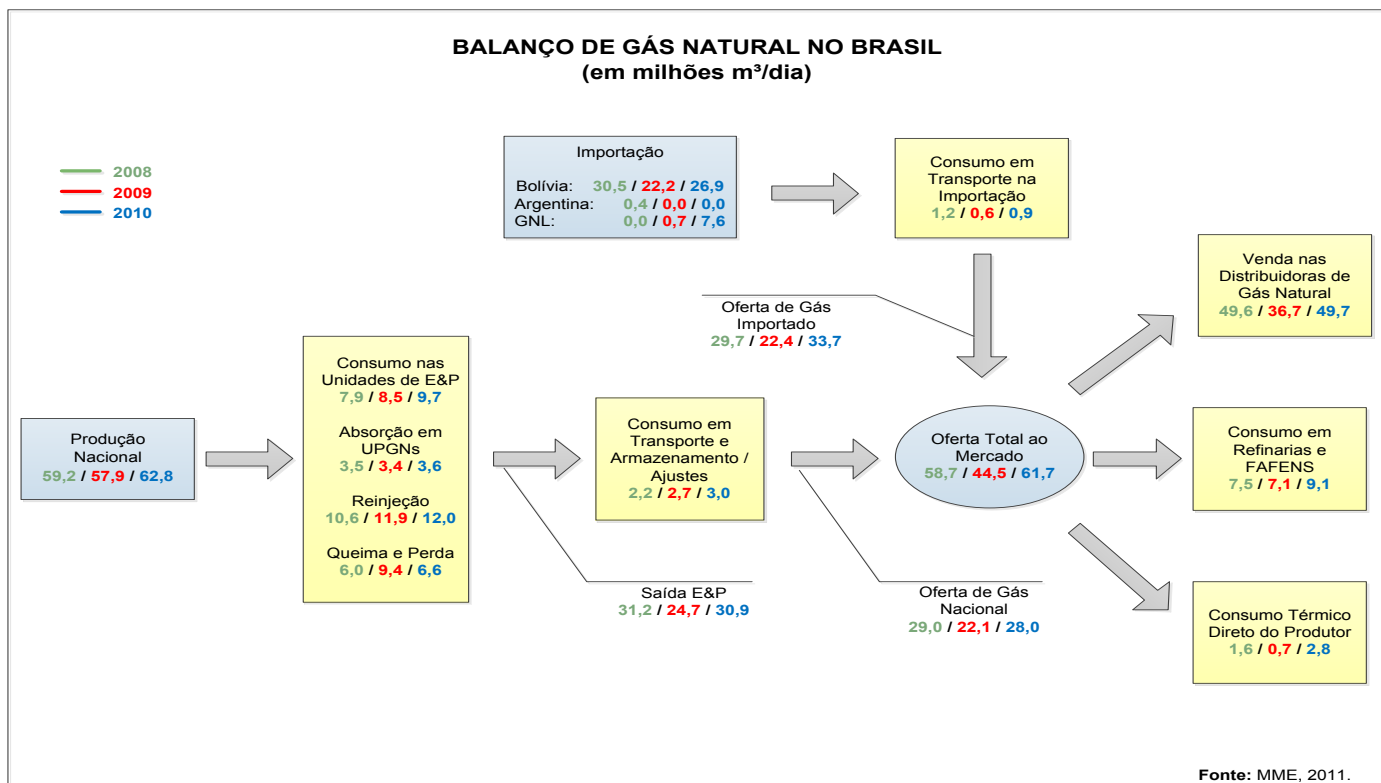
<i>Balanco de Gás Natural no Brasil.....</i>	2
<i>Produção Nacional e Queima de Gás Natural.....</i>	3
<i>Importação de Gás Natural.....</i>	6
<i>Oferta Interna Disponibilizada</i>	7
<i>Consumo de Gás Natural.....</i>	8
<i>Geração Termelétrica a Gás Natural.....</i>	10
<i>Preços e Competitividade.....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

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

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

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS, outubro de 2011

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



Equipe do Departamento de Gás Natural:

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

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

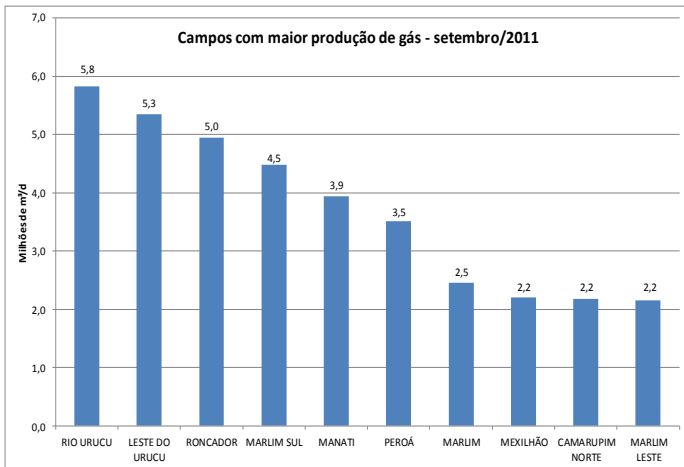
PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)		Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra		17,22	17,19	16,56	16,51	16,69	16,79	16,41	16,86	17,25	17,23	16,98	16,90	17,00				16,90
Mar		32,51	41,97	41,35	46,33	49,57	46,04	45,02	45,68	49,42	50,04	49,90	49,62	48,26				48,17
Gás Associado		37,02	39,77	46,50	47,12	50,01	48,75	47,67	49,02	50,48	51,32	50,16	50,35	49,92				49,74
Gás Não Associado		12,72	19,39	11,41	15,72	16,24	14,06	13,76	13,53	16,19	15,95	16,72	16,17	15,34				15,33
TOTAL		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26				65,07

UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
AM	Subtotal	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80	11,57	11,78				11,40
	Terra	9,72	10,23	10,36	10,57	10,84	11,19	10,75	11,36	11,49	11,82	11,80	11,57	11,78				11,40
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Gás Associado	9,66	10,13	10,20	10,43	10,72	11,09	10,65	11,26	11,41	11,71	11,72	11,52	11,71				11,31
	Gás Não Associado	0,07	0,09	0,16	0,14	0,13	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,07	0,06	0,07				0,09
CE	Subtotal	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,09				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	0,00				0,00
	Mar	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09				0,08
	Gás Associado	0,21	0,18	0,15	0,12	0,05	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,09				0,08
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
RN	Subtotal	2,96	2,54	2,09	1,89	1,87	1,89	1,85	1,92	1,83	1,83	1,86	1,82	1,74				1,84
	Terra	0,86	0,87	0,75	0,74	0,82	0,84	0,82	0,77	0,72	0,68	0,69	0,74	0,73				0,76
	Mar	2,10	1,67	1,34	1,15	1,05	1,05	1,03	1,15	1,11	1,16	1,16	1,08	1,01				1,09
	Gás Associado	1,62	1,48	1,42	1,24	1,48	1,27	1,32	1,31	1,24	1,28	1,31	1,30	1,25				1,31
	Gás Não Associado	1,34	1,06	0,67	0,65	0,39	0,62	0,53	0,61	0,59	0,56	0,55	0,52	0,49				0,54
AL	Subtotal	2,48	2,23	2,03	1,84	1,64	1,44	1,44	1,55	1,62	1,56	1,46	1,52	1,53				1,53
	Terra	2,10	1,88	1,69	1,55	1,35	1,15	1,17	1,28	1,32	1,27	1,21	1,24	1,25				1,25
	Mar	0,39	0,35	0,34	0,30	0,29	0,30	0,27	0,27	0,29	0,29	0,25	0,28	0,28				0,28
	Gás Associado	0,60	0,60	0,87	0,68	0,59	0,50	0,56	0,66	0,57	0,54	0,52	0,56	0,57				0,56
	Gás Não Associado	1,89	1,63	1,16	1,17	1,04	0,94	0,88	0,89	1,05	1,02	0,94	0,96	0,95				0,96
SE	Subtotal	1,50	2,35	2,62	3,02	3,39	3,52	2,99	3,15	3,39	3,13	2,98	3,19	2,33				3,12
	Terra	0,26	0,25	0,25	0,27	0,27	0,30	0,30	0,27	0,27	0,26	0,26	0,29	0,28				0,28
	Mar	1,24	2,10	2,37	2,76	3,13	3,23	2,69	2,88	3,12	2,87	2,72	2,89	2,04				2,84
	Gás Associado	0,80	1,61	2,24	2,61	3,00	3,13	2,68	2,80	2,99	2,75	2,58	2,81	1,94				2,74
	Gás Não Associado	0,70	0,73	0,38	0,41	0,39	0,39	0,31	0,36	0,40	0,38	0,39	0,38	0,38				0,38
BA	Subtotal	7,24	9,22	8,37	9,31	8,08	7,80	5,70	5,28	7,00	7,11	7,46	6,86	6,73				6,89
	Terra	4,06	3,52	3,21	3,12	3,08	3,00	3,07	2,88	3,14	2,95	2,86	2,88	2,79				2,96
	Mar	3,18	5,70	5,16	6,19	5,00	4,80	2,64	2,40	3,86	4,16	4,60	3,97	3,94				3,93
	Gás Associado	1,31	1,35	1,72	1,63	1,72	1,68	1,72	1,61	1,66	1,53	1,46	1,50	1,45				1,59
	Gás Não Associado	5,93	7,87	6,64	7,68	6,35	6,12	3,98	3,67	5,33	5,58	5,99	5,35	5,29				5,30
ES	Subtotal	2,64	7,68	2,94	7,39	11,81	9,62	11,82	11,33	12,41	12,75	12,92	12,73	12,04				11,94
	Terra	0,23	0,44	0,30	0,27	0,34	0,31	0,30	0,31	0,31	0,26	0,16	0,17	0,17				0,26
	Mar	2,41	7,24	2,64	7,12	11,47	9,31	11,51	11,02	12,10	12,49	12,76	12,56	11,87				11,68
	Gás Associado	1,65	1,20	1,18	2,63	5,63	5,31	5,14	5,08	5,13	5,70	5,41	5,34	5,39				5,35
	Gás Não Associado	0,99	6,48	1,76	4,76	6,18	4,31	6,68	6,25	7,28	7,05	7,52	7,39	6,65				6,59
RJ	Subtotal	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,39	25,27				25,44
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Mar	21,99	24,00	28,76	27,77	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,39	25,27				25,44
	Gás Associado	21,07	23,14	28,71	27,68	26,15	25,15	25,39	25,73	25,46	25,54	24,88	25,31	25,18				25,42
	Gás Não Associado	0,92	0,86	0,05	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,09				0,02
SP	Subtotal	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44	3,35	3,76				2,83
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Mar	0,89	0,66	0,60	0,93	2,43	2,13	1,42	2,14	3,39	3,44	3,44	3,35	3,76				2,83
	Gás Associado	0,00	0,00	0,00	0,10	0,67	0,54	0,14	0,49	1,93	2,18	2,19	1,92	2,35				1,38
	Gás Não Associado	0,89	0,66	0,60	0,83	1,76	1,59	1,28	1,66	1,46	1,26	1,25	1,44	1,41				1,46
PR	Subtotal	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Mar	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Gás Associado	0,09	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Total Brasil		49,73	59,16	57,91	62,84	66,26	62,83	61,44	62,54	66,67	67,27	66,88	66,52	65,26				65,07

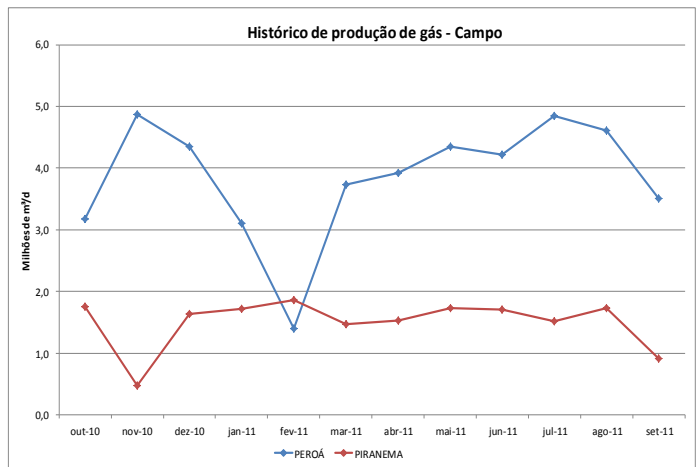
Fonte: ANP, outubro de 2011

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO

Em relação ao mês de agosto, a produção nacional de gás natural apresentou redução de 1,26 milhões de m³/dia, tendo os Estados do Espírito Santo e Sergipe maior influência no decréscimo.



Os campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 56,7% da produção nacional.



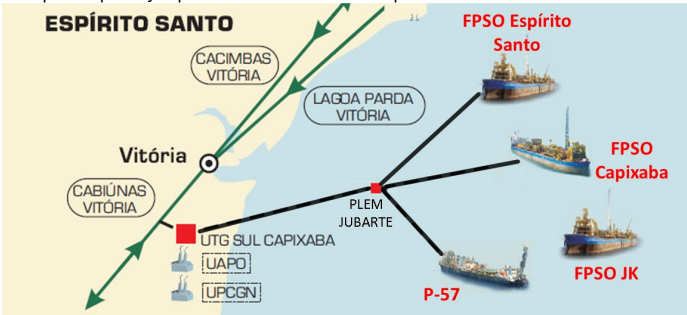
Os campos de maior influência na redução da produção nacional foram Peroá (localizado no Estado do Espírito Santo) e Piranema (localizado no Estado de Sergipe). O gráfico acima apresenta histórico de produção dos referidos campos.

INFRAESTRUTURA DE PRODUÇÃO (BACIA DE CAMPOS - PARTE 1)

Nesta e nas próximas duas edições do boletim será apresentada a infraestrutura de produção da Bacia de Campos. Em função da complexa infraestrutura existente, a Bacia de Campos foi esquematicamente dividida em 3 partes, cuja primeira será apresentada nesta edição.

No mês de setembro a Bacia de Campos produziu 25,77 milhões de m³/dia, por meio de 41 campos em fase de produção e 01 área exploratória, o que representa 39,5% do total produzido no País.

A parte 1 apresenta a infraestrutura existente no norte da Bacia de Campos, cujos campos de produção pertencem ao Estado do Espírito Santo.

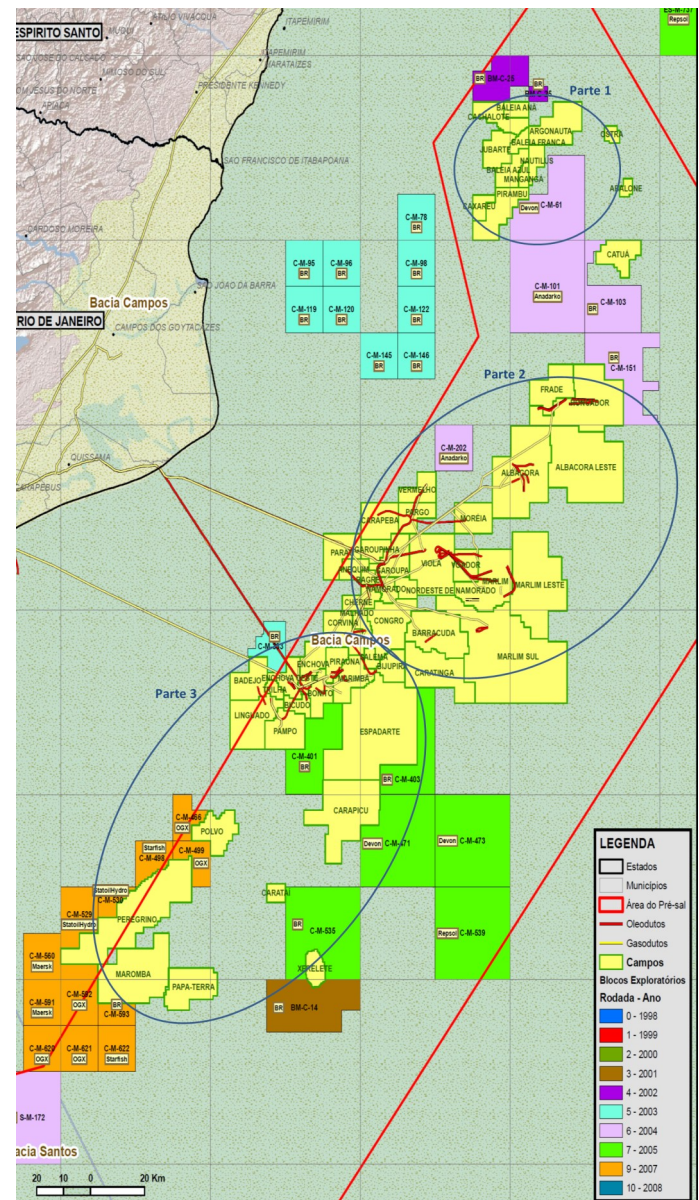


Produção		Escoamento		Processamento	Transporte
Instalação	Campos	Diâmetro (pol)	Extensão (Km)		
FPSO Espírito Santo	Ostra	Rígido = 12 (dn)	87,5	UTG Sul Capixaba	Gasoduto Cabiúnas-Vitória
	Argonalta				
FPSO Capixaba	Cachalote	Duto flexível=9,12; Duto rígido=12 (dn)	Flexível = 16,1 Rígido = 83,5		
	Baleia Franca				
P-57	Jubarte	Duto flexível=9,12; Duto rígido=12 (dn)	Flexível = 16,1 Rígido = 83,5		
P-34 (FPSO JK)					

A tabela a seguir apresenta a produção por campo e por plataforma, além da queima de gás por plataforma e o percentual da produção que foi queimada.

BACIA DE CAMPOS - Parte 1						
Campos / Áreas	Prod. set/2011 (Mm³/d)	Plataformas	Prod. set/2011 (Mm³/d)	Queima de gás (Mm³/d)	UPGN	Capacidade (M m³/d)
Ostra	699,1	FPSO Espírito Santo	734,9	2,32 Mm³/d (0,3%)	UTG Sul Capixaba	2.500
Argonalta	35,8					
Cachalote	850,1	FPSO Capixaba	1.868,1	59,72 Mm³/d (3,2%)		
Baleia Franca	234,3					
Jubarte	1.711,4	P-57	578,2	22,26 Mm³/d (3,8%)		
		P-34 (FPSO JK)	349,4	291,79 Mm³/d (83,5%)		
SOMA	3.530,6	-	3.530,6	376,1 (10,6%)		

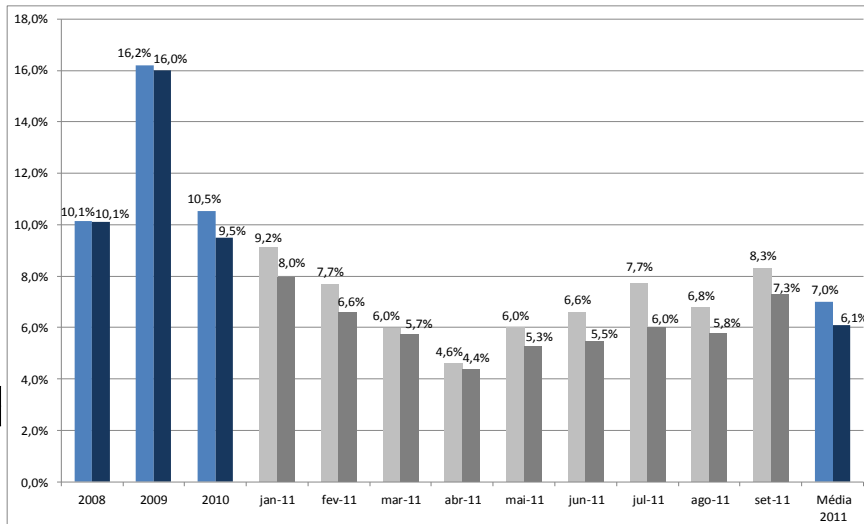
Fonte: Superintendência de Desenvolvimento de Produção ANP, outubro de 2011.



QUEIMA DE GÁS NATURAL

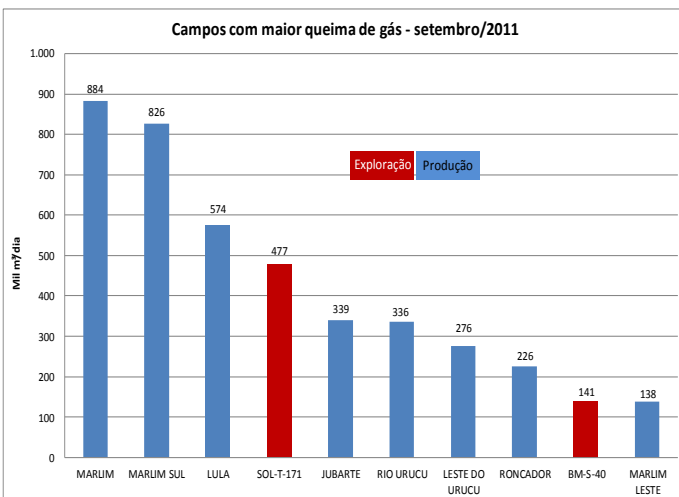
QUEIMA EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO

■ Fases de exploração e produção
■ Somente fase de produção

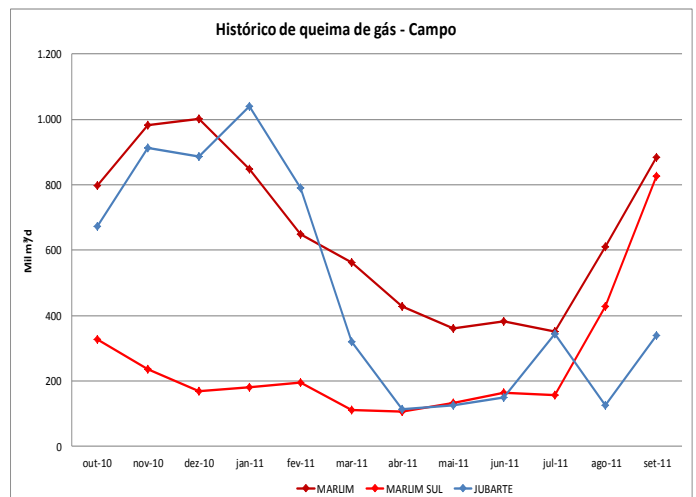


Em relação ao mês de agosto, a queima de gás natural aumentou 0,91 milhão de m³/dia, sendo o Rio de Janeiro o Estado de maior influência. Ressalta-se que o volume queimado no mês de setembro foi o segundo maior do ano, entretanto menor que a média do ano de 2010.

CAMPOS EM FASE DE PRODUÇÃO E ÁREAS EXPLORATÓRIAS

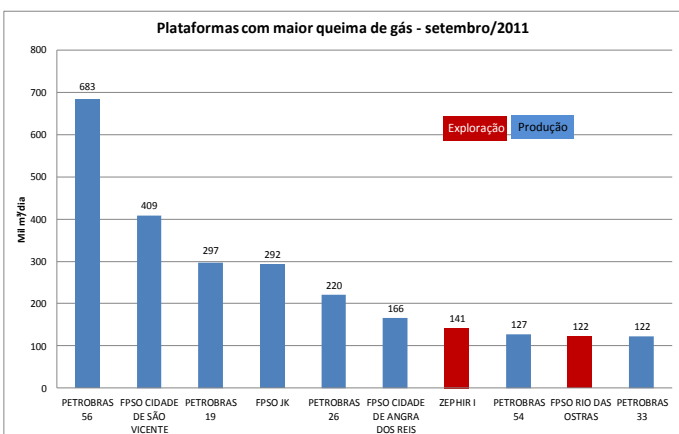


As áreas e campos citados no gráfico acima foram responsáveis por 77,5% da queima de gás no País. A maior influência no aumento da queima de gás foi dos campos de Marlim, Marlim Sul (localizados no Estado do Rio de Janeiro) e Jubarte (localizado no Espírito Santo). O gráfico ao lado apresenta histórico de queima de gás dos referidos campos.

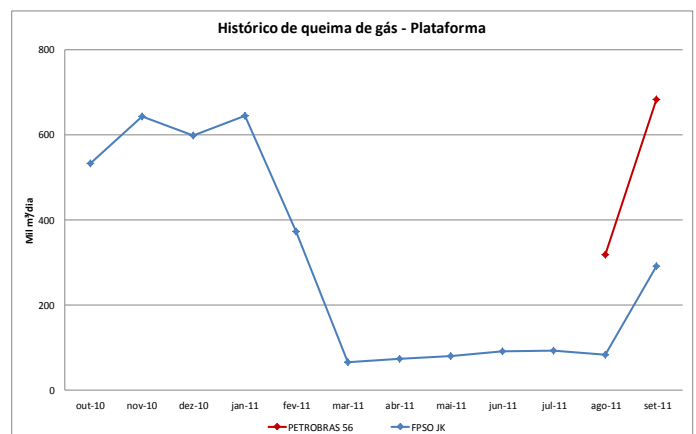


O aumento da queima de gás natural no campo de Marlim Sul deve-se ao comissionamento realizado na plataforma P-56, que entrou em operação no mês de agosto. Quanto ao campo de Jubarte o aumento da queima de gás é atribuído a retomada do TLD no poço 1-BRSA-108A-ESS. Já o aumento da queima de gás no campo de Marlim foi esparsa entre as plataformas P-19, 20, 26, 33 e 35.

PLATAFORMAS



As plataformas citadas no gráfico acima foram responsáveis por 47,4% da queima de gás no País.



As plataformas de maior influência no aumento da queima de gás foram P-56 (localizada no campo de Marlim Sul) e FPSO JK (localizado no campo de Jubarte). O gráfico acima apresenta histórico de queima de gás das referidas plataformas. Ressalta-se que a plataforma FPSO JK não possui sistema que propicie a reinjeção ou a disponibilização do gás natural ao mercado e que a redução da queima de gás verificada entre os meses de março a agosto foi devida à interrupção do TLD no poço 1-BRSA-108A-ESS.

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

IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m³/dia)			Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011											Média 2011	
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
Bolívia	TBG	Petrobras	26,90	30,52	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62				27,11
		BG	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	EPE		0,55	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Subtotal		27,84	30,54	22,20	26,91	22,86	29,50	27,94	23,51	24,08	29,58	28,77	29,11	28,62				27,11
Argentina	Sulgás (TSB)		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	
	Subtotal		0,46	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Gás Natural Liquefeito - GNL *			0,00	0,00	0,72	7,64	1,19	0,78	1,32	0,56	3,37	0,95	1,58	1,82	1,38				1,44
Terminal GNL de Pecem *			0,00	0,00	0,64	2,49	0,18	0,20	0,39	0,56	2,33	0,95	1,58	0,36	1,20				0,86
Terminal GNL da Baía de Guanabara *			0,00	0,00	0,08	5,15	1,01	0,58	0,93	0,00	1,04	0,00	0,00	1,46	0,18				0,58
TOTAL			28,30	30,92	22,92	34,55	24,05	30,28	29,26	24,07	27,45	30,54	30,35	30,93	30,00				28,55
Consumo em transporte na importação			0,95	1,23	0,58	0,89	0,58	1,10	0,99	0,67	0,68	1,14	1,07	1,18	1,09				0,94
Oferta de gás importado			27,35	29,69	22,35	33,66	23,48	29,18	28,27	23,40	26,78	29,40	29,28	29,75	28,91				27,60

Fontes: ANP e TBG, outubro de 2011

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

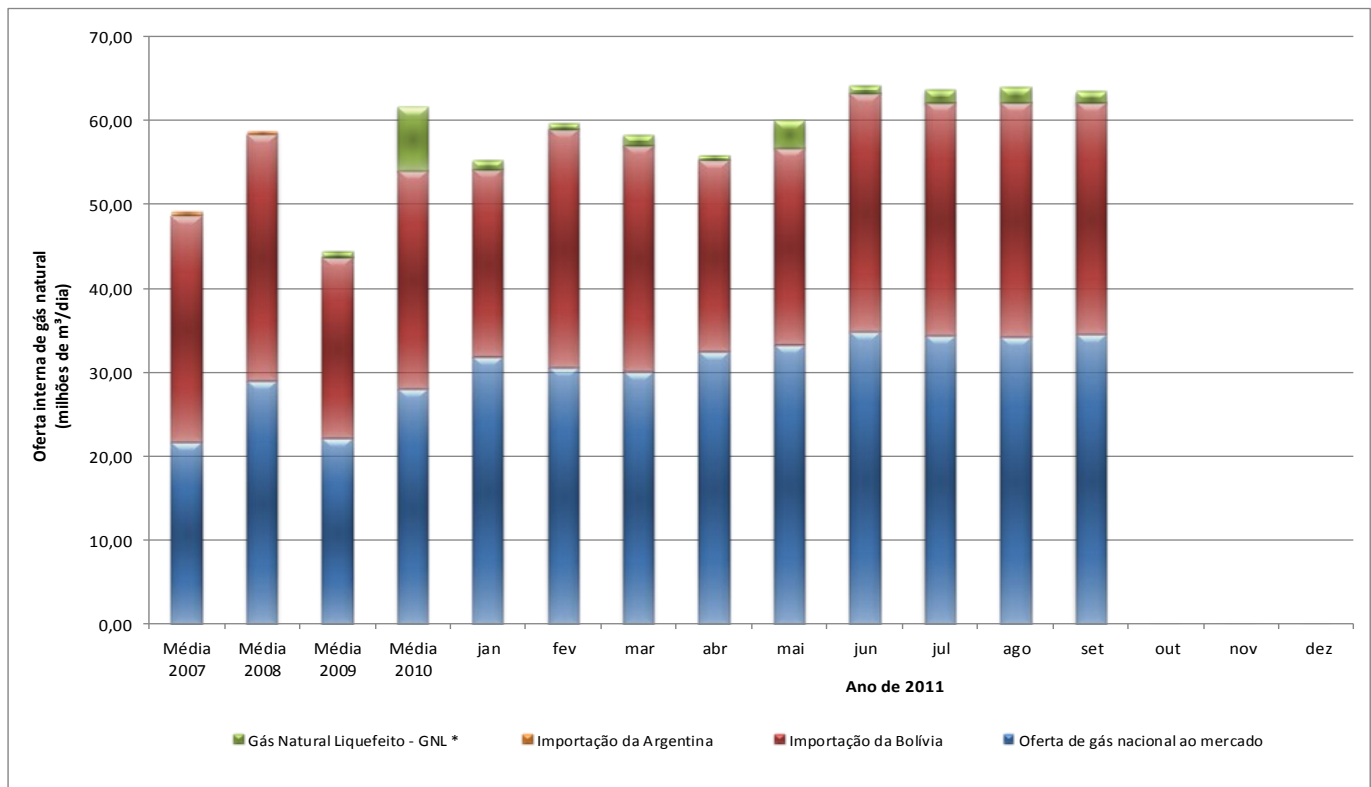
* Os valores de importação de GNL correspondem aos volumes regaseificados no mês.

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

Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217			
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606			
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
10/2011	22.181.453	38.796.703	85.080	11,06	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	199.979.734	442.957.625	971.398			

Fonte: Aliceweb - MDIC, novembro de 2011.

OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



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

COMENTÁRIOS

A oferta de gás natural em setembro oscilou negativamente cerca de 1% em relação ao mês anterior. A oferta de gás nacional subiu 0,33 milhão de m³/dia, apesar da queda na produção (- 1,26 milhão de m³/dia, influenciada predominantemente pela redução registrada entre os dias 3 e 9 de setembro na produção da Bacia do Espírito Santo), e do aumento da queima de gás (0,90 milhão de m³/dia), conforme detalhado nas páginas 3, 4 e 5. Houve queda no volume de gás reinjetado (- 0,98 milhão de m³/dia), no volume absorvido em UPGNs (- 0,11 milhão de m³/dia), no volume consumido em unidade de exploração e produção (- 0,38 milhão de m³/dia) e no volume consumido em transporte e armazenamento (- 1,02 milhão de m³/dia). Em contrapartida ao aumento da oferta líquida de gás nacional ao mercado, as importações apresentaram queda, tanto a boliviana (- 0,49 milhão de m³/dia) como a de gás natural liquefeito - GNL (- 0,44 milhão de m³/dia). Com isso, a participação do gás nacional na oferta total ao mercado subiu de 53,5% em agosto para 54,4% em setembro.

CONSUMO DE GÁS NATURAL

COMENTÁRIOS

O consumo diário de gás natural no mês de setembro atingiu média de 62,38 milhões de m³, valor 2,8% inferior à maior média registrada no ano (em junho) e 1,1% inferior à do mês anterior. Desse montante, 65,7% foram consumidos pelo segmento industrial, participação inferior à média anual para esse segmento (66,1%). O consumo termelétrico apresentou ligeira queda (- 0,19 milhão de m³/dia) em relação ao mês de agosto, mas ainda assim ficou acima da média de 2011 (+1,04 milhão de m³/dia), em função de consumo reduzido apresentado durante o período úmido. O segmento automotivo apresentou consumo de 5,46 milhões de m³/dia, o maior valor do histórico de 2011, o que representou 8,7% do consumo total no mês. Os demais segmentos representam 8,4% do consumo total de gás natural.

A média diária de consumo de gás natural em 2011 até o mês de setembro foi de 60,31 milhões, 2,63 milhões de m³ superior à média dos nove primeiros meses do ano passado. O segmento que mais contribuiu para o aumento de consumo foi o industrial, que cresceu 14,53% segundo esse critério. Também apresentaram elevação os consumos residencial (+ 9,39%), comercial (+ 8,39%) e de co-geração (+ 5,99%), mas seus volumes somados representam menos de 8% do total consumido. Por outro lado, apresentaram queda de consumo os segmentos automotivo (- 2,72%), e o de geração termelétrica (- 22,23%), esse último em decorrência dos melhores resultados registrados no volume hidrológico acumulado no decorrer de 2011, quando comparado ao histórico dos últimos anos.

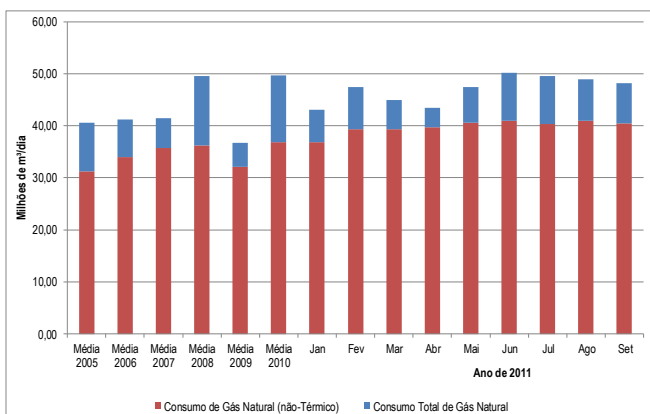
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	32,24	33,40	28,96	35,41	36,80	39,05	39,63	38,98	40,76	41,04	40,52	41,28	41,01				39,89	66,1
Automotivo	7,01	6,63	5,77	5,50	5,11	5,40	5,28	5,28	5,43	5,43	5,27	5,42	5,46				5,34	8,9
Residencial	0,66	0,72	0,74	0,79	0,63	0,59	0,69	0,86	0,86	1,05	1,07	0,90	1,04				0,86	1,4
Comercial	0,58	0,61	0,59	0,63	0,64	0,64	0,63	0,65	0,66	0,69	0,75	0,69	0,73				0,68	1,1
Geração de Energia Elétrica *	6,43	14,94	5,31	15,77	8,19	10,17	8,00	6,31	8,50	11,95	12,13	10,87	10,68				9,64	16,0
Co-geração	1,92	2,26	2,43	2,90	3,22	3,24	3,19	3,08	2,94	3,12	2,96	2,94	2,74				3,05	5,1
Matéria-prima	-	-	-	-	0,70	0,60	0,77	0,59	0,81	0,75	0,82	0,69	0,49				0,69	1,1
Outros (inclui GNC)	0,23	0,15	0,64	0,68	0,04	0,05	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21	0,29	0,24				0,17	0,3
TOTAL	49,08	58,71	44,44	61,69	55,33	59,73	58,35	55,92	60,13	64,21	63,72	63,08	62,38				60,31	100,0
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	12,99	13,50	14,51	16,20	16,34	15,20	16,38	15,03	17,03	16,11	16,15	16,38	14,20				15,87	
TOTAL GERAL	62,16	72,19	58,95	77,89	71,66	74,93	74,73	70,95	77,16	80,32	79,87	79,46	76,58				76,18	

* Inclui consumo direto do produtor

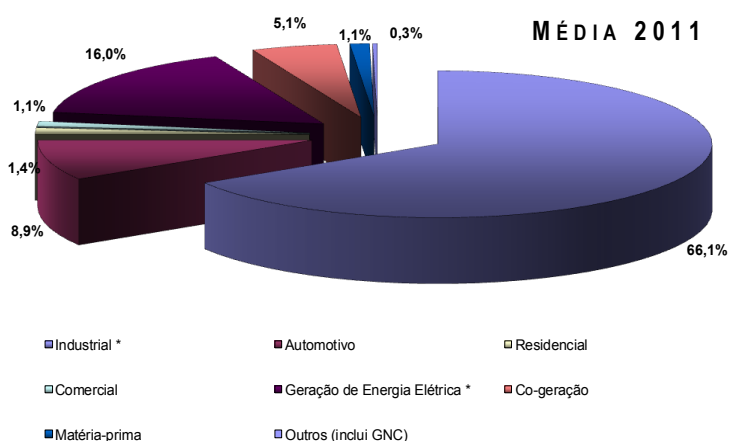
Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, outubro de 2011

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

EVOLUÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO



CONSUMO DE GÁS NATURAL



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48	0,45				0,43	0,9
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,10	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71	3,53				3,83	8,1
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,75	3,60	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94	2,99				2,96	6,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01	0,0
Ceg (RJ)	6,00	8,46	5,67	8,55	7,45	7,43	7,06	6,91	7,31	6,78	6,29	6,35	6,07				6,85	14,6
Ceg Rio (RJ)	4,33	9,14	3,76	6,09	3,71	5,11	3,38	2,25	2,60	4,67	4,59	5,04	4,58				3,99	8,5
Cegás (CE)	0,47	0,51	0,72	1,38	0,41	0,46	0,44	0,42	1,21	1,32	1,38	0,48	0,86				0,78	1,7
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,08	0,50	0,92	1,05	1,37	1,58	1,95	2,15	2,48	2,53				1,62	3,4
Comgas (SP)	13,89	14,28	11,66	13,45	12,40	14,08	13,49	13,49	13,26	13,59	13,30	13,38	13,48				13,39	28,5
Compagás (PR)	1,75	1,29	1,36	1,70	1,29	0,95	0,96	1,01	1,09	1,07	1,08	1,08	1,07				1,07	2,3
Copergás (PE)	1,07	1,15	1,29	2,34	1,59	1,24	1,67	1,04	3,11	3,05	3,13	2,37	2,09				2,14	4,6
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90	0,93				0,72	1,5
Gasmig (MG)	1,74	2,40	1,50	2,63	2,59	2,84	2,96	2,92	2,95	3,16	2,94	3,05	3,09				2,94	6,3
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,65	0,03	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01	0,0
Msgás (MS)	0,38	0,28	0,15	0,86	0,18	0,30	0,19	0,22	0,20	0,20	0,29	0,31	0,26				0,24	0,5
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36				0,35	0,7
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38				0,39	0,8
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49	1,44				1,42	3,0
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89	1,86				1,84	3,9
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28				0,26	0,6
Sulgás (RS)	1,75	1,74	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95				1,80	3,8
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,41	49,59	36,70	49,73	43,10	47,50	44,90	43,45	47,42	50,23	49,56	48,93	48,23				47,04	100,0

Fonte: Abegás, outubro de 2011

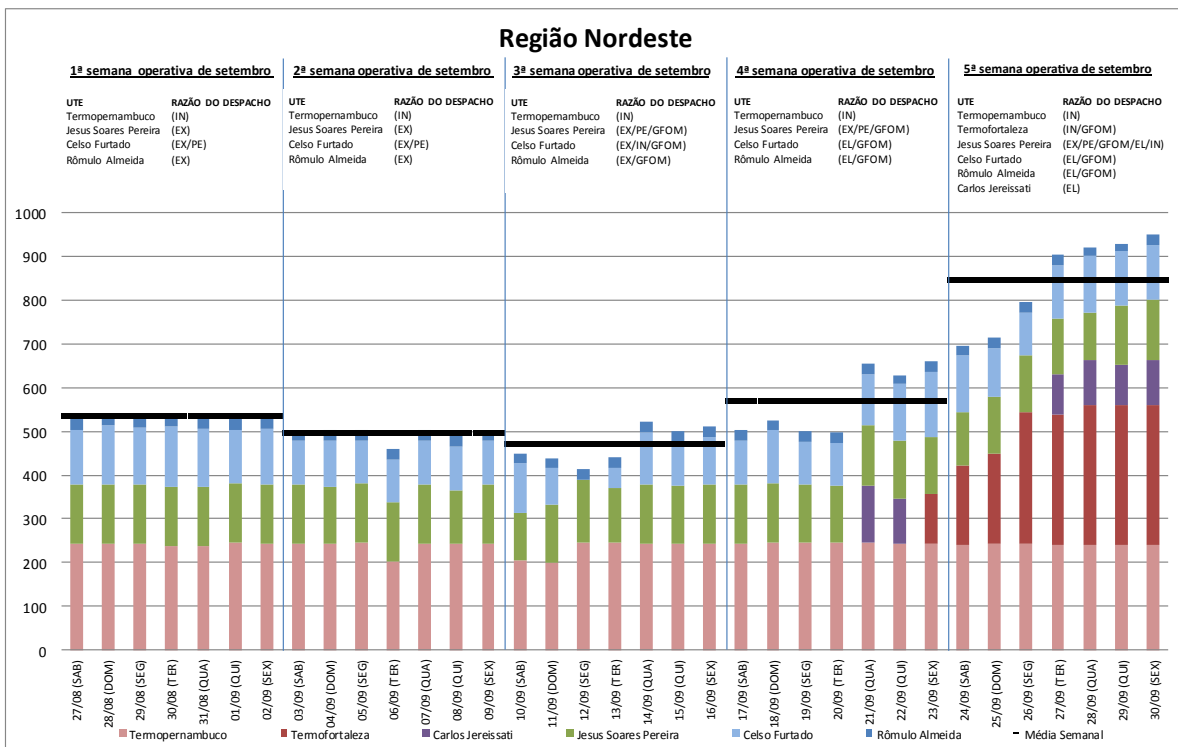
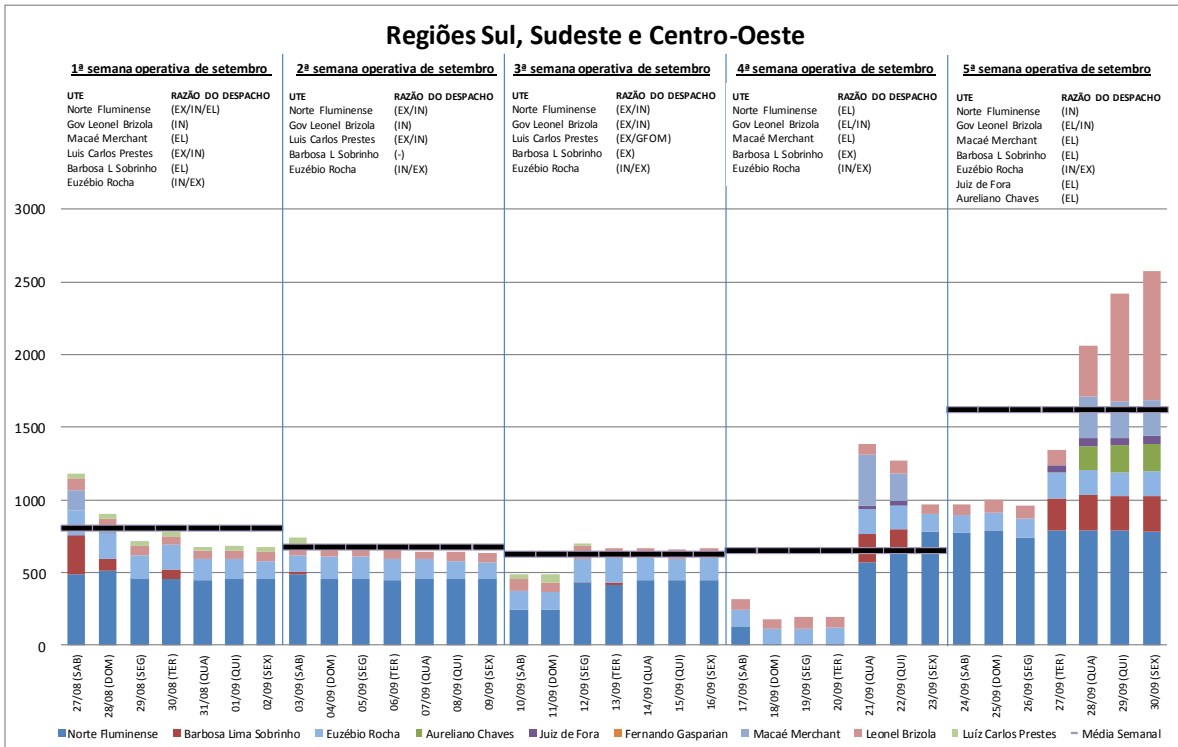
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 Média %
					Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Algás (AL)	0,50	0,50	0,45	0,47	0,42	0,31	0,47	0,39	0,43	0,43	0,47	0,48	0,45				0,43	1,1
Bahiagás (BA)	3,36	3,47	3,09	3,67	3,85	3,77	3,96	3,81	3,83	3,98	3,98	3,71	3,50				3,82	9,6
BR Distribuidora (ES)	1,22	1,84	1,34	2,14	2,71	3,08	2,61	3,11	2,89	2,99	2,75	2,94	2,99				2,90	7,3
Cebgás (DF)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01	0,0
Ceg (RJ)	5,06	4,92	4,27	4,84	4,60	4,97	4,84	4,88	5,03	4,92	4,74	4,90	4,90				4,86	12,2
Ceg Rio (RJ)	2,38	2,32	2,08	2,25	2,04	2,22	2,16	2,15	2,47	2,30	2,18	2,28	2,07				2,21	5,5
Cegás (CE)	0,46	0,46	0,42	0,43	0,41	0,46	0,44	0,42	0,46	0,47	0,47	0,48	0,49				0,46	1,1
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,0
Comgas (SP)	13,67	13,37	11,61	12,61	12,25	13,17	13,23	13,30	13,25	13,58	13,28	13,38	13,48				13,21	33,2
Compagás (PR)	0,85	0,87	0,81	0,96	0,79	0,95	0,96	1,01	1,08	1,07	1,08	1,08	1,07				1,01	2,5
Copergás (PE)	1,02	0,99	0,89	0,98	0,97	1,00	0,95	0,97	1,00	1,02	1,04	1,04	1,02				1,00	2,5
Gas Brasileiro (SP)	0,43	0,48	0,53	0,65	0,54	0,54	0,60	0,58	0,69	0,83	0,88	0,90	0,93				0,72	1,8
Gasmig (MG)	1,53	1,62	1,26	1,86	2,59	2,75	2,89	2,92	2,95	2,93	2,79	3,05	2,94				2,87	7,2
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,0
Mtgás (MT)	0,02	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01	0,0
Msgás (MS)	0,04	0,04	0,15	0,21	0,18	0,20	0,19	0,19	0,19	0,20	0,29	0,31	0,26				0,22	0,6
Pbgás (PB)	0,36	0,38	0,36	0,37	0,32	0,37	0,35	0,34	0,34	0,35	0,34	0,35	0,36				0,35	0,9
Potigás (RN)	0,40	0,40	0,37	0,39	0,34	0,41	0,40	0,40	0,41	0,41	0,40	0,38	0,38				0,39	1,0
Gás Natural Fenosa (SP)	1,27	1,36	1,26	1,46	1,42	1,50	1,45	1,32	1,40	1,37	1,42	1,49	1,44				1,42	3,6
Scgás (SC)	1,54	1,57	1,58	1,74	1,72	1,84	1,85	1,83	1,86	1,86	1,85	1,89	1,86				1,84	4,6
Sergás (SE)	0,30	0,28	0,26	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,25	0,27	0,28	0,28	0,28				0,26	0,7
Sulgás (RS)	1,36	1,38	1,31	1,49	1,35	1,54	1,74	1,78	1,98	1,94	2,01	1,95	1,95				1,80	4,5
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	0,0
TOTAL DISTRIBUIDORAS	35,76	36,27	32,05	36,80	36,80	39,35	39,34	39,67	40,53	40,93	40,29	40,91	40,40				39,80	100,0

Fonte: Abegás, outubro de 2011

GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL-SIN



EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWH)

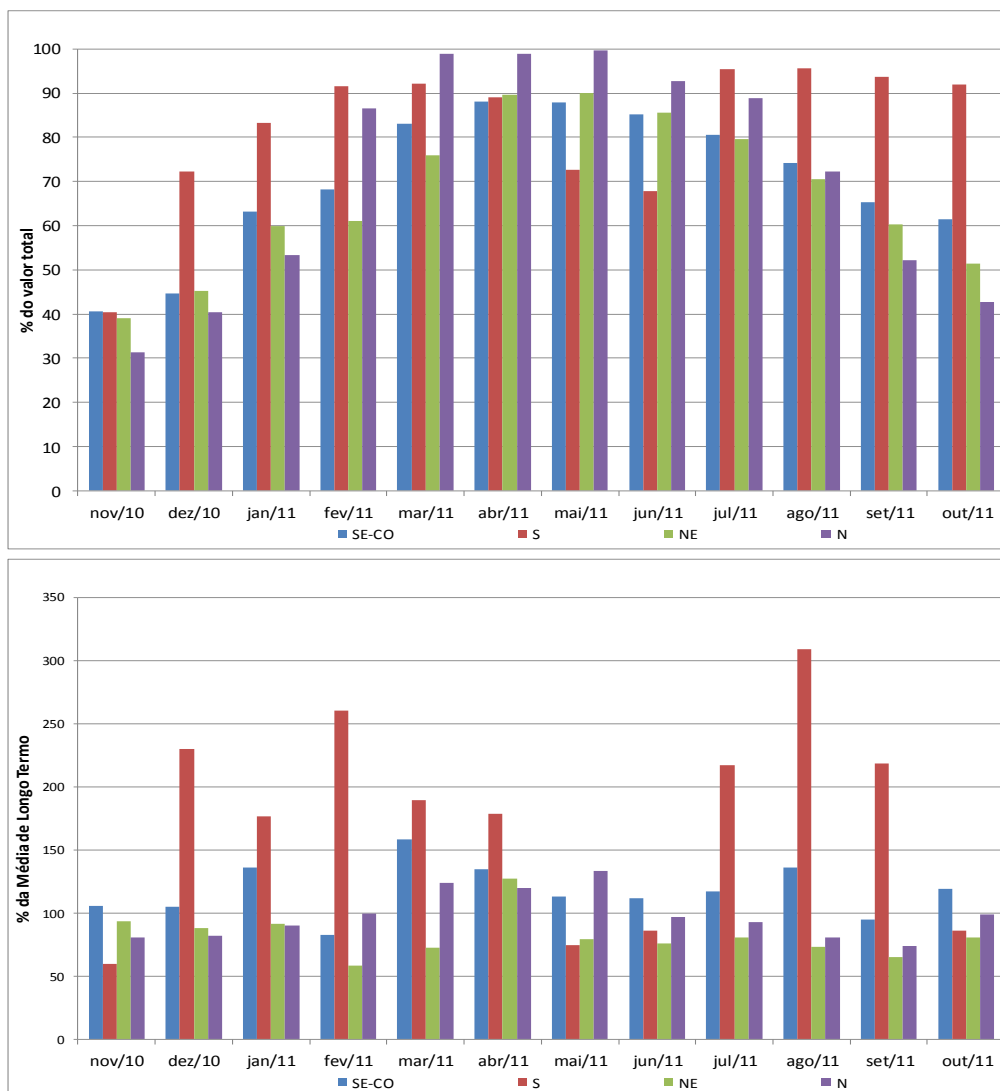
Semana	SE-CO	S	NE	N
27/08/2011 a 02/09/2011	11,78	1,39	11,78	11,78
03/09/2011 a 09/09/2011	16,62	1,91	16,62	16,62
10/09/2011 a 16/09/2011	20,38	12,73	20,38	20,38
17/09/2011 a 23/09/2011	23,15	17,00	23,15	23,15
24/09/2011 a 30/09/2011	40,46	40,31	40,46	40,46

Fonte: ONS, outubro de 2011

LEGENDA:

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

ENERGIA ARMAZENADA NO SIN (ÚLTIMOS 12 MESES)



COMENTÁRIOS

A geração termelétrica a gás natural no mês de setembro foi de cerca de 1.460 MW-med, 4% inferior à do mês de agosto. A despeito do avanço do período seco, o nível dos reservatórios continuou alto, reflexo dos elevados valores de Energia Natural Afluente observados no decorrer dos meses anteriores. Isso contribuiu para que a geração termelétrica de setembro de 2011 tenha se mantido abaixo da média registrada em setembro de 2010 (cerca de 5.400 MW-med).

A geração nas quatro primeiras semanas do mês de setembro foi inferior a 1.340 MW-med, tendo ultrapassado os 2.400 MW-med na quinta e última semana. Esse aumento pode ser explicado pela reduzida afluência registrada no final do mês. Pela primeira vez desde fevereiro, a Energia Natural Afluente – ENA na região Sudeste/Centro-Oeste foi inferior à Média de Longo Termo – MLT, o que contribuiu para a elevação do Custo Marginal de Operação – CMO para patamar superior a R\$ 40,00/MWh em todos os subsistemas na última semana do mês de setembro.

A UTE Norte Fluminense, em conjunto com as UTEs Governador Leonel Brizola e Euzébio Rocha, geraram durante praticamente todo o mês de setembro e foram responsáveis pela maior parte da geração a gás na região Sudeste. Na região Nordeste, as UTEs Termopernambuco, Jesus Soares Pereira, Celso Furtado e Rômulo Almeida geraram todos os dias do mês de setembro. Apesar disso, a responsável pela elevação da média de geração na região Nordeste da última semana do mês foi a UTE Termofortaleza, que gerou somente nos últimos 8 dias do mês.

PREÇOS E COMPETITIVIDADE

MÊS DE REFERÊNCIA - SETEMBRO DE 2011

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)					Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço US\$/MMBTu			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
Nordeste	Gás Nacional	12,3575			16,3925	18,6235	18,2902
Sudeste	Gás Nacional	11,9912			20,5680	16,4387	15,5872
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	7,6962	1,7703	9,4665	20,5680	16,4387	15,5872
Sul	Gás Importado	7,6934	1,7702	9,4635	19,1628	17,1540	16,7732
Centro Oeste	Gás Importado	8,9398	1,7979	10,7377	18,9470	15,4334	14,7686

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

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

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

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

Dólar de conversão R\$/US\$ (setembro/11):	1,7498
--	---------------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	3,71	4,21	3,86	4,25	4,56	4,63	4,71	4,85	4,85	4,87	4,90	4,85	4,72				4,77

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

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

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	7,86	12,68	8,55	7,94	8,87	8,82	8,80	9,68	9,67	9,65	10,81	10,72	10,72				9,75
NBP *	6,13	11,41	4,96	6,39	8,81	8,65	9,79	9,71	9,33	9,35	8,87	8,72	10,18				9,27
Henry Hub	6,98	8,86	3,95	4,38	4,49	4,09	3,97	4,23	4,31	4,54	4,41	4,05	3,89				4,22
Petróleo Brent	12,92	17,28	10,96	14,16	17,20	18,49	20,42	22,00	20,41	20,32	20,82	19,61	20,15				19,94
Petróleo WTI	12,87	17,74	10,99	14,14	15,93	15,96	18,35	19,58	18,03	17,14	17,33	15,38	14,55				16,92
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	72,53	97,01	61,50	79,48	96,54	103,76	114,60	123,49	114,55	114,04	116,88	110,05	113,12				111,89
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	72,26	99,58	61,68	79,37	89,38	89,57	102,99	109,89	101,22	96,21	97,26	86,30	81,66				94,94

Fontes:

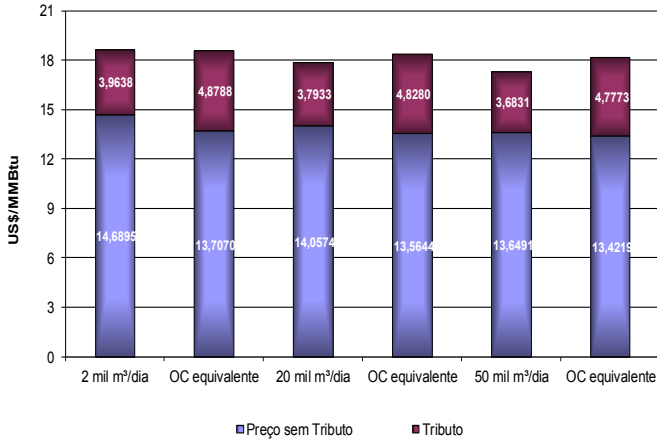
Preço do Gás: www.theice.com, www.bloomberg.com/energy/, www.indexmundi.com (FMI), outubro de 2011.

Preço do Petróleo: Petrobras, outubro de 2011.

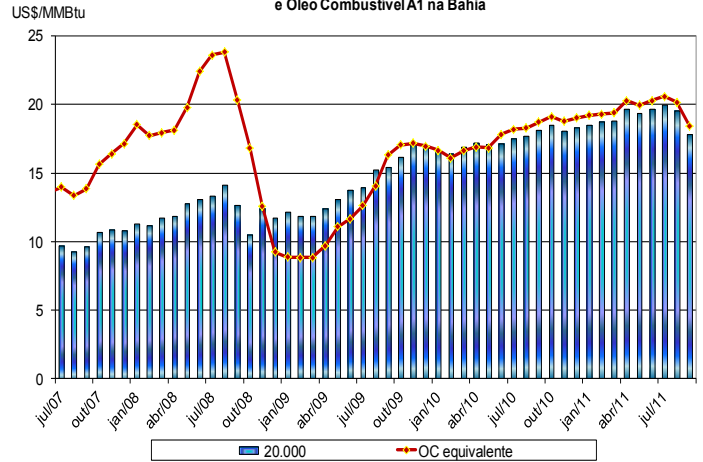
* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA (BAHIAGAS)

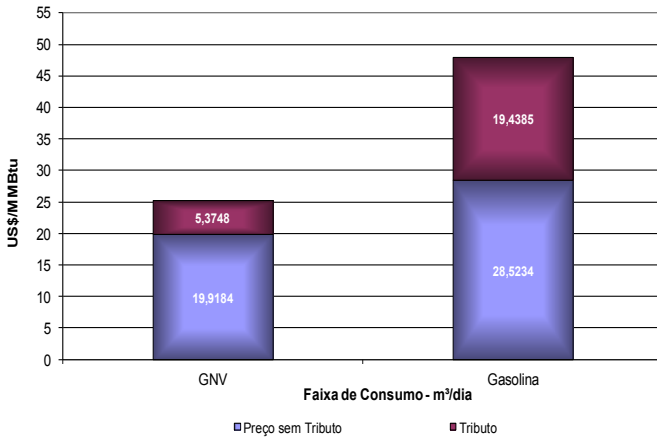
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
SETEMBRO DE 2011



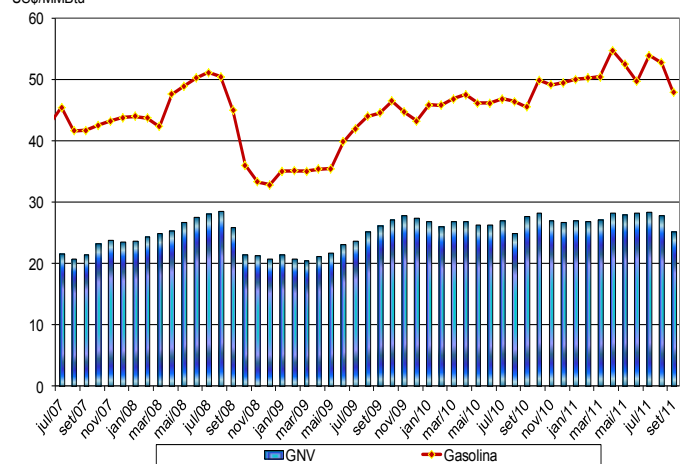
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 na Bahia



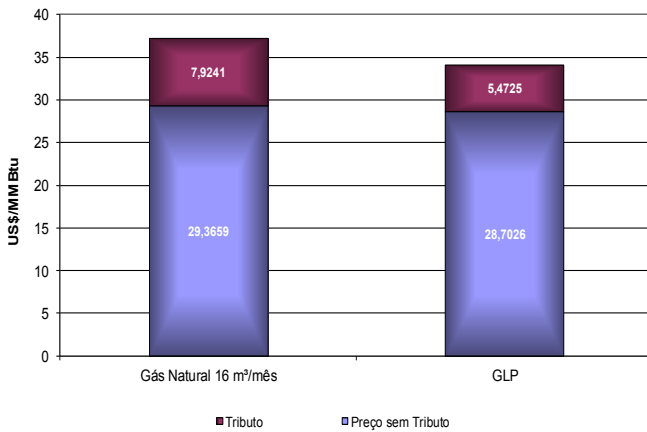
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
SETEMBRO DE 2011



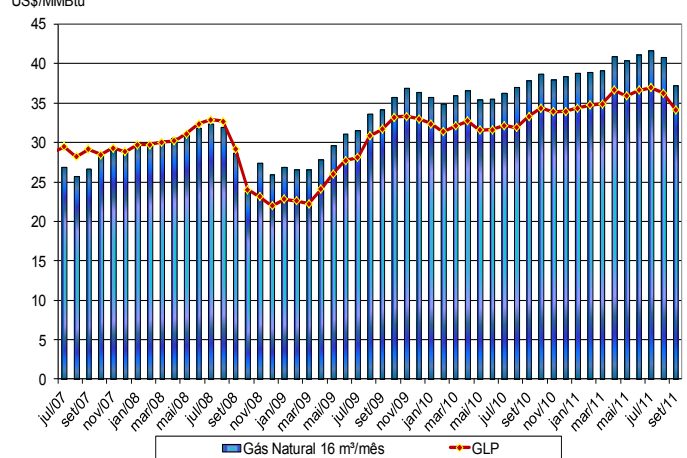
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



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



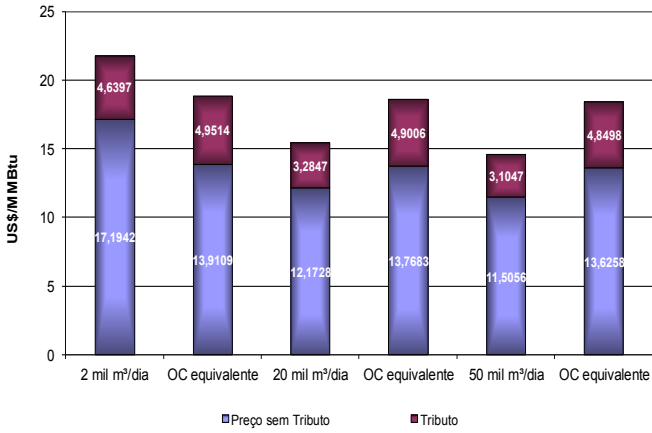
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP na Bahia



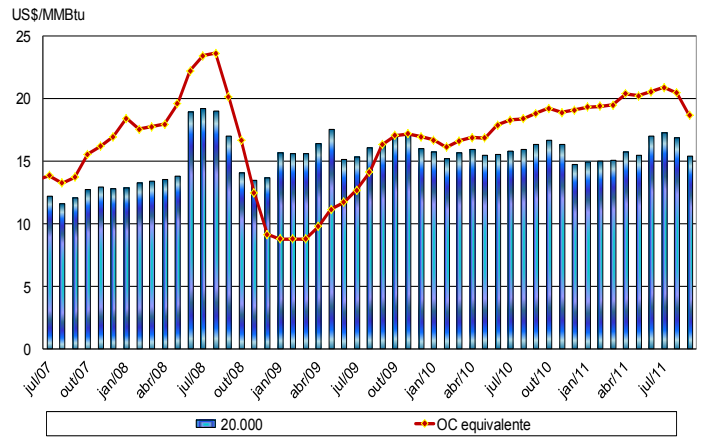
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

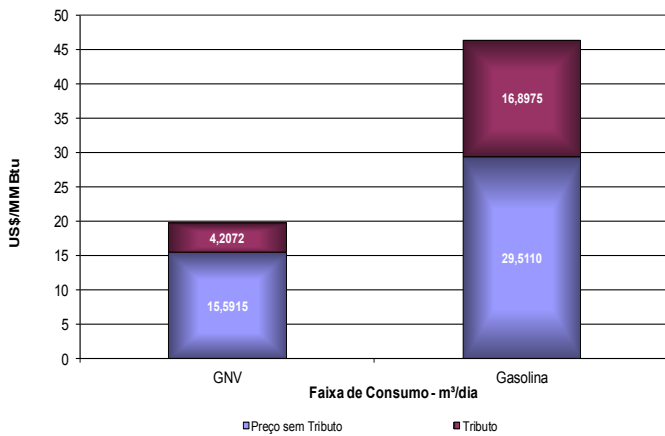
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
SETEMBRO DE 2011



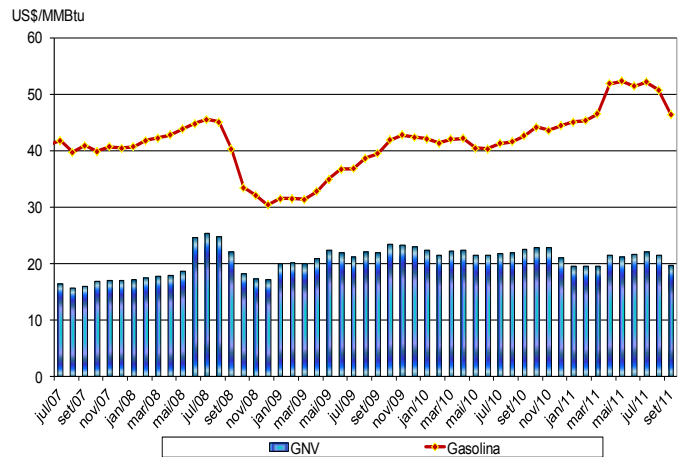
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 em São Paulo



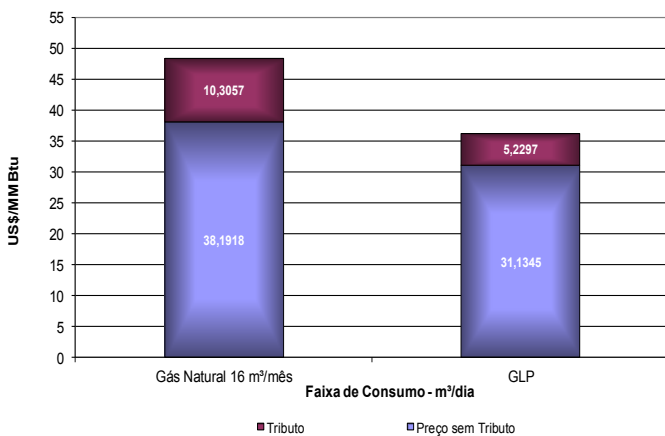
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
SETEMBRO DE 2011



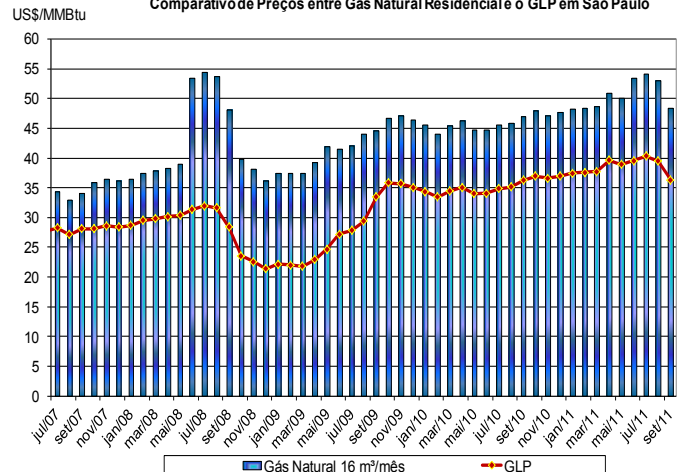
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



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



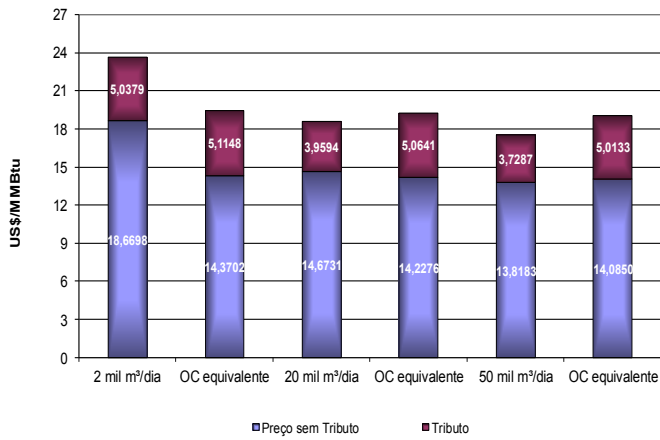
Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo



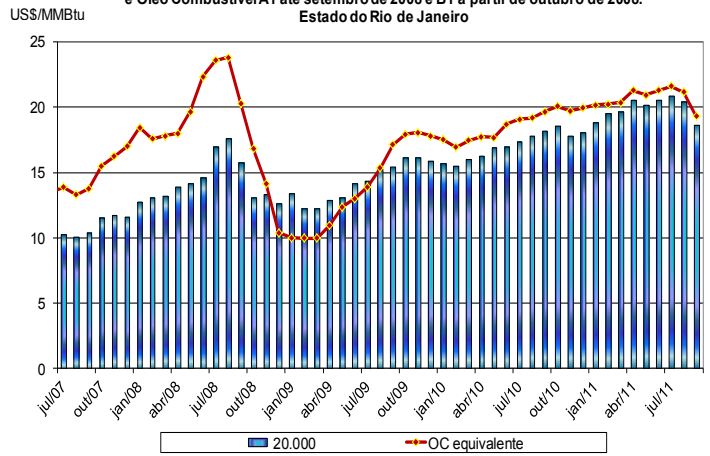
⇒ Ver nota na página 24.

COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

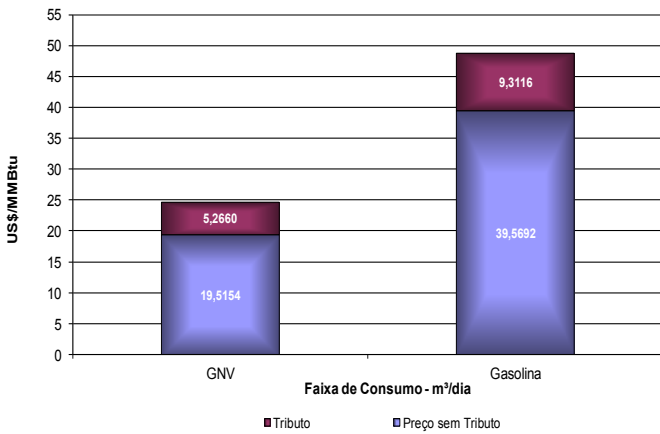
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro SETEMBRO DE 2011



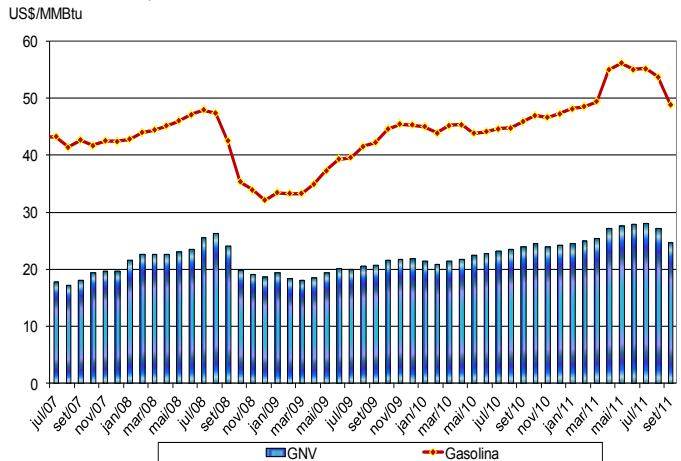
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível A1 até setembro de 2008 e B1 a partir de outubro de 2008. Estado do Rio de Janeiro



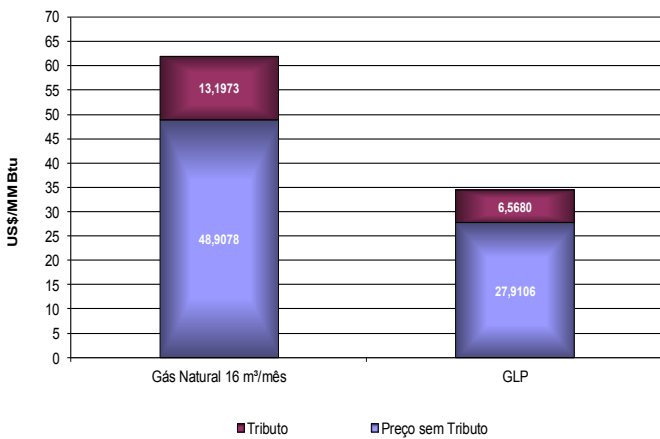
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro SETEMBRO DE 2011



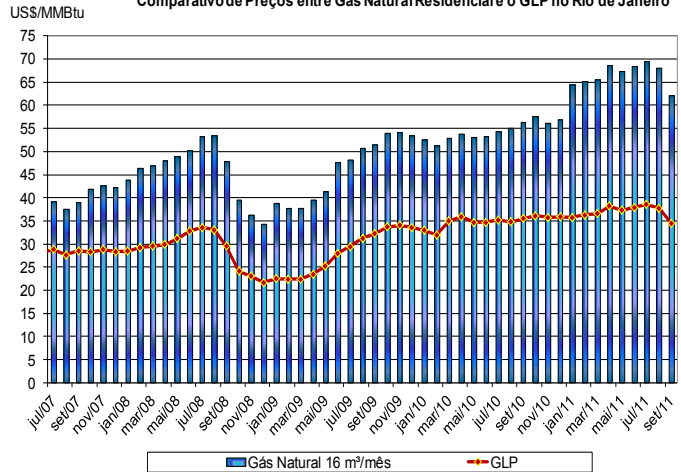
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



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



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



⇒ Ver nota na página 24.

BALANÇO NA BOLÍVIA, CHILE, ARGENTINA E URUGUAI

BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011	2011 %
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	41,72	41,99	36,74	41,71	39,14	46,01	44,34	39,84	41,98	47,79	48,04	47,69					44,35	
Reinjeção	2,16	0,88	1,35	0,30	0,00	0,01	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00					0,01	0,0
Queima e perda	0,22	0,22	0,19	0,24	0,42	0,15	0,14	0,16	0,11	0,14	0,43	0,17					0,22	0,5
Consumo nas unidades de E&P	0,78	0,80	0,78	0,78	0,76	0,79	0,80	0,77	0,79	0,82	0,83	0,71					0,78	1,8
Convertido em líquido	0,51	0,49	0,45	0,47	0,45	0,49	0,49	0,46	0,47	0,50	0,49	0,50					0,48	1,1
Consumo no Transporte	0,80	0,85	0,90	0,96	1,21	0,84	1,03	1,08	1,03	1,16	1,31	1,17					1,10	2,5
DISPONIBILIZADO	37,24	38,74	33,08	38,96	36,30	43,73	41,83	37,36	39,58	45,17	44,98	45,14					41,76	94,2
CONSUMO INTERNO DE GÁS	5,03	5,72	6,38	7,34	7,62	7,21	6,64	7,36	8,28	8,54	8,71	9,01					7,92	17,9
Residencial	0,07	0,09	0,12	0,14	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19					0,17	0,4
Comercial	0,06	0,07	0,08	0,09	0,09	0,11	0,09	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11					0,10	0,2
Veicular	0,69	0,89	1,08	1,23	1,35	1,39	1,36	1,39	1,36	1,39	1,36	1,45					1,38	3,1
Geração Elétrica	2,50	2,88	3,11	3,82	3,99	3,30	3,01	3,54	4,48	4,71	4,79	4,98					4,10	9,2
Refinarias	0,22	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,23	0,26	0,27	0,27	0,26					0,26	0,6
Indústria	1,48	1,52	1,72	1,80	1,77	2,00	1,76	1,94	1,91	1,89	2,01	2,02					1,91	4,3
EXPORTAÇÃO	32,22	33,02	26,70	31,63	28,68	36,51	35,20	30,06	31,29	36,62	36,27	36,13					33,84	76,3
BRASIL	27,60	30,51	22,04	26,79	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97					26,79	60,4
Petrobras	26,62	30,48	22,04	26,78	22,68	29,40	27,87	23,32	23,92	29,47	28,65	28,97					26,79	60,4
EPE	0,54	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
BG	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00	0,0
ARGENTINA	4,62	2,52	4,66	4,84	6,00	7,11	7,33	6,73	7,37	7,15	7,61	7,16					7,06	15,9

Fontes:

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

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

Exportação: Balanço PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

Poder Calorífico:

Gás Boliviano: 9.696 kcal/m³

CHILE (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	5,51	5,93	4,33	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d						n/d
IMPORTAÇÃO *	6,63	1,18	4,35	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d						n/d
OFERTADO AO MERCADO	12,15	7,11	8,68	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d						n/d
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,15	7,11	8,68	11,32	13,70	14,44	14,60	14,02	14,16	12,99							13,99
Residencial e Comercial	1,45	1,22	1,29	1,61	1,02	1,04	1,13	1,46	1,80	1,21							1,28
Veicular	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05							0,05
Geração Elétrica	2,71	1,35	2,31	5,59	8,62	9,34	9,26	8,92	8,53	7,99							8,78
Industriais	0,91	0,22	0,62	1,43	1,27	1,43	1,53	1,40	1,49	1,47							1,43
Petroquímica e Refinaria	6,97	4,25	4,38	2,60	2,72	2,56	2,61	2,14	2,23	2,20							2,41
Outros	0,05	0,04	0,05	0,05	0,03	0,03	0,03	0,05	0,05	0,06							0,04

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

n/d: dados não disponíveis

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

ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	Média 2008	Média 2009	Média 2010	2011												Média 2011
					jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	128,13	128,49	128,91	123,08	123,45	121,54	120,41	124,86	127,20	126,47	127,74	127,28				124,67
Austral	23,53	22,86	26,24	28,58	26,37	27,12	25,87	30,26	30,68	31,61	30,59	31,34	31,23				29,45
Golfo San Jorge	12,56	12,80	13,79	14,30	13,97	14,07	13,90	10,09	11,53	11,75	12,88	13,83	14,25				12,92
Neuquina	76,64	74,85	71,54	71,22	69,51	69,29	69,05	68,08	69,53	70,68	70,16	69,81	69,23				69,48
Noroeste	17,47	17,62	16,92	14,81	13,24	12,97	12,72	11,98	13,12	13,16	12,84	12,77	12,57				12,82
Reinjeção	2,04	2,62	3,44	3,67	3,80	3,39	3,38	3,80	2,86	2,46	2,34	2,83	2,54				3,04
Queima e Perda	2,39	2,40	2,71	3,13	5,27	5,33	4,77	4,56	5,30	4,65	4,53	4,58	5,37				4,93
Convertido em Líquido	5,65	5,09	5,67	4,44	2,50	2,41	2,40	2,19	2,28	2,43	2,42	2,35	2,06				2,34
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,89	15,80	13,14	12,77	12,73	12,77	10,53	11,49	12,38	15,46	14,42	14,60				13,02
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	105,14	100,86	104,53	98,74	99,59	98,22	99,33	102,93	105,28	101,73	103,56	102,71				101,34
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA + GNL	4,74	2,48	5,04	10,05	11,01	12,42	12,62	11,58	18,63	24,39	26,51	29,56	22,10				18,76
Importação da Bolívia	-	-	-	5,06	6,03	7,10	7,31	6,72	7,53	7,16	7,64	7,15	7,33				7,11
Importação GNL	-	-	-	4,99	4,98	5,32	5,31	4,86	11,10	17,23	18,87	22,41	14,77				11,65
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	105,41	103,68	113,26	108,74	111,03	109,85	110,25	121,16	129,28	127,83	132,63	124,35				119,46
Residencial	26,55	25,76	23,70	27,19	9,66	11,54	13,08	18,74	36,74	55,15	59,96	56,00	32,46				32,59
Comercial	4,00	4,49	4,41	4,59	2,55	2,67	2,84	3,54	5,50	7,57	8,24	7,89	5,61				5,16
Veicular	7,84	7,50	7,09	7,19	6,67	7,12	7,22	7,37	7,08	7,63	7,61	7,81	7,80				7,37
Geração Elétrica	33,44	34,02	38,30	31,22	48,19	46,51	42,07	36,35	24,07	19,55	17,46	21,23	32,24				31,96
Industriais	33,39	33,63	30,19	32,76	35,22	36,32	37,43	36,52	35,81	29,10	25,73	28,78	36,71				33,51
Consumo no sistema	-	-	-	10,31	6,45	6,87	7,21	7,73	11,96	10,27	8,84	10,92	9,54				8,87
EXPORTAÇÃO	7,00	2,36	2,22	1,19	1,03	0,98	0,91	0,63	0,39	0,39	0,40	0,49	0,45				0,63
Brasil	0,34	0,19	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Chile	6,40	1,98	2,09	0,97	0,72	0,77	0,62	0,29	0,19	0,18	0,18	0,19	0,20				0,37
Uruguai	0,27	0,20	0,10	0,22	0,31	0,21	0,29	0,34	0,20	0,21	0,23	0,31	0,25				0,26

Fonte: Petrobras

Poder Calorífico (Gás Seco):

Gás Argentino: 9.300 kcal/m³**URUGUAI (EM MILHÕES DE M³/DIA)**

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

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería

LEGISLAÇÃO DO SETOR

⇒ Lei do Gás

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

⇒ Decreto de Regulamentação

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

⇒ Resolução CNPE

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

⇒ Portarias do MME

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

⇒ Resolução da ANP

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

⇒ Temas em processo de regulamentação:

Pelo CNPE:

- Diretrizes para as atividades de exportação de gás natural.

Pelo MME:

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

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

PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO - PAC

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

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

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

Fontes:

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

Sala de Monitoramento MME/DGN, setembro de 2011.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Gasoduto GASPAL II

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

Empreendimento concluído.

Gasoduto GASAN II

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

Empreendimento concluído.

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

ANEXOS

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25	21	22	23
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422
Amazonas	Total	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Terra	44.402	44.549	47.893	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	28.350	27.956	30.825	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012
	Gás Não Associado	16.052	16.593	17.068	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866
Ceará	Total	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Associado	1.095	1.186	1.462	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.678	19.849	20.806	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080
	Terra	3.837	3.918	3.585	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404
	Mar	16.841	15.931	17.221	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676
	Gás Associado	9.256	8.568	7.441	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701
	Gás Não Associado	11.422	11.281	13.364	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380
Alagoas	Total	7.233	6.769	5.838	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476
	Terra	5.961	5.616	4.719	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391
	Mar	1.272	1.154	1.118	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085
	Gás Associado	1.140	1.231	1.022	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156
	Gás Não Associado	6.094	5.538	4.815	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321
Sergipe	Total	5.646	4.996	4.680	3.366	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649
	Terra	786	864	820	861	829	768	814	761	989	925	1.062
	Mar	4.861	4.132	3.860	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588
	Gás Associado	3.912	3.380	3.363	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665
	Gás Não Associado	1.734	1.617	1.318	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984
Bahia	Total	20.991	19.967	27.345	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517
	Terra	20.786	19.774	17.244	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356
	Mar	205	193	10.101	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161
	Gás Associado	9.733	9.410	10.053	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546
	Gás Não Associado	11.258	10.558	17.292	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972
Espírito Santo	Total	8.303	11.787	16.277	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611
	Terra	2.826	2.288	1.809	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587
	Mar	5.477	9.499	14.467	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025
	Gás Associado	1.245	711	4.231	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603
	Gás Não Associado	7.058	11.076	12.046	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008
Rio de Janeiro	Total	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	103.515	106.246	116.339	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506
	Gás Associado	102.465	105.039	115.539	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829
	Gás Não Associado	1.050	1.207	801	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677
São Paulo	Total	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	4.669	4.273	3.875	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373
	Gás Associado	0	0	0	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293
	Gás Não Associado	4.669	4.273	3.875	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080
Paraná	Total	43	68	34	61	26	15	9	569	610	688	1.039
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
	Mar	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Associado	43	68	34	61	26	15	9	568	468	684	904
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	1	142	4	134
Santa Catarina	Total	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Associado	0	0	0	44	11	7	7	206	205	230	230
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE

GASODUTOS DE TRANSPORTE EXISTENTES NO BRASIL

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Transportadora - Transpetro⁽¹⁾						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Atalaia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC I	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA	Lagoa Parda (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
NORDESTÃO I	Guamaré (RN)	Cabo (PE)	424,0	12	2	1985
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	EsVOL (RJ) (Volta Redonda)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	325,0	22	2	1988
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASAN	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASVIT	Serra (ES)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	Urucu (AM)	Coari (AM)	278,0	18	4,1	1998
GASFOR I	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
GASALP	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
CANDEIAS x DOW	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal Aracati	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
Ramal UTE-Pernambuco	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAIPU	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taipu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Açu - Serra do Mel	Açu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Atalaia - Itaporanga	Atalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
Carmópolis - Pilar	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
Cacimbas - Vitória	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20	2009
Gasoduto Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	2009
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	Paulínia (SP)	Jacutinga (MG)	93,0	14	5	2009
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	10,0	10	2	2010
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	179,0	38	40	2010
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20	2010
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Beim (MG)	267,0	16-18	5	2010
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	189,0	24	5 a 15	2010
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15	2011
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12	2011
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7	2011
TOTAL - TRANSPETRO			6.579,0			
Transportadora - TBG⁽²⁾						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biguaçu	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biguaçu - Siderópolis	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
TOTAL - TBG			2.593,2			
Transportadora - TSB⁽³⁾						
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguaiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Pólo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
TOTAL - TSB			50,0			
Transportadora Gás Ocidente⁽⁴⁾						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matias)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002

GASODUTOS NO EXTERIOR - EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

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

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

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

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

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

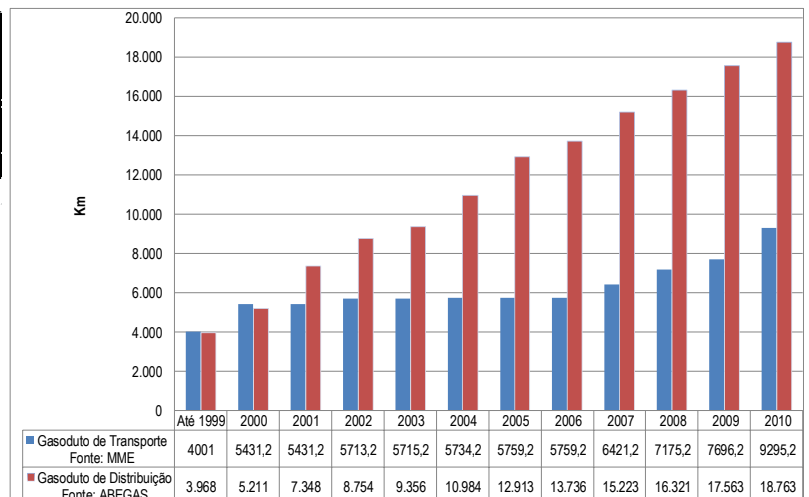
* Instalação autorizada e construída, mas que está fora de operação.

TERMINAIS DE GNL EXISTENTES

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

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

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL



PARQUE TÉRMICO A GÁS NATURAL

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

Fontes: ANEEL/Petrobras, novembro de 2011.
ONS, Fax-preço semana operativa 19/11/2011 a 25/11/2011
DMSE/SEE/MME, novembro de 2011.

LEGENDA:

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

NOTAS:

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

NOTAS METODOLÓGICAS

CONVERSÕES DE UNIDADES — VALORES TÍPICOS*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)		0,028 BCM (bilhões m ³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)		28,32 BCM (bilhões m ³)
1 MMBTU		26,81 m ³
1 Mtpa (milhão de toneladas por ano de GNL)	=	3,60 milhões m ³ /dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)		4,50 milhões m ³ /dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)		7,00 milhões m ³ /dia

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

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

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

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

- Para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.
- Os preços dos combustíveis são ao consumidor final.
- Estados da Bahia e do Rio de Janeiro: preço do gás natural nacional.
- Estado de São Paulo: preço do gás natural boliviano.

Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível:
10.100 kcal/kg

Gasolina:
11.200 kcal/kg

Gás Natural:
9.400 kcal/m³

GLP:
11.750 kcal/kg