

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Destaques do mês de fevereiro/2017

- ⇒ **Demanda de gás natural:** A demanda total permaneceu estável em relação ao mês anterior. (págs. 14 a 21)
- ⇒ **Oferta nacional:** Impactada pela redução da produção, a oferta nacional caiu de 59,2 para 57,1 milhões de m³/d. (págs. 4 a 10)
- ⇒ **Produção nacional:** Redução de 109,9 para 106,6 milhões de m³/d. (págs. 5 a 7)
- ⇒ **Queima de gás natural:** A interrupção do Sistema de Produção Antecipada - SPA no campo de Búzios influenciou na redução da queima de gás natural, que passou de 4,3 para 4,0 milhões de m³/d. (pág. 8)
- ⇒ **Reinjeção:** Novamente a reinjeção de gás natural caiu, dessa vez a redução foi de 2,2%. (pág. 9)
- ⇒ **Oferta de gás importado:** Compensando a redução da oferta nacional, a oferta importada passou de 16,4 para 19,2 milhões de m³/d. (págs. 11 e 12)

Sumário

Balanços de Gás Natural	2
Oferta de Gás Natural	4
Produção Nacional, Consumo nas Atividades de E&P, Queima, Reinjeção	5
Oferta de Gás Natural Importado	11
Importação e Reexportação de GNL	12
Consumo nos Gasodutos, Desequilíbrio, Perdas e Ajustes	13
Demanda de Gás Natural	14
Preços e Competitividade	22
Balanços de Gás Natural em Outros Países	28
Infraestrutura da Indústria do Gás Natural	31
Legislação do Setor de Gás Natural	36
Anexos	37

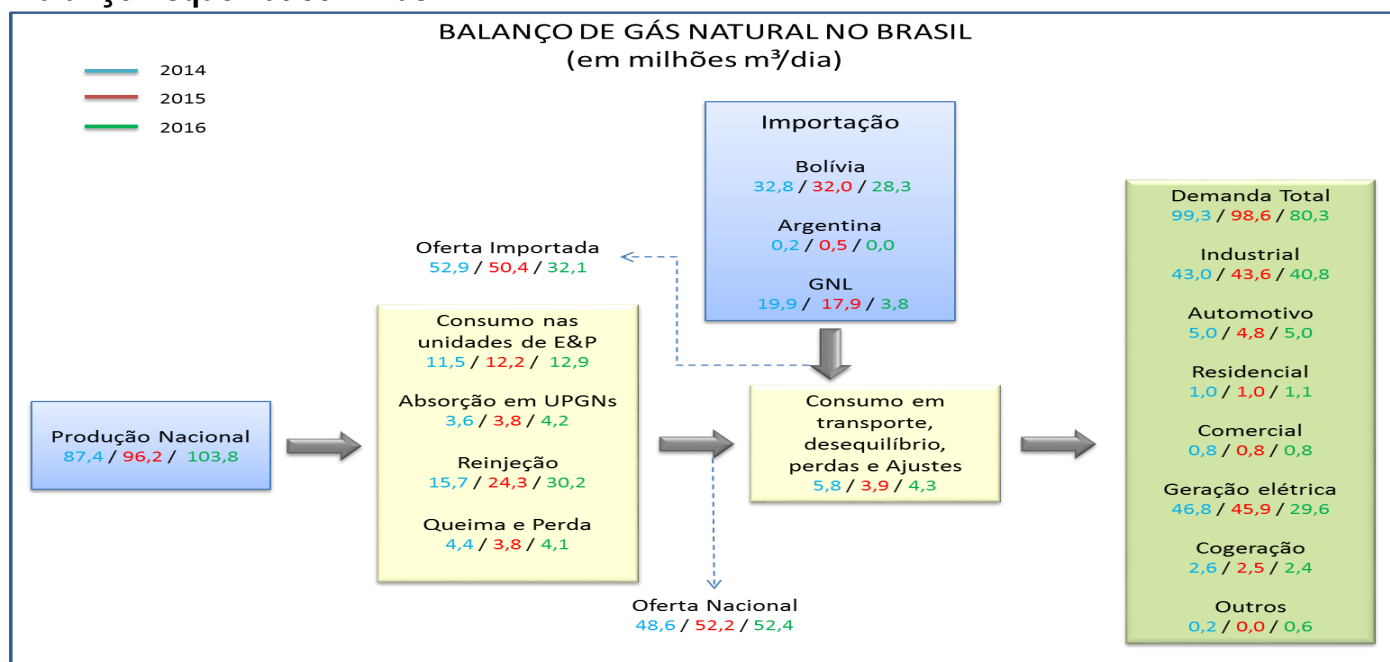
Balanço de Gás Natural

Balanço de Gás Natural - Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017		
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Produção nacional	70,58	77,19	87,38	96,24	103,80	109,94	106,64													108,34
Reinjeção	9,68	10,64	15,73	24,29	30,24	28,00	27,39													27,70
Queima e perda	3,95	3,57	4,44	3,83	4,05	4,28	3,96													4,12
Consumo nas unidades de E&P	10,57	10,85	11,46	12,20	12,89	13,53	13,63													13,57
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,52	3,56	3,59	3,77	4,21	4,97	4,56													4,77
OFERTA NACIONAL	42,87	48,57	52,17	52,15	52,40	59,16	57,11													58,17
Importação - Bolívia	27,54	31,75	32,83	32,03	28,33	14,54	17,66													16,05
Importação - Argentina	0,00	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00													0,00
Regaseificação de GNL	8,50	14,56	19,92	17,94	3,81	1,86	1,51													1,69
OFERTA IMPORTADA	36,04	46,47	52,93	50,43	32,13	16,40	19,17													17,74
OFERTA TOTAL	78,91	95,05	105,10	102,58	84,54	75,56	76,28													75,91
Consumo - GASBOL	0,93	1,17	1,22	1,19	1,09	0,25	0,44													0,34
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,95	2,54	4,61	2,75	3,18	3,57	4,30													3,92
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,88	3,70	5,83	3,94	4,28	3,82	4,74													4,26
Industrial	42,00	41,81	42,98	43,61	40,82	38,33	39,33													38,81
Automotivo	5,32	5,13	4,96	4,82	4,96	5,20	5,43													5,31
Residencial	0,92	1,00	0,97	0,97	1,11	0,81	0,91													0,86
Comercial	0,72	0,75	0,77	0,79	0,83	0,67	0,75													0,71
Geração Elétrica	23,03	40,08	46,84	45,90	29,59	23,74	22,16													22,97
Cogeração	2,92	2,46	2,57	2,50	2,37	2,50	2,45													2,48
Outros (inclui GNC)	0,11	0,10	0,17	0,04	0,58	0,49	0,51													0,50
DEMANDA TOTAL	75,03	91,34	99,26	98,63	80,26	71,74	71,54													71,64

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, Fernando Massaharu Matsumoto, Jaqueline Meneghel Rodrigues e Eleazar Hepner.

Balanco de Gás Natural

Balanco de Gás Natural - Malha Interligada

BALANÇO DE GÁS NATURAL Malha Interligada (milhões de m³/dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	59,14	61,93	69,10	78,08	84,54	92,61	91,63											92,14
Reinjeção	3,57	5,20	9,28	16,83	21,81	19,31	19,19											19,25
Queima e perda	3,35	3,08	4,12	3,60	3,75	3,93	3,63											3,79
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	12,89	13,23	13,76	14,57	15,80	17,25	16,97											17,11
OFERTA NACIONAL	39,32	40,42	41,95	43,09	43,18	52,12	51,84											51,99
Importação - Bolívia	27,54	31,75	32,83	32,03	28,33	14,54	17,66											16,05
Importação - Argentina	0,00	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00											0,00
Regaseificação de GNL	8,50	14,56	19,92	17,94	3,81	1,86	1,51											1,69
OFERTA IMPORTADA	36,04	46,47	52,93	50,43	32,13	16,40	19,17											17,74
TOTAL OFERTA	75,36	86,90	94,88	93,52	75,32	68,53	71,01											69,72
Consumo - GASBOL	0,93	1,17	1,22	1,19	1,09	0,25	0,44											0,34
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,05	2,69	2,87	1,78	2,23	2,47	3,27											2,85
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,98	3,85	4,09	2,97	3,32	2,72	3,70											3,20
Industrial	41,80	41,57	42,75	43,36	40,57	38,09	39,10											38,58
Automotivo	5,31	5,12	4,95	4,81	4,95	5,19	5,41											5,30
Residencial	0,92	1,00	0,97	0,97	1,11	0,81	0,91											0,86
Comercial	0,72	0,75	0,77	0,79	0,83	0,67	0,75											0,71
Geração Elétrica	20,59	32,04	38,62	38,08	21,59	18,05	18,17											18,11
Cogeração	2,92	2,46	2,57	2,50	2,37	2,50	2,45											2,48
Outros (inclui GNC)	0,11	0,10	0,17	0,04	0,58	0,49	0,51											0,50
DEMANDA TOTAL	72,38	83,04	90,79	90,55	72,00	65,80	67,31											66,53

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

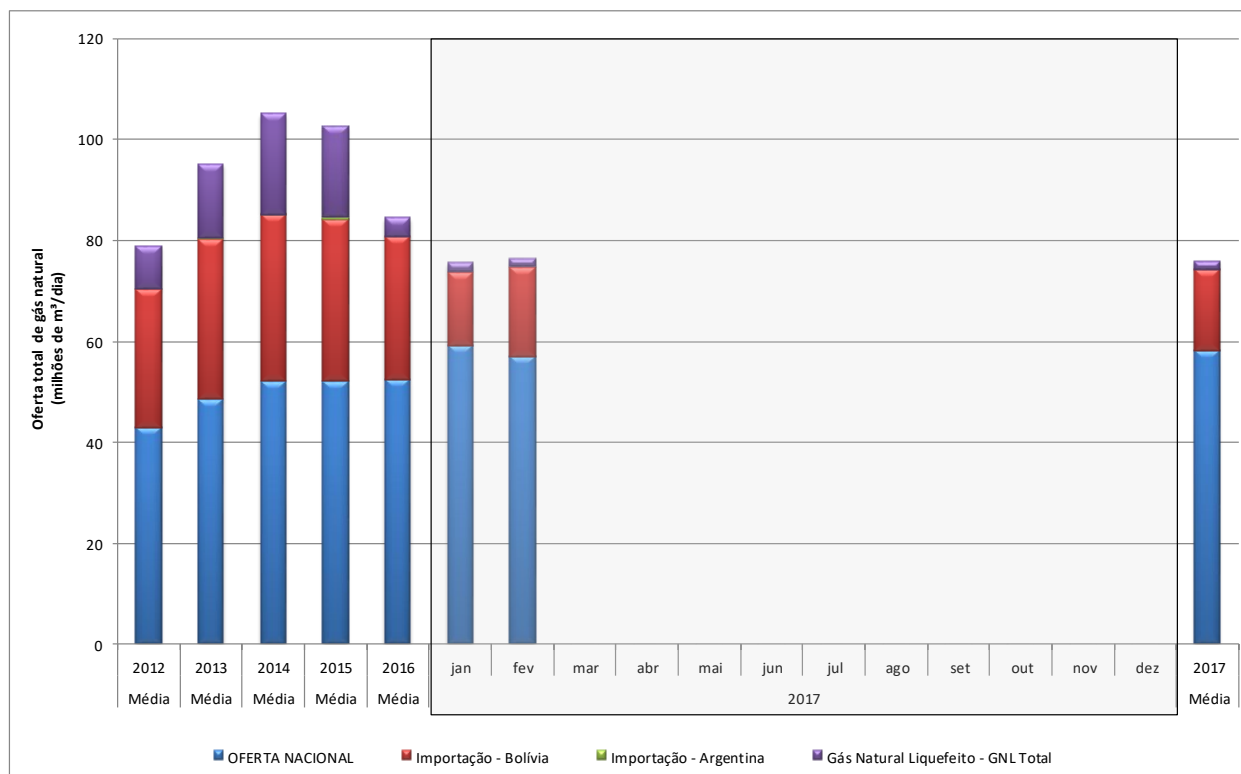
BALANÇO DE GÁS NATURAL Sistemas Isolados (milhões de m³/dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	11,44	15,26	18,28	18,15	19,27	17,33	15,01											16,23
Reinjeção	6,11	5,44	6,45	7,46	8,43	8,69	8,20											8,46
Queima e perda	0,59	0,49	0,32	0,23	0,31	0,35	0,32											0,34
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	1,20	1,18	1,29	1,40	1,30	1,25	1,21											1,23
OFERTA NACIONAL	3,55	8,15	10,22	9,05	9,22	7,04	5,27											6,20
Desequilíbrio, perdas e ajustes	0,90	-0,15	1,75	0,97	0,96	1,10	1,04											1,07
Industrial	0,20	0,24	0,23	0,25	0,24	0,24	0,23											0,23
Automotivo	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
Comercial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
Geração Elétrica	2,44	8,05	8,23	7,82	8,00	5,69	3,99											4,88
Cogeração	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
DEMANDA TOTAL	2,65	8,30	8,47	8,08	8,26	5,94	4,23											5,13

Fontes: ANP, Abegás e Petrobras

Oferta de Gás Natural

Oferta Total de Gás Natural no País

O gráfico a seguir apresenta a oferta total 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.

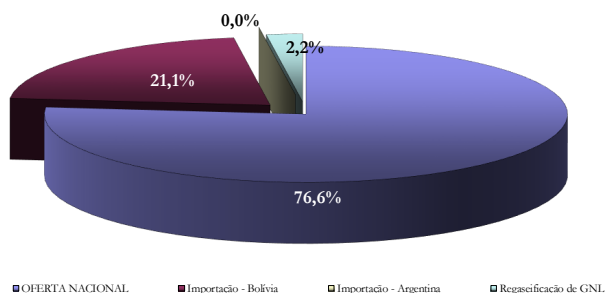


Em face a estabilidade da demanda de gás natural, a oferta total ao mercado variou 0,9% (aumento de 75,6 para 76,3 milhões de m³/d), sendo constatada redução da oferta nacional e aumento da importada.

A redução da produção nacional, que passou 109,9 para 106,6 milhões de m³/d, impactou diretamente a oferta nacional, que caiu de 59,2 para 57,1 milhões de m³/d. Importante ressaltar que essa redução de 2,1 milhões de m³/d está relacionada principalmente à produção de gás não associado, que caiu de 22,8 para 20,5 milhões de m³/d.

De forma a compensar a redução da oferta nacional, houve aumento da oferta importada, traduzida na maior importação de gás boliviano (aumento de 14,5 para 17,7 milhões de m³/d). A regaseificação de GNL novamente permaneceu inferior à 2,0 milhões de m³/d, com operação de regas somente pelo Terminal de Pecém.

Segmentação da Oferta Total de Gás Natural - Média 2017



Considerando os meses de janeiro e fevereiro de 2017, do volume total de gás natural ofertado ao mercado, 77% é de origem nacional.

Oferta de Gás Natural

Produção Nacional: Unidade da Federação

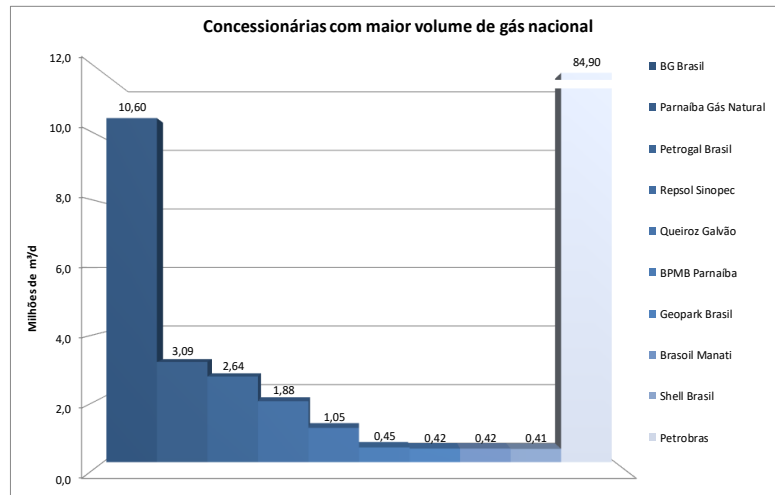
A tabela a seguir apresenta a produção nacional por Estado, tipo (associado e não associado) e localização (mar ou terra).

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)		Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017										Média 2017	
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out		nov
Terra		16,73	20,58	23,31	22,98	23,84	21,53	19,15										20,40
Mar		53,85	56,61	64,07	73,25	79,97	88,41	87,48										87,97
Gás Associado		49,01	51,42	58,63	70,19	78,19	87,14	86,18										86,68
Gás Não Associado		21,57	25,77	28,75	26,05	25,62	22,80	20,46										21,69
TOTAL		70,58	77,19	87,38	96,24	103,80	109,94	106,64										108,37
UF	LOCALIZAÇÃO	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017										Média 2017	
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out		nov
AL	Subtotal	1,53	1,61	1,47	1,17	1,15	0,98	0,95										0,97
	Terra	1,39	1,37	1,26	0,98	0,98	0,83	0,86										0,84
	Mar	0,15	0,24	0,21	0,19	0,17	0,16	0,09										0,13
	Gás Associado	0,46	0,37	0,37	0,40	0,35	0,24	0,25										0,24
	Gás Não Associado	1,07	1,23	1,09	0,77	0,80	0,75	0,70										0,72
AM	Subtotal	11,44	11,37	12,89	13,86	13,99	13,93	13,50										13,73
	Terra	11,44	11,37	12,89	13,86	13,99	13,93	13,50										13,73
	Mar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Gás Associado	11,22	11,10	11,88	12,18	12,03	12,40	11,91										12,17
	Gás Não Associado	0,22	0,27	1,01	1,68	1,96	1,53	1,59										1,56
BA	Subtotal	8,79	8,69	8,48	8,33	7,47	6,67	6,53										6,60
	Terra	2,66	2,71	2,56	2,73	2,55	2,39	2,36										2,38
	Mar	6,14	5,98	5,92	5,60	4,92	4,28	4,17										4,23
	Gás Associado	1,47	1,48	1,54	1,84	1,68	1,62	1,55										1,59
	Gás Não Associado	7,33	7,21	6,94	6,49	5,78	5,05	4,97										5,02
CE	Subtotal	0,08	0,09	0,09	0,08	0,10	0,09	0,09										0,09
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	0,07	0,09	0,09	0,07	0,10	0,09	0,09										0,09
	Gás Associado	0,08	0,09	0,09	0,08	0,10	0,09	0,09										0,09
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
ES	Subtotal	10,68	12,10	13,01	11,27	10,67	11,67	11,83										11,75
	Terra	0,26	0,22	0,20	0,24	0,22	0,23	0,22										0,22
	Mar	10,42	11,87	12,81	11,04	10,45	11,45	11,61										11,53
	Gás Associado	4,97	7,16	8,74	9,18	9,33	9,38	9,55										9,46
	Gás Não Associado	5,71	4,94	4,27	2,09	1,34	2,29	2,28										2,29
MA	Subtotal	0,00	3,89	5,39	4,29	5,27	3,40	1,50										2,50
	Terra	0,00	3,89	5,39	4,29	5,27	3,40	1,50										2,50
	Mar	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
	Gás Não Associado	0,00	3,89	5,39	4,29	5,27	3,40	1,50										2,50
PR	Subtotal	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
	Mar	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
	Gás Não Associado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
RJ	Subtotal	28,26	27,41	30,40	38,53	45,51	51,73	50,50										51,14
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	28,26	27,41	30,40	38,53	45,51	51,73	50,50										51,14
	Gás Associado	26,92	26,18	28,78	36,65	43,13	50,78	49,56										50,20
	Gás Não Associado	1,35	1,23	1,63	1,87	2,38	0,95	0,94										0,95
RN	Subtotal	1,54	1,50	1,34	1,17	1,07	1,14	1,19										1,17
	Terra	0,71	0,76	0,74	0,65	0,64	0,60	0,57										0,59
	Mar	0,83	0,74	0,60	0,52	0,42	0,54	0,62										0,58
	Gás Associado	1,18	1,14	1,07	0,98	0,87	0,89	0,86										0,88
	Gás Não Associado	0,36	0,35	0,27	0,19	0,20	0,25	0,34										0,29
SE	Subtotal	2,81	2,90	2,90	2,37	2,60	2,12	2,12										2,12
	Terra	0,28	0,25	0,27	0,23	0,18	0,14	0,14										0,14
	Mar	2,53	2,64	2,63	2,14	2,42	1,98	1,98										1,98
	Gás Associado	2,48	2,59	2,62	2,09	2,36	1,89	1,90										1,89
	Gás Não Associado	0,33	0,30	0,28	0,27	0,24	0,23	0,23										0,23
SP	Subtotal	5,44	7,64	11,41	15,17	15,98	18,19	18,42										18,30
	Terra	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00										0,00
	Mar	5,44	7,64	11,41	15,17	15,98	18,19	18,42										18,30
	Gás Associado	0,23	1,29	3,54	6,79	8,33	9,84	10,52										10,16
	Gás Não Associado	5,21	6,34	7,87	8,39	7,64	8,35	7,90										8,14
Total Brasil		70,58	77,19	87,38	96,24	103,80	109,94	106,64										108,37

Oferta de Gás Natural

Produção Nacional: Produção por Concessionária

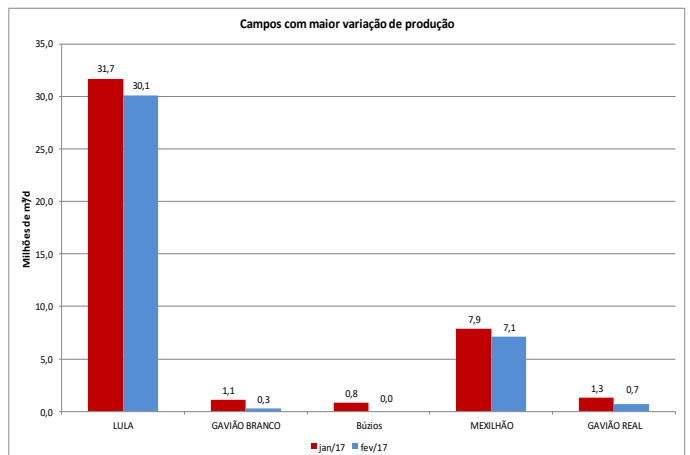
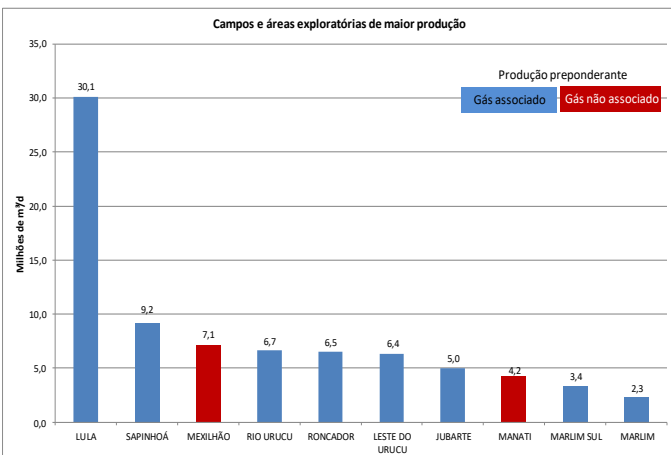
No mês de fevereiro/2017, 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo que somente a Petrobras respondeu por 80% do total. O gráfico a seguir apresenta a distribuição da produção nacional desses agentes.



Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural em fevereiro/2017, responsáveis por 76% da produção nacional.

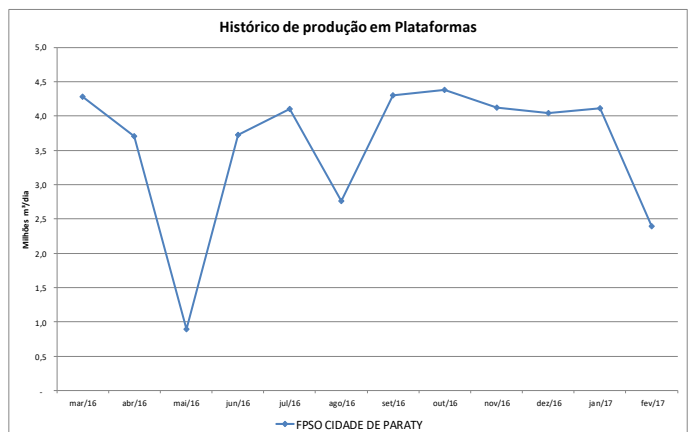
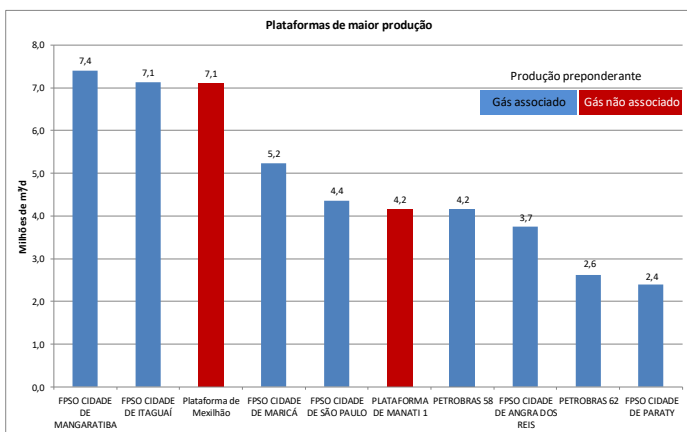
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção, comparando os meses de janeiro e fevereiro de 2017. Dos cinco campos com maior variação em todos houve redução.



Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de fevereiro de 2017, sendo essas responsáveis por 45% da produção nacional.

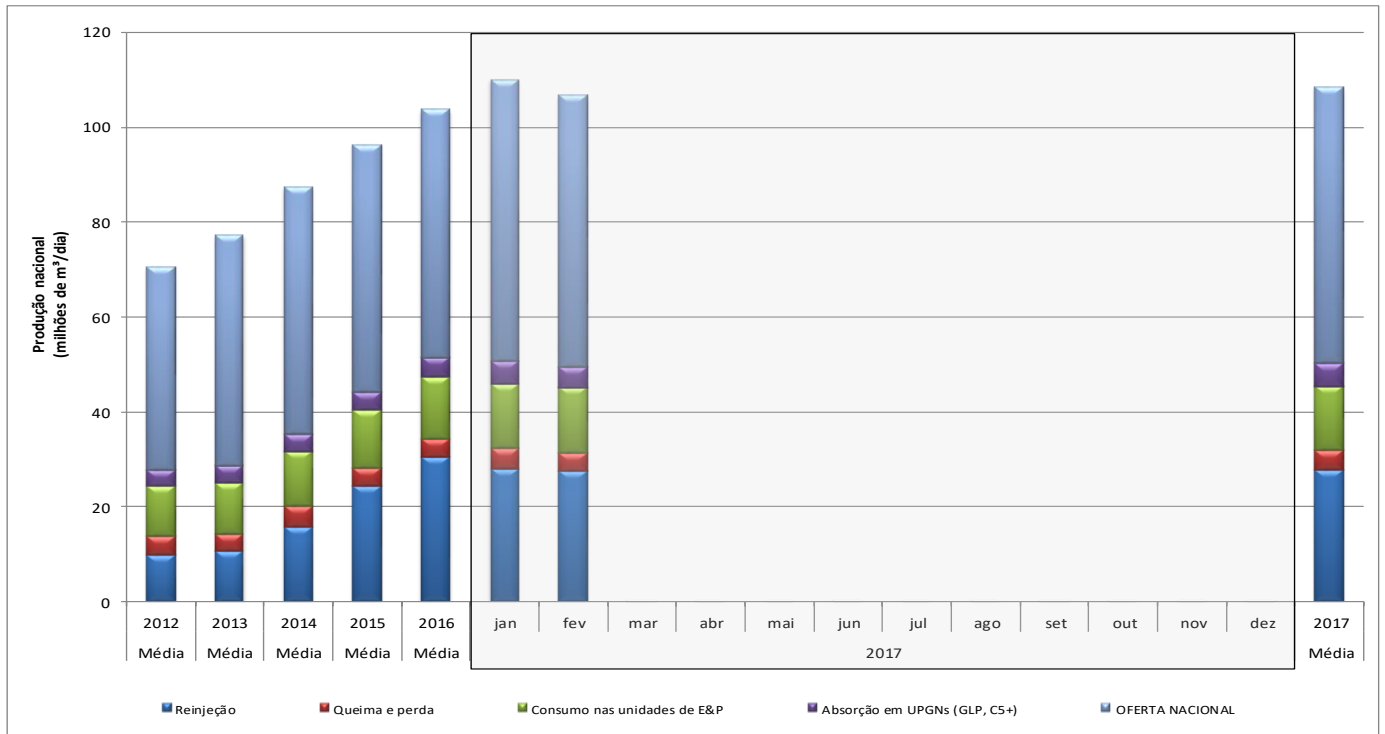
Abaixo é apresentado histórico de produção da UEP com maior redução em relação ao mês anterior: FPSO Cidade de Paraty (campo de Lula).



Oferta de Gás Natural

Segmentação da Produção Nacional de Gás Natural

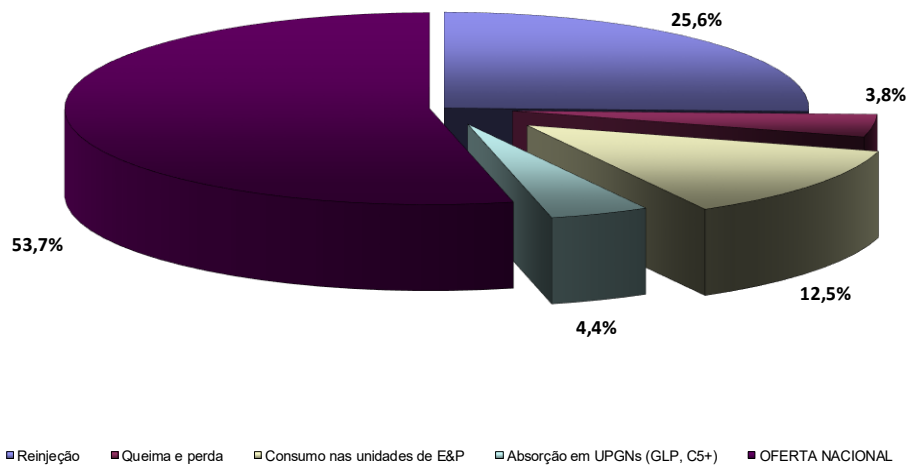
O gráfico a seguir apresenta a segmentação da produção nacional, sendo destacadas as seguintes parcelas: absorção em UPGN's, queima e perda, consumo nas unidades de exploração e produção - E&P, reinjeção e oferta nacional.



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

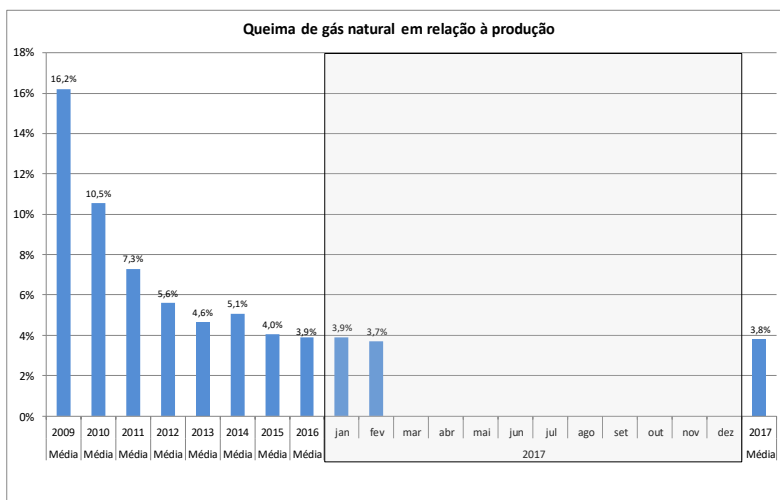
Segmentação da Produção Nacional - Média de 2017

Considerando os meses de janeiro e fevereiro de 2017, 54% do volume total de gás natural produzido no País foi ofertado ao mercado.



Oferta de Gás Natural

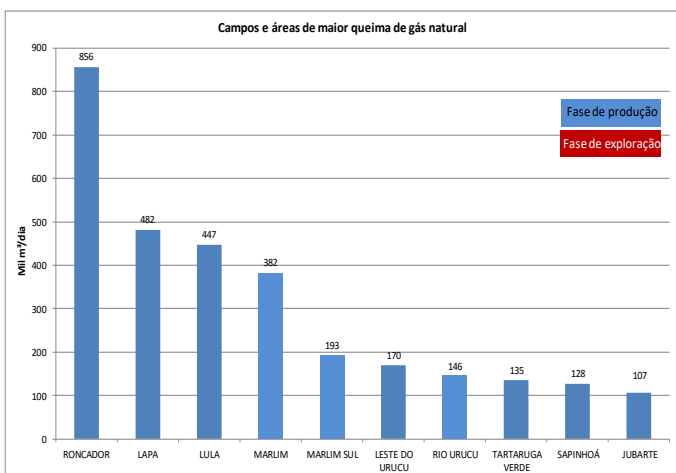
Queima de Gás em Relação à Produção



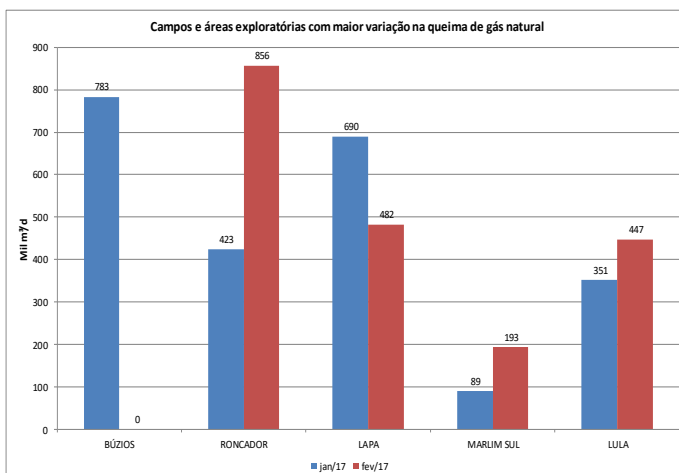
A Interrupção do Sistema de Produção Antecipada - SPA no campo de Búzios influenciou consideravelmente na redução de mais de 300 mil m³/d na queima de gás natural. A redução do volume implicou na redução do índice queima/produção, que passou de 3,9% para 3,7% em fevereiro/2017.

Queima de Gás: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos com maior volume de queima de gás natural no mês de fevereiro de 2017, sendo esses responsáveis por 77% do volume total.

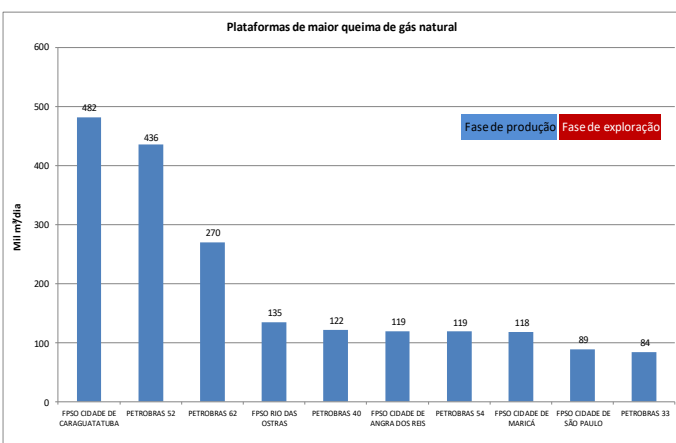


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação na queima de gás natural, comparando os meses de janeiro e fevereiro de 2017.

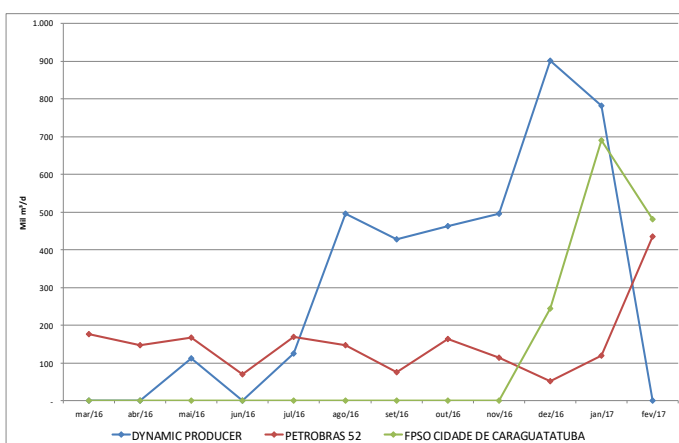


Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de fevereiro de 2017, sendo essas responsáveis por 50% do volume total de gás natural queimado no País.



No gráfico abaixo consta histórico das três UEPs com maior variação na queima de gás natural, comparando janeiro e fevereiro de 2017: FPSO Dynamic Producer (campo de Búzios), P-52 (campo de Roncador) e FPSO Cidade de Caraguatatuba (campo de Lapa).



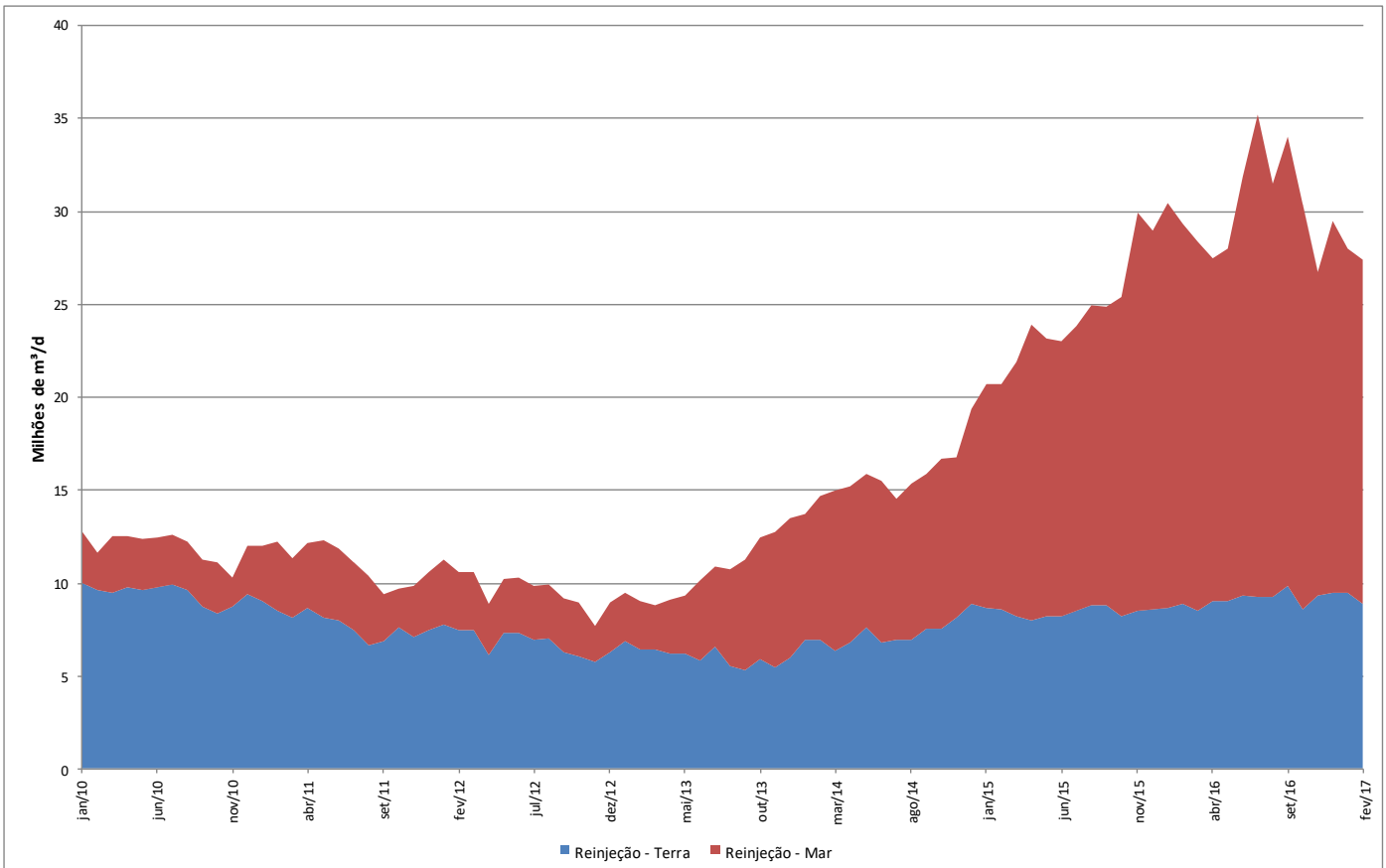
Oferta de Gás Natural

Reinjeção de Gás Natural

Comparando os meses de janeiro e fevereiro de 2017, a reinjeção de gás natural em caiu de 28,0 para 27,4 milhões de m³/d (-2,2%). A redução da reinjeção foi realizada principalmente nos Estados do Rio de Janeiro e Amazonas.

		Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017			
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez				
MAR	ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-													-	
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-														-
	BAHIA	-	-	-	-	-	-	-														-
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-														-
	ESPÍRITO SANTO	0,33	0,18	0,31	0,00	-	-	-														-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-														-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-														-
	RIO DE JANEIRO	0,79	1,92	4,61	9,80	14,49	13,03	12,01														12,55
	RIO GRANDE DO NORTE	0,05	0,03	0,03	0,03	0,00	-	-														-
	SÃO PAULO	-	0,69	1,83	4,72	5,04	4,00	5,06														4,50
SERGIPE	1,72	1,76	1,65	1,30	1,63	1,49	1,45														1,47	
Total - MAR		2,88	4,58	8,43	15,85	21,15	18,52	18,53														18,53
TERRA	ALAGOAS	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	-														0,00
	AMAZONAS	6,11	5,44	6,45	7,46	8,41	8,69	8,20														8,46
	BAHIA	0,56	0,58	0,82	0,96	0,68	0,79	0,66														0,73
	CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-														-
	ESPÍRITO SANTO	-	-	-	-	-	-	-														-
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-														-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-														-
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-														-
	RIO GRANDE DO NORTE	-	-	-	-	-	-	-														-
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-														-
SERGIPE	0,03	0,02	0,03	0,02	0,01	-	-														-	
Total - TERRA		6,80	6,06	7,30	8,44	9,09	9,48	8,86														9,18
Total - GERAL		9,68	10,64	15,73	24,29	30,24	28,00	27,39														27,71

Fonte: ANP



Oferta de Gás Natural

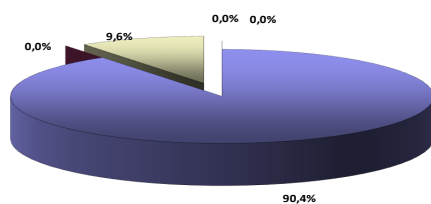
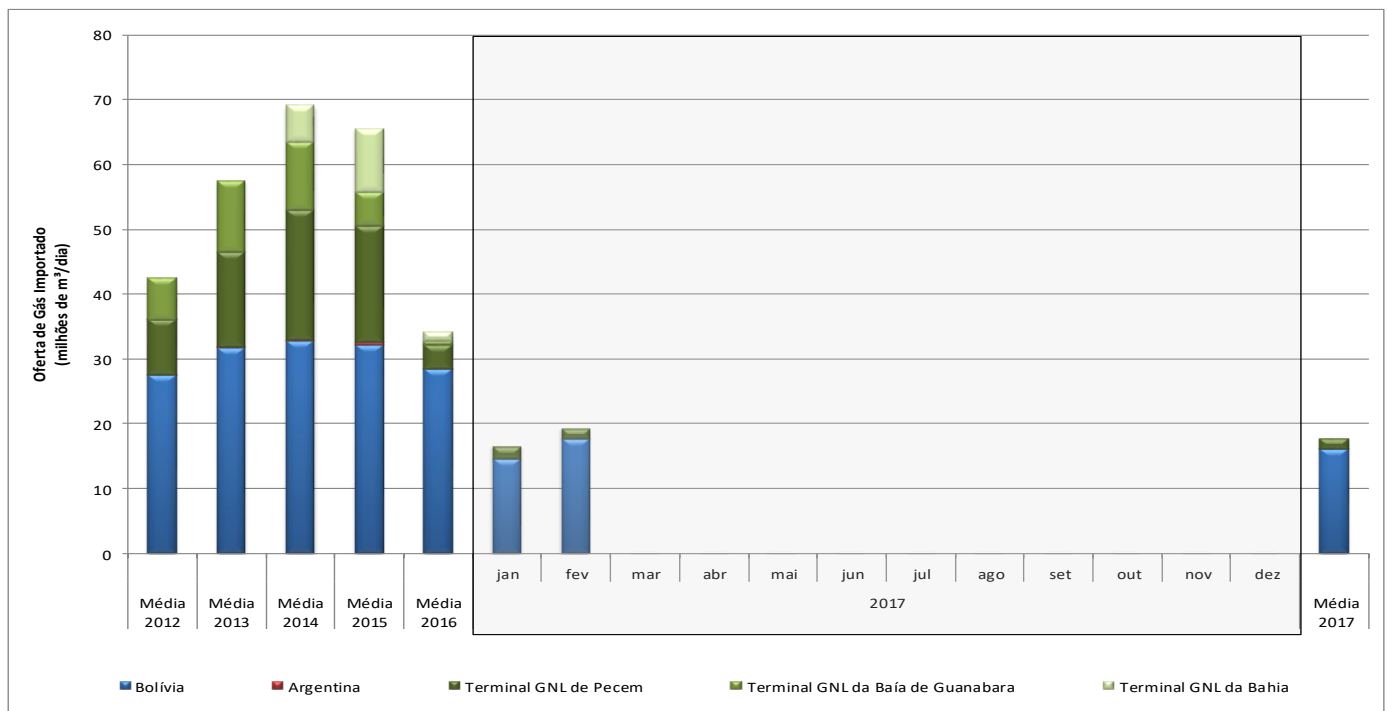
Oferta de Gás Natural Importado

A tabela e o gráfico a seguir apresentam detalhamento acerca da importação de gás natural da Bolívia e Argentina, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL.

Gás Natural Importado (em milhões m³/dia)			Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017		
								jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez			
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	26,64	30,63	31,24	30,18	28,24	14,54	17,66												16,02	
	Via MT	PETROBRAS	0,88	1,10	1,58	1,83	0,07	0,00	0,00													0,00
		EPE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00													0,00
		MTGás	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
	Subtotal			27,53	31,75	32,83	32,03	28,33	14,54	17,66												16,02
Argentina	Sulgás (TSB)		0,00	0,16	0,18	0,47	0,00	0,00	0,00												0,00	
	Subtotal			0,00	0,16	0,18	0,47	0,00	0,00	0,00												0,00
Regaseificação de GNL			8,49	14,58	19,92	17,96	3,81	1,86	1,51												1,70	
Terminal GNL de Pecém			1,95	3,59	3,65	2,96	1,75	1,86	1,51												1,70	
Terminal GNL da Baía de Guanabara			6,54	10,99	10,63	5,16	0,63	0,00	0,00												0,00	
Terminal GNL da Bahia					5,64	9,84	1,43	0,00	0,00												0,00	
TOTAL			36,02	46,49	52,93	50,45	32,14	16,40	19,17												17,72	

Fontes: ANP e TBG

A oferta de gás importado aumentou de 16,4 para 19,2 milhões de m³/d, comparando os meses de janeiro e fevereiro de 2017. O aumento está relacionado com a maior importação de gás boliviano, que passou de 14,5 para 17,7 milhões de m³/d. Quanto à regaseificação de GNL, essa permaneceu abaixo de 2,0 milhões de m³/d, sendo verificada operação somente pelo Terminal de Pecém.



Considerando os meses de janeiro e fevereiro de 2017, 90% do gás natural importado foi de origem boliviana.

■ Bolívia
 ■ Argentina
 ■ Terminal GNL de Pecém
 ■ Terminal GNL da Baía de Guanabara
 ■ Terminal GNL da Bahia

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 como 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 regaseificador.

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 ⁽¹⁾ (US\$)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL ⁽²⁾ (m ³)	Volume GN regas ⁽³⁾ (m ³)	Preço FOB ⁽¹⁾⁽⁴⁾ (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
ANUAL	Total 2008	26.270.651	31.904.700	69.966	41.979.868	15,93	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
	Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217	435.130.092	5,44	Trinidad e Tobago; Nigéria	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606	2.852.763.304	6,94	Emirados Árabes Unidos; Nigéria; Peru; Trinidad e Tobago; Catar; Reino Unido; Estados Unidos; Guiné Equatorial	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2011	290.630.684	556.693.599	1.220.819	732.491.578	10,10	Trinidad e Tobago; Reino Unido; Estados Unidos; Catar	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2012	1.548.294.858	2.380.300.003	5.219.956	3.131.973.688	12,58	Nigéria; Estados Unidos; Catar; Bélgica; Noruega; Espanha; Trinidad e Tobago; França	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2013	2.835.082.921	3.614.262.130	8.448.680	5.069.208.153	14,23	Nigéria; Catar; Espanha; Trinidad e Tobago; Argélia; Bélgica; Noruega; França; Angola; Egito; Portugal	Pecém - CE; Rio de Janeiro - RJ
	Total 2014	3.139.392.160	4.077.607.944	8.942.123	5.365.273.611	14,89	Catar, Estados Unidos, Noruega, Holanda, Nigéria, Trinidad e Tobago, Guiné Equatorial, Angola, Espanha, Portugal	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	Total 2015	2.754.400.514	5.747.703.888	12.604.614	7.562.768.274	9,27	Catar, Emirados Árabes, Espanha, Estados Unidos, Nigéria, Noruega, Portugal, Trinidad e Tobago, Holanda e Reino Unido	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	Total 2016	767.536.464	2.302.980.763	5.050.396	3.030.237.846	6,45	Catar, Estados Unidos, Guiné Equatorial, Nigéria, Noruega, Reino Unido, Trinidad e Tobago e Bélgica	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
	jan/17	0	0	-	-	-	0	0
Total jan/17	0	0	0	0				
fev/17	24.446.765	57.351.004	125.770	75.461.847	8,24	Nigéria	Aratu - BA	
Total fev/17	24.446.765	57.351.004	125.770	75.461.847	8,24	Nigéria	Aratu - BA	
Total 2017	24.446.765	57.351.004	125.770	75.461.847	8,24	Nigéria	Aratu - BA	

Fonte: Aliceweb - MDIC

1 - FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro.

2 - GNL fase líquida.

3 - Volume de gás natural, em fase gasosa, equivalente ao volume de GNL. Os valores são calculados considerando a massa específica do GNL igual a 456 kg/m³ e a razão de conversão volume gasoso-líquido igual a 600:1.

4 - Na conversão do volume de gás natural em energia foi considerado o poder calorífico de 9.900 kcal/m³.

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

Atualmente no País somente está 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* (m ³)	Volume GN regas (m ³)	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
Total 2015	560.459	1.367.838	3.000	1.799.787	7,93	Nigéria	Rio de Janeiro - RJ
Total 2016	94.258.918	368.698.713	808.550	485.129.886	4,94	Argentina; Trinidad e Tobago; México; China e Japão	Pecém-CE, Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ
jan/2017	21.191.228	66.541.664	145.925	87.554.821	6,16	Índia	Pecém-CE
Total 2017	21.191.228	66.541.664	145.925	87.554.821	6,16	Índia	Pecém - CE

Fonte: Aliceweb - MDIC

* Valores 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 GNL regaseificado.

A tabela a seguir apresenta comparativo entre os volumes de gás natural consumido e importado pelo GASBOL. Considerando médias anuais de 2012 a 2016, o consumo no transporte variou entre 3,4 a 3,9% do volume importado, já em 2017 o consumo médio é de 2,1%.

Comparativo entre consumo e volume importado (Milhões de m³/dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Consumo - GASBOL	0,93	1,17	1,22	1,19	1,09	0,25	0,44											0,34
Importação - Bolívia	27,54	31,75	32,83	32,03	28,33	14,54	17,66											16,05
Consumo - GASBOL (%)	3,4%	3,7%	3,7%	3,7%	3,9%	1,7%	2,5%											2,1%

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 referenciados a um 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 dado de consumo de gás natural de parte da malha de transporte não está atualmente disponível.

Demanda de Gás Natural

A demanda total de gás natural apresentada neste Boletim é obtida por meio do somatório de: (i) demanda das distribuidoras locais de gás canalizado; (ii) consumo das refinarias e Fábrica de Fertilizantes - Fafens; e (iii) consumo de usinas termelétricas informado por outros agentes.

Demanda de Gás Natural por Distribuidora

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (milhões de m ³ /dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,541	0,595	0,614	0,609	0,624	0,615	0,639											0,626
BahiaGás (BA)	3,743	4,465	3,894	3,883	3,374	3,439	3,320											3,382
BR Distribuidora (ES)	3,058	3,038	3,495	3,378	2,622	2,792	3,139											2,956
Cebgás (DF)	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,003											0,004
Ceg (RJ)	8,979	11,753	14,791	14,298	10,592	9,324	8,997											9,169
Ceg Rio (RJ)	6,591	9,016	10,555	10,417	6,346	5,863	6,242											6,043
Cegás (CE)	1,259	1,960	1,913	1,833	1,361	1,747	1,661											1,706
Cigás (AM)	2,458	3,085	3,428	3,730	2,933	2,640	2,707											2,672
Comgas (SP)	14,404	14,951	14,952	14,276	11,996	10,750	11,302											11,012
Compagás (PR)	2,227	2,268	2,897	2,734	1,301	1,140	1,362											1,245
Copergás (PE)	2,429	2,927	3,286	4,210	4,714	3,437	3,575											3,503
Gas Brasileiro (SP)	0,828	0,845	0,802	0,784	0,742	0,621	0,642											0,631
Gasmig (MG)	3,619	4,073	4,212	3,885	2,959	2,850	2,968											2,906
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000											0,000
Mtgás (MT)	0,008	0,015	0,008	0,005	0,003	0,003	0,003											0,003
Msgás (MS)	0,992	1,809	2,593	2,809	1,175	0,276	0,434											0,351
Pbgás (PB)	0,362	0,349	0,340	0,306	0,275	0,276	0,274											0,275
Potigás (RN)	0,349	0,348	0,344	0,282	0,274	0,280	0,299											0,289
Gás Natural Fenosa (SP)	1,352	1,323	1,181	1,118	1,099	1,074	1,155											1,113
Scgás (SC)	1,841	1,848	1,817	1,732	1,683	1,577	1,769											1,668
Sergás (SE)	0,278	0,276	0,288	0,281	0,278	0,283	0,290											0,286
Sulgás (RS)	1,791	1,941	1,966	2,401	1,905	1,658	1,772											1,712
Goiasgás (GO)	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002											0,002
Gasmar (MA)	0,000	0,000	4,861	4,179	5,168	3,142	1,379											2,305
TOTAL DISTRIBUIDORAS	57,122	66,896	78,246	77,158	61,431	53,794	53,934											53,860

Fonte: Abegás

Demanda de Gás Natural das Refinarias e Fafens (não considera a refinaria Abreu e Lima)

Demanda de gás natural (milhões de m ³ /d)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2016
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Refinarias + Fafens	12,88	13,03	13,80	14,15	14,03	13,59	13,32											13,46

Fonte: ANP

Demanda Termelétrica Informada por Outros Agentes

Demanda de gás natural (milhões de m ³ /d)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2016
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	5,03	11,42	7,22	7,33	4,74	4,23	4,18											4,21

Fonte: Abegás e Petrobras

Demanda de Gás Natural

Demanda de Gás Natural por Distribuidora

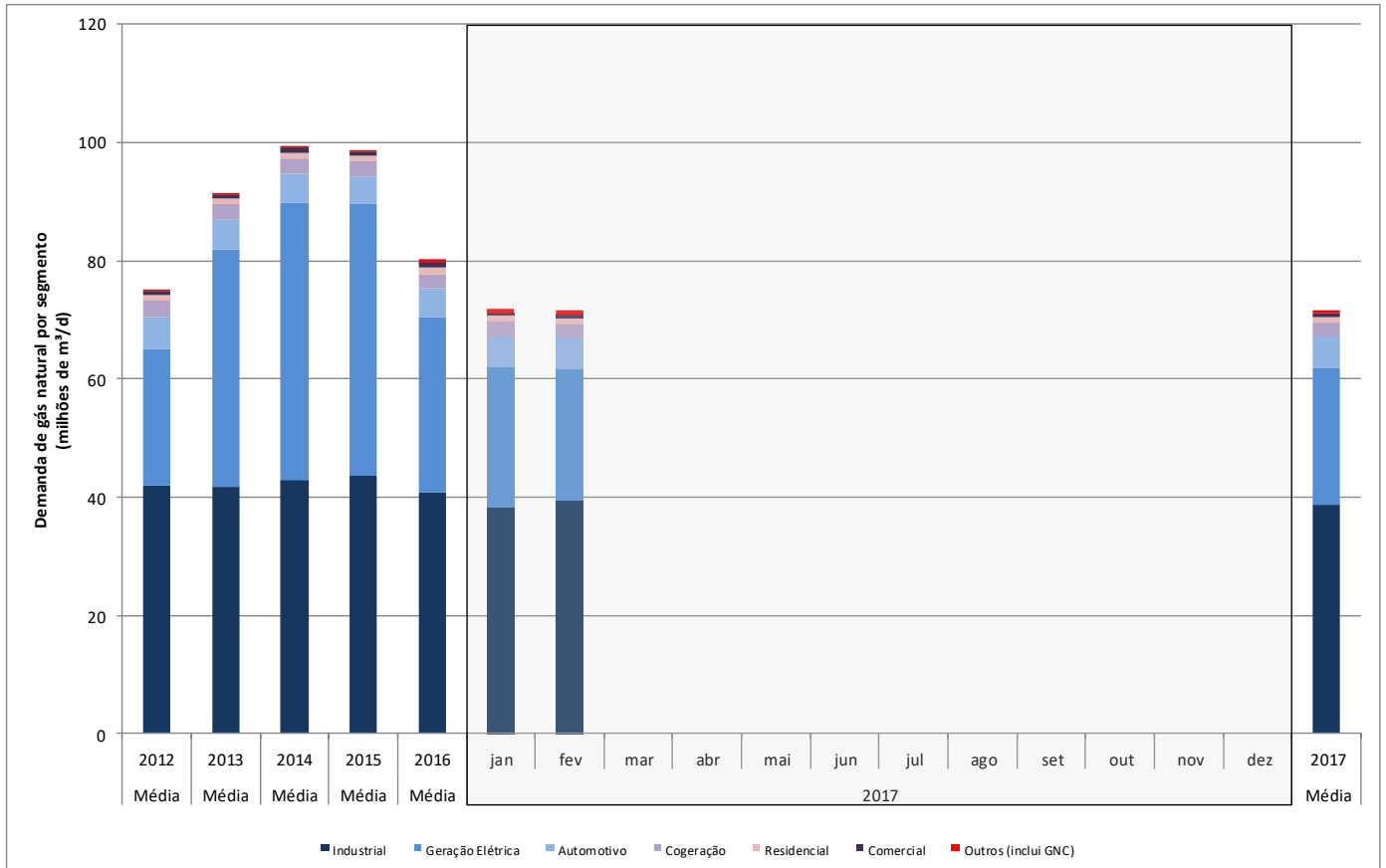
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,541	0,595	0,614	0,609	0,623	0,615	0,639											0,627
Bahiagás (BA)	3,737	3,614	3,733	3,630	3,363	3,439	3,320											3,379
BR Distribuidora (ES)	2,713	2,058	2,467	2,351	1,654	1,686	1,901											1,793
Cebgás (DF)	0,009	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,003											0,004
Ceg (RJ)	4,594	4,166	4,192	4,090	4,058	4,022	4,197											4,110
Ceg Rio (RJ)	2,164	2,369	2,569	2,399	2,068	2,395	2,258											2,326
Cegás (CE)	0,429	0,460	0,463	0,460	0,445	0,430	0,437											0,434
Cigás (AM)	0,017	0,044	0,061	0,089	0,096	0,093	0,096											0,095
Comgas (SP)	12,966	12,887	12,382	11,748	11,437	10,750	11,302											11,026
Compagás (PR)	1,022	1,042	1,054	1,415	1,258	1,140	1,361											1,251
Copergás (PE)	1,044	1,119	1,214	2,564	2,684	1,208	1,277											1,243
Gas Brasileiro (SP)	0,828	0,845	0,802	0,785	0,742	0,621	0,642											0,632
Gasmig (MG)	2,875	2,857	2,990	2,578	2,335	2,454	2,610											2,532
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000											0,000
Mtgás (MT)	0,008	0,015	0,008	0,005	0,003	0,003	0,003											0,003
Msgás (MS)	0,196	0,224	0,312	0,209	0,292	0,276	0,345											0,310
Pbgás (PB)	0,362	0,349	0,340	0,306	0,275	0,276	0,274											0,275
Potigás (RN)	0,349	0,348	0,345	0,282	0,274	0,280	0,299											0,290
Gás Natural Fenosa (SP)	1,352	1,323	1,181	1,117	1,099	1,074	1,155											1,115
Scgás (SC)	1,841	1,848	1,817	1,732	1,683	1,577	1,769											1,673
Sergás (SE)	0,278	0,276	0,288	0,281	0,278	0,283	0,290											0,286
Sulgás (RS)	1,791	1,779	1,782	1,937	1,905	1,658	1,772											1,715
Goiasgás (GO)	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002											0,002
Gasmar (MA)	0,004	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000											0,000
TOTAL DISTRIBUIDORAS SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO	39,121	38,231	38,621	38,595	36,581	34,287	35,953											35,120
SEGMENTO TERMELÉTRICO	18,001	28,664	39,625	38,562	24,850	19,507	17,981											18,740

Fonte: Abegás

Demanda de Gás Natural

Demanda de Gás Natural por Segmento

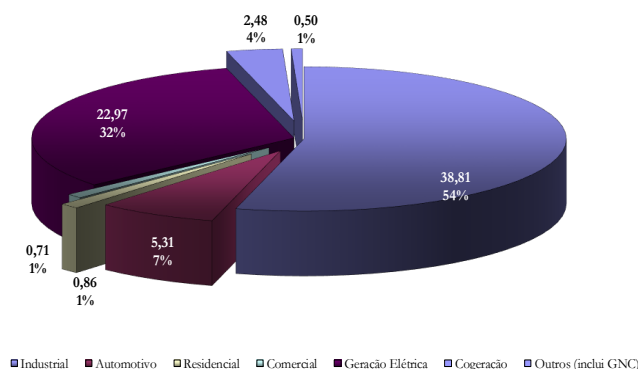
A demanda de gás natural das distribuidoras foi segmentada em: industrial, comercial, residencial, automotivo, geração termelétrica e outros. A demanda das refinarias e fafens foi integralmente considerada como consumo do segmento industrial.



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

A demanda total de gás natural permaneceu estável, com volume diário próximo de 71 milhões de m³/d. Destaca-se o incremento de 1,0 milhão de m³/d no consumo no segmento industrial, entretanto esse foi compensado com a redução da demanda da geração termelétrica (-1,6 milhão de m³/d). As usinas termelétricas localizadas no Maranhão impactaram consideravelmente na redução da demanda termelétrica.

Segmentação do Consumo de Gás Natural - Média 2017



Os segmentos com maior participação no consumo de gás natural são o industrial (54%) e o termelétrico (32%).

Demanda de Gás Natural

Detalhamento da demanda industrial

De maneira geral, 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 pelo segmento industrial cujo fornecimento do energético é realizado pelas distribuidoras, bem como o consumo de gás natural de refinarias e Fábrica de Fertilizantes - Fafens. O volume consumido pela refinaria Abreu e Lima está contido no item "Industrial - Distribuidoras").

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Industrial - Distribuidoras	29,12	28,79	29,18	29,46	26,79	24,74	26,01											25,34
Refinarias e fafens	12,88	13,03	13,80	14,15	14,03	13,59	13,32											13,46
Demanda Industrial total	42,00	41,81	42,98	43,61	40,82	38,33	39,33											38,81

Fontes: ANP e Abegás

Consumo de Gás Natural - Refinarias

A tabela a seguir detalha o consumo de gás natural por refinaria, exceto refinaria Abreu e Lima (RNEST). O volume de gás natural consumido pela RNEST é informado de forma agregada no consumo industrial da Companhia Pernambucana de Gás - Copergás.

Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
REPAR	1,17	1,00	0,92	1,16	1,13	1,17	1,40											1,28
REPLAN	1,09	1,99	2,01	2,20	1,93	1,79	1,88											1,83
REDUC	2,01	1,91	1,94	2,00	1,92	2,19	2,29											2,24
REVAP	2,39	2,39	1,96	2,65	2,31	2,26	2,04											2,16
RPBC	0,88	0,61	0,69	0,59	0,85	0,67	0,73											0,70
RLAM	0,77	0,94	0,86	0,86	1,14	0,83	0,40											0,63
REGAP	0,46	0,54	0,70	0,79	0,78	0,82	0,88											0,84
REFAP	0,42	0,26	0,46	0,69	0,58	0,52	0,38											0,45
RECAP	0,49	0,46	0,45	0,36	0,40	0,41	0,40											0,41
REMAN	0,19	0,20	0,18	0,17	0,18	0,16	0,15											0,15
LUBNOR	0,08	0,08	0,07	0,08	0,10	0,07	0,06											0,07
RPCC	0,05	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05											0,05
TECAB	0,22	0,46	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00											0,00
TOTAL	10,21	10,90	11,32	11,61	11,36	10,94	10,66											10,81

Fonte: 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 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
FAFEN-BA	1,50	1,77	1,37	1,17	1,39	1,40	1,41											1,41
FAFEN-SE	1,16	1,28	1,11	1,37	1,28	1,25	1,25											1,25
TOTAL	2,66	3,05	2,48	2,54	2,67	2,65	2,66											2,66

Fonte: ANP

Demanda de Gás Natural

Detalhamento da Demanda Termelétrica a Gás Natural

O parque térmico a gás natural é composto por 35 usinas, sendo 15 bicomustíveis (possível a substituição do gás natural por óleo combustível ou diesel). Maior detalhamento sobre as usinas termelétricas pode ser visualizado na página 34 deste Boletim.

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

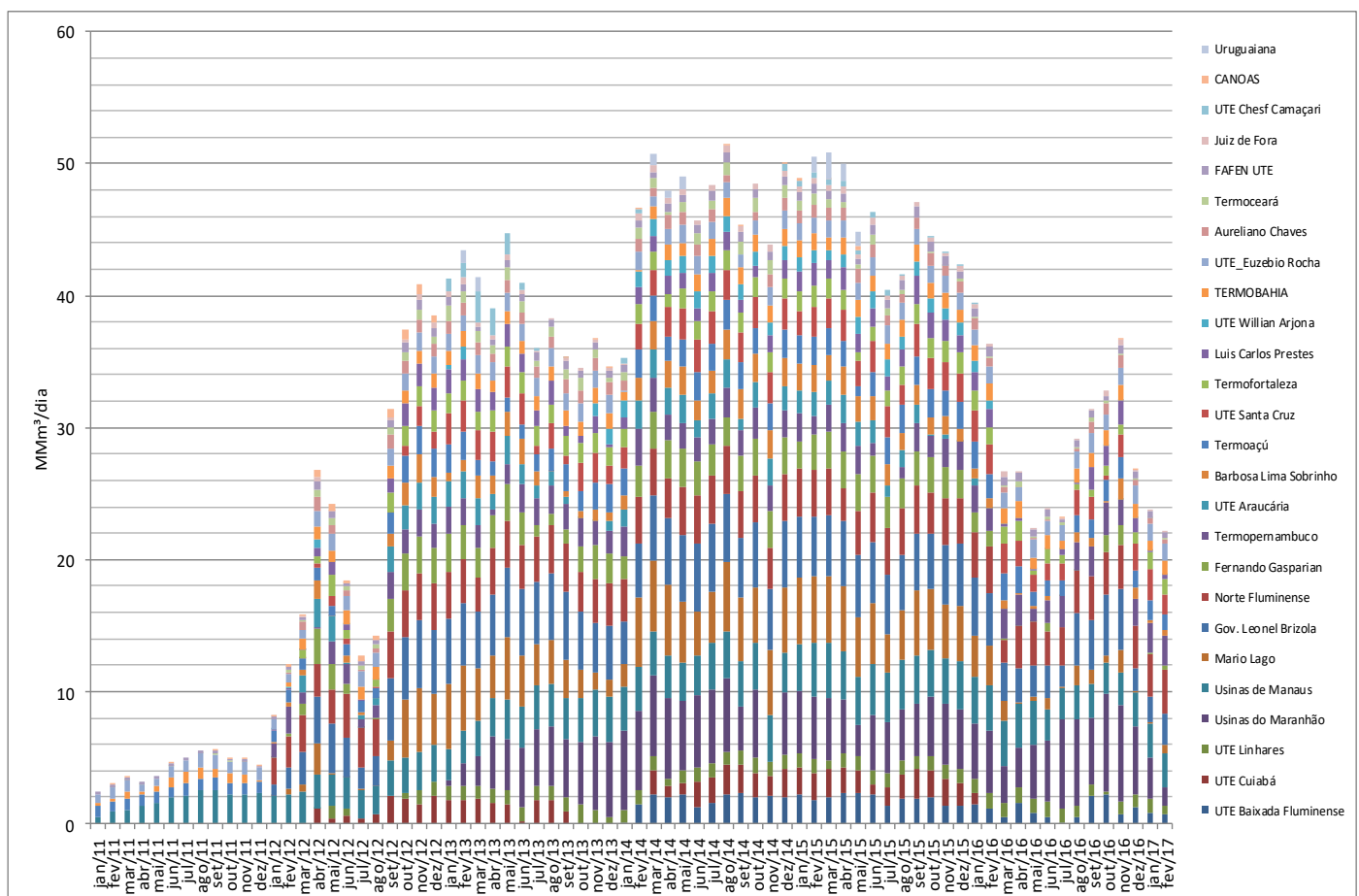
Consumo de gás natural (milhões de m ³ /d)	Segmento termelétrico	Média	Média	Média	Média	Média	2017												Média
		2012	2013	2014	2015	2016	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2017
Consumo de gás natural (milhões de m ³ /d)	Termelétrico informado pelas distribuidoras locais de gás canalizado	18,01	28,66	39,63	38,57	24,84	19,51	17,98											18,78
	Termelétrico informado por outros agentes (consumidor livre e autoprodutor)	5,03	11,42	7,22	7,33	4,74	4,23	4,18											4,21
	Demanda Termelétrica total	23,03	40,08	46,84	45,90	29,57	23,74	22,16											22,99
Estimativa de eficiência (%)	Energia gerada (1000 GWh) ¹	33,4	56,3	71,6	70,4	47,8	3,2	2,7											5,8
	Podder calorífico = 9.400 kcal/m ³	36,2%	35,2%	38,3%	38,4%	40,4%	39,3%	39,1%											39,2%
	Podder calorífico = 9.900 kcal/m ³	34,4%	33,4%	36,4%	36,5%	38,4%	37,3%	37,1%											37,2%

Fonte: Abegás, Petrobras e ONS(IPDO).

1 - O valor apresentado corresponde à energia total gerada no período.

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.



Fonte: Petrobras e Abegás.

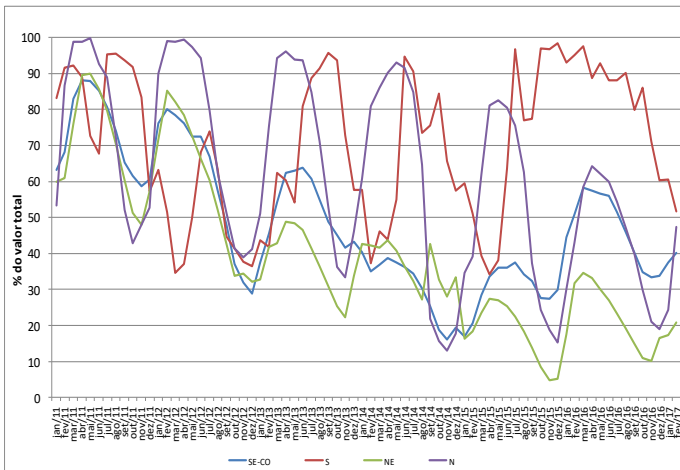
Demanda de Gás Natural

Armazenamento e Afluências no SIN

Energia Armazenada

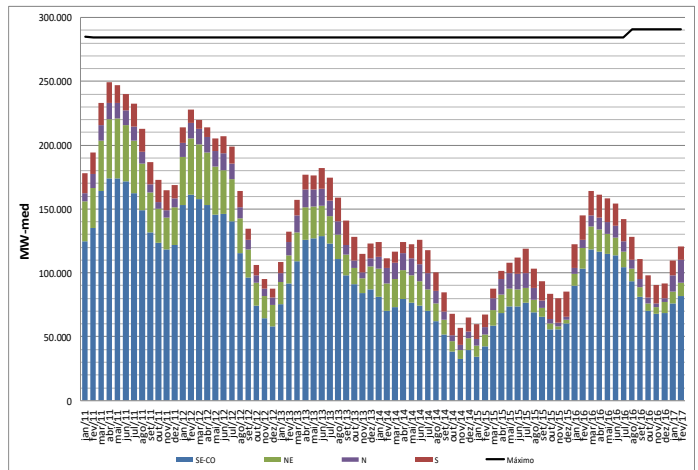
Os gráficos abaixo apresentam o histórico, a partir de janeiro de 2011, da energia armazenada nos reservatórios do Sistema Interligado Nacional - SIN, segmentada por subsistema. No gráfico da esquerda, são apresentados os valores percentuais frente às máximas capacidades de armazenamento. No gráfico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

Percentual da Capacidade de Armazenamento



Fonte: ONS.

Em MWMês

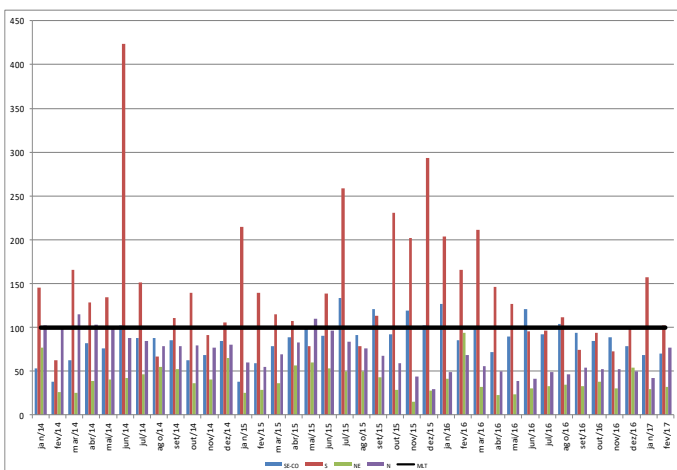


Fonte: ONS.

Energia Natural Afluenta - ENA

Percentual da Média de Longo Termo - MLT

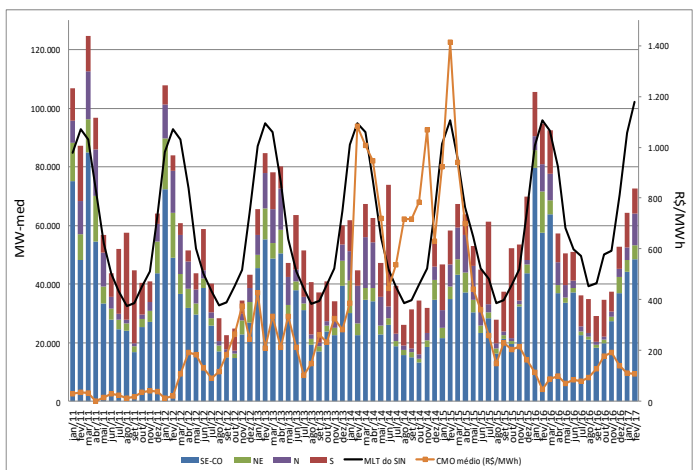
O gráfico abaixo apresenta histórico da Energia Natural Afluenta - ENA nos quatro subsistemas do Sistema Interligado Nacional - SIN, referenciados percentualmente à Média de Longo Termo - MLT, representada pela linha de cor preta.



Fonte: ONS.

CMO, ENA e MLT

Este gráfico demonstra a influência sobre o preço da energia elétrica exercida pelo volume de energia afluenta junto aos reservatórios das hidrelétricas. É interessante destacar que, quando a Energia Natural Afluenta - 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 ENA fica maior do que a MLT, o CMO tende a cair.



Fonte: ONS.

Demanda de Gás Natural

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

Semana	SE-CO	S	NE	N
28/01/2017 a 03/02/2017	40,44	40,44	176,69	80,44
04/02/2017 a 10/02/2017	94,58	94,58	176,69	84,48
11/02/2017 a 17/02/2017	103,09	103,09	165,51	102,16
18/02/2017 a 24/02/2017	113,10	113,10	142,08	15,72
25/02/2017 a 03/03/2017	169,28	169,28	169,28	0,00

Em janeiro de 2017 a ENA representou 70% da MLT e em fevereiro 71%. Essa pequena aproximação da ENA com a MLT impactou na redução do CMO médio, que passou de 112 para 108 R\$/MWh (médias simples dos valores semanais e das Regiões).

Fonte: ONS (Relatório Executivo do Programa Mensal da Operação - PMO).

Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>

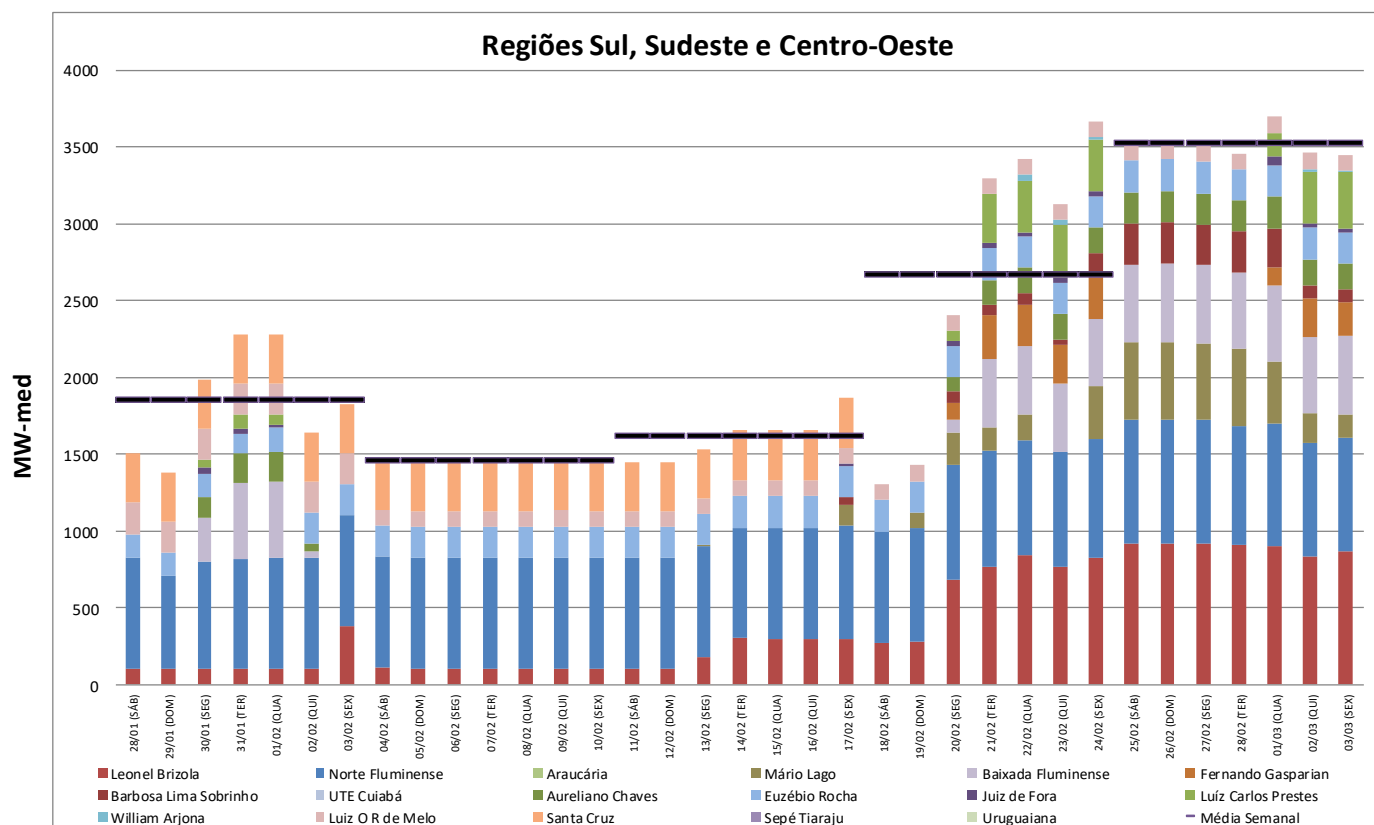
Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Usina	UF	Situação	Potência Usina (MW)	Combustível	Data de Tendência	Leilão
Novo Tempo	PE	Sem previsão	Unidades 1 e 2 - 428,00 Unidades 3 a 6 - 810,00	Gás Natural		06/2014 A-5 28/11/2014
Porto De Sergipe I	SE	Não iniciado	Unidade 1 - 332,724 Unidade 2 - 332,724 Unidade 3 - 332,724 Unidade 4 - 571,468	Gás Natural	01/01/2020	03/2015 A-5 30/04/2015
Mauá 3	AM	Em construção	Unidade 1 - 189,55 Unidade 2 - 189,55 Unidade 3 - 211,65	Gás Natural	Unidade 1 - 30/04/2017 Unidade 2 - 30/05/2017 Unidade 3 - 30/11/2017	06/2014 A-5 28/11/2014
Rio Grande	RS	Sem previsão	Unidades 1 e 2 - 428,00 Unidades 3 a 6 - 810,00	Gás Natural		06/2014 A-5 28/11/2014
Prosperidade I	BA	Não iniciado	Unidades 1 a 3 - 28,023	Gás Natural	11/03/2020	04/2015 A-3 21/08/2015

Fonte: Atas das reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), Anexo 2 - Dados de Tendência das Usinas, UTEs

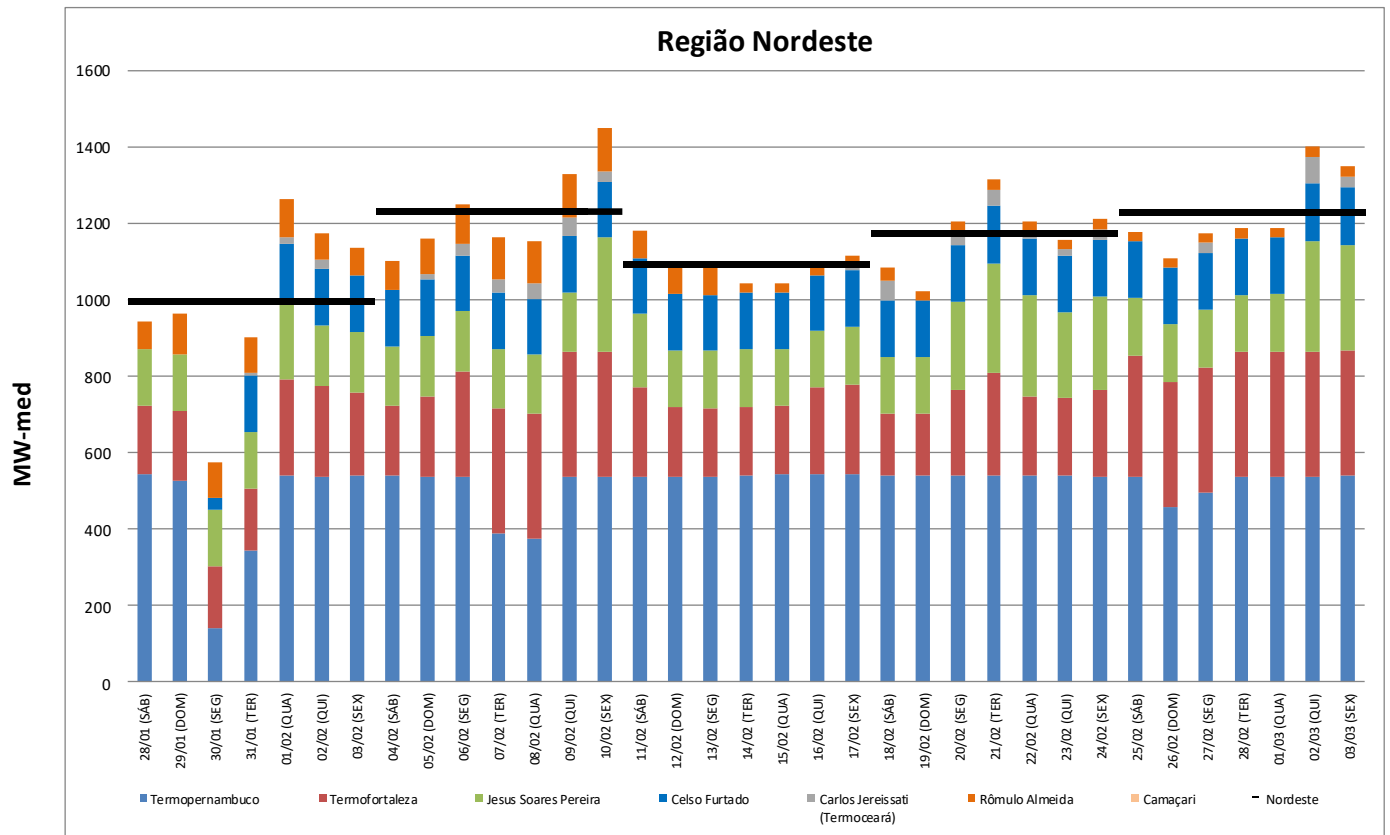
Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>

Sistema Interligado Nacional-SIN

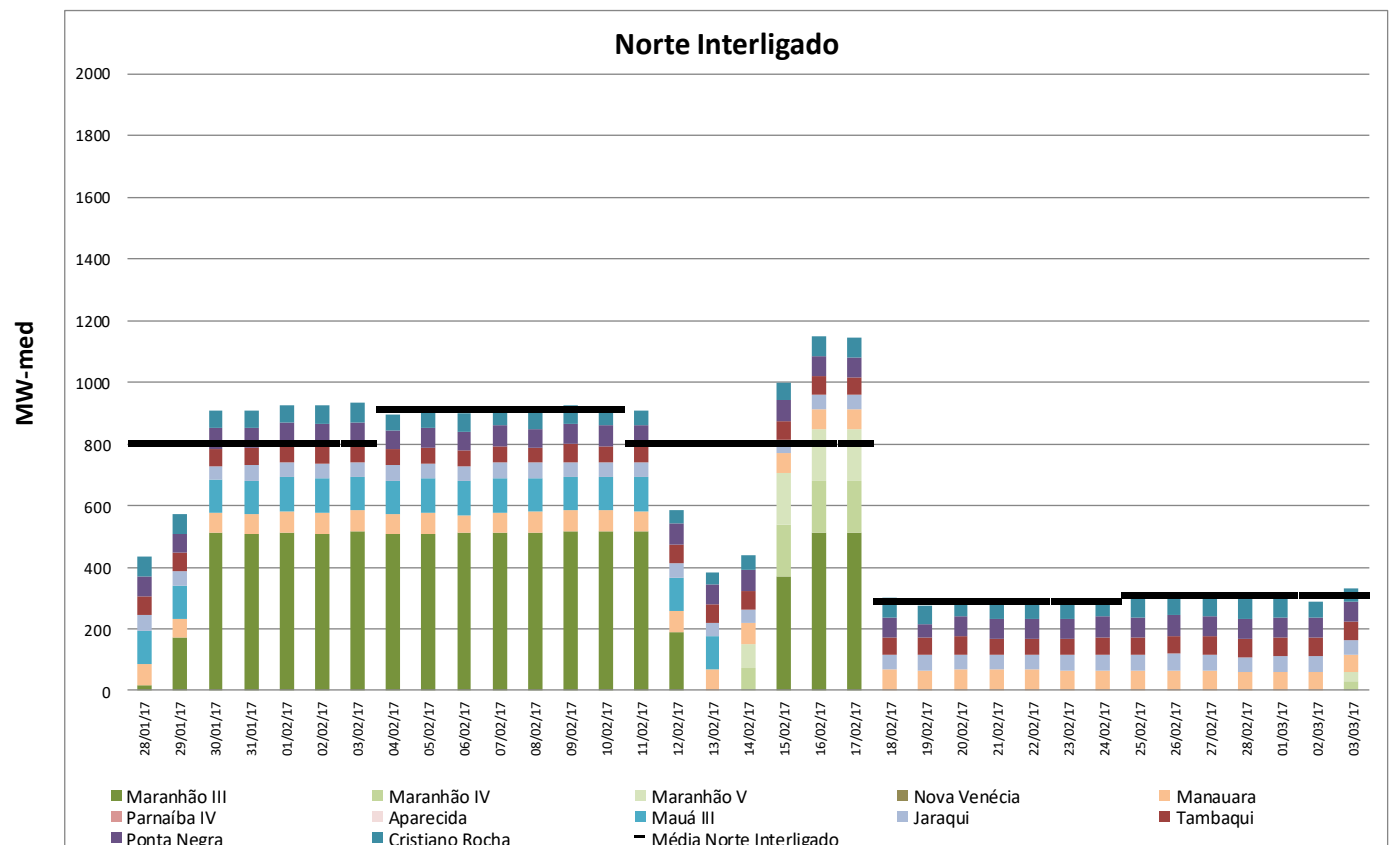


Demanda de Gás Natural

Sistema Interligado Nacional–SIN



Fonte: ONS.



Fonte: ONS.

Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

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

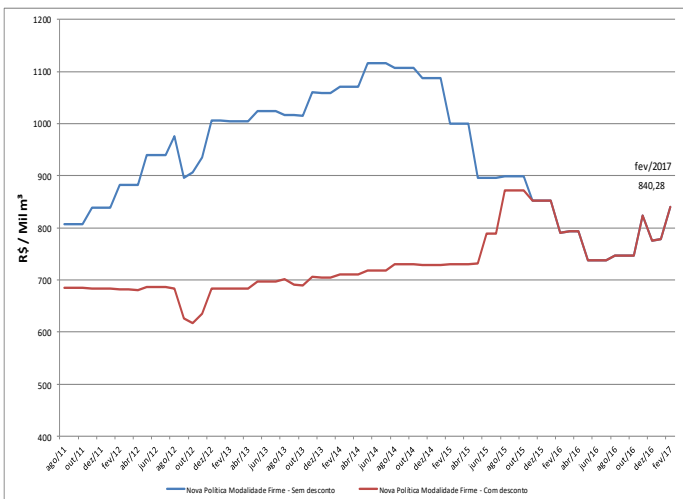
Preço Petrobras para Distribuidora (fevereiro/17): (Preços isentos de tributos e encargos)			
Contrato: Nova Política Modalidade Firme			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Parcela Fixa	Parcela Variável	Total
Nordeste	2,7042	4,3762	7,0804
Sudeste, Sul e Centro Oeste	2,6774	4,3339	7,0113
Brasil	2,6908	4,3551	7,0458
Contrato: Nova Política Modalidade Firme Renegociado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total
Nordeste	1,8940	5,6354	7,5295
Sudeste, Sul e Centro Oeste	1,8690	5,5632	7,4322
Brasil	1,8784	5,5903	7,4687
Contrato: Gás Importado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Commodity	Total
Sudeste e Centro Oeste	1,8301	3,5990	5,4290
Sul	1,8085	3,3639	5,1724
Brasil	1,8171	3,4579	5,2751
* Dados originalmente obtidos da Petrobras. Médias regionais simples (não ponderadas por			
Dólar de conversão R\$/US\$ (fevereiro/17):			3,1042

Fonte: MME, a partir de dados originários da Petrobras.

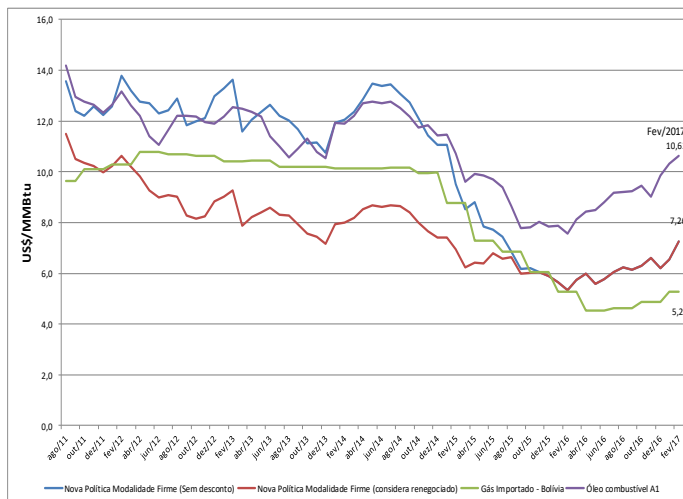
A partir de dezembro de 2016 passaram a vigorar renegociações do contrato Nova Política Modalidade Firme, sendo discriminados os valores de transporte e molécula.

Histórico de Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

Os gráficos abaixo 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.



No gráfico acima é apresentado histórico do preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme, com e sem o desconto provisório concedido pela Petrobras, em R\$/mil m³. Desde novembro de 2015 não é aplicado desconto provisório pela Petrobras (a seu exclusivo critério) sobre os preços contratuais da nova política modalidade firme.



Em fevereiro de 2017, o preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme (considerando também os contratos renegociados) foi equivalente a 68% do preço do óleo combustível A1 (preços para distribuidora).

Fonte: MME, a partir de dados originários da Petrobras.

Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural - Programa Prioritário Termelétrico (PPT)

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2016
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PPT	4,60	4,55	4,53	3,96	3,94	4,15	4,20											4,17

Fonte: MME/SPG/DGN

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

Os preços dos segmentos industrial, residencial, comercial e automotivo para postos foram calculados considerando a média simples dos preços aplicados pelas distribuidoras. Já o preço do segmento automotivo para consumidor final foi obtido a partir do Sistema de Levantamento de Preços (SLP) da ANP.

Preço ao consumidor final (com tributos) - fevereiro/2017				
	Segmento	Faixa de consumo	R\$/m³	US\$/MMBtu
Preços das Distribuidoras	Industrial (m³/d)	2.000	1,6581	14,3208
		20.000	1,4649	12,6521
		50.000	1,4167	12,2359
	Residencial (m³/mês)	12	3,4950	30,1851
	Comercial (m³/mês)	800	2,6305	22,7190
	Automotivo (Postos)	-	1,4561	12,5757
ANP	Automotivo (Consumidor Final)	-	2,2840	19,7262

Fontes: Distribuidoras locais de gás canalizado e ANP

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	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Média Nacional (R\$/m³)	até 2.000 m³/d	1,40	1,48	1,54	1,68	1,68	1,62	1,66										1,64
	até 20.000 m³/d	1,23	1,30	1,36	1,50	1,49	1,42	1,46										1,44
	até 50.000 m³/d	1,19	1,27	1,32	1,46	1,45	1,38	1,42										1,40
Média Nacional (US\$/MMBtu)	até 2.000 m³/d	19,20	17,48	17,55	13,69	13,00	13,57	14,32										13,93
	até 20.000 m³/d	16,90	15,37	15,56	12,17	11,54	11,95	12,65										12,28
	até 50.000 m³/d	16,38	14,90	15,10	11,83	11,19	11,55	12,24										11,88

Fotes: 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 à distribuidora (com impostos)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Preço médio ao consumidor (R\$/m³)	1,71	1,78	1,88	2,06	2,25	2,22	2,28											2,25
Preço médio distribuidora (R\$/m³)	1,29	1,37	1,43	1,52	1,60	1,57	1,58											1,58
Preço médio ao consumidor (US\$/MMBtu)	23,46	21,03	21,46	16,77	17,41	18,60	19,73											19,15
Preço médio distribuidora (US\$/MMBtu)	17,78	16,12	16,38	12,37	12,37	13,17	13,65											13,40

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

Preços e Competitividade

Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL

Preços de GNL (US\$/MMBtu)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017					
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
JKM	15,28	16,16	14,89	7,85	5,99	8,68	6,83																7,80
GNL utilizado no Japão⁽¹⁾			14,06	7,90	6,08	8,40	8,50																8,45
GNL da Indonésia no Japão	18,15	17,34	16,99	11,01	7,44	7,97	8,00																7,98
GNL utilizado no Brasil⁽²⁾	12,58	14,23	14,89	13,86	6,45		8,24																8,24

Fontes:

JKM (2011 a ago/2016): www.platts.com/pressreleases/JKM (a partir de set/2016) MME, a partir de <<http://www.platts.com/price-assessments/natural-gas/jkm-japan-korea-marker>>GNL utilizado no Japão: Ministry of Energy, Trade and Industry (<http://www.meti.go.jp/english/statistics/shot/sing/>)

GNL da indonésia no Japão: Indexmundi

GNL utilizado no Brasil: AliceWeb

(1) Preço convertido para Delivery Ex Schip (DES)

(2) Preço FOB

Preços Internacionais de Gás Natural

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017					
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
Gás russo na fronteira da Alemanha	11,98	11,19	10,44	7,31	4,35	5,14	5,88																5,51
NBP *	9,36	10,48	8,47	6,56	4,73	6,49	6,78																6,64
Henry Hub	2,66	3,73	4,36	2,62	2,50	3,26	2,82																3,04
Petróleo Brent	19,95	19,39	17,64	9,34	7,85	9,78	9,89																9,83
Petróleo WTI	16,77	17,45	16,59	8,68	7,70	9,36	9,51																9,44
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	111,76	100,26	98,98	52,43	44,05	54,89	55,49																55,19
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	93,66	90,28	93,11	48,74	43,23	52,56	53,40																52,98

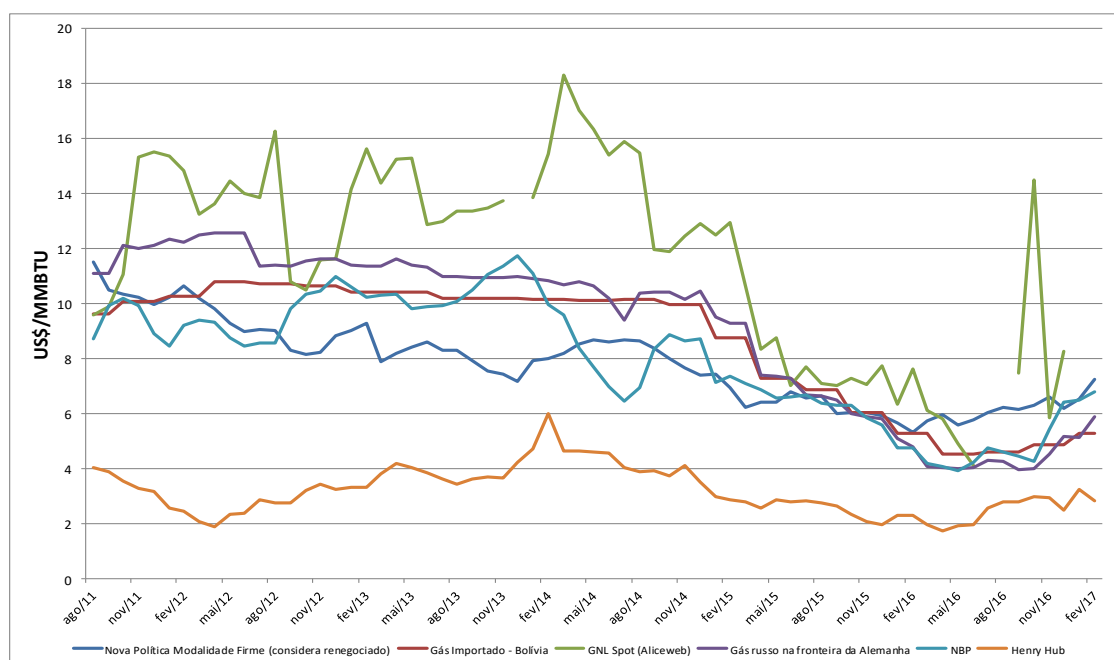
Fontes:

Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI).Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI).

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

Comparativo de Preços de Gás Natural e GNL

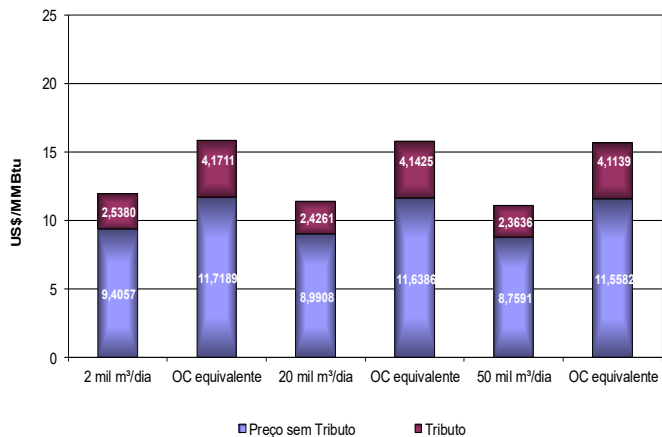
O gráfico a seguir apresenta histórico comparativo de preços de gás natural.



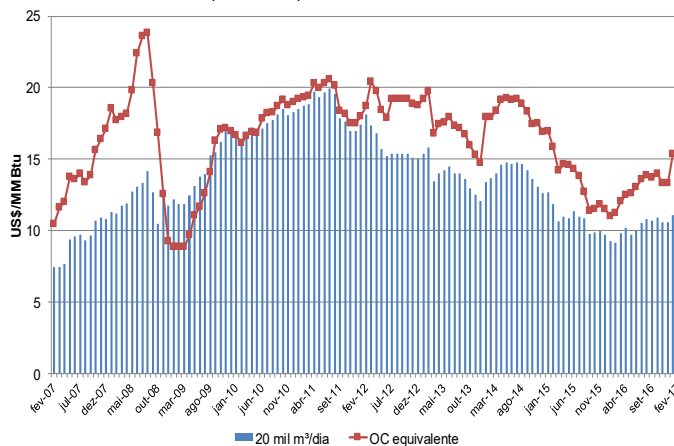
Preços e Competitividade

Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS)

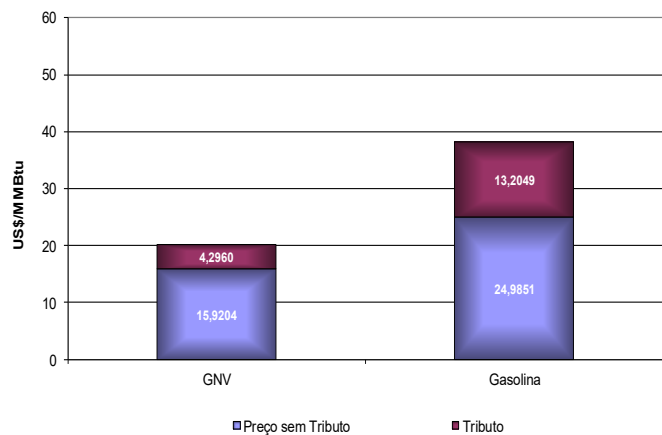
Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia - fevereiro/2017



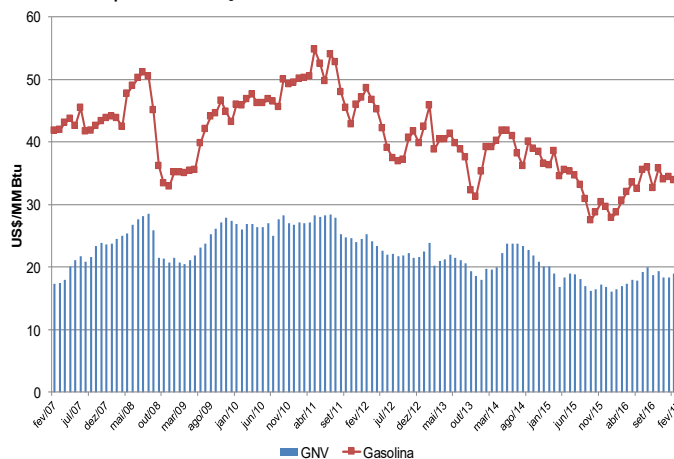
Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível na Bahia



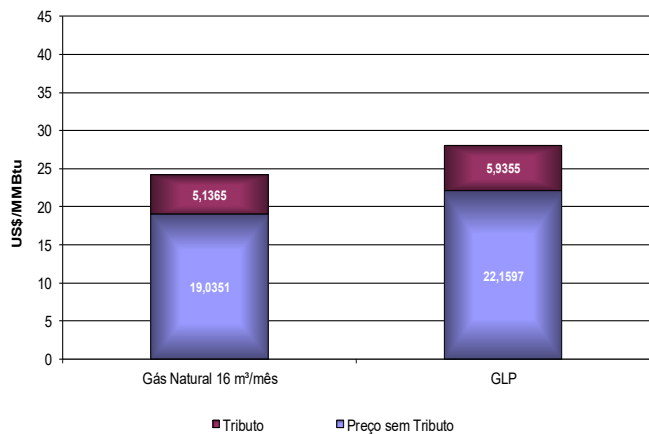
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia - fevereiro/2017



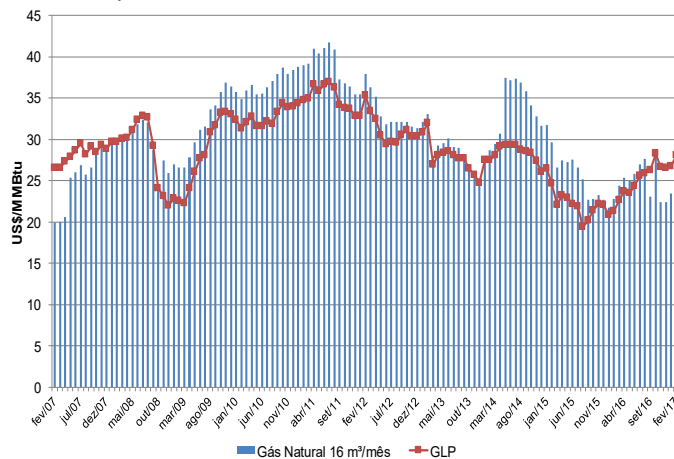
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina na Bahia



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia - fevereiro/2017



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



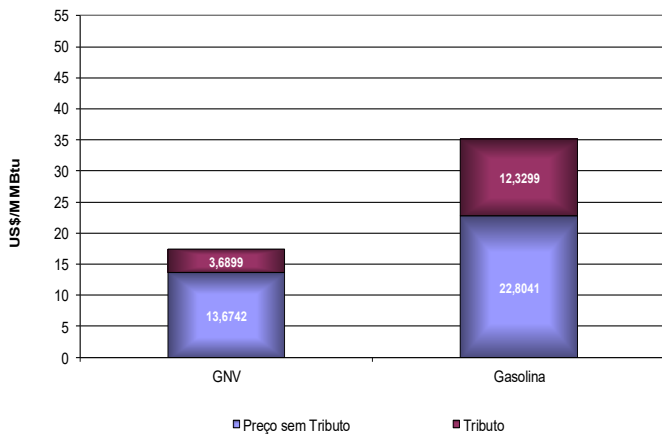
⇒ Ver nota na página 37.

Preços e Competitividade

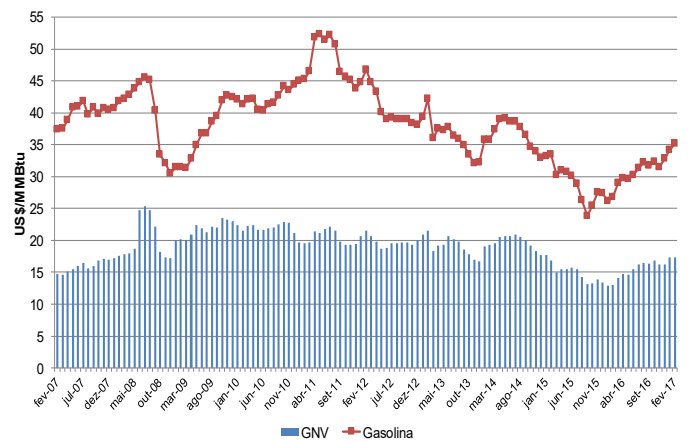
Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS)

Os dados referentes à competitividade do gás natural em relação ao óleo combustível, no estado de São Paulo, estão em processo de revisão.

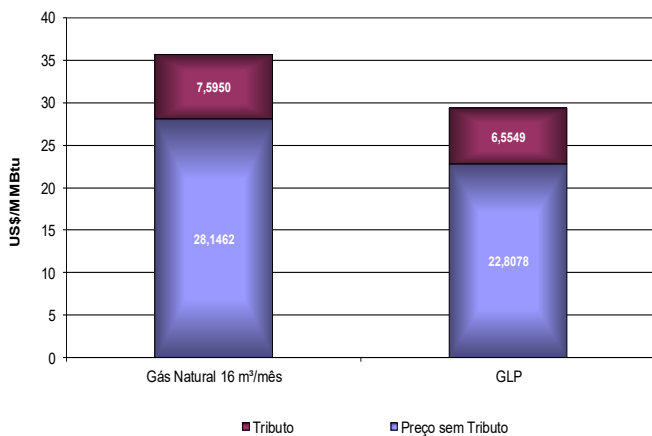
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo - fevereiro/2017



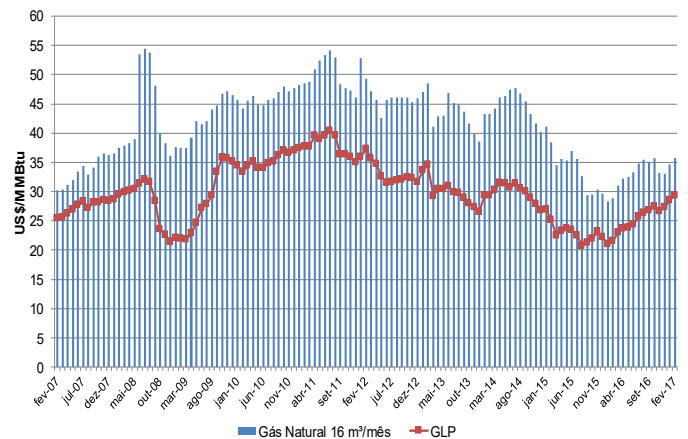
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo - fevereiro/2017



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



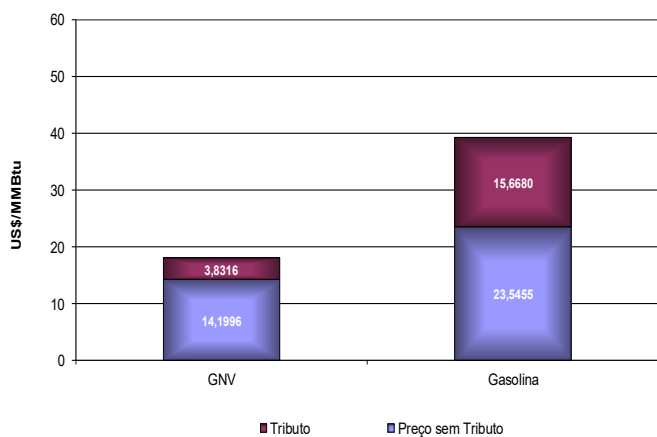
⇒ Ver nota na página 37.

Preços e Competitividade

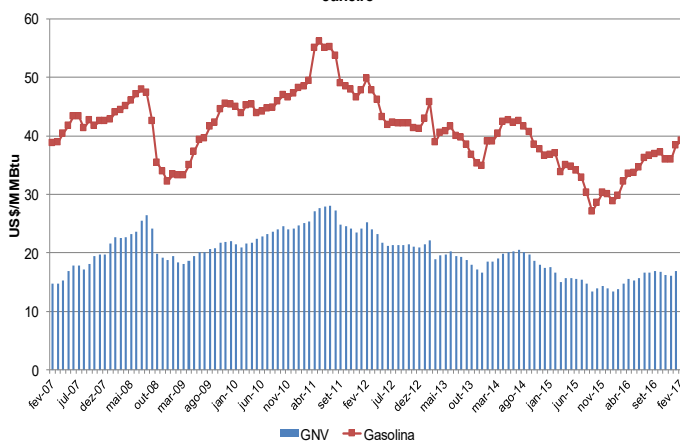
Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG)

Os dados referentes à competitividade do gás natural em relação ao óleo combustível, no estado do Rio de Janeiro, estão em processo de revisão.

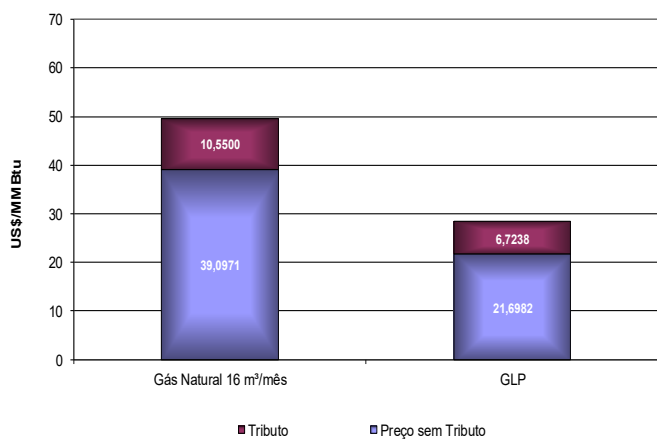
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro - fevereiro/2017



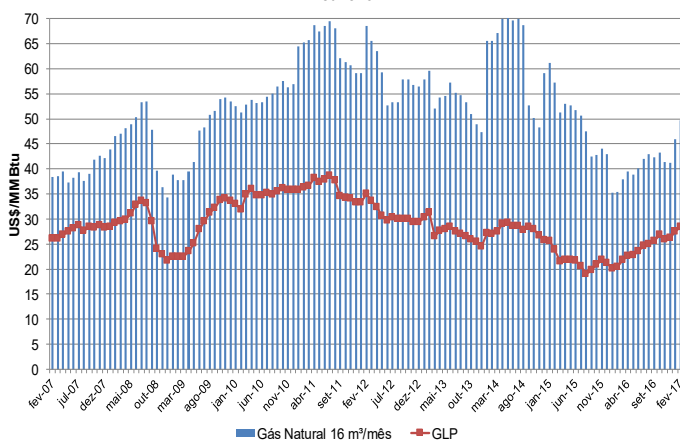
Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina no Rio de Janeiro



Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro - fevereiro/2017



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



⇒ Ver nota na página 37.

Balancos Internacionais

Bolívia (em milhões de m³/dia)

	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	51,11	58,44	61,02	60,77	58,31	45,48	50,70												48,09
Reinjeção	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
Queima e perda	0,2	0,27	0,19	0,50	0,26	0,40	0,42												0,41
Consumo nas unidades de E&P	0,9	0,93	0,91	0,87	0,87	0,24	0,33												0,28
Convertido em líquido	0,5	0,56	0,55	0,52	0,74	1,46	2,05												1,76
Consumo no Transporte	1,1	1,18	1,87	1,28	1,86	0,88	0,90												0,89
DISPONIBILIZADO	48,4	54,84	57,50	57,51	54,58	42,50	46,99												44,74
CONSUMO INTERNO DE GÁS	12,3	15,85	9,22	9,98	11,07	10,69	11,77												11,23
Residencial	0,2	0,25	0,30	0,35	0,39	0,42	0,41												0,42
Comercial	0,1	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15	0,15												0,15
Veicular	1,5	1,75	1,84	1,88	1,92	1,95	2,11												2,03
Geração Elétrica	4,2	3,71	4,22	4,75	5,81	5,36	6,03												5,69
Refinarias	0,3	0,24	0,27	0,34	0,33	0,46	0,47												0,47
Indústria	2,2	2,36	2,46	2,47	2,47	2,34	2,59												2,47
PSL's	-	-	-	0,15	0,00	0,00	0,00												0,00
EXPORTAÇÃO	39,9	46,41	48,28	47,51	43,51	31,81	35,23												33,52
BRASIL	27,5	31,42	30,95	31,26	28,06	14,30	17,40												15,85
Petrobras	27,5	31,41	29,34	30,75	28,04	14,30	17,40												15,85
MTgás	0,0	0,01	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00												0,00
San Matias (Int)	0,0	0,00	1,28	0,51	0,02	0,00	0,00												0,00
ARGENTINA	12,4	14,97	15,72	15,75	15,43	17,51	17,83												17,67

Fontes:

Datos Demanda de Gas Local : Estimados sobre la base de datos anteriores. Balance PEB. Informacion ANH.

Datos de Producción : Informe Mensual de Producción Nacional de Gas Natural por Empresa YPFB.

Datos Exportación : Balance PEB.

Uruguai (em milhões de m³/dia)

	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	2016												Média 2016	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
IMPORTAÇÃO	0,24	0,18	0,17	0,15	0,15	0,08	0,07	0,09	0,10	0,27	0,29	0,31	0,24	0,23					0,19
Argentina	0,24	0,18	0,17	0,15	0,15	0,08	0,07	0,09	0,10	0,27	0,29	0,31	0,24	0,23					0,19
OFERTA DE GÁS	0,24	0,18	0,17	0,15	0,15	0,08	0,07	0,09	0,10	0,27	0,29	0,31	0,24	0,23					0,19
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,23	0,18	0,17	0,15	0,15	0,08	0,07	0,08	0,10	0,20	0,28	0,29	0,25	0,26					0,18
Residencial	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,02	0,02	0,02	0,03	0,11	0,18	0,17	0,16	0,15					0,09
Comercial	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04	0,04	0,06	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07					0,06
Veicular	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
Geração Elétrica	0,06	0,01	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
Industriais	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,04	0,01	0,02					0,01
Consumo próprio setor energético	0,04	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01					0,01

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería.

Balancos Internacionais

Argentina (em milhões de m³/dia)

	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	2017												Média 2017	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	120,89	114,27	113,65	117,55	123,26	123,10	116,92												120,17
Austral	30,51	28,81	27,44	26,45	29,02	29,36	23,29												26,48
Golfo San Jorge	14,30	14,34	14,53	15,66	15,63	15,18	15,19												15,18
Neuquina	65,37	62,03	63,61	67,48	71,15	71,48	71,39												71,44
Noroeste	10,56	8,93	7,93	7,81	7,32	6,93	6,92												6,93
Cuyana	0,16	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13												0,14
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	92,45	87,15	89,11	92,43	96,19	96,85	91,15												94,15
IMPORTAÇÃO	24,92	32,14	32,44	31,56	29,93	18,40	21,16												19,71
Importação da Bolívia	12,49	15,66	16,45	16,36	15,73	17,96	18,16												18,06
Importação do Chile	0,00	0,00	0,00	0,00	0,98	0,00	0,00												0,00
Gasandes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00												0,00
Norandino	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00												0,00
Importação GNL	12,43	16,48	15,99	15,20	13,22	0,44	3,00												1,65
Bahía Blanca	6,38	9,04	8,94	8,45	6,11	0,33	1,64												0,96
Escobar	6,04	7,44	7,05	6,74	7,11	0,11	1,35												0,70
EXPORTAÇÃO	0,003	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,004												0,004
Fora do sistema de transporte	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003												0,003
Dentro do sistema de transporte	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001												0,001
AJUSTES	3,52	1,71	4,43	4,61	3,828	4,16	4,87												4,50
CONSUMO INTERNO DE GÁS	113,84	117,57	117,12	119,37	122,29	111,09	107,44												109,36
Residencial + Ed. Oficiais + Subdistribuidoras	31,22	32,74	31,65	32,07	33,78	11,77	12,91												12,31
Comercial	3,68	3,68	3,63	3,65	3,82	2,08	2,05												2,06
Veicular	7,63	7,56	7,82	8,17	7,72	7,04	7,02												7,03
Geração Elétrica	39,36	39,65	39,84	40,87	43,82	57,90	52,02												55,11
Industriais	31,96	33,95	34,19	34,61	33,14	32,30	33,44												32,84

Fonte: Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina - ACIGRA

Reino Unido (em milhões de m³/dia)

	Média 2010	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015
Produção Nacional	166,71	132,01	113,15	106,46	106,63	115,49
Consumo em E&P	15,32	13,32	12,11	11,67	10,65	12,55
Perdas	3,21	2,49	1,97	1,87	1,72	1,63
Produção Nacional Líquida	148,19	116,20	99,06	92,91	94,26	101,31
Importação	148,51	147,49	137,35	134,11	119,59	123,41
Exportação	44,21	46,04	36,00	27,48	32,06	40,50
Estocagem	3,83	-5,67	-0,07	0,16	-0,60	0,88
Oferta Total	256,32	211,98	200,35	199,70	181,20	185,10
Ajustes	0,57	0,56	0,00	0,82	0,15	0,89
Geração Elétrica	94,52	77,46	54,12	51,71	54,74	53,38
Industrial	24,79	23,69	22,88	23,31	23,18	23,68
Residencial	97,64	73,53	86,25	85,84	69,70	73,29
Público	11,40	10,77	10,81	11,13	9,27	9,25
Comercial	14,37	13,97	14,34	14,48	12,14	12,60
Agricultura	0,41	0,34	0,29	0,27	0,22	0,22
Outros	12,62	11,65	11,66	12,13	11,81	11,79
Demanda Total	255,74	211,41	200,35	198,88	181,05	184,20

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>

Balancos Internacionais

Estados Unidos (em milhões de m³/dia)

	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	2016												Média 2016
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção de gás natural	2.210,7	2.293,7	2.292,0	2.437,8	2.553,6	2.575,1	2.698,5	2.665,0	2.449,9	2.622,6	2.406,9	2.471,6	2.585,4					1.706,2
Gás não associado	954,3	971,1	835,4	786,0	759,6													0,0
Gás associado	458,5	385,4	419,5	465,6	500,8													0,0
Shale gas	659,8	817,6	926,4	1.084,8	1.201,4													0,0
Coalbed methane	138,1	119,6	110,7	101,5	91,7													0,0
Reinjeção	261,1	254,4	258,6	255,3	264,7													0,0
Consumo E&P	102,7	108,4	115,1	117,4	123,2	122,2	128,5	126,6	117,9	125,5	116,1	119,4	124,5					81,7
Queima e perda	16,3	16,5	20,2	22,8	21,7													0,0
Contaminantes	67,3	59,7	28,6	25,0	35,1													0,0
Absorção em UPGNs	88,1	97,1	105,3	124,8	131,5	135,6	141,2	148,2	138,3	151,3	142,8	145,9	143,3					95,6
Oferta ao mercado	1.675,3	1.757,5	1.764,0	1.892,5	1.977,5	1.956,2	2.059,9	2.019,6	1.880,8	1.998,4	1.845,9	1.898,3	1.989,0					1.304,0
Importação	269,5	243,8	223,8	209,4	211,3	249,9	254,6	227,3	220,4	234,4	220,9	242,1	246,2					158,0
Por gasoduto	242,3	230,1	216,3	204,8	204,1	238,9	244,8	219,1	216,1	229,4	214,0	236,8	238,5					153,1
do Canadá	242,1	230,1	216,2	204,7	204,0	238,8	244,7	219,1	216,0	229,4	213,9	236,7	238,5					153,1
do México	0,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1					0,0
GNL	27,2	13,6	7,5	4,6	7,2	11,0	9,8	8,1	4,4	4,9	7,0	5,3	7,6					4,8
Exportação	116,8	125,7	122,2	116,3	138,5	153,9	164,6	184,0	160,4	175,5	165,1	169,3	199,8					114,5
Por gasoduto	111,4	123,5	121,9	115,0	136,3	153,9	161,2	174,4	151,2	166,1	150,1	154,9	174,5					107,2
para Canadá	72,7	75,4	70,8	59,7	54,6	63,6	62,9	76,8	57,5	59,2	46,3	45,4	51,9					38,7
para México	38,7	48,1	51,1	55,3	81,7	90,3	98,3	97,6	93,7	106,9	103,7	109,4	122,6					68,6
GNL	5,4	2,2	0,2	1,3	2,2	0,0	3,3	9,5	9,2	9,3	15,0	14,4	25,3					7,2
para Brasil	0,8	0,6	0,0	0,2	0,4		1,3					0,1						0,1
Oferta Líquida de gás estocado*	-26,8	0,2	42,5	-15,5	-37,3	665,4	407,7	55,6	-150,2	-308,7	-204,4	-121,8	-117,2					17,9
Estocagem	-265,6	-219,2	-244,9	-296,8	-281,4	-60,4	-112,7	-203,3	-268,9	-379,8	-290,4	-259,0	-269,9					-154,1
Oferta de gás estocado	238,9	219,3	287,4	281,3	244,0	725,8	520,4	258,8	118,7	71,1	85,9	137,2	152,7					172,0
Consumo no transporte e distribuição	53,4	56,8	64,7	68,6	51,8	69,2	65,8	54,3	46,7	45,5	44,9	49,1	51,2					35,5
Outros combustíveis gasosos	4,7	4,8	4,2	4,4	4,5	4,7	5,4	4,7	4,6	4,6	2,2	4,2	4,9					2,9
Ajustes	-7,9	-5,2	2,9	13,7	-15,9	-6,2	5,4	-22,4	2,1	-13,8	24,0	39,7	53,0					6,8
Demanda	1.744,4	1.818,6	1.850,7	1.891,6	1.949,1	2.646,9	2.502,6	2.046,4	1.750,6	1.694,0	1.678,7	1.844,2	1.924,8					1.339,6
Residencial	366,1	322,7	380,2	396,0	361,1	812,3	705,6	431,7	301,6	184,6	112,8	98,2	96,0					227,3
Comercial**	245,1	225,0	255,8	268,4	249,9	462,9	421,0	282,4	213,6	162,1	126,9	124,4	131,1					159,8
Industrial	542,9	561,1	576,4	594,9	585,2	659,3	673,1	631,0	569,3	582,2	543,9	569,8	597,7					402,1
GNV	2,3	2,3	2,3	2,5	3,1	3,0	3,0	3,1	2,9	3,1	2,9	3,3	3,5					2,1
Geração termelétrica	588,1	707,4	635,9	629,8	749,8	709,3	699,8	698,2	663,2	762,0	892,2	1.048,4	1.096,5					548,4

Fonte: U.S. Energy Information Administration

* 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

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Plataformas de Produção por Campo

A tabela a seguir a correlaciona os campos e as plataformas de produção. Destaca-se que uma única plataforma pode produzir gás natural de mais de um campo e, por outro lado, um único campo pode possuir mais de uma plataforma de produção.

Nome	Campo	Nome	Campo
FPSO ESPIRITO SANTO	ABALONE	FPSO CIDADE DE PARATY	LULA
PLATAFORMA DE AGULHA 1	AGULHA	FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	LULA
PETROBRAS 25	ALBACORA	PETROBRAS 09	MALHADO
PETROBRAS 31	ALBACORA	PLATAFORMA DE CHERNE-2	MALHADO
PETROBRAS 50	ALBACORA	PLATAFORMA DE MANATI 1	MANATI
PETROBRAS 50	ALBACORA LESTE	PETROBRAS 08	MARIMBÁ
PLATAFORMA DE CHERNE-1	ANEQUIM	PETROBRAS 18	MARLIM
PLATAFORMA DE ARABAIANA 1	ARABAIANA	PETROBRAS 19	MARLIM
PLATAFORMA DE ARATUM 1	ARATUM	PETROBRAS 20	MARLIM
FPSO ESPIRITO SANTO	ARGONAUTA	PETROBRAS 26	MARLIM
PLATAFORMA DE ATUM 1	ATUM	PETROBRAS 33	MARLIM
PLATAFORMA DE ATUM 2	ATUM	PETROBRAS 35	MARLIM
PLATAFORMA DE ATUM 3	ATUM	PETROBRAS 37	MARLIM
PLATAFORMA DE CHERNE-1	BAGRE	FPSO CIDADE DE NITEROI	MARLIM LESTE
PETROBRAS 58	BALEIA ANÃ	PETROBRAS 53	MARLIM LESTE
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	BALEIA AZUL	PETROBRAS 40	MARLIM SUL
PETROBRAS 58	BALEIA AZUL	PETROBRAS 51	MARLIM SUL
PETROBRAS 58	BALEIA FRANCA	PETROBRAS 56	MARLIM SUL
PETROBRAS 43	BARRACUDA	PLATAFORMA DE MERLUZA	MERLUZA
PETROBRAS 48	BARRACUDA	Plataforma de Mexilhão	MEXILHÃO
FPSO CIDADE DE ITAJAÍ	BAÚNA	PLATAFORMA DE NAMORADO-1	NAMORADO
FPSO Fluminense	BIJUPIRÁ	PLATAFORMA DE NAMORADO-2	NAMORADO
PETROBRAS 15	BONITO	PLATAFORMA OESTE DE UBARANA 1	OESTE DE UBARANA
PLATAFORMA DE ENCHOVA	BONITO	FPSO ESPIRITO SANTO	OSTRA
DYNAMIC PRODUCER	BÚZIOS	PLATAFORMA DE PAMPO-1	PAMPO
FPSO CAPIXABA	CACHALOTE	PETROBRAS 61	PAPA-TERRA
PLATAFORMA PCB-01 DE CAIOBA	CAIOBA	PETROBRAS 63	PAPA-TERRA
PLATAFORMA PCB-02 DE CAIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE CHERNE-1	PARATI
PLATAFORMA PCB-04 DE CAIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE PARGO-1A	PARGO
PLATAFORMA PCM-01 DE CAMORIM	CAMORIM	Peregrino A	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-02 DE CAMORIM	CAMORIM	Peregrino B	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-03 DE CAMORIM	CAMORIM	PEROA	PEROÁ
PLATAFORMA PCM-07 DE CAMORIM	CAMORIM	PLATAFORMA DE PESCADA 1B	PESCADA
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	CANAPU	PLATAFORMA DE PESCADA 2	PESCADA
PEROA	CANGOÁ	PLATAFORMA DE PIRANEMA	PIRANEMA
PLATAFORMA DE CARAPEBA-I	CARAPEBA	PETROBRAS 15	PIRÁUNA
PLATAFORMA DE CARAPEBA-II	CARAPEBA	Polvo A	POLVO
PETROBRAS 43	CARATINGA	PETROBRAS 52	RONCADOR
PETROBRAS 48	CARATINGA	PETROBRAS 54	RONCADOR
PLATAFORMA DE CHERNE-1	CHERNE	PETROBRAS 55	RONCADOR
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CHERNE	PETROBRAS 62	RONCADOR
PLATAFORMA DE CIOBA 1	CIOBA	FPSO Fluminense	SALEMA
PETROBRAS 09	CONGRO	FPSO CIDADE DE ILHA BELA	SAPINHOÁ
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CONGRO	FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	SAPINHOÁ
PLATAFORMA DE NAMORADO-1	CONGRO	FPSO CIDADE DE SANTOS	TAMBAÚ
PETROBRAS 09	CORVINA	FPSO RIO DAS OSTRAS	TARTARUGA VERDE
PLATAFORMA DE CURIMÃ 1	CURIMÃ	FPSO_OSX1	TUBARÃO AZUL
PLATAFORMA DE CURIMÃ 2	CURIMÃ	FPSO_OSX3	TUBARÃO MARTELO
PLATAFORMA DE ENCHOVA	ENCHOVA	PLATAFORMA DE UBARANA 10	UBARANA
PLATAFORMA DE ENCHOVA	ENCHOVA OESTE	PLATAFORMA DE UBARANA 11	UBARANA
PLATAFORMA DE ESPADA 1	ESPADAS	PLATAFORMA DE UBARANA 12	UBARANA
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	ESPADARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 13	UBARANA
FPSO FRADE	FRADE	PLATAFORMA DE UBARANA 2	UBARANA
PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPA	PLATAFORMA DE UBARANA 3	UBARANA
PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPINHA	PLATAFORMA DE UBARANA 4	UBARANA
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	GOLFINHO	PLATAFORMA DE UBARANA 5	UBARANA
PLATAFORMA PGA-01 DE GUARICEMA	GUARICEMA	PLATAFORMA DE UBARANA 6	UBARANA
PLATAFORMA PGA-02 DE GUARICEMA	GUARICEMA	PLATAFORMA DE UBARANA 7	UBARANA
PLATAFORMA PGA-03 DE GUARICEMA	GUARICEMA	PLATAFORMA DE UBARANA 8	UBARANA
PLATAFORMA PGA-08 DE GUARICEMA	GUARICEMA	PLATAFORMA DE UBARANA 9	UBARANA
FPSO CAPIXABA	JUBARTE	FPSO CIDADE DE SANTOS	URUGUÁ
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	JUBARTE	PLATAFORMA DE VERMELHO-I	VERMELHO
PETROBRAS 57	JUBARTE	PLATAFORMA DE VERMELHO-II	VERMELHO
PETROBRAS 58	JUBARTE	PLATAFORMA DE VERMELHO-III	VERMELHO
PLATAFORMA DE MERLUZA	LAGOSTA	PLATAFORMA DE GAROUPA	VIOLA
PLATAFORMA DE PAMPO-1	LINGUADO	PETROBRAS 20	VOADOR
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 1	XARÉU
FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 2	XARÉU
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 3	XARÉU
FPSO CIDADE DE MARICÁ	LULA		

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

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:

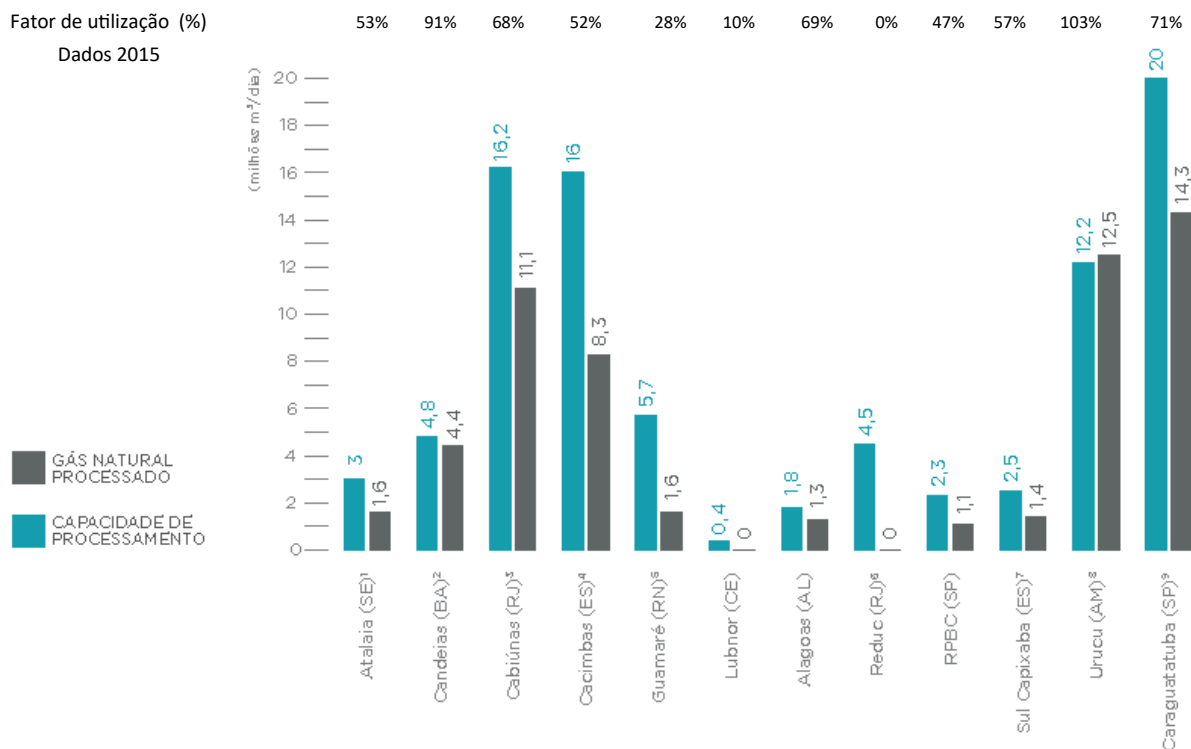
<http://www.anp.gov.br/?pg=52066&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1440440238425>

Unidades de Processamento de Gás Natural no Brasil

UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL			
Polos produtores	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal (MM m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	2,90
Santiago	Pojuca (BA)	1962	1,90
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	16,00
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	4,50
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	16,20
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00
Total			95,35

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016, ANP

Fator de utilização (%)
Dados 2015



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016, ANP.

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
		1984	Aut. nº 7, de 6/3/1998			62,0	sem exclusividade
Aracruz - Serra	Aracruz (ES) x Serra (ES)	2013	Disp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Disp. Sup. nº 769, de 18/7/2013	8	554.595	-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 Nordesteão)	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)	Pirai (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		8	n/d	-41,2	
		2012	Disp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 ⁴	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 (Tremos I e III)	Trecho I: Uruguaiana (RS)	2000	Trecho I - Aut. nº 91, 6/6/2000	24	n/d	25,0	sem exclusividade
	Trecho III: Canoas (RS) x Triunfo (RS)	2000	Trecho III - Aut. nº 116, 11/07/2000			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, 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	Disp. Dir. Geral nº 313, de 9/3/2015 ¹	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 Taiju	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'Ajuda (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
		2007	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'Ajuda (SE) x Carmópolis (SE) Catu (BA) x Itaporanga D'Ajuda (SE)	2007	Aut. nº 760, de 7/10/2013	26	12.000.000	67,8	2017
		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	6.850.000	383,0	2019
				3 a 14 - ramais	15.000 a 4.000.000	140,1	
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, 25/1/2011	24	15.000.000	187,0	2020
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP) x Taubaté (SP)	2011	Aut. nº 150, 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
Extensão total da malha de transporte						9.409,0	

Notas:

1) O Despacho da Diretoria Geral informa a extensão do gasoduto igual a 1,6 km, entretanto no cálculo da extensão da malha total foi considerado o valor que consta na relação de gasodutos de transporte publicada pela ANP (0,1 km).

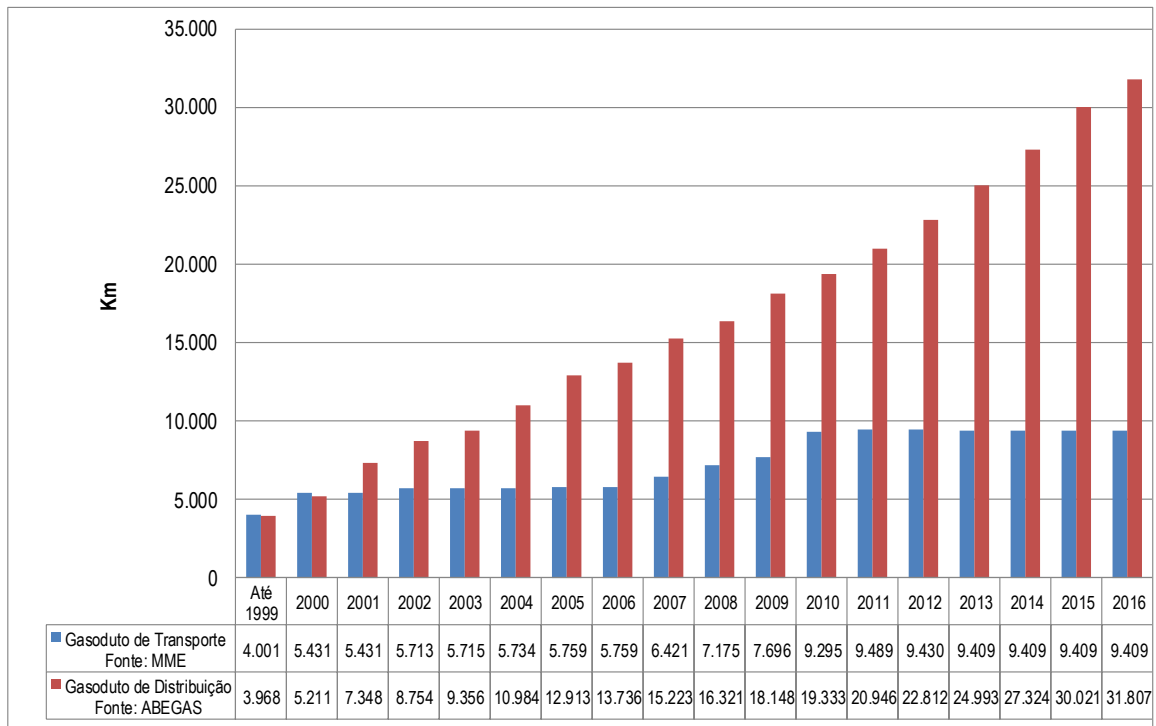
2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).

3) n/d = não definido na Autorização.

4) Na Autorização nº 7, de 6 de março de 1998, consta a extensão de 46 km, já no Despacho da Diretoria Geral consta a reclassificação do gasoduto de 41,2 km. Assim, no cálculo da extensão total da malha de transporte a diferença de 4,8 km foi considerada com desativada.

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 (PoI)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
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
Est. Chiquitos - Brasil	Gas Oriente Boliviano ⁽²⁾	Est. Chiquitos (Bolívia) Divisa com o Brasil (San Matias)	362,0	18	2,8	2002
Aldea Brasileira - Uruguiana	Trecho Argentino - TGM ⁽³⁾	Aldea Brasileira (Argentina) Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
TOTAL			1.369,0			

(1) TBG - dez/05

(2) www.gasorienteboliviano.com

(3) <http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/Informes/Trim/08-027/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

UTES em Operação								
Usina	Composição de Máquinas	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)	1x150 (GN) + 1x76 (VAPOR)	cc	GN	226	4,38	MG	212	217,52
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	8x48,2 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349	306,01
Cuiabá ⁽¹⁾	2x167,34 (GN/Diesel)	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-	511,77
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	1x198 (GN) + 1x51 (VAPOR)	cc	GN	250	5,28	SP	206	269,18
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	1x97,3 (GN) + 1x96,5 (GN) + 1x96,4 (GN) + 1x95,9	cc	GN	565	5,02	SP	357	399,02
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	3x108 (GN) + 2x109 (GN) + 1x106(GN)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998	232,06
Juiz de Fora	2x43,5 (GN)	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79	213,84
Luiz O. R. de Melo (Ex-Linhares)	1x204 (GN)	ca	GN	204	5,66	ES	-	177,22
Luiz Carlos Prestes (Ex-Três Lagoas) ⁽²⁾	1x64,3 (GN) + 1x64,0 (GN) + 1x64,2 (GN) + 1x65,8	ca	GN	385	7,46	MS	241	193,46
Santa Cruz (nova)		cc	GN	200	4,26	RJ	-	118,53
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	20x46,13 (GN)	ca	GN	923	5,86	RJ	885	528,79
Modular de Campo Grande (William Arjona)	2x50 (GN/Diesel)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-	297,27
Baixada Fluminense		cc	GN	530	-	RJ	-	82,43
Norte Fluminense - Preço 1							400	37,80
Norte Fluminense - Preço 2	188 (GN) + 187 (GN) + 189 (GN)	cc	GN	869	4,74	RJ	100	58,89
Norte Fluminense - Preço 3	1x304 (VAPOR)						200	102,84
Norte Fluminense - Preço 4							85	279,71
TOTAL Sudeste/Centro-Oeste		-		6.411	-	-	4.111	-
Sepé Tiaraju (Ex-Canoas)	1x160,6 (GN/DIESEL) + 1x88 (VAPOR)	cc	GN/OC	249	4,25	RS	147	-
Uruguaiana ⁽³⁾	2x187,65 (GN) + 1x264,6 (VAPOR)	cc	GN/OD	640	4,37	RS	-	486,20
Araucária	2x161 (GN) + 1x161 (VAPOR)	cc	GN	484	4,57	PR	458	595,11
TOTAL Sul		-		1.373	-	-	605	-
Camaçari	5x69 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-	486,20
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	1x185,89 (GN)	cav	GN	186	7,40	BA	150	259,42
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	2x183 (GN)	cav	GN	368	6,43	RN	285	314,63
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	2x26,7 (GN) + 1x28,6 (GN)	cav	GN	138	6,24	BA	125	213,45
Termo Ceará	4x60,5 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217	295,08
Termofortaleza	2x111,9 (GN)	cc	GN	347	4,78	CE	327	139,88
Termopernambuco	164,7 (GN) + 160,3 (GN)	cc	GN	533	4,02	PE	494	70,16
TOTAL Nordeste		-		2.160	-	-	1.598	-
Maranhão III ⁽⁴⁾	2x169 (GN) + 1x181 (vapor)	cc	GN	519	3,85	MA	-	-
Maranhão IV ⁽⁵⁾	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-	110,36
Maranhão V ⁽⁵⁾	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-	110,36
MC2 Nova Venécia		ca	GN	176	5,91	MA	-	188,18
Mauá		ca	GN/OC	120	n/d	AM	100	411,92
Aparecida		ca	GN/OC	166	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	75	n/d	AM	60	0,00
Tambaqui		Motor	GN/OC	75	n/d	AM	60	0,00
TOTAL Norte Interligado		-		2.064	-	-	470	-
TOTAL GERAL		-		12.008	-	-	6.785	-

LEGENDA:

ca - Turbina em Ciclo Aberto

cav - Turbina em Ciclo Aberto com produção de vapor

cc - Turbina em Ciclo Combinado

ccv - Turbina em Ciclo Combinado com produção de vapor

Motor - Motor a gás natural

GN - Gás natural

OC - Óleo Combustível

OD - Óleo Diesel

ET - Etanol

Fontes: ANEEL/Petrobras, Abril de 2016.

ONS, Fax-preço semana operativa 26/03/2016 a 01/04/2016

DNSE/SEEMME, abril de 2016.

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 autorizadas).
 - 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.)
 - Resolução ANP nº 17, de 18 de março de 2015 (Aprova regulamento técnicos sobre Plano de Desenvolvimento).
 - Resolução ANP nº 52, de 2 de dezembro de 2015 (Estabelece regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito, biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP).
 - Resolução ANP nº 11, de 16 de março de 2016 (Regulamenta a oferta de serviços de transporte, a cessão de capacidade contratada, a troca operacional, a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte e a promoção dos processos de chamada pública).
 - Resolução ANP nº 40, de 9 de setembro de 2016 (Aprova o Regulamento Técnico de Envio de Dados e Informações 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 m ³ /dia	MT	Portaria nº 219, de 15/05/2015	31/05/2017
ECOM Energia	Bolívia (via Mutum/MS)	150 mil m ³ /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 m ³ /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 ⁽¹⁾
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Diversos produtores de GNL	25 milhões de m ³ de GNL/ano	Malha interligada	Portaria MME nº 191, de 08/05/2015	31/01/2018
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil m ³ /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 m ³ /mês	MT (sebres: 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 m ³ /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 ⁽¹⁾
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	30 milhões de m ³ /dia	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, SP	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012	01/07/2019
Empresa Produtora de Energia Ltda. - EPE	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,3 milhões de m ³ /d	UTE Mário Covas MT	Portaria MME nº 502, de 24/10/2016	31/03/2017
Companhia de Gás da Bahia - BAHIA GÁS	Diversos produtores de GNL	1,825 milhão de m ³ de GNL	Ba	Portaria MME nº 708, de 19/12/2016	31/12/2019

AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS PARA EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL ⁽²⁾

Empresa Exportadora	Local de Saída	Volume Máximo	Mercado Potencial	Instrumento Autorizativo	VÁLIDA ATÉ
Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS	Terminais de Regaseificação de Pécem, da Bahia e da Baía da Guanabara	Até 6,6 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	diversos consumidores de GNL	Portaria MME nº 388, de 19 de agosto de 2015	31/07/2017

Fonte: MME

(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.

ANEXOS

Notas Metodológicas - Conversões de Unidades

Conversão 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 tonelada por ano de GNL)	3,60 milhões m ³ /dia de gás natural
1 m ³ de GNL (líquido)	600,00 m ³ de gás natural (gasoso)
1.000 MW	2,20 milhões m ³ /dia
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: 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 25 a 27)

- 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/m ³)	GLP (kcal/kg)
10.100	11.200	9.400	11.750

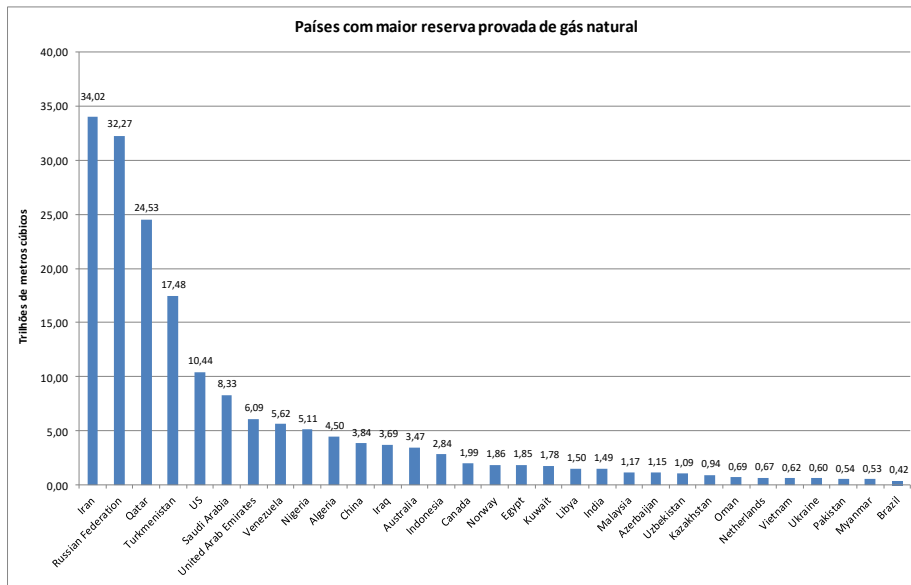
ANEXOS

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BRASIL	Reservas	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012	459.399	459.178	458.093	483.191	430.284
	R/P (anos)	26	24	21	24	25	21	22	23	23	21	21	22	19
	Terra	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572	72.365	69.710	71.232	70.899
	Mar	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827	386.812	388.382	411.959	359.385
	Gás Associado	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490	330.231	345.775	380.151	345.727
	Gás Não Associado	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422	126.909	128.947	112.318	103.040	84.557
Amazonas	Total	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383	46.662
	Terra	49.075	49.448	51.465	53.232	52.774	52.143	52.397	55.878	57.455	51.816	50.522	52.383	46.662
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	30.368	30.598	31.498	32.539	31.729	35.659	35.748	39.012	38.409	34.949	32.923	35.620	32.511
	Gás Não Associado	18.706	18.850	19.967	20.693	21.045	16.485	16.649	16.866	19.046	16.867	17.599	16.762	14.151
Ceará	Total	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	458	325	256
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	458	325	256
	Gás Associado	1.139	1.066	995	825	825	1.028	784	652	528	387	458	325	256
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rio Grande do Norte	Total	20.440	21.207	17.618	16.444	13.696	10.248	10.031	10.080	9.110	9.833	7.296	6.638	3.954
	Terra	3.151	2.870	2.558	2.397	1.942	1.585	1.656	1.404	1.464	2.536	1.682	1.384	1.697
	Mar	17.289	18.337	15.059	14.047	11.755	8.663	8.376	8.676	7.645	7.297	5.614	5.254	2.257
	Gás Associado	7.072	8.851	7.014	7.533	7.316	5.167	5.325	5.701	5.250	5.917	4.430	4.583	3.412
	Gás Não Associado	13.369	12.356	10.604	8.911	6.380	5.081	4.706	4.380	3.860	3.916	2.866	2.055	541
Alagoas	Total	5.266	5.159	4.608	4.057	3.892	3.788	3.490	3.476	3.497	3.498	3.137	2.589	2.028
	Terra	4.286	3.961	3.525	3.241	3.042	3.058	2.665	2.391	2.515	2.736	2.480	2.006	1.526
	Mar	980	1.198	1.084	815	850	730	825	1.085	981	762	656	583	502
	Gás Associado	1.416	1.168	1.253	1.322	1.384	1.220	1.183	1.156	1.267	1.107	1.017	657	583
	Gás Não Associado	3.849	3.991	3.355	2.734	2.508	2.568	2.307	2.321	2.230	2.391	2.120	1.932	1.445
Sergipe	Total	3.386	4.115	3.519	3.792	3.603	3.667	3.448	3.649	3.756	4.881	4.952	4.463	2.954
	Terra	861	829	768	814	761	989	925	1.062	1.433	1.460	1.554	1.502	1.373
	Mar	2.525	3.286	2.751	2.978	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422	3.398	2.961	1.581
	Gás Associado	2.438	3.126	2.475	2.893	2.598	2.659	2.520	2.665	2.841	3.781	3.941	3.587	2.350
	Gás Não Associado	949	989	1.044	899	1.006	1.008	927	984	915	1.100	1.011	876	604
Bahia	Total	25.668	25.261	21.767	25.743	35.510	32.118	35.371	33.517	30.552	30.287	26.420	23.566	18.285
	Terra	16.987	15.636	12.379	11.093	8.470	7.447	7.203	7.356	6.844	5.997	5.912	5.595	6.337
	Mar	8.681	9.625	9.388	14.650	27.040	24.671	28.169	26.161	23.708	24.290	20.507	17.971	11.949
	Gás Associado	7.604	7.834	6.470	6.280	4.910	4.210	4.319	4.546	4.435	6.963	6.144	5.954	3.416
	Gás Não Associado	18.065	17.427	15.296	19.463	30.601	27.908	31.052	28.972	26.117	23.324	20.275	17.611	14.870
Espírito Santo	Total	22.281	22.304	32.329	40.749	38.734	38.944	47.698	44.611	44.344	43.125	43.431	56.354	37.790
	Terra	2.237	1.018	1.057	685	1.140	940	640	587	713	535	568	593	556
	Mar	20.044	21.286	31.271	40.064	37.594	38.004	47.058	44.025	43.631	42.590	42.863	55.762	37.233
	Gás Associado	9.715	11.119	15.207	22.708	24.903	28.148	33.839	33.603	36.268	32.532	34.011	48.022	34.308
	Gás Não Associado	12.566	11.184	17.121	18.041	13.831	10.796	13.859	11.008	8.075	10.593	9.420	8.332	3.482
Rio de Janeiro	Total	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685	256.207
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	119.257	119.044	145.378	164.503	167.999	173.142	166.165	220.506	249.984	246.438	257.192	274.685	256.207
	Gás Associado	118.554	118.393	123.976	133.468	141.921	149.099	142.747	196.829	227.858	226.720	244.955	263.271	251.716
	Gás Não Associado	703	651	21.401	31.035	26.078	24.044	23.418	23.677	22.126	19.719	12.238	11.413	4.490
São Paulo	Total	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418	49.401
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	81.054	74.845	28.696	38.543	47.881	48.340	46.189	49.373	58.882	60.336	56.406	54.418	49.401
	Gás Associado	0	4	4	1.438	1.405	1.345	1.249	1.293	14.491	16.584	16.608	18.131	17.176
	Gás Não Associado	81.054	74.842	28.692	37.104	46.476	46.996	44.940	48.080	44.391	43.752	39.798	36.288	32.225
Paraná	Total	61	26	15	9	569	610	688	1.039	1.062	1.062	1.058	0	0
	Terra	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0	0	0	0
	Mar	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062	1.058	0	0
	Gás Associado	61	26	15	9	568	468	684	904	913	1.062	1.058	0	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	1	142	4	134	149	0	0	0	0
Santa Catarina	Total	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	230	0	0
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	230	0	0
	Gás Associado	44	11	7	7	206	205	230	230	230	230	230	0	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	7.286	6.990	7.770	12.748
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770	12.748
	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	7.286	6.990	7.770	12.748

Fonte: ANP, fevereiro de 2016

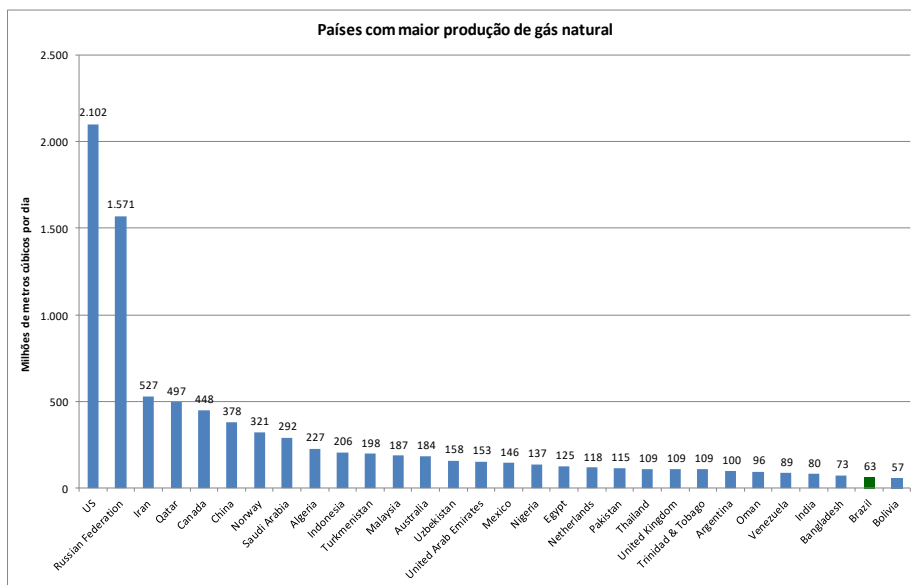
ANEXOS

Países com maiores reservas, produção e consumo de gás natural



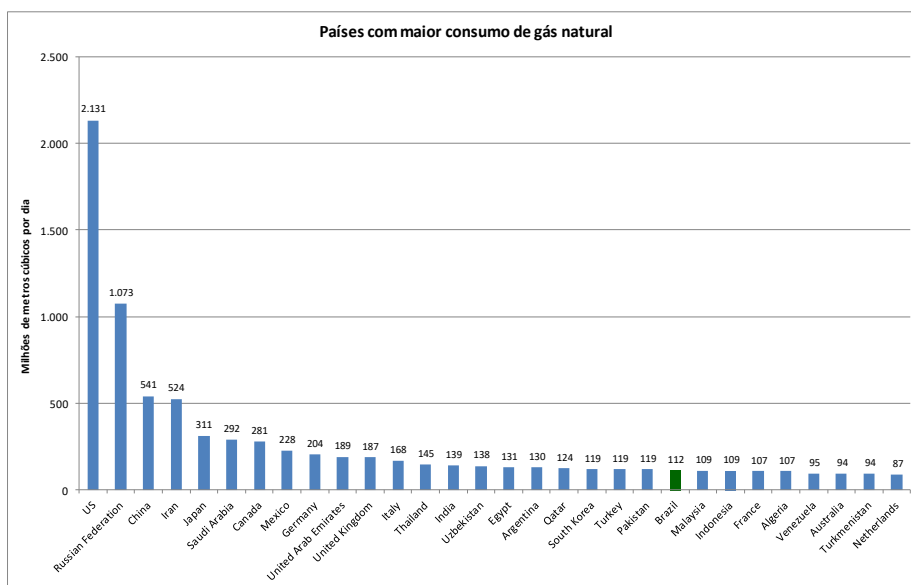
Segundo o *BP Statistical Review of World Energy - 2016*, o Brasil ocupa a 31ª colocação de país com maior reserva provada.

Em relação ao documento do ano anterior, o Brasil caiu uma colocação, perdendo a posição para Myanmar.



O Brasil subiu da 30ª para a 29ª colocação de país com maior produção de gás natural, ultrapassando a Bolívia.

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



O Brasil subiu da 23ª para a 22ª colocação de país com maior consumo de gás natural, ultrapassando a Malásia.

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:

<http://www.anp.gov.br/?pg=44589&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1441055166832>

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, Guimarães-Cabo (NORDESTÃO), Guimarães-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 TCQ 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 ano 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 ano 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 ano 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.
Transportadora Associada de Gás S.A.	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 – Urucu-Manaus	Firme	Urucu-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 Uruguiana-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 Uruguiana-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 Uruguiana-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	03/05/2011	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