

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Destaques de setembro de 2018

(Análise comparativa em relação ao mês anterior)

- ⇒ **Demanda:** A demanda total passou de 86,6 para 92,5 milhões de m³/dia, influenciada pelo maior consumo do segmento termelétrico.

- ⇒ **Oferta nacional:** Oferta nacional aumentou 47,8 para 52,1 milhões de m³/dia, sendo esse incremento relacionado à maior produção nacional, principalmente de gás não associado.

- ⇒ **Produção nacional:** A produção nacional retomou patamar acima de 110 milhões de m³/dia, após a queda para 106,4 milhões de m³/dia verificada no mês anterior. O campo de Mexilhão (gás não associado) foi o que mais contribuiu para o aumento da produção.

- ⇒ **Reinjeção de gás natural:** A reinjeção se aproximou de 40 milhões de m³/dia.

- ⇒ **Queima de gás natural:** A queima permanece em patamar inferior a 3% em relação à produção.

- ⇒ **Oferta de gás importado:** Com o expressivo aumento da demanda total, oferta importada foi expandida de 44,6 para 47,6 milhões de m³/dia. Novamente a importação de gás boliviano ficou estável em 24 milhões de m³/dia, já a regaseificação de GNL passou de 20,5 para 23,2 milhões de m³/dia.

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	29
Infraestrutura da Indústria do Gás Natural	31
Legislação do Setor de Gás Natural	36
Anexos	37

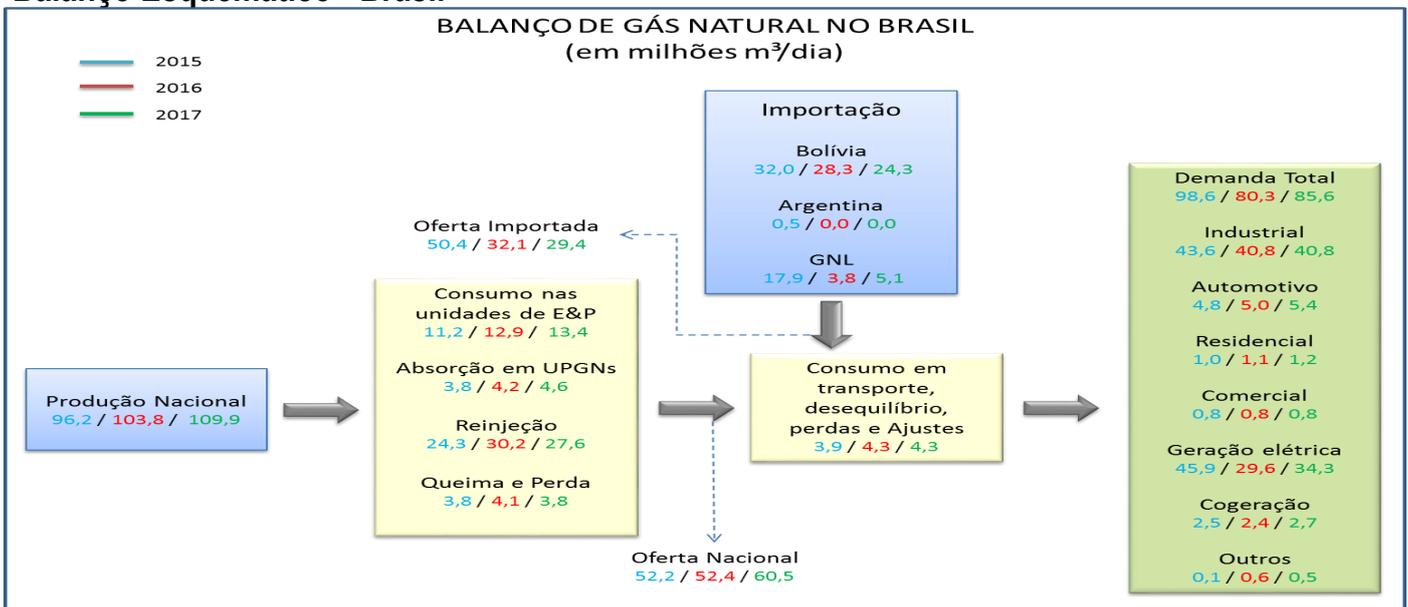
Balanço de Gás Natural

Balanço de Gás Natural - Brasil

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Produção nacional	77,19	87,38	96,24	103,80	109,86	112,42	109,81	106,97	108,75	111,89	114,93	115,97	106,37	112,90					111,11
Reinjeção	10,64	15,73	24,29	30,24	27,61	30,04	32,89	33,43	32,65	36,19	34,42	36,15	37,99	39,54					34,83
Queima e perda	3,57	4,44	3,83	4,05	3,77	4,02	3,60	3,32	3,42	4,13	4,16	3,88	3,13	3,11					3,64
Consumo nas unidades de E&P	10,85	11,46	12,20	12,89	13,44	13,34	13,39	13,57	13,54	13,68	13,43	13,48	13,59	14,39					13,60
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,56	3,59	3,77	4,21	4,58	4,25	4,47	4,53	4,79	4,54	4,66	4,63	3,82	3,78					4,38
OFERTA NACIONAL	48,57	52,17	52,15	52,40	60,46	60,77	55,46	52,12	54,34	53,36	58,26	57,83	47,83	52,08					54,66
Importação - Bolívia	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33	19,48	22,54	25,06	20,00	24,17	24,15	23,63	24,06	24,46					23,07
Importação - Argentina	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					0,00
Regaseificação de GNL	14,56	19,92	17,94	3,81	5,05	2,25	2,37	2,43	2,23	1,81	10,13	13,39	20,54	23,19					8,74
OFERTA IMPORTADA	46,47	52,93	50,43	32,13	29,37	21,73	24,92	27,49	22,22	25,98	34,28	37,02	44,60	47,64					31,81
OFERTA TOTAL	95,05	105,10	102,58	84,54	89,83	82,50	80,38	79,61	76,56	79,33	92,54	94,85	92,43	99,72					86,47
Consumo - GASBOL	1,17	1,22	1,19	1,09	0,79	0,45	0,64	0,81	0,50	0,73	0,75	0,65	0,76	0,69					0,66
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,54	4,61	2,75	3,18	3,48	4,77	4,05	5,63	4,22	2,99	4,00	4,59	5,05	6,50					4,65
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,70	5,83	3,94	4,28	4,27	5,22	4,68	6,44	4,72	3,71	4,75	5,24	5,81	7,18					5,31
Industrial	41,81	42,98	43,61	40,82	40,77	39,10	40,32	38,88	39,70	39,09	41,09	41,37	41,53	39,10					40,02
Automotivo	5,13	4,96	4,82	4,96	5,40	5,48	5,73	5,97	5,87	5,96	5,92	5,89	6,17	6,25					5,92
Residencial	1,00	0,97	0,97	1,11	1,18	0,97	1,03	1,09	1,08	1,29	1,47	1,50	1,40	1,53					1,26
Comercial	0,75	0,77	0,79	0,83	0,78	0,75	0,79	0,80	0,80	0,85	0,83	0,93	0,87	0,89					0,84
Geração Elétrica	40,08	46,84	45,90	29,59	34,25	27,60	24,45	23,37	21,58	25,43	34,92	36,73	33,42	41,55					29,92
Cogeração	2,46	2,57	2,50	2,37	2,65	2,91	2,98	2,84	2,56	2,65	3,06	2,60	2,79	2,89					2,81
Outros (inclui GNC)	0,10	0,17	0,04	0,58	0,53	0,47	0,39	0,22	0,25	0,34	0,51	0,60	0,43	0,34					0,39
DEMANDA TOTAL	91,34	99,26	98,63	80,26	85,56	77,29	75,69	73,16	71,85	75,62	87,80	89,61	86,62	92,54					81,16

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.

Balanço de Gás Natural

Balanço de Gás Natural - Malha Interligada

BALANÇO DE GÁS NATURAL Malha Interligada (milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	61,93	69,10	78,08	84,54	92,41	94,76	95,68	93,19	94,00	96,79	94,24	93,75	83,80	90,00				92,88
Reinjeção	5,20	9,28	16,83	21,81	20,08	24,22	25,04	25,79	24,45	27,68	26,01	28,45	30,76	31,83				27,16
Queima e perda	3,08	4,12	3,60	3,75	3,49	3,81	3,42	3,10	3,24	3,97	3,93	3,71	2,97	2,91				3,45
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	13,23	13,76	14,57	15,80	16,77	16,38	16,49	16,74	16,98	16,83	16,70	16,76	16,08	16,79				16,64
OFERTA NACIONAL	40,42	41,95	43,09	43,18	52,07	50,34	50,72	47,55	49,34	48,31	47,60	44,83	33,99	38,47				45,63
Importação - Bolívia	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33	19,48	22,54	25,06	20,00	24,17	24,15	23,63	24,06	24,46				23,07
Importação - Argentina	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Regaseificação de GNL	14,56	19,92	17,94	3,81	5,05	2,25	2,37	2,43	2,23	1,81	10,13	13,39	20,54	23,19				8,74
OFERTA IMPORTADA	46,47	52,93	50,43	32,13	29,37	21,73	24,92	27,49	22,22	25,98	34,28	37,02	44,60	47,64				31,81
TOTAL OFERTA	86,90	94,88	93,52	75,32	81,44	72,07	75,64	75,04	71,56	74,29	81,88	81,86	78,58	86,11				77,44
Consumo - GASBOL	1,17	1,22	1,19	1,09	0,79	0,45	0,64	0,81	0,50	0,73	0,75	0,65	0,76	0,69				0,66
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,69	2,87	1,78	2,23	2,62	3,92	3,15	4,75	3,36	2,04	2,81	3,56	3,99	5,47				3,67
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	3,85	4,09	2,97	3,32	3,41	4,37	3,79	5,56	3,85	2,77	3,56	4,21	4,75	6,16				4,34
Industrial	41,57	42,75	43,36	40,57	40,52	38,84	40,04	38,59	39,40	38,80	40,82	41,11	41,40	38,86				39,76
Automotivo	5,12	4,95	4,81	4,95	5,39	5,47	5,72	5,96	5,86	5,95	5,90	5,88	6,16	6,24				5,90
Residencial	1,00	0,97	0,97	1,11	1,18	0,97	1,03	1,09	1,08	1,29	1,47	1,50	1,40	1,53				1,26
Comercial	0,75	0,77	0,79	0,83	0,78	0,75	0,79	0,80	0,80	0,85	0,83	0,93	0,87	0,89				0,83
Geração Elétrica	32,04	38,62	38,08	21,59	26,98	18,30	20,91	19,99	17,75	21,63	25,73	25,04	20,79	29,21				22,14
Cogeração	2,46	2,57	2,50	2,37	2,65	2,91	2,98	2,84	2,56	2,65	3,06	2,60	2,79	2,89				2,81
Outros (inclui GNC)	0,10	0,17	0,04	0,58	0,53	0,47	0,39	0,22	0,25	0,34	0,51	0,60	0,43	0,34				0,39
DEMANDA TOTAL	83,04	90,79	90,55	72,00	78,03	67,70	71,86	69,48	67,71	71,52	78,32	77,65	73,83	79,95				73,10

Fontes: ANP, Abegás, Petrobras e TSB.

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

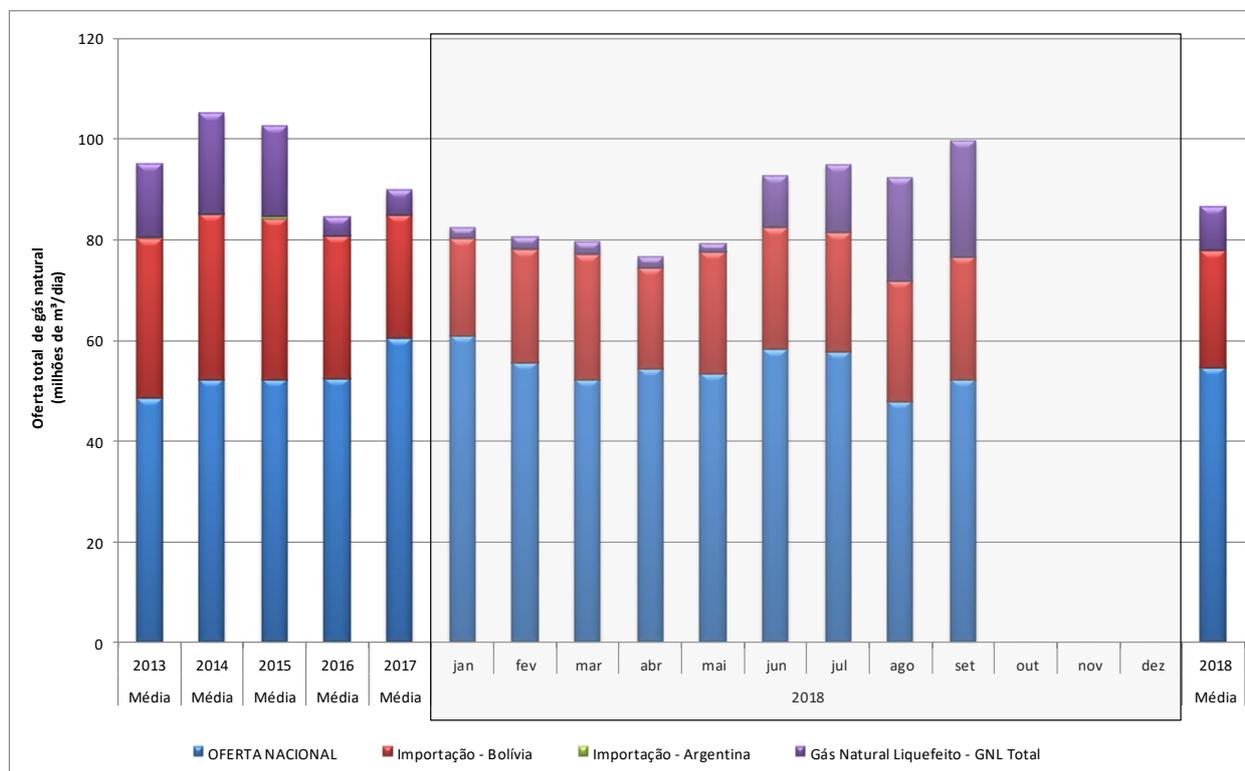
BALANÇO DE GÁS NATURAL Sistemas Isolados (milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	15,26	18,28	18,15	19,27	17,46	17,66	14,13	13,79	14,75	15,10	20,69	22,22	22,57	22,90				18,23
Reinjeção	5,44	6,45	7,46	8,43	7,52	5,82	7,85	7,65	8,20	8,51	8,41	7,71	7,23	7,71				7,67
Queima e perda	0,49	0,32	0,23	0,31	0,28	0,21	0,18	0,22	0,19	0,16	0,22	0,17	0,16	0,20				0,19
Consumo nas unidades de E&P + Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	1,18	1,29	1,40	1,30	1,26	1,21	1,37	1,36	1,35	1,38	1,39	1,35	1,34	1,38				1,35
OFERTA NACIONAL	8,15	10,22	9,05	9,22	8,40	10,43	4,73	4,56	5,00	5,04	10,66	13,00	13,84	13,61				9,03
Desequilíbrio, perdas e ajustes	-0,15	1,75	0,97	0,96	0,86	0,85	0,90	0,88	0,86	0,95	1,19	1,03	1,06	1,02				0,97
Industrial	0,24	0,23	0,25	0,24	0,24	0,27	0,28	0,29	0,29	0,28	0,27	0,26	0,13	0,23				0,26
Automotivo	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01				0,01
Residencial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Comercial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
Geração Elétrica	8,05	8,23	7,82	8,00	7,28	9,30	3,54	3,38	3,84	3,80	9,19	11,69	12,63	12,34				7,78
Cogeração	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
Outros (inclui GNC)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
DEMANDA TOTAL	8,30	8,47	8,08	8,26	7,54	9,58	3,83	3,68	4,14	4,10	9,48	11,97	12,78	12,59				8,05

Fontes: ANP, Abegás e Petrobras

Oferta de Gás Natural

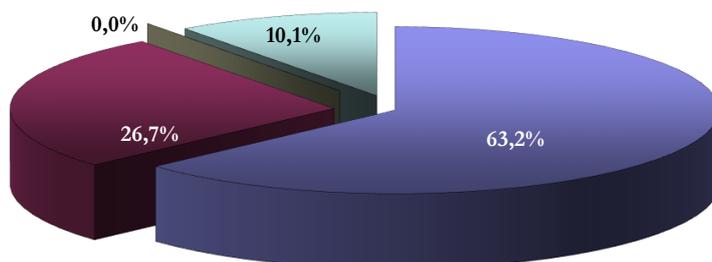
Oferta Total de Gás Natural

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.



O aumento da demanda total foi atendido por meio da maior oferta de gás nacional, principalmente gás não associado, e da regaseificação de GNL. A importação de gás boliviano permaneceu estável.

Segmentação da Oferta Total de Gás Natural - média de 2018



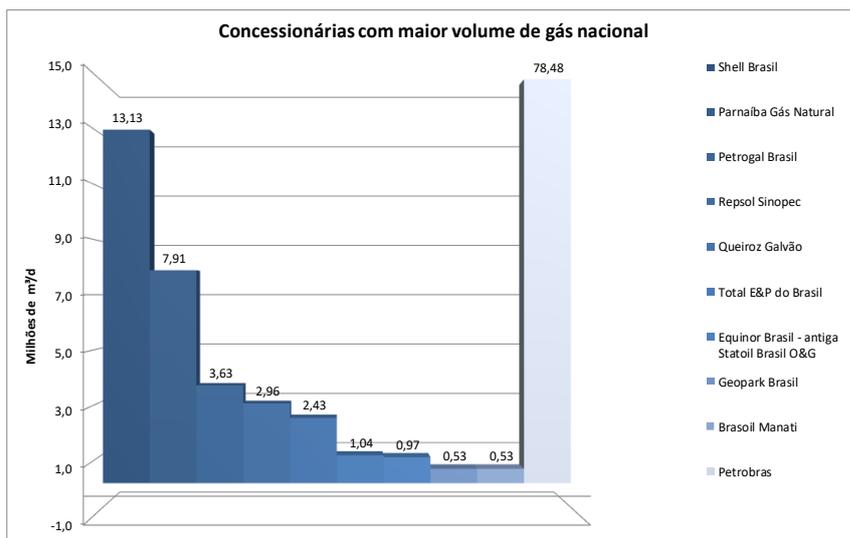
Considerando os meses de janeiro a setembro de 2018, 63% do volume total de gás natural ofertado ao mercado foi de origem nacional.

■ OFERTA NACIONAL ■ Importação - Bolívia ■ Importação - Argentina ■ Regaseificação de GNL

Oferta de Gás Natural

Produção Nacional: Produção por Concessionária

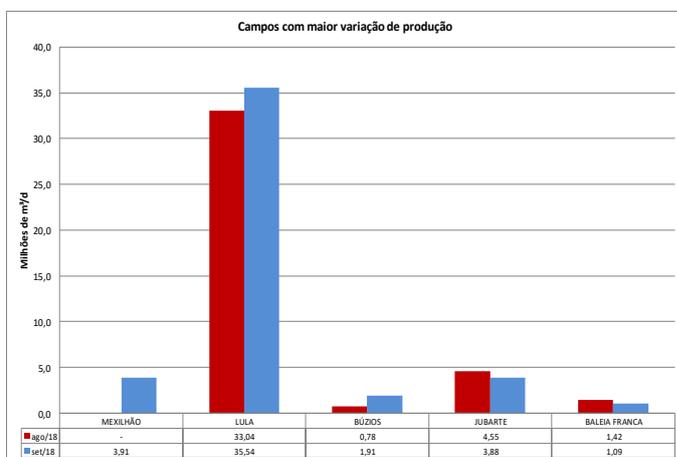
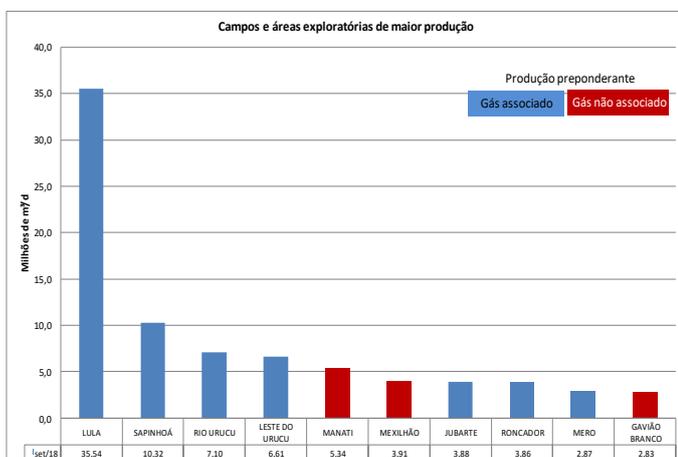
No mês de setembro de 2018, 98,8% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo que somente a Petrobras respondeu por 70% do total. O gráfico ao lado apresenta a distribuição da produção nacional desses agentes.



Produção Nacional: Campos e Áreas Exploratórias

O gráfico abaixo apresenta os dez campos de maior produção de gás natural em setembro de 2018, responsáveis por 67,9% da produção nacional.

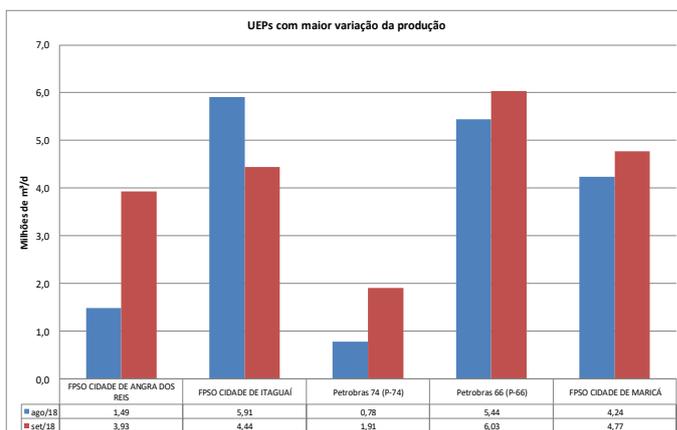
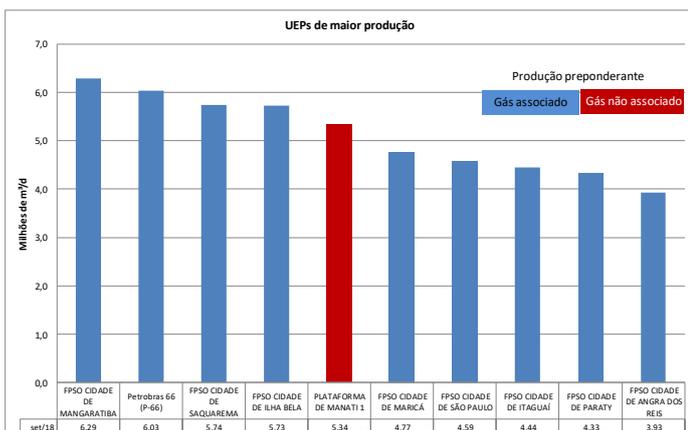
O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação de produção, comparando os meses de agosto e setembro de 2018.



Produção Nacional: UEP – Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEP's de maior produção de gás natural no mês de setembro de 2018, sendo essas responsáveis por 44% da produção nacional.

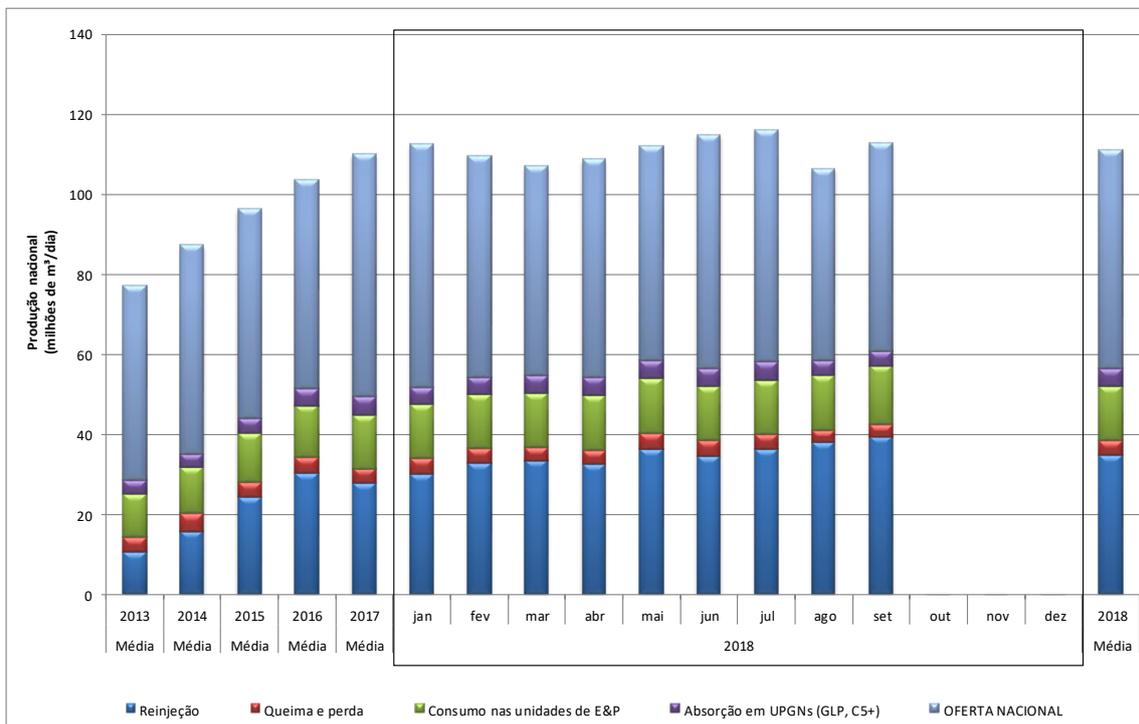
Abaixo são apresentadas as cinco UEPs com maior variação da produção entre os meses de agosto e setembro de 2018. A correlação entre campo e plataforma consta na página 31.



Oferta de Gás Natural

Segmentação da Produção Nacional

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



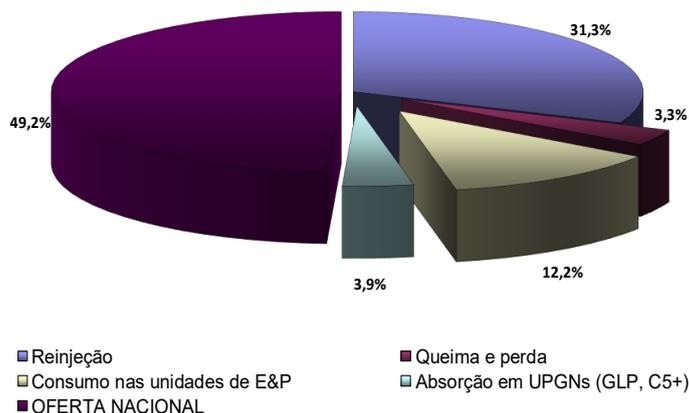
Os dados utilizados na elaboração do gráfico acima podem ser visualizados na tabela que consta na página 2 deste Boletim.

Apesar de a produção nacional ter sido incrementada em 6,5 milhões de m³/dia, o aumento da oferta nacional foi de 4,3 milhões de m³/dia. O aumento de 1,6 milhão de m³/dia da reinjeção em conjunto com o incremento de 0,8 milhão de m³/dia no consumo em E&P fizeram com que a totalidade do incremento da produção não se traduzisse em oferta nacional.

Destaca-se que o aumento de 3,9 milhões de m³/dia na produção de gás não associado, principalmente em função do retorno da produção do campo de Mexilhão após parada programada iniciada ao final de julho/18, impactou diretamente no incremento da oferta de gás natural ao mercado.

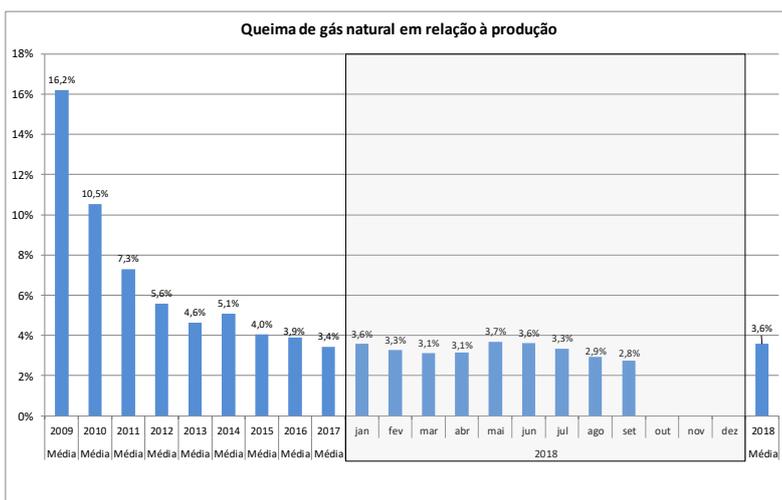
Segmentação da Produção Nacional - média 2018

Considerando os meses de janeiro a setembro de 2018, 49% do volume total de gás natural produzido no País foi ofertado ao mercado.



Oferta de Gás Natural

Queima de Gás em Relação à Produção

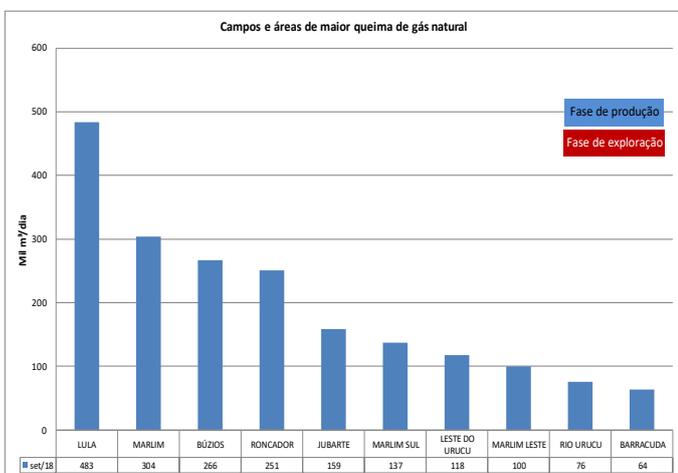


O volume de queima de gás natural permaneceu estável em relação ao mês anterior.

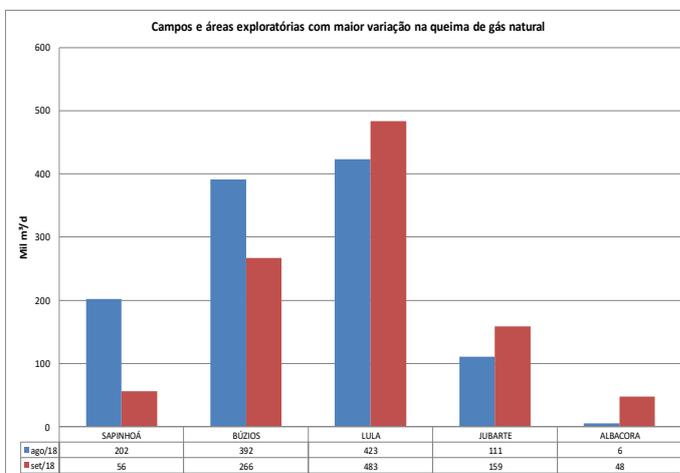
Como houve incremento da produção, a relação queima/produção foi reduzida de 2,9 para 2,8%.

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 setembro de 2018, sendo esses responsáveis por 62,9% do volume total.

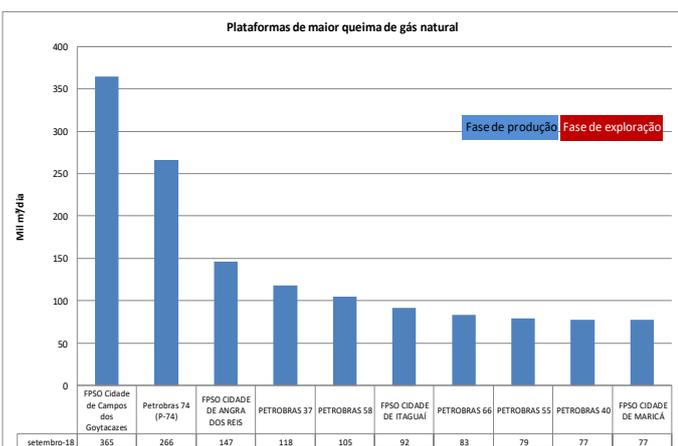


O gráfico abaixo apresenta os cinco campos com maior variação na queima de gás natural, comparando os meses de agosto e setembro de 2018.

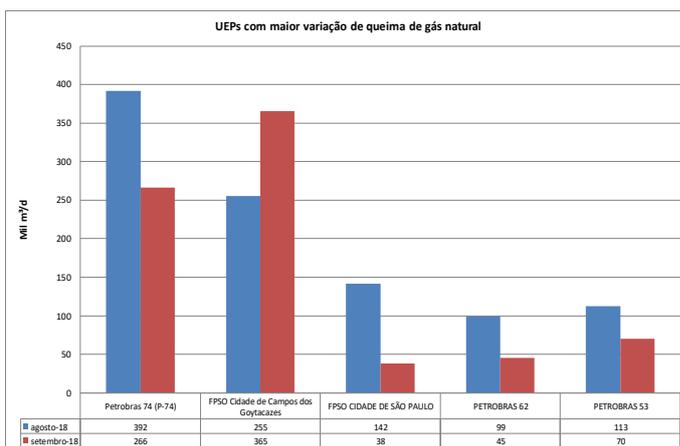


Queima de Gás: UEP - Unidade Estacionária de Produção

O gráfico abaixo apresenta as dez UEPs com maior queima de gás natural no mês de setembro de 2018, sendo essas responsáveis por 51% do volume total de gás natural queimado no País.



O gráfico abaixo apresenta os cinco FPSOs com maior variação na queima de gás natural entre os meses de agosto e setembro de 2018.



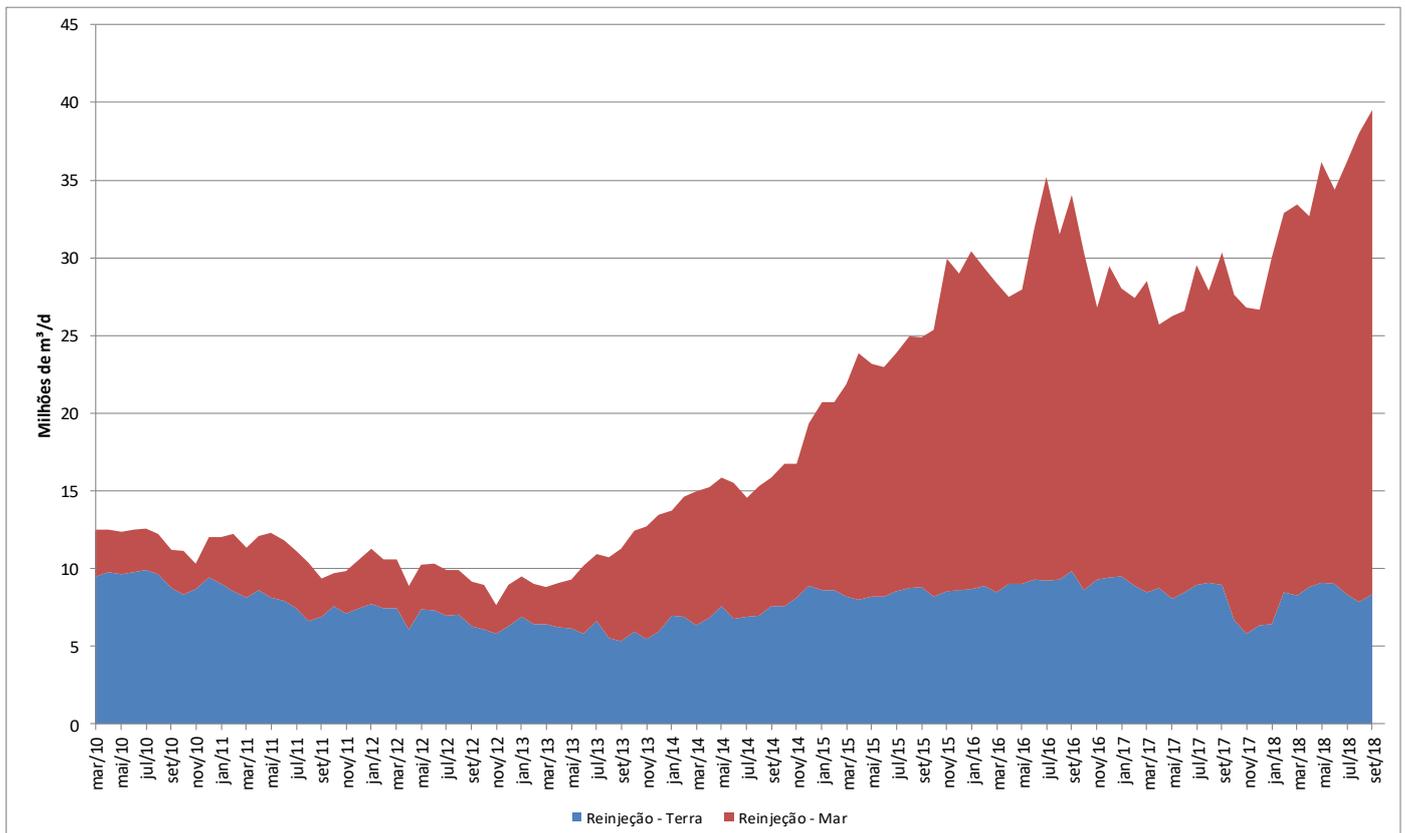
Oferta de Gás Natural

Reinjeção de Gás Natural

Reinjeção de gás natural subiu 1,6 milhão de m³/dia, impactada principalmente pelas operações nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
MAR																			
ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BAHIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESPÍRITO SANTO	0,18	0,31	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RIO DE JANEIRO	1,92	4,61	9,80	14,49	13,02	15,71	16,45	16,62	17,76	18,33	18,15	20,23	20,96	21,58					
RIO GRANDE DO NORTE	0,03	0,03	0,03	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SÃO PAULO	0,69	1,83	4,72	5,04	5,00	6,27	6,47	7,21	5,18	7,33	5,73	6,13	7,78	8,22					
SERGIPE	1,76	1,65	1,30	1,63	1,42	1,62	1,50	1,34	0,92	1,45	1,50	1,46	1,41	1,42					
Total - MAR	4,58	8,43	15,85	21,15	19,44	23,60	24,42	25,17	23,86	27,11	25,38	27,82	30,15	31,22					
TERRA																			
ALAGOAS	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-					
AMAZONAS	5,44	6,45	7,46	8,41	7,52	5,82	7,85	7,65	8,20	8,51	8,41	7,71	7,23	7,71					
BAHIA	0,58	0,82	0,96	0,68	0,59	0,62	0,62	0,62	0,06	0,57	0,63	0,63	0,61	0,61					
CEARÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
ESPÍRITO SANTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
RIO GRANDE DO NORTE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
SERGIPE	0,02	0,03	0,02	0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
Total - TERRA	6,06	7,30	8,44	9,09	8,17	6,44	8,47	8,26	8,79	9,08	9,04	8,34	7,84	8,32					
Total - GERAL	10,64	15,73	24,29	30,24	27,61	30,04	32,89	33,43	32,65	36,19	34,42	36,15	37,99	39,54					

Fonte: ANP



Oferta de Gás Natural

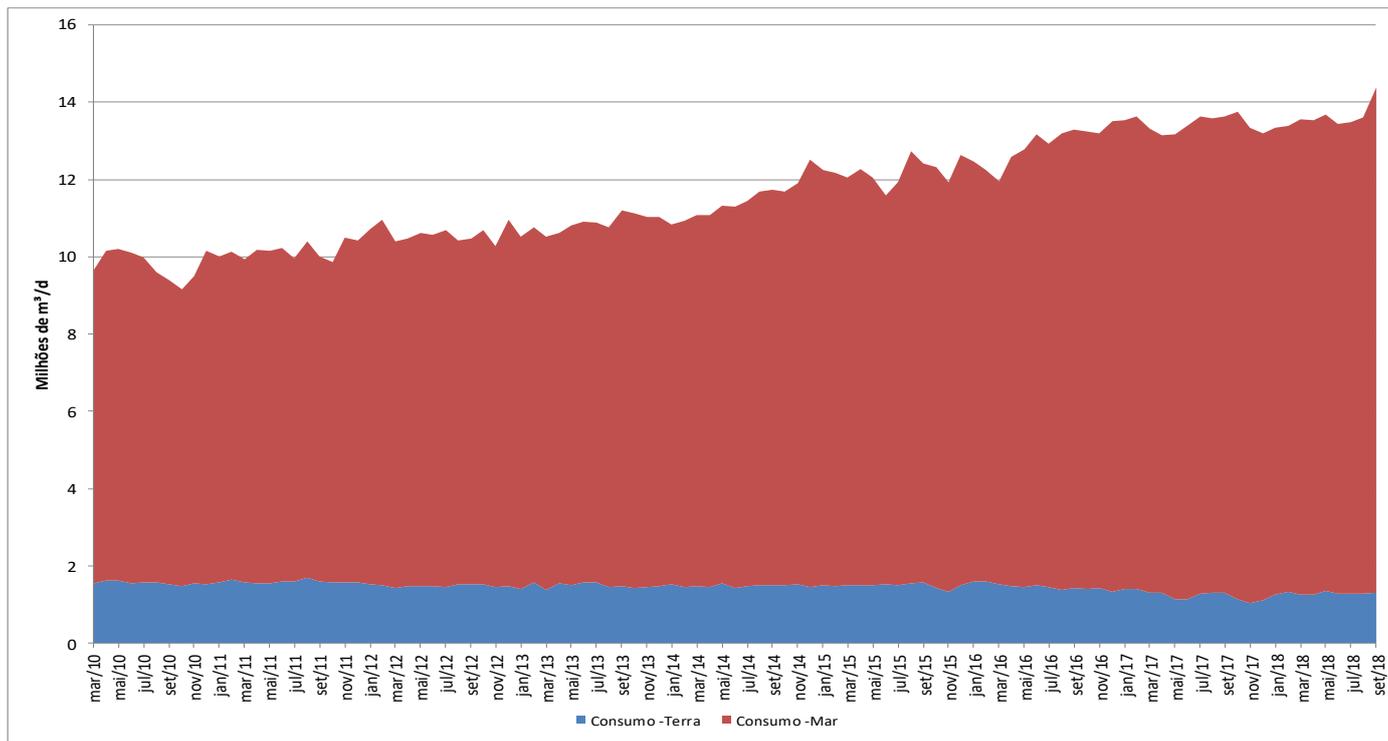
Consumo Gás Natural nas Atividades de E&P - Exploração e Produção

O consumo de gás natural nas atividades de exploração e produção aumentou 0,8 milhão de m³/dia em relação ao mês anterior.

Além das três unidades que entraram em operação (FPSOs P-74, Campos dos Goytacazes e Petrojarl I) estão previstas ainda outras três unidades (P-67, P-75 e P-76) no ano de 2018. Com isso o consumo médio de gás natural nas atividades de E&P deve aumentar em relação a 2017.

		Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018					
							jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
MAR	ALAGOAS	-	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
	AMAZONAS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
	BAHIA	0,00	0,00	0,04	0,08	0,10	0,08	0,09	0,08	0,08	0,10	0,10	0,10	0,11	0,12							0,09		
	CEARÁ	-	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	-	-	-	0,00	-								0,00	
	ESPÍRITO SANTO	1,45	1,62	1,60	1,70	1,78	1,69	1,65	1,79	1,83	1,76	1,70	1,64	1,93	1,67								1,74	
	MARANHÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	RIO DE JANEIRO	7,39	7,71	8,13	8,62	9,02	8,89	8,85	9,04	9,15	9,06	9,02	9,06	8,89	9,89								9,10	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,09	0,06	0,06	0,05	0,05	0,07	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,06	0,06							0,06	
	SÃO PAULO	0,28	0,42	0,75	0,83	1,10	1,19	1,25	1,22	1,06	1,20	1,11	1,16	1,16	1,19								1,17	
	SERGIPE	0,15	0,15	0,12	0,15	0,16	0,17	0,16	0,14	0,11	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17								0,15	
Total - Mar	9,36	9,98	10,71	11,42	12,20	12,09	12,05	12,32	12,30	12,34	12,14	12,19	12,32	13,08								12,31		
TERRA	ALAGOAS	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	
	AMAZONAS	0,45	0,43	0,44	0,47	0,44	0,37	0,46	0,45	0,46	0,50	0,49	0,48	0,48	0,48								0,46	
	BAHIA	0,17	0,18	0,18	0,15	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15								0,15	
	CEARÁ	0,08	0,08	0,10	0,07	0,06	0,07	0,06	0,06	0,05	0,07	0,07	0,07	0,06	0,07								0,06	
	ESPÍRITO SANTO	0,13	0,16	0,16	0,18	0,16	0,14	0,13	0,08	0,10	0,11	0,08	0,09	0,09	0,11								0,10	
	MARANHÃO	0,03	0,01	0,02	0,03	0,02	0,03	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03								0,02	
	PARANÁ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO DE JANEIRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	RIO GRANDE DO NORTE	0,32	0,35	0,31	0,32	0,22	0,30	0,32	0,30	0,27	0,29	0,27	0,27	0,26	0,28								0,29	
	SÃO PAULO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	SERGIPE	0,30	0,26	0,26	0,24	0,20	0,19	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,19								0,19	
Total - Terra	1,49	1,48	1,49	1,46	1,24	1,25	1,34	1,24	1,25	1,34	1,28	1,29	1,28	1,31								1,29		
Total - Geral	10,85	11,46	12,20	12,88	13,44	13,34	13,39	13,57	13,54	13,68	13,43	13,48	13,59	14,39								13,60		

Fonte: ANP



A partir de 2010 houve um crescimento médio de 4,7% ao ano do consumo de gás natural nas atividades de exploração e produção. Nesse mesmo período o crescimento médio da produção nacional foi de 8,5% ao ano.

Oferta de Gás Natural

Oferta de Gás Natural Importado

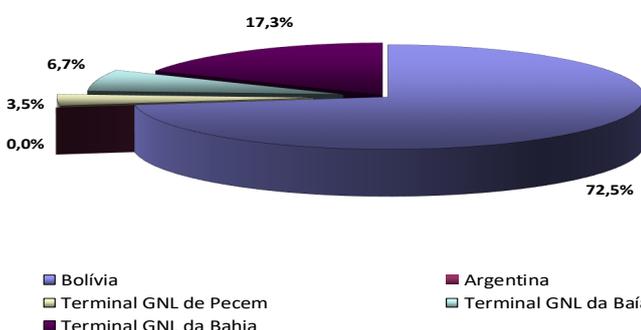
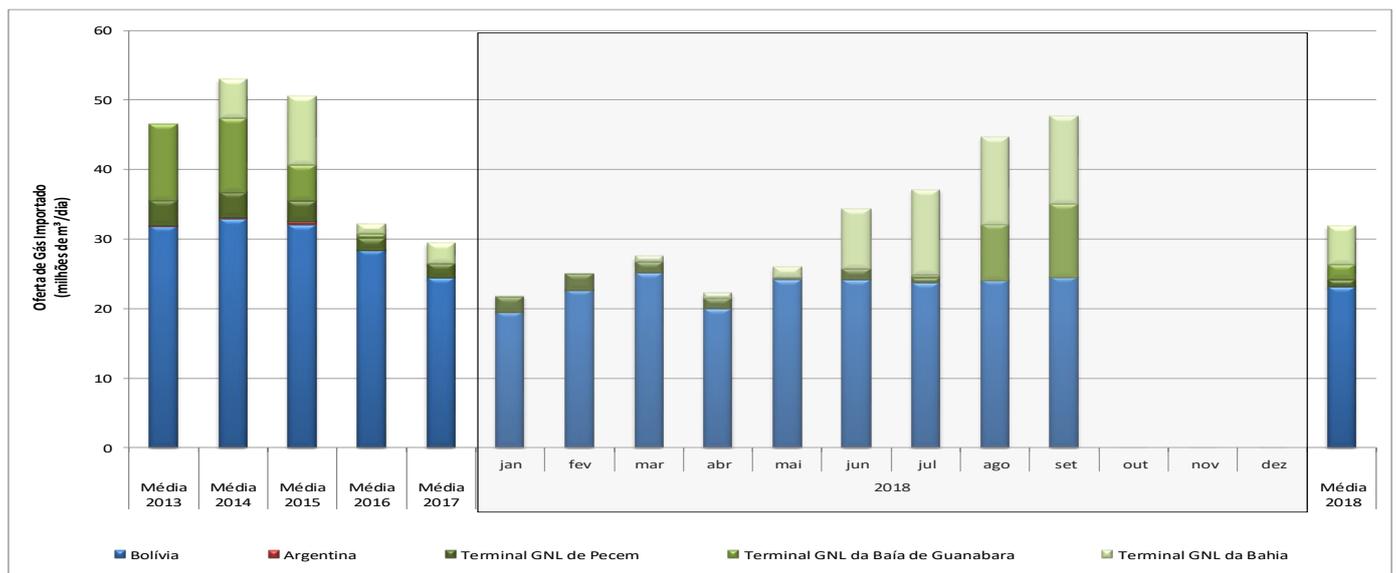
A tabela e o gráfico a seguir apresentam detalhamento acerca da importação de gás natural da Bolívia e Argentina, bem como a regaseificação de Gás Natural Liquefeito - GNL.

			Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez						
Bolívia	Via MS	PETROBRAS	30,63	31,24	30,18	28,24	23,83	19,48	22,54	25,06	20,00	24,17	24,15	23,63	24,06	24,46				23,07
	Via MT	PETROBRAS	1,10	1,58	1,83	0,07	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
		EPE (Âmbar)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
		MTGás	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
	Subtotal			31,75	32,83	32,03	28,33	24,35	19,48	22,54	25,06	20,00	24,17	24,15	23,63	24,06	24,46			
Argentina	Sulgás (TSB)		0,16	0,18	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	
	Subtotal		0,16	0,18	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00	
Regaseificação de GNL			14,58	19,92	17,96	3,81	5,05	2,25	2,37	2,43	2,23	1,81	10,13	13,39	20,54	23,19				8,74
Terminal GNL de Pecem			3,59	3,65	2,96	1,75	2,15	2,16	2,37	1,57	1,45	0,25	1,57	0,76	0,00	0,00				1,11
Terminal GNL da Baía de Guanabara			10,99	10,63	5,16	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	8,03	10,53				2,12	
Terminal GNL da Bahia			5,64	9,84	1,43	2,91	2,91	0,10	0,00	0,86	1,55	8,56	12,22	12,50	12,65				5,51	
TOTAL			46,49	52,93	50,45	32,14	30,51	21,73	24,92	27,49	22,22	25,98	34,28	37,02	44,60	47,64				31,81

Fontes: ANP e TGB

Em função da maior demanda do segmento termelétrico foi necessário o incremento da importação de gás natural. Apesar da necessidade de maior oferta de gás importado, a importação de gás boliviano ficou estável em aproximadamente 24 milhões de m³/dia. Assim, o incremento da oferta importada foi efetivada por meio da regaseificação de GNL que passou de 20,5 para 23,2 milhões de m³/dia.

O incremento da regaseificação se deu principalmente no terminal da Baía de Guanabara, que passou de 8,0 para 10,5 milhões de m³/dia. A regaseificação no terminal da Bahia permaneceu estável em aproximadamente 12 milhões de m³/dia. No terminal de Pecém não houve operação, pois não estava disponível navio regaseificador. Sobre os navios regaseificadores ressalta-se que o FSRU Golar Winter permaneceu atracado no terminal da Baía de Guanabara e o FSRU Experience no terminal da Bahia.



Considerando os meses de janeiro a setembro de 2018, 73% do gás importado ofertado ao mercado foi de origem boliviana.

Especificamente no mês de setembro, a importação de gás boliviano representou 51% do total.

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 portal para acesso gratuito às estatísticas de comércio exterior do Brasil - Comex Stat do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>). Importante ressaltar que as informações que constam no Comex Stat 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
	Total 2017	484.111.749	1.427.584.640	3.130.668	1.878.400.842	6,56	Angola, Nigéria, Catar, Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA
MENSAL	Total jan/18	33.215.051	88.241.614	193.512	116.107.387	7,28	Catar e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total fev/18	75.182.198	200.359.483	439.385	263.630.899	7,26	Nigéria e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Aratu-BA
	Total mar/18	13.271.633	31.950.312	70.066	42.039.884	8,03	Trinidad e Tobago	Pecém-CE
	Total abr/18	6.336.324	13.774.219	30.207	18.123.972	8,90	Estados Unidos	Aratu - BA
	Total mai/18	29.817.007	70.083.288	153.691	92.214.853	8,23	Trinidad e Tobago e Estados Unidos	Pecém-CE
	Total jun/18	8.270.956	24.673.774	54.109	32.465.492	6,48	Estados Unidos	Pecém-CE
	Total jul/18	155.049.756	375.071.067	822.524	493.514.562	8,00	Angola, Catar, Nigéria, Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Pecém-CE e Aratu-BA
	ago/18	49.820.372	99.435.773	218.061	130.836.543	9,69	Estados Unidos	Aratu-BA
	ago/18	31.927.828	64.187.381	140.762	84.457.080	9,62	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
	ago/18	31.337.877	71.563.791	156.938	94.162.883	8,47	Nigéria	Aratu-BA
	ago/18	53.421.782	125.878.042	276.048	165.629.003	8,21	Trinidad e Tobago	Aratu-BA
	ago/18	14.473.962	37.448.014	82.123	49.273.703	7,48	Noruega	Pecém-CE
	ago/18	10.335.007	26.988.000	59.184	35.510.526	7,41	Noruega	Aratu-BA
	Total ago/18	191.316.828	425.501.001	933.116	559.869.738	8,70	Noruega, Nigéria, Estados Unidos e Trinidad e Tobago	Pecém - CE, Aratu - BA e Rio de Janeiro - RJ
	set/18	60.764.802	131.962.877	289.392	173.635.364	8,91	Estados Unidos	Rio de Janeiro - RJ
	set/18	58.611.496	112.078.664	245.787	147.471.926	10,11	Trinidad e Tobago	Aratu-BA
	set/18	30.574.524	58.245.457	127.731	76.638.759	10,15	Bélgica	Rio de Janeiro - RJ
	set/18	30.147.700	62.777.550	137.670	82.602.039	9,29	Nigéria	Aratu-BA
	set/18	21.747.677	46.774.026	102.575	61.544.771	8,99	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
	set/18	4.056.177	8.589.600	18.837	11.302.105	9,13	Estados Unidos	Aratu-BA
	Total set/18	205.902.376	420.428.174	921.992	553.194.966	9,47	Estados Unidos, Trinidad e Tobago, Bélgica e Nigéria	Aratu - BA e Rio de Janeiro - RJ
	Total 2018	718.362.129	1.650.082.932	3.618.603	2.171.161.753	8,42	Bélgica, Noruega, Estados Unidos, Catar, Nigéria, Angola e Trinidad e Tobago	Pecém - CE Aratu - BA Rio de Janeiro - RJ

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)	Origem	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
jun/2017	10.441.356	39.155.786	85.868	51.520.771	5,16	Argentina	Pecém-CE
jul/2017	14.326.329	59.967.627	131.508	78.904.772	4,62	Portugal	Pecém-CE
ago/2017	860.803	2.064.714	4.528	2.716.729	8,06	Grécia	Rio de Janeiro - RJ
Total 2017	46.819.716	167.729.791	367.828	220.697.093	5,40	Grécia, Portugal, Argentina e Índia	Pecém - CE Rio de Janeiro - RJ

* 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 2013 a 2017, o consumo no transporte variou entre 3,2 a 3,9% do volume importado. No ano de 2018 o consumo médio é de 2,9%.

Comparativo entre consumo e volume importado (Milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018											Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
Consumo - GASBOL	1,17	1,22	1,19	1,09	0,79	0,45	0,64	0,81	0,50	0,73	0,75	0,65	0,76	0,69				0,66
Importação - Bolívia	31,75	32,83	32,03	28,33	24,33	19,48	22,54	25,06	20,00	24,17	24,15	23,63	24,06	24,46				23,07
Consumo - GASBOL (%)	3,7%	3,7%	3,7%	3,9%	3,2%	2,3%	2,8%	3,2%	2,5%	3,0%	3,1%	2,8%	3,2%	2,8%				2,9%

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 m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,595	0,614	0,609	0,624	0,623	0,491	0,416	0,469	0,682	0,688	0,661	0,690	0,658	0,670				0,604
Bahiagás (BA)	4,465	3,894	3,883	3,374	3,606	3,884	3,960	3,897	3,536	3,645	3,852	3,994	3,997	3,786				3,839
BR Distribuidora (ES)	3,038	3,495	3,378	2,622	2,734	2,873	3,181	2,492	2,789	2,640	2,873	2,587	2,924	2,476				2,755
Cebgás (DF)	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006				0,005
Ceg (RJ)	11,753	14,791	14,298	10,592	13,072	8,991	11,149	11,286	11,731	12,296	13,262	13,316	14,388	14,434				12,321
Ceg Rio (RJ)	9,016	10,555	10,417	6,346	8,119	6,738	6,315	5,550	4,429	5,532	7,453	5,153	3,102	9,408				5,948
Cegás (CE)	1,960	1,913	1,833	1,361	1,587	1,942	1,933	0,510	0,518	0,495	1,450	0,531	0,523	0,540				0,928
Cigás (AM)	3,085	3,428	3,730	2,933	3,019	3,392	3,503	3,490	3,404	3,829	3,577	4,081	5,034	4,723				3,897
Comgas (SP)	14,951	14,952	14,276	11,996	11,761	11,660	13,379	13,163	13,253	13,908	15,558	16,233	16,641	15,944				14,421
Compagás (PR)	2,268	2,897	2,734	1,301	1,157	1,091	1,141	1,068	0,941	0,911	1,154	1,541	1,302	1,421				1,175
Copergás (PE)	2,927	3,286	4,210	4,714	4,583	5,277	5,265	4,932	4,641	4,819	5,317	5,342	4,098	5,572				5,025
Gas Brasileiro (SP)	0,845	0,802	0,784	0,742	0,683	0,724	0,713	0,689	0,666	0,645	0,664	0,734	0,819	0,785				0,716
Gasmig (MG)	4,073	4,212	3,885	2,959	3,603	2,414	2,890	3,499	2,745	3,520	3,641	3,600	2,771	3,138				3,138
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Mtgás (MT)	0,015	0,008	0,005	0,003	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Msgás (MS)	1,809	2,593	2,809	1,175	1,447	0,665	0,635	0,589	1,427	0,722	0,952	1,736	1,796	2,328				1,208
Pbgás (PB)	0,349	0,340	0,306	0,275	0,266	0,272	0,259	0,246	0,246	0,245	0,248	0,254	0,277	0,283				0,259
Potigás (RN)	0,348	0,344	0,282	0,274	0,316	0,318	0,322	0,331	0,324	0,314	0,271	0,314	0,333	0,335				0,318
Gás Natural Fenosa (SP)	1,323	1,181	1,118	1,099	1,140	1,010	1,114	1,045	1,195	1,104	1,178	1,198	1,188	1,244				1,141
Scgás (SC)	1,848	1,817	1,732	1,683	1,791	1,747	1,878	1,935	1,965	1,889	1,915	1,998	2,004	1,988				1,924
Sergás (SE)	0,276	0,288	0,281	0,278	0,257	0,258	0,256	0,248	0,236	0,248	0,230	0,243	0,247	0,237				0,245
Sulgás (RS)	1,941	1,966	2,401	1,905	1,848	2,008	2,028	1,936	1,916	1,923	2,381	2,193	2,350	2,173				2,101
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002				0,002
Gasmar (MA)	0,000	4,861	4,179	5,168	4,361	6,021	0,153	0,000	0,542	0,080	5,706	7,714	7,714	7,729				3,996
TOTAL DISTRIBUIDORAS	66,896	78,246	77,158	61,431	65,979	61,783	60,496	57,381	57,193	59,458	72,353	73,459	72,174	79,222				65,966

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

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Refinarias + Fafens	13,03	13,80	14,15	14,03	13,18	11,35	11,73	11,09	11,02	11,47	12,35	11,53	10,60	8,93				11,12

Fonte: ANP

Demanda Termelétrica Informada por Outros Agentes

Demanda de gás natural (milhões de m³/d)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Termelétrico informado por outros agentes ¹	11,42	7,22	7,33	4,74	6,55	4,15	3,46	4,69	3,64	4,69	3,09	4,62	3,84	4,39				4,07

1 - De modo geral, o volume diz respeito aos empreendimentos que receberam gás natural sem a comercialização da molécula pela distribuidora.

Fonte: ANP e Petrobras

Demanda de Gás Natural

Demanda de Gás Natural por Distribuidora (sem o segmento termelétrico)

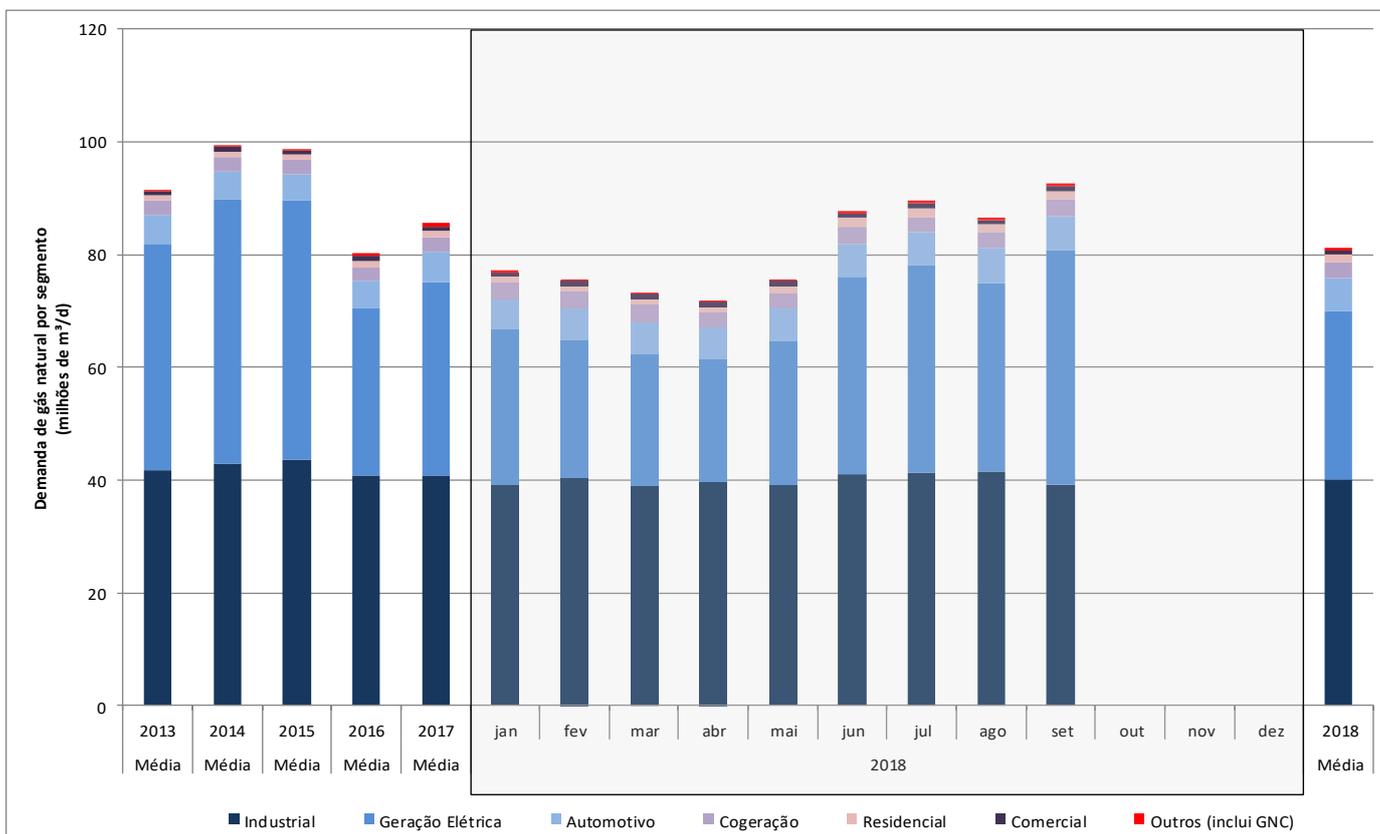
CONSUMO DE GAS NATURAL POR DISTRIBUIDORA SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO (em milhões de m³/dia)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Algás (AL)	0,595	0,614	0,609	0,623	0,623	0,491	0,416	0,469	0,682	0,688	0,661	0,690	0,658	0,670				0,603
Bahiagás (BA)	3,614	3,733	3,630	3,363	3,604	3,884	3,960	3,897	3,536	3,645	3,852	3,994	3,997	3,765				3,837
BR Distribuidora (ES)	2,058	2,467	2,351	1,654	1,747	1,755	1,978	1,556	1,849	1,826	1,820	1,792	1,948	1,887				1,823
Cebgás (DF)	0,008	0,006	0,006	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,006				0,005
Ceg (RJ)	4,166	4,192	4,090	4,058	4,324	4,160	4,129	4,409	4,356	4,428	4,532	4,445	4,625	4,724				4,423
Ceg Rio (RJ)	2,369	2,569	2,399	2,068	2,526	2,382	2,484	2,384	2,309	2,305	2,249	2,269	2,223	2,281				2,321
Cegás (CE)	0,460	0,463	0,460	0,445	0,459	0,503	0,505	0,510	0,518	0,495	0,513	0,531	0,523	0,540				0,515
Cigás (AM)	0,044	0,061	0,089	0,096	0,099	0,109	0,111	0,114	0,112	0,108	0,092	0,105	0,116	0,109				0,108
Comgas (SP)	12,887	12,382	11,748	11,437	11,755	11,660	12,153	11,935	12,254	11,830	12,555	12,758	13,493	13,178				12,424
Compagás (PR)	1,042	1,054	1,415	1,258	1,158	1,091	1,140	1,067	0,941	0,910	1,154	1,541	1,302	1,420				1,174
Copergás (PE)	1,119	1,214	2,564	2,684	2,579	2,932	2,868	2,721	2,943	2,914	2,951	3,020	3,113	3,175				2,960
Gas Brasileiro (SP)	0,845	0,802	0,785	0,742	0,682	0,724	0,713	0,689	0,666	0,645	0,664	0,734	0,819	0,785				0,715
Gasmig (MG)	2,857	2,990	2,578	2,335	2,613	2,395	2,602	2,622	2,638	2,580	2,643	2,638	2,754	2,689				2,618
Gaspisa (PI)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Mtgás (MT)	0,015	0,008	0,005	0,003	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
Msgás (MS)	0,224	0,312	0,209	0,292	0,438	0,625	0,583	0,589	0,556	0,613	0,610	0,626	0,614	0,570				0,598
Pbgás (PB)	0,349	0,340	0,306	0,275	0,266	0,272	0,259	0,246	0,246	0,245	0,248	0,254	0,277	0,283				0,259
Potigás (RN)	0,348	0,345	0,282	0,274	0,315	0,318	0,322	0,331	0,324	0,314	0,271	0,314	0,333	0,335				0,318
Gás Natural Fenosa (SP)	1,323	1,181	1,117	1,099	1,140	1,010	1,114	1,045	1,195	1,104	1,178	1,198	1,188	1,244				1,142
Scgás (SC)	1,848	1,817	1,732	1,683	1,791	1,747	1,878	1,935	1,965	1,889	1,915	1,998	2,004	1,988				1,924
Sergás (SE)	0,276	0,288	0,281	0,278	0,257	0,258	0,256	0,248	0,236	0,248	0,230	0,243	0,247	0,237				0,245
Sulgás (RS)	1,779	1,782	1,937	1,905	1,848	2,008	2,028	1,936	1,916	1,923	2,381	2,193	2,350	2,173				2,101
Goiasgás (GO)	0,003	0,003	0,003	0,003	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002				0,002
Gasmar (MA)	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000				0,000
TOTAL DISTRIBUIDORAS SEM O SEGMENTO TERMELÉTRICO	38,231	38,621	38,595	36,581	38,232	38,331	39,507	38,708	39,247	38,716	40,527	41,350	42,593	42,064				40,116
SEGMENTO TERMELÉTRICO	28,664	39,625	38,562	24,850	27,747	23,452	20,989	18,673	17,946	20,742	31,826	32,109	29,582	37,158				25,851

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 constam na página 2 deste Boletim.

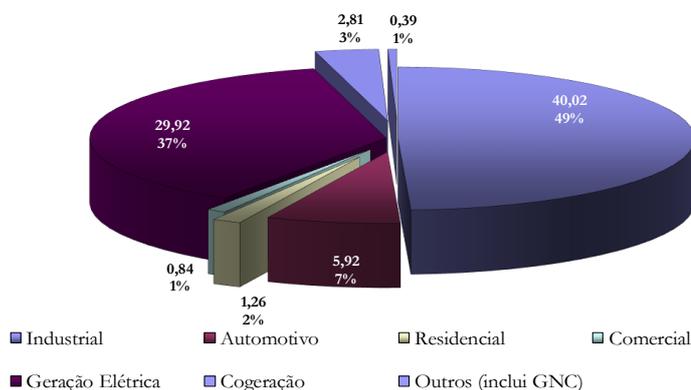
Apesar de o CMO médio ter caído de 767 para 450 R\$/MWh (vide tabela da evolução do CMO — médias semanais na pág. 20) foi verificado incremento considerável na demanda do segmento termelétrico, que passou de 33,4 para 41,6 milhões de m³/dia. As usinas com maior aumento na geração foram as UTEs Norte Fluminense e Mário Lago.

Importante destacar ainda a redução do consumo industrial que está relacionado principalmente à menor demanda da Refinaria de Paulínia (REPLAN), que caiu de 1,8 para 0,5 milhão de m³/dia. Essa redução está relacionada ao acidente ocorrido no dia 20 de agosto que afetou três unidades da refinaria.

Maiores informações acerca do acidente estão disponíveis em: <http://www.anp.gov.br/noticias/4703-anp-interdita-refinaria-paulinia>

Segmentação do Consumo de Gás Natural - média 2018

Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 93% do mercado de gás natural.



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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Industrial - Distribuidoras	28,79	29,18	29,46	26,79	27,59	27,75	28,58	27,79	28,68	27,61	28,74	29,84	30,93	30,17				28,90
Refinarias e fafens	13,03	13,80	14,15	14,03	13,18	11,35	11,73	11,09	11,02	11,47	12,35	11,53	10,60	8,93				11,12
Demanda Industrial total	41,81	42,98	43,61	40,82	40,77	39,10	40,32	38,88	39,70	39,09	41,09	41,37	41,53	39,10				40,02

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
REPAR	1,00	0,92	1,16	1,13	1,23	0,64	1,02	1,17	0,81	1,15	1,31	1,27	0,99	0,97				1,04
REPLAN	1,99	2,01	2,20	1,93	1,94	1,55	2,00	1,82	1,71	1,94	2,22	1,37	1,75	0,53				1,65
REDUC	1,91	1,94	2,00	1,92	1,72	0,68	0,57	0,47	0,84	0,51	0,87	0,56	0,09	0,04				0,51
REVAP	2,39	1,96	2,65	2,31	2,18	2,38	2,33	2,38	2,24	2,26	2,17	2,34	2,33	2,23				2,30
RPBC	0,61	0,69	0,59	0,85	0,65	0,62	0,36	0,17	0,23	0,22	0,45	0,24	0,00	0,00				0,25
RLAM	0,94	0,86	0,86	1,14	1,19	0,95	0,92	0,97	1,02	1,05	0,95	0,97	0,96	1,02				0,98
REGAP	0,54	0,70	0,79	0,78	0,81	0,83	0,79	0,81	0,80	0,81	0,79	0,89	0,81	0,62				0,80
REFAP	0,26	0,46	0,69	0,58	0,46	0,46	0,57	0,41	0,37	0,53	0,70	0,77	0,58	0,52				0,54
RECAP	0,46	0,45	0,36	0,40	0,39	0,37	0,32	0,37	0,44	0,40	0,40	0,45	0,62	0,53				0,43
REMAN	0,20	0,18	0,17	0,18	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,19	0,19	0,17	0,03	0,14				0,16
LUBNOR	0,08	0,07	0,08	0,10	0,07	0,05	0,07	0,08	0,08	0,00	0,09	0,06	0,06	0,06				0,06
RPCC	0,06	0,06	0,05	0,05	0,09	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,01
TECAB	0,46	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				0,00
TOTAL	10,90	11,32	11,61	11,36	10,89	8,76	9,17	8,84	8,72	9,06	10,13	9,09	8,22	6,65				8,73

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
FAFEN-BA	1,77	1,37	1,17	1,39	1,25	1,37	1,38	1,16	1,13	1,26	1,07	1,26	1,19	1,12				1,21
FAFEN-SE	1,28	1,11	1,37	1,28	1,04	1,23	1,19	1,09	1,17	1,16	1,15	1,18	1,19	1,16				1,17
TOTAL	3,05	2,48	2,54	2,67	2,29	2,60	2,57	2,25	2,30	2,42	2,22	2,44	2,38	2,27				2,38

Fonte: ANP

Demanda de Gás Natural

Detalhamento da Demanda Termelétrica a Gás Natural

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

A tabela a seguir apresenta consumo termelétrico a gás natural, energia gerada no período e estimativas de eficiência da geração.

	Segmento termelétrico	Média	Média	Média	Média	Média	2018												Média	
		2013	2014	2015	2016	2017	jan	fev	mar	abr	maí	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	2018	
Consumo de gás natural (milhões de m³/d)	Termelétrico informado pelas distribuidoras locais de gás canalizado	28,66	39,63	38,57	24,84	27,73	23,45	20,99	18,67	17,95	20,74	31,83	32,11	29,58	37,16					25,85
	Termelétrico informado por outros agentes ²	10,26	7,22	7,33	4,70	6,55	4,15	3,46	4,69	3,64	4,69	3,09	4,62	3,84	4,39					4,07
	Demanda Termelétrica total	38,92	46,84	45,90	29,57	34,25	27,60	24,45	23,37	21,58	25,43	34,92	36,73	33,42	41,55					29,92
Energia gerada (mil GWh)¹		56,3	71,6	70,4	47,8	53,81	3,72	2,96	3,17	2,46	2,93	4,34	4,79	4,24	5,19					33,80
Estimativa de eficiência (%)	Poder calorífico = 9.400 kcal/m³	36,2%	38,3%	38,4%	40,4%	39,3%	39,8%	39,5%	40,0%	34,8%	34,0%	37,9%	38,5%	37,4%	38,1%					37,8%
	Poder calorífico = 9.900 kcal/m³	34,4%	36,4%	36,5%	38,4%	37,3%	37,8%	37,5%	38,0%	33,0%	32,3%	36,0%	36,6%	35,6%	36,2%					35,9%

Fonte: ANP, Abegás, Petrobras e ONS.

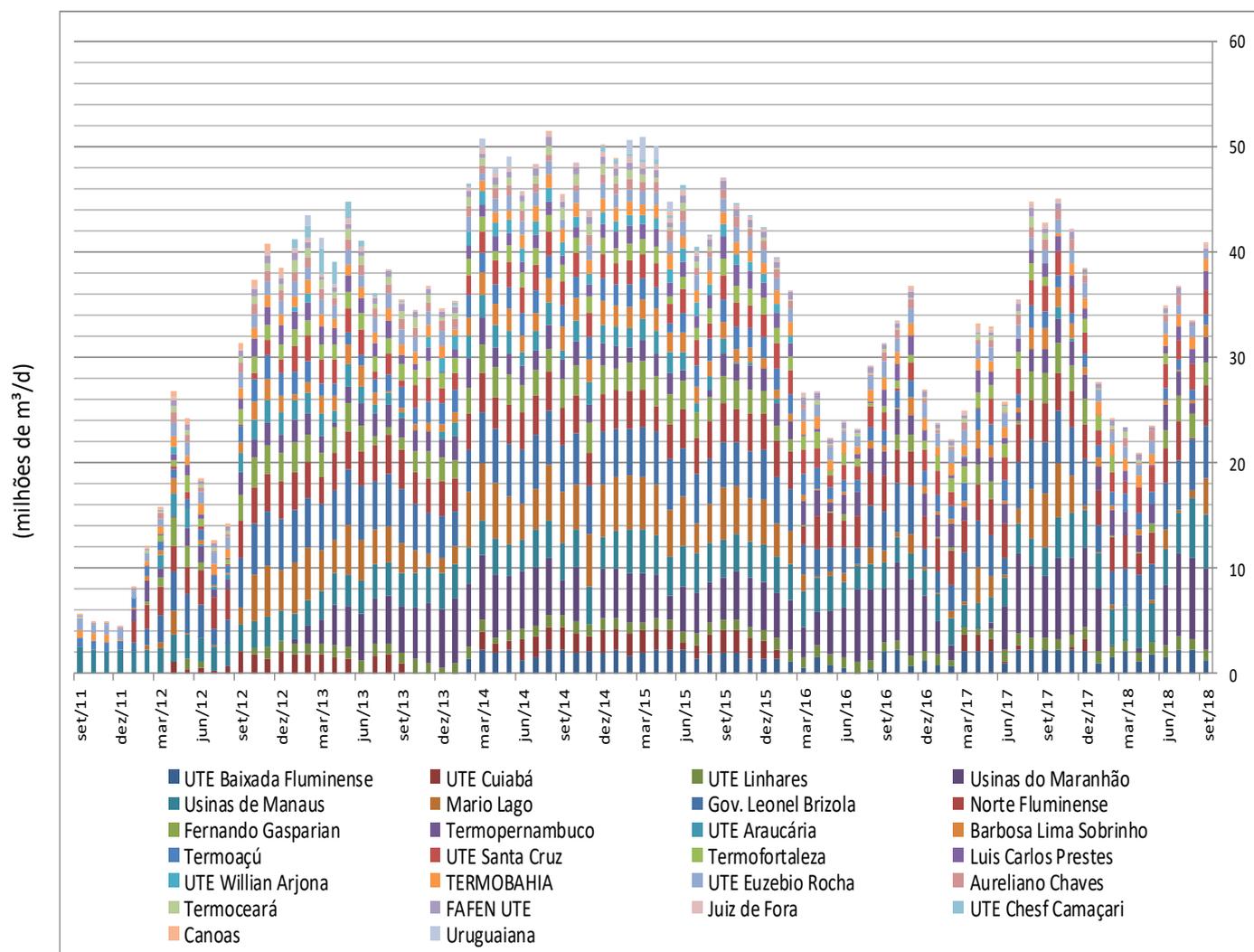
Os dados ONS estão disponíveis no endereço eletrônico: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx

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

2 - Empreendimentos que receberam gás natural sem a comercialização da molécula pela distribuidora.

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, Abegás e ANP.

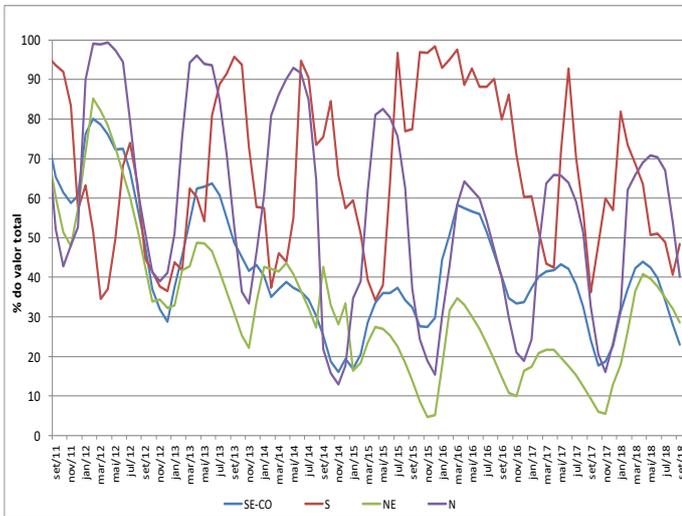
Demanda de Gás Natural

Armazenamento e Afluências no SIN

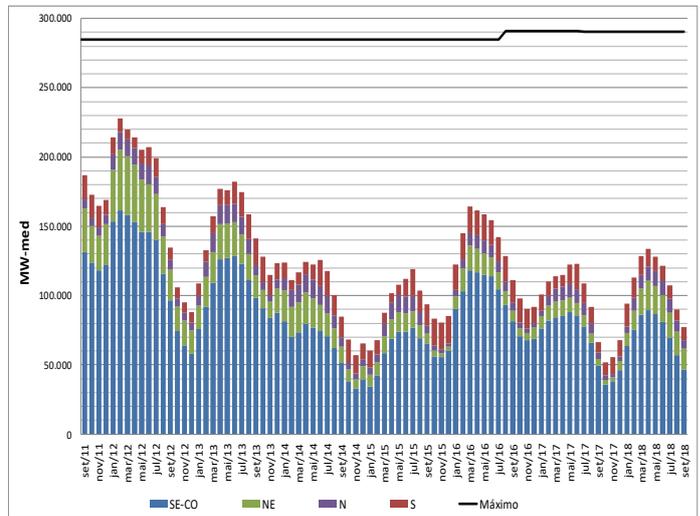
Energia Armazenada

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

Percentual da Capacidade de Armazenamento



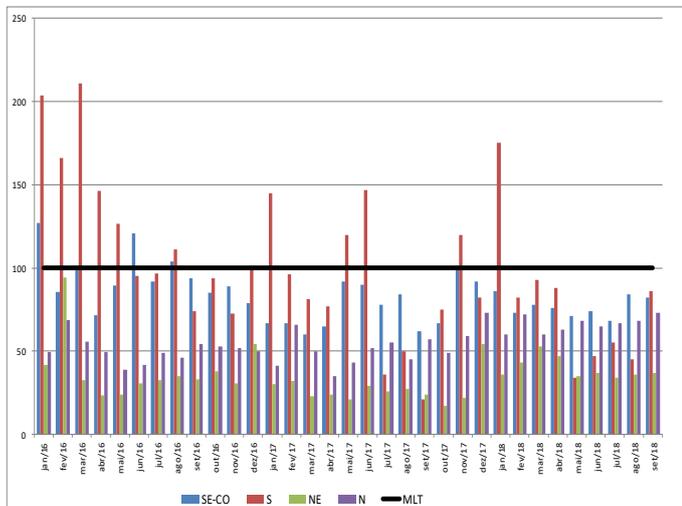
Em MWmês



Energia Natural Afluente - ENA

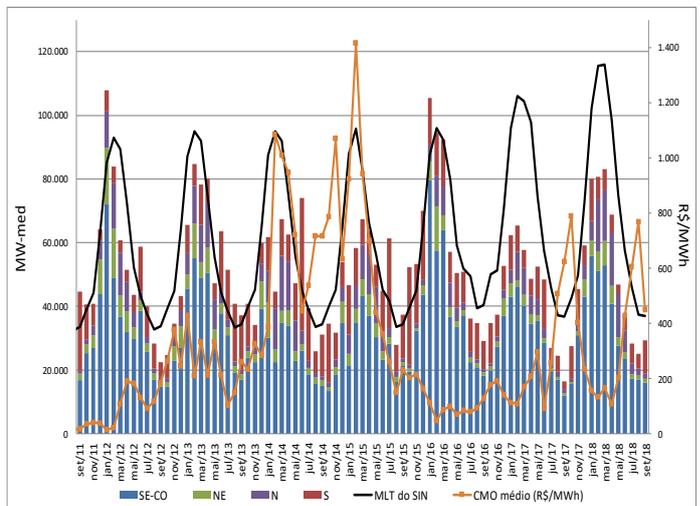
Percentual da Média de Longo Termo - MLT

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



CMO, ENA e MLT

Este gráfico demonstra a influência exercida pelo volume de energia afluente junto aos reservatórios das hidrelétricas sobre o preço da energia elétrica.



É interessante destacar que, quando a Energia Natural Afluente - ENA (representada pelas barras empilhadas no gráfico acima a direita) 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.

Demanda de Gás Natural

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

EVOLUÇÃO DO CMO - MÉDIAS SEMANAIS (R\$/MWh)					
Semana	SE-CO	S	NE	N	Média
28/07/2018 a 03/08/2018	763,80	763,80	763,80	763,80	767
04/08/2018 a 10/08/2018	784,90	784,90	784,90	784,90	
11/08/2018 a 17/08/2018	757,80	757,80	757,80	757,80	
18/08/2018 a 24/08/2018	763,70	763,70	763,70	763,70	
25/08/2018 a 31/08/2018	766,30	766,30	766,30	766,30	
01/09/2018 a 07/09/2018	472,20	472,20	472,20	474,90	450
08/09/2018 a 14/09/2018	482,10	482,10	482,10	482,10	
15/09/2018 a 21/09/2018	478,90	478,90	478,90	478,90	
22/09/2018 a 28/09/2018	428,10	428,10	428,10	428,10	
29/09/2018 a 05/10/2018	387,00	387,00	387,00	387,00	

Comparando os meses de agosto e setembro de 2018, o CMO médio diminuiu de 767 para 450 R\$/MWh. Apesar dessa redução do CMO, a geração termelétrica mensal a gás natural aumentou de 4,2 para 5,2 mil GWh (o consumo de gás natural passou de 33,4 para 41,6 milhões de m³/dia).

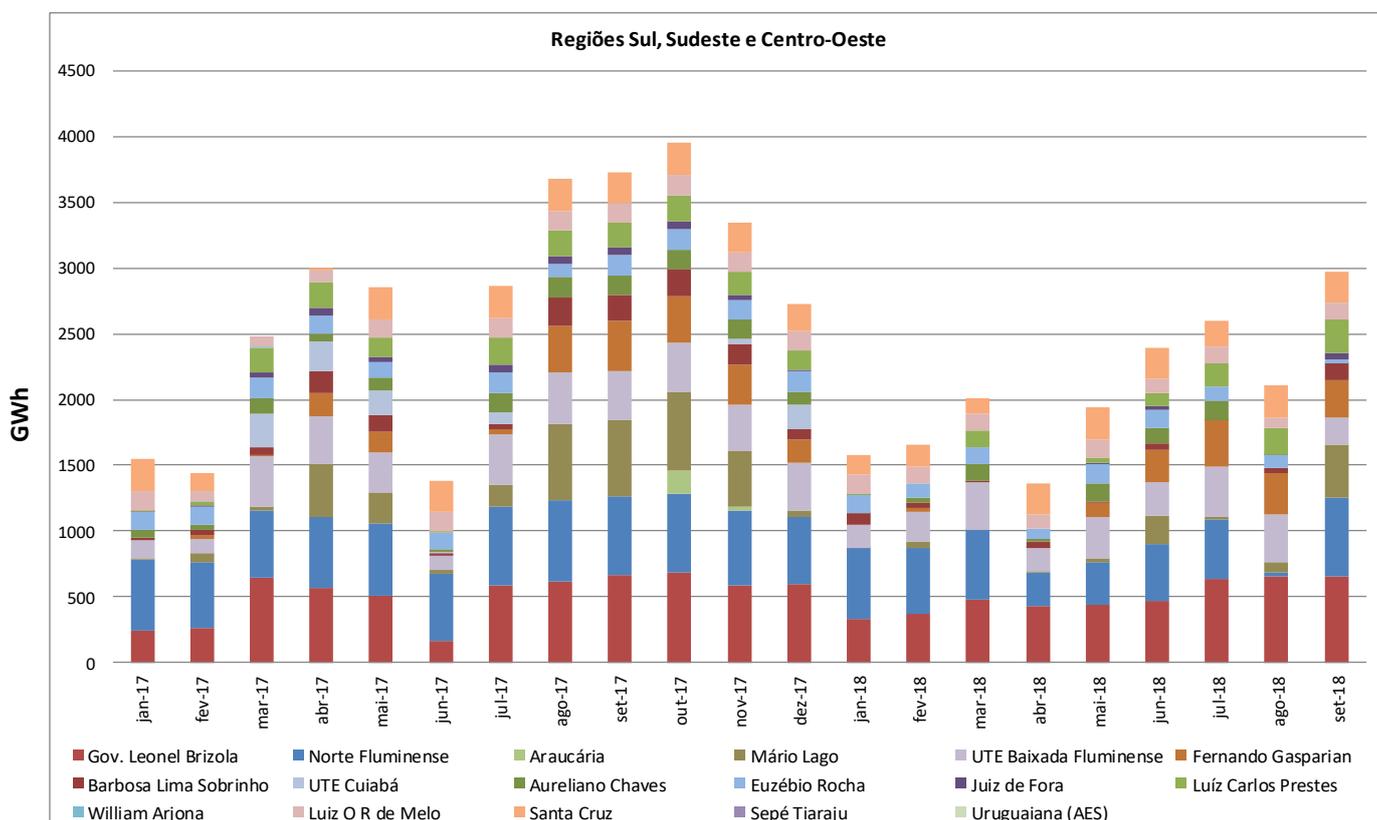
Acompanhamento das Térmicas a Gás Natural em Construção

Usina	UF	Situação	Unidade Geradora	Potência Unidade Geradora (MW)	Combustível	Data de Tendência	Leilão
Prosperidade I	BA	OPT	1 a 3	28,0	Gás Natural	15/10/2018	04/2015 A-3 21/08/2015
Mauá 3	AM	OPT	2	189,6	Gás Natural	30/10/2018	06/2014 A-5 28/11/2014
			3	211,7	Vapor		
			1	332,7			
Porto De Sergipe I	SE	EC	2	332,7	Gás Natural	01/01/2020	03/2015 A-5 30/04/2015
			3	332,7			
			4	517,5	Vapor		
			1 a 3	855,8	Gás Natural		
Novo Tempo GNA II	RJ	EC	4	443,1	Vapor	01/01/2021	06/2014 A-5 28/11/2014
			1 a 3	5,4			
Oeste de Canoas 1	MA	NI	4	0,2	Gás Natural	31/01/2021	01/2016 A-5 29/04/2016
			1	313,2			
Vale Azul II	RJ	NI	2	153,1	Vapor	31/12/2021	05/2017 A-6 20/12/2017
			1	366,7			
GNA Porto do Acu III	RJ	NI	2	366,7	Gás Natural	01/01/2023	05/2017 A-6 20/12/2017
			3	366,7			
			4	572,4	Vapor		
			1 e 2	363,2	Vapor		
Parnaíba 5A e 5B	MA	NI	1 e 2	363,2	Vapor	01/01/2024	03/2018 A-6 31/08/2018

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

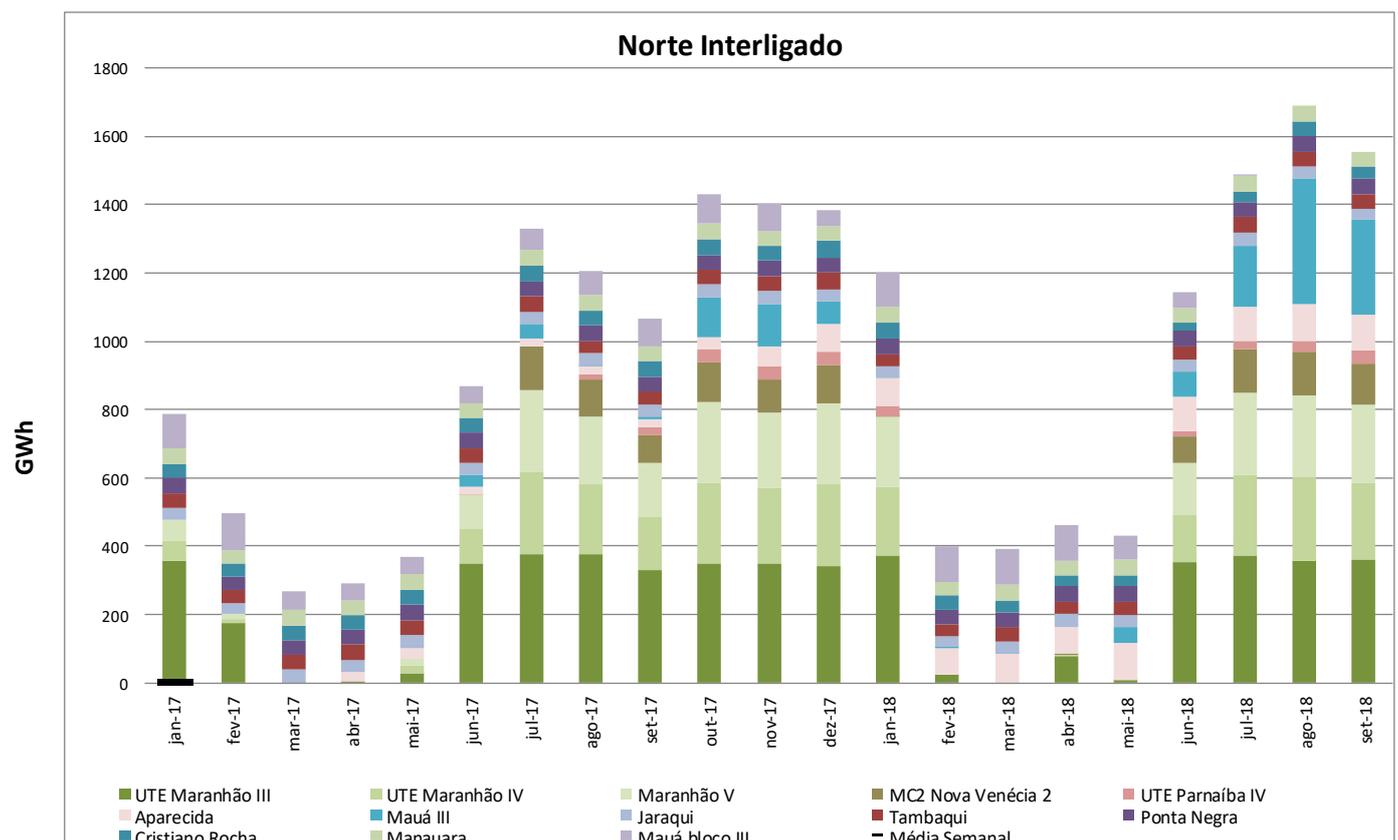
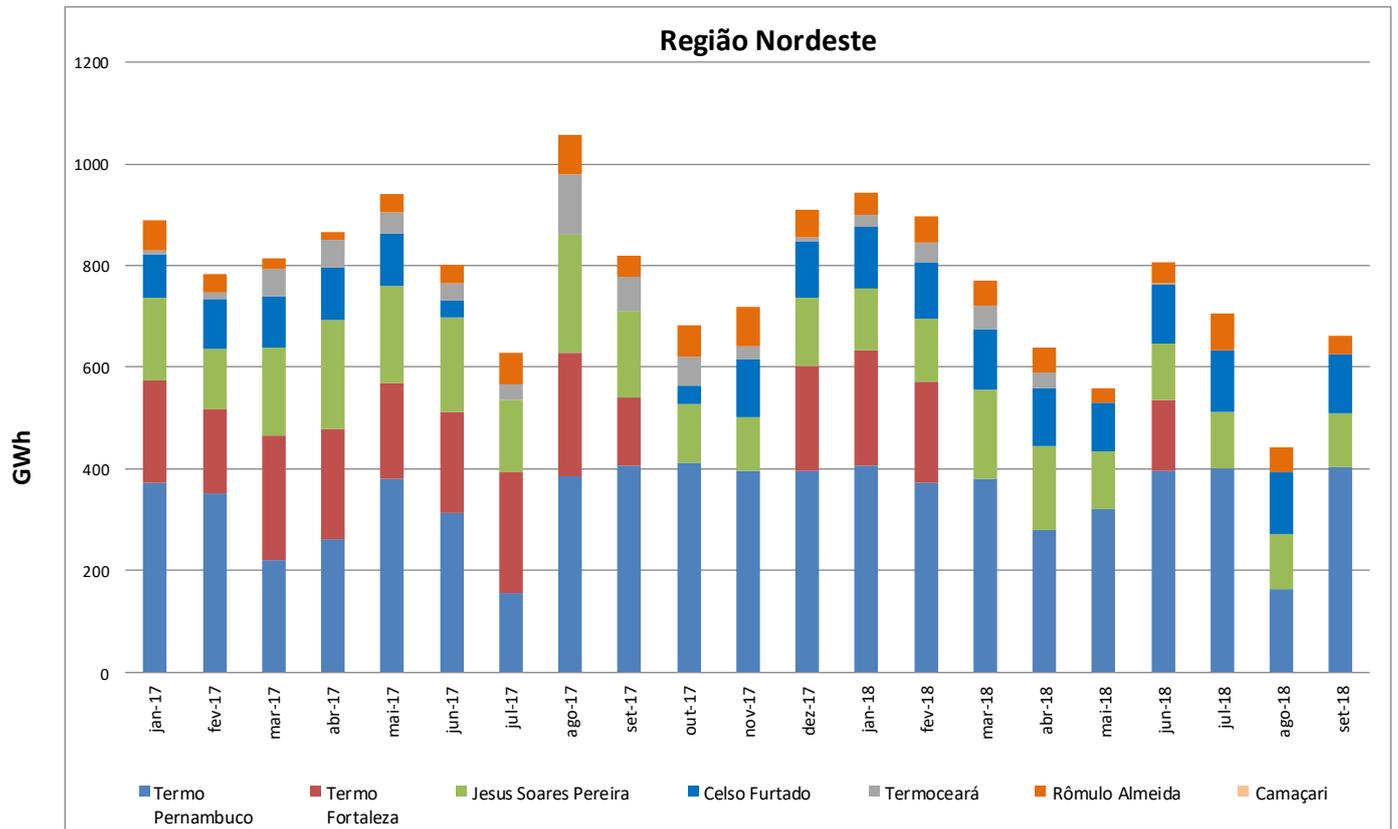
Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>

Sistema Interligado Nacional–SIN



Demanda de Gás Natural

Sistema Interligado Nacional–SIN



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.

Atualmente, 5 distribuidoras possuem contratos com a Petrobras do tipo Nova Política Modalidade Firme, 12 distribuidoras contratos do tipo Nova Política Modalidade Firme Renegociado e 5 distribuidoras contratos do tipo Gás Importado (gás boliviano).

Preço Petrobras para Distribuidora setembro/2018 (Preços isentos de tributos e encargos)			
Contrato: Nova Política Modalidade Firme			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Parcela Fixa	Parcela Variável	Total
Nordeste	2,1316	5,1281	7,2598
Sudeste, Sul e Centro Oeste	2,1212	5,1034	7,2246
Brasil	2,1275	5,1182	7,2457
Contrato: Nova Política Modalidade Firme Renegociado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Molécula	Total
Nordeste	1,4901	6,9203	8,4104
Sudeste, Sul e Centro Oeste	1,5521	6,7290	8,2811
Brasil	1,5330	6,7878	8,3209
Contrato: Gás Importado			
Região	Preço (US\$/MMBTU)		
	Transporte	Commodity	Total
Sudeste e Centro Oeste	1,8414	5,4874	7,3288
Sul	1,9144	5,1611	7,0755
Brasil	1,8852	5,2916	7,1768
* Dados originalmente obtidos da Petrobras. Médias regionais simples (não ponderadas por volume).			
Dólar de conversão R\$/US\$:		setembro-18	4,1165

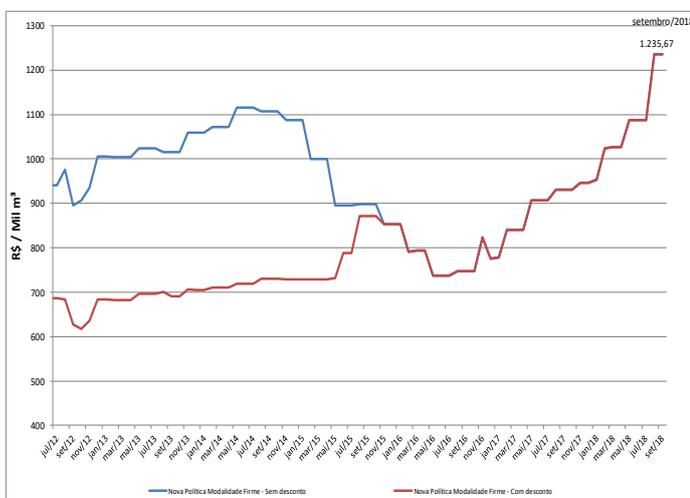
Fonte: MME, a partir de dados originários da Petrobras.

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

Para algumas distribuidoras com contrato do tipo Gás Importado, o valor da parcela de transporte passou a ser informado pela Petrobras em R\$/mil m³.

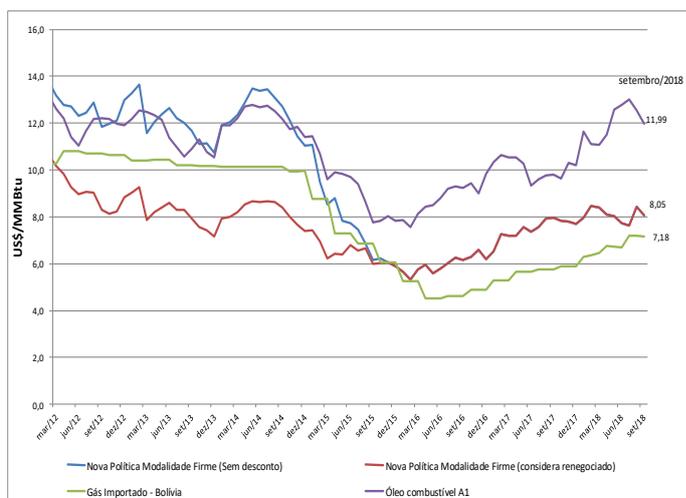
Histórico de Preço do Gás Natural Petrobras para as Distribuidoras

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.

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



Em setembro de 2018, o preço do gás natural Nova Política Modalidade Firme (considerando também os contratos renegociados) foi equivalente a 67% do preço do óleo combustível A1 (preços para distribuidora).

Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural - Programa Prioritário Termelétrico (PPT)

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018											Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
PPT	4,55	4,53	3,96	3,94	4,18	4,24	4,26	4,24	4,22	4,20	4,37	4,20	4,15					4,24

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 n° 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) setembro, 2018				
	Segmento	Faixa de consumo	R\$/m³	US\$/MMBtu
Preços das Distribuidoras	Industrial (m³/d)	2.000	2,3423	15,2550
		20.000	2,0633	13,4374
		50.000	1,9983	13,0142
	Residencial (m³/mês)	12	4,3100	28,0699
	Comercial (m³/mês)	800	3,4598	22,5326
ANP	Automotivo (Postos)	faixa única	2,0206	13,1595
	Automotivo (Consumidor Final)	faixa única	2,8510	18,5678

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018											Média 2018		
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez	
Média Nacional (R\$/m³)	até 2.000 m³/d	1,48	1,54	1,68	1,68	1,83	1,97	2,09	2,10	2,10	2,14	2,19	2,22	2,33	2,34				2,17
	até 20.000 m³/d	1,30	1,36	1,50	1,49	1,62	1,75	1,84	1,84	1,85	1,86	1,91	1,94	2,05	2,06				1,90
	até 50.000 m³/d	1,27	1,32	1,46	1,45	1,56	1,69	1,76	1,76	1,77	1,80	1,85	1,87	1,98	2,00				1,83
Média Nacional (US\$/MMBtu)	até 2.000 m³/d	17,48	17,55	13,69	13,00	15,35	16,48	17,29	17,14	16,52	15,81	15,58	15,54	15,90	15,26				16,16
	até 20.000 m³/d	15,37	15,56	12,17	11,54	13,59	14,59	15,18	15,05	14,52	13,74	13,58	13,56	13,97	13,44				14,17
	até 50.000 m³/d	14,90	15,10	11,83	11,19	13,14	14,10	14,54	14,42	13,91	13,28	13,14	13,12	13,54	13,01				13,67

Fontes: 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.

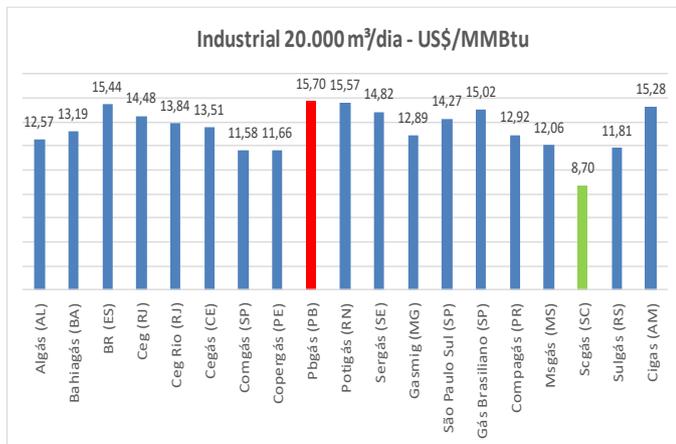
Preço do GNV ao consumidor final e à distribuidora (com impostos)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018											Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov		dez
Preço médio ao consumidor (R\$/m³)	1,78	1,88	2,06	2,25	2,34	2,47	2,52	2,55	2,56	2,64	2,69	2,71	2,80	2,85				2,64
Preço médio distribuidora (R\$/m³)	1,37	1,43	1,52	1,60	1,68	1,78	1,82	1,83	1,87	1,88	1,92	2,00	2,01	2,08				1,91
Preço médio ao consumidor (US\$/MMBtu)	21,03	21,46	16,77	17,41	19,64	20,61	20,83	20,86	20,16	19,47	19,08	18,99	19,09	18,57				19,74
Preço médio distribuidora (US\$/MMBtu)	16,12	16,38	12,37	12,37	14,13	14,86	15,09	14,99	14,70	13,85	13,63	14,03	13,70	13,57				14,27

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

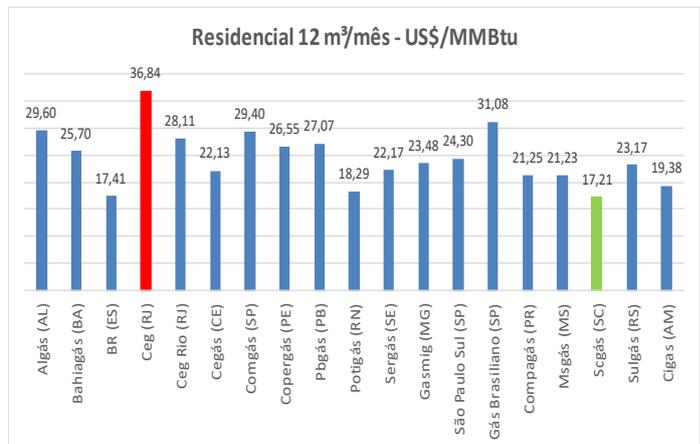
Preços e Competitividade

Preço do Gás Natural ao Consumidor Final - Por Distribuidora

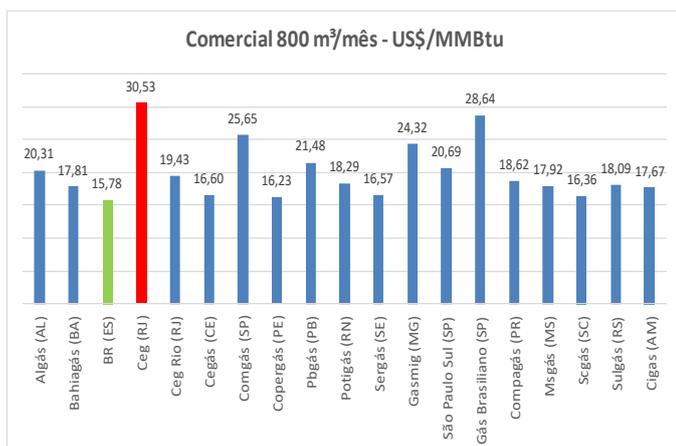
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em setembro de 2018, para o segmento industrial de consumo igual a 20.000 m³ por dia.



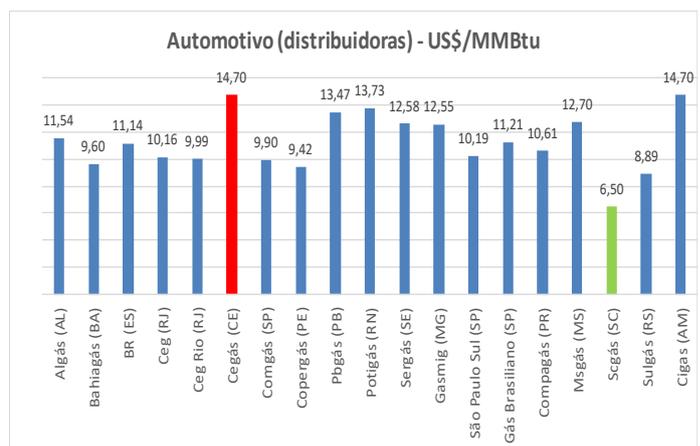
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em setembro de 2018, para o segmento residencial, considerando o consumo igual a 12 m³ por mês.



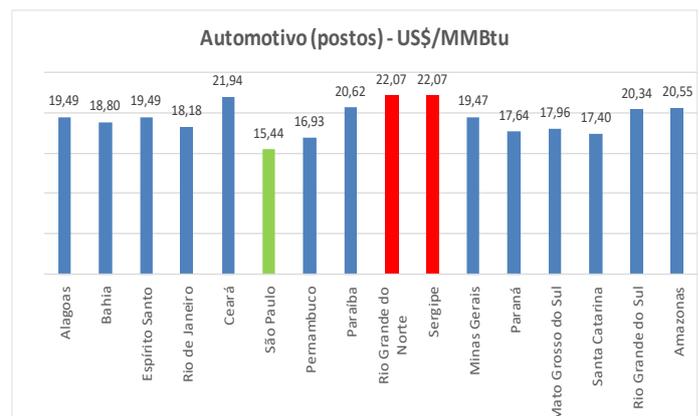
O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em setembro de 2018, para o segmento comercial, considerando o consumo igual a 800 m³ por mês.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em setembro de 2018, para o segmento automotivo. Esse preço refere-se à comercialização de gás natural entre distribuidoras e postos.



O gráfico abaixo apresenta os preços de gás natural, vigentes em setembro de 2018, aplicáveis aos consumidores finais do segmento automotivo.



Fontes:

- Industrial, Residencial, comercial e Automotivo (distribuidoras): Sítio eletrônico das companhias locais de gás canalizado e agências reguladoras estaduais.

- Automotivo (postos): Serviço de Levantamento de Preços/ANP.

Preços e Competitividade

Preços de Gás Natural Liquefeito - GNL

Preços de GNL (US\$/MMBtu)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
GNL utilizado no Japão ⁽¹⁾		14,06	7,90	6,08	7,30	11,00	10,60	8,80	9,10	8,20	9,30	10,00	10,70	10,60				9,81
GNL da Indonésia no Japão	15,96	16,04	10,94	7,37	8,61	9,34	9,83	10,11	10,09	10,25	10,44	10,44	10,88	11,30				10,30
GNL utilizado no Brasil ⁽²⁾	14,23	14,89	13,86	6,45	6,56	7,28	7,26	8,03	8,90	8,23	6,48	8,00	8,70	9,47				8,42

Fontes:

GNL utilizado no Japão: Ministry of Energy, Trade and Industry (<http://www.met.go.jp/english/statistics/sho/slng/>)

GNL da indonésia no Japão: Indexmundi

GNL utilizado no Brasil: AliceWeb

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

(2) Preço FOB

nd = informação não disponível

Preços Internacionais de Gás Natural

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Gás russo na fronteira da Alemanha	11,19	10,44	7,31	4,35	5,67	7,56	6,87	7,03	6,93	7,49	7,45	7,60	8,08	9,52				7,61
NBP *	10,48	8,47	6,56	4,73	5,83	7,43	6,37	6,82	6,82	7,13	7,33	7,54	7,78	9,38				7,40
Henry Hub	3,73	4,36	2,62	2,50	2,96	3,87	2,67	2,69	2,76	2,78	2,94	2,80	2,96	2,99				2,94
Petróleo Brent	19,39	17,64	9,34	7,85	9,69	12,31	11,64	11,84	12,76	13,66	13,40	13,26	13,03	14,05				12,88
Petróleo WTI	17,45	16,59	8,68	7,70	9,07	11,35	11,09	11,18	11,82	12,47	12,03	12,62	12,11	12,51				11,91
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	100,26	98,98	52,43	44,05	54,39	69,08	65,32	66,45	71,63	76,65	75,19	74,44	73,13	78,86				72,31
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	90,28	93,11	48,74	43,23	50,92	63,70	62,23	62,76	66,32	69,98	67,52	70,84	67,99	70,21				66,84

Fontes:

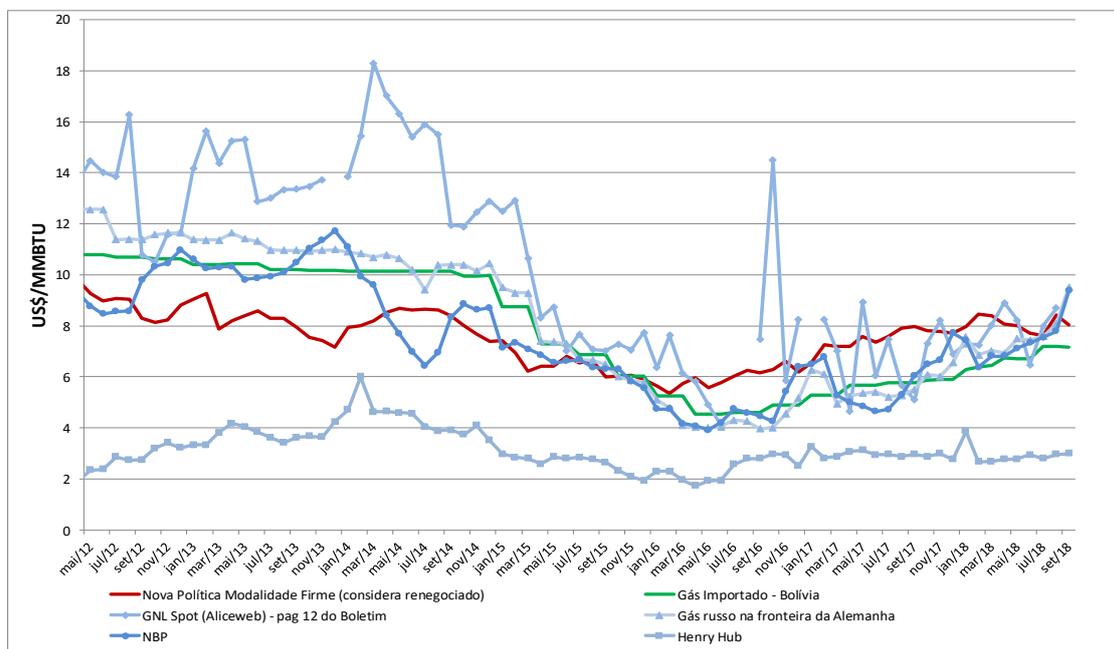
Preço do Gás: www.theice.com, www.indexmundi.com (FMI), US Energy Information Administration (eia).Preço do Petróleo: www.indexmundi.com (FMI), U.S. Energy Information Administration (eia).

* Média das cotações diárias para entrega no mês seguinte.

nd = informação não disponível

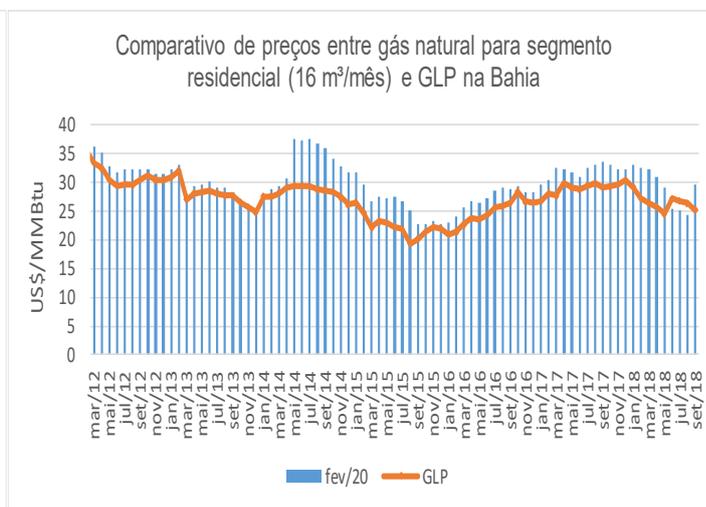
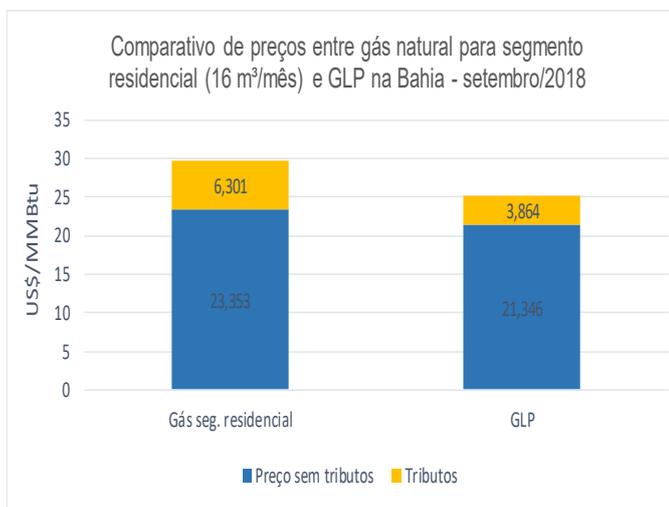
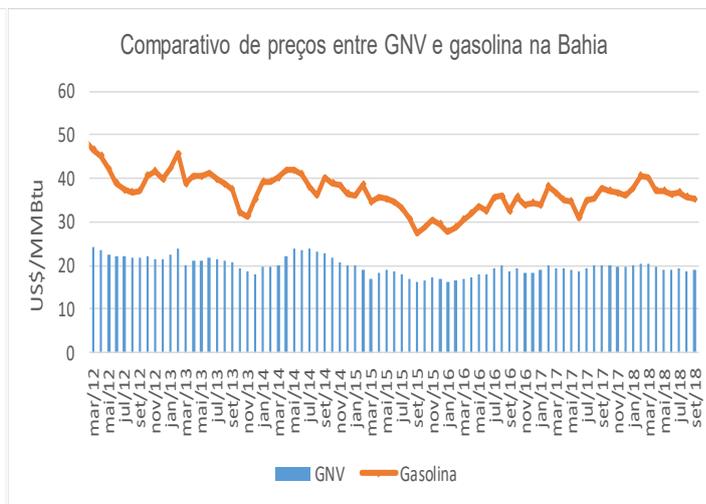
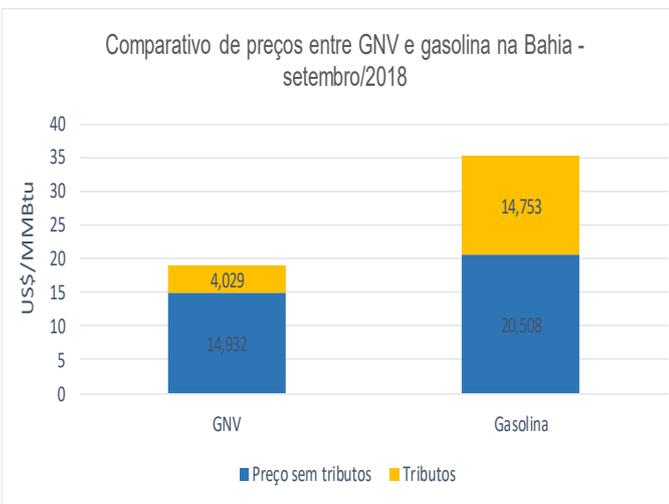
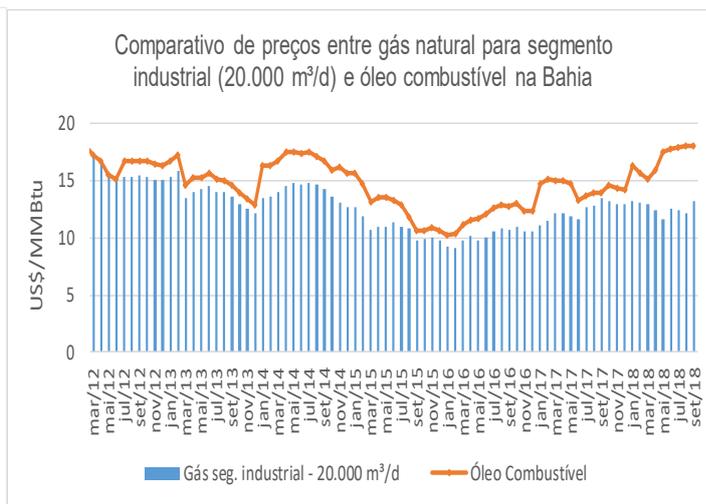
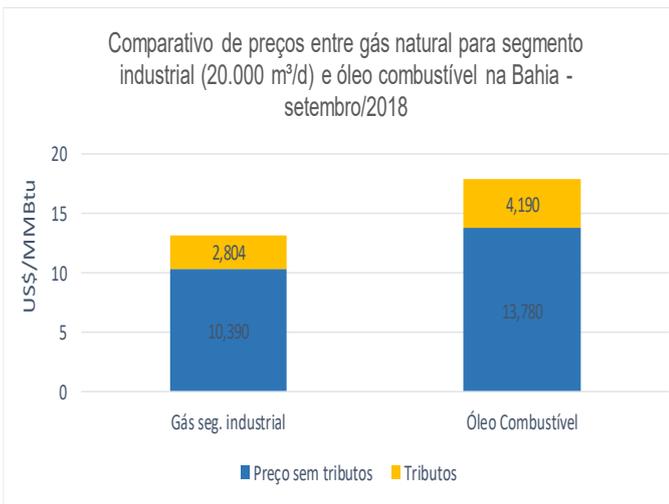
Comparativo de Preços de Gás Natural e GNL

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



Preços e Competitividade

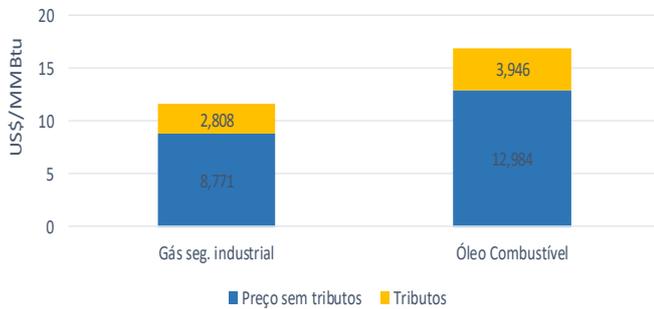
Competitividade do Gás Natural na Bahia (BAHIAGAS) - preços ao consumidor final



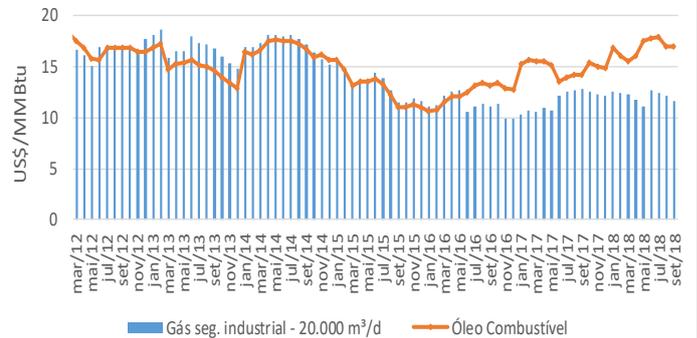
Preços e Competitividade

Competitividade do Gás Natural em São Paulo (COMGAS) - preços ao consumidor final

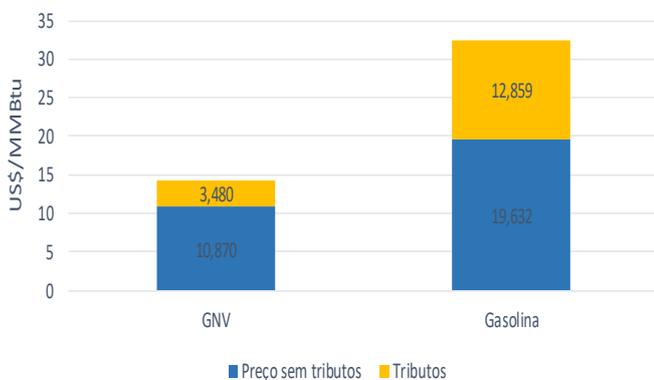
Comparativo de preços entre gás natural para segmento industrial (20.000 m³/d) e óleo combustível em São Paulo - setembro/2018



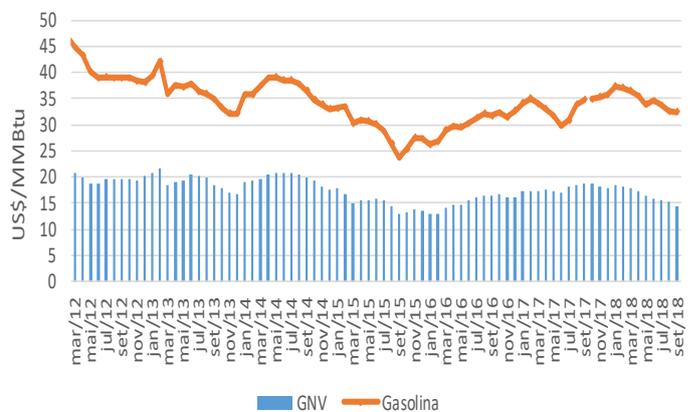
Comparativo de preços entre gás natural para segmento industrial (20.000 m³/d) e óleo combustível em São Paulo



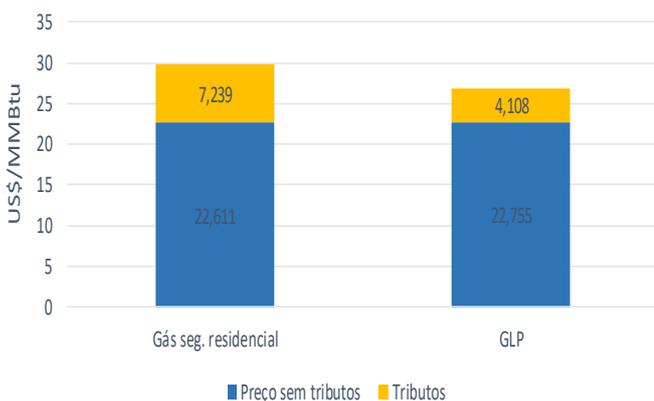
Comparativo de preços entre GNV e gasolina em São Paulo - setembro/2018



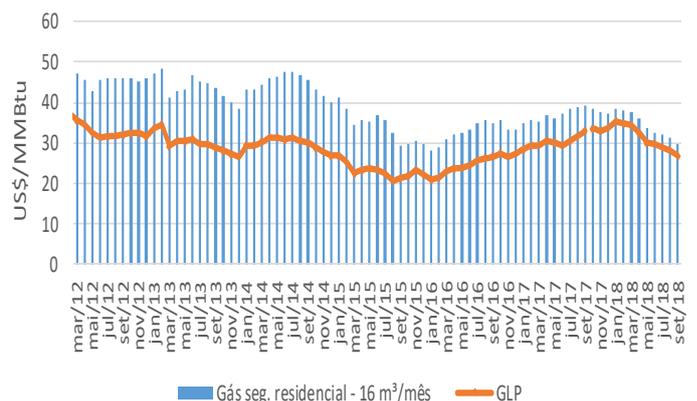
Comparativo de preços entre GNV e gasolina em São Paulo



Comparativo de preços entre gás natural para segmento residencial (16 m³/mês) e GLP em São Paulo - setembro/2018



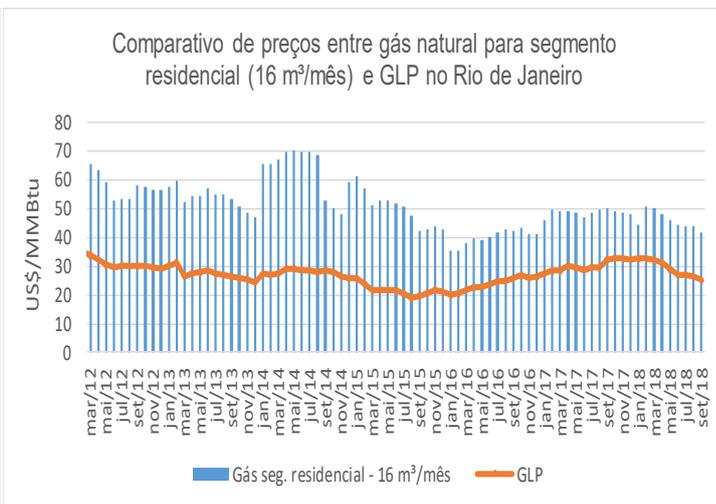
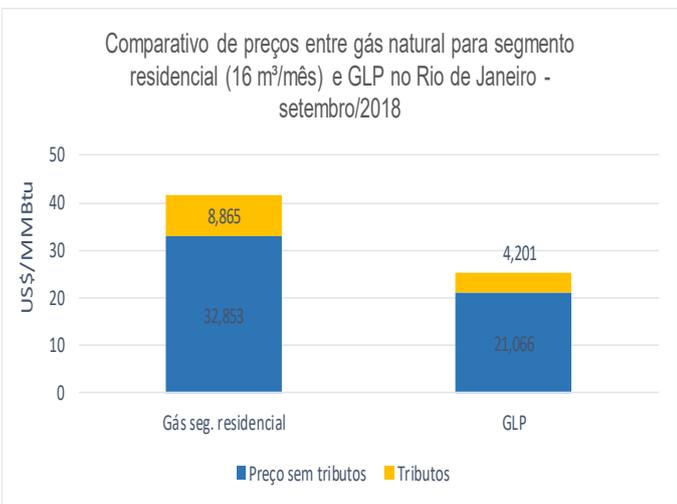
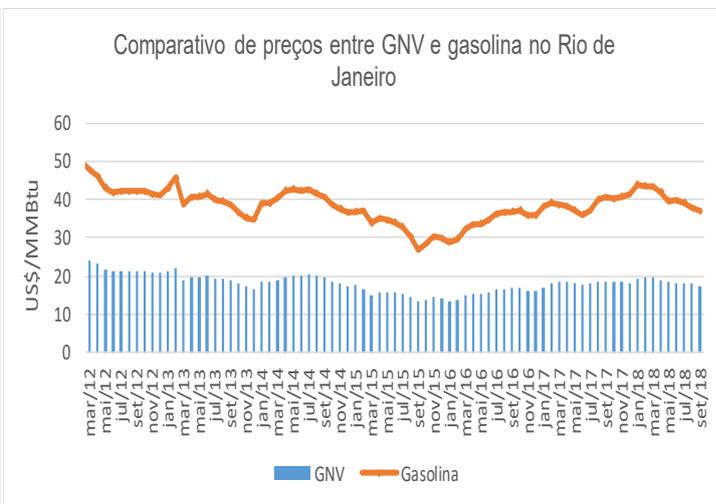
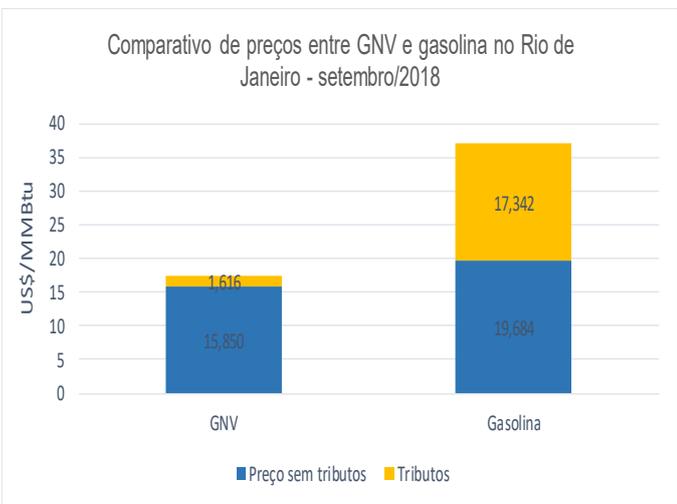
Comparativo de preços entre gás natural para segmento residencial (16 m³/mês) e GLP em São Paulo



Preços e Competitividade

Competitividade do Gás Natural no Rio de Janeiro (CEG) - preços ao consumidor final

Não é apresentada análise de competitividade entre óleo combustível e gás natural para o segmento industrial no Estado do Rio de Janeiro, visto que: i) o consumo médio de óleo combustível, em 2016, foi de 40,3 m³/d (equivalente a 44,4 mil m³/d de gás natural), contra o consumo de aproximadamente 2,6 milhões de m³/d de gás natural pelo segmento industrial; e ii) a Petrobras não possui precificação de óleo combustível na saída da refinaria. Por fim, ressalta-se que o consumo médio de óleo combustível no País foi de 9.130 m³/d, ou seja, o consumo do Estado do Rio de Janeiro representa 0,4% do total.



Balancos Internacionais

Bolívia (em milhões de m³/dia)

	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
PRODUÇÃO NACIONAL	58,44	61,02	60,77	58,31	56,66	52,06	56,08	57,83	53,81	57,56	57,01	56,93							55,90
Reinjeção	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00							0,00
Queima e perda	0,27	0,19	0,50	0,26	0,18	0,21	0,13	0,14	0,33	0,22	0,11	0,11							0,18
Consumo nas unidades de E&P	0,93	0,91	0,87	0,87	0,93	0,90	0,91	0,88	0,92	0,91	0,92	0,91							0,91
Convertido em líquido	0,56	0,55	0,52	0,74	0,46	0,43	0,46	0,42	0,44	0,45	0,45	0,45							0,44
Consumo no Transporte	1,18	1,87	1,28	1,86	1,92	2,64	2,10	1,96	1,25	2,38	1,37	2,40							2,01
DISPONIBILIZADO	54,84	57,50	57,51	54,58	53,17	47,88	52,47	54,43	50,87	53,60	54,15	53,05							52,35
CONSUMO INTERNO DE GÁS	15,85	9,22	9,98	11,07	11,43	10,80	11,14	10,79	12,41	11,18	11,58	11,56							11,35
Residencial	0,25	0,30	0,35	0,39	0,43	0,41	0,45	0,39	0,43	0,43	0,49	0,43							0,43
Comercial	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,15	0,18	0,14	0,16	0,17	0,19	0,18							0,17
Veicular	1,75	1,84	1,88	1,92	2,02	1,97	2,22	1,95	2,18	2,06	2,21	2,10							2,10
Geração Elétrica	3,71	4,22	4,75	5,81	5,51	5,01	4,79	4,88	5,90	5,18	5,02	5,24							5,15
Refinarias	0,24	0,27	0,34	0,33	0,36	0,34	0,33	0,33	0,34	0,31	0,32	0,32							0,33
Indústria	2,36	2,46	2,47	2,47	2,47	2,33	2,37	2,39	2,67	2,14	2,48	2,42							2,40
PSL's	-	-	0,15	0,00	0,47	0,59	0,80	0,70	0,74	0,89	0,87	0,86							0,78
EXPORTAÇÃO	46,41	48,28	47,51	43,51	41,74	37,08	41,33	43,65	38,46	42,42	42,58	41,50							41,00
BRASIL	31,42	30,95	31,26	28,06	23,65	19,12	22,36	24,76	19,78	23,90	23,92	23,38							22,46
ARGENTINA	14,97	15,72	15,75	15,43	17,74	17,96	18,97	18,89	18,68	18,52	18,66	18,11							18,54

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 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018	
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
IMPORTAÇÃO	0,17	0,15	0,15	0,17	0,14	0,07	0,08	0,08	0,09	0,16	0,26	0,29	0,25						0,16
Argentina	0,17	0,15	0,15	0,17	0,14	0,07	0,08	0,08	0,09	0,16	0,26	0,29	0,25						0,16
OFERTA DE GÁS	0,17	0,15	0,15	0,17	0,14	0,07	0,08	0,08	0,09	0,16	0,26	0,29	0,25						0,16
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,17	0,15	0,15	0,17	0,19	0,20	0,11	0,10	0,13	0,15	0,24	0,30	0,31						0,19
Residencial	0,08	0,07	0,07	0,08	0,06	0,01	0,02	0,02	0,02	0,04	0,13	0,19	0,19						0,08
Comercial	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,05	0,06	0,05	0,07	0,08	0,09	0,08	0,08						0,07
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
Geração Elétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00						0,01
Industriais	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00						0,00
Consumo próprio setor energético	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,02	0,03	0,03						0,03

Fonte: Ministerio de Industria, Energia y Minería.

Balancos Internacionais

Argentina (em milhões de m³/dia)

	Média 2013	Média 2014	Média 2015	Média 2016	Média 2017	2018												Média 2018
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	114,27	113,65	117,55	123,26	122,18	124,04	124,84	125,87	129,25	127,27	132,30	132,14						127,98
Austral	28,81	27,44	26,45	29,02	29,26	31,33	30,03	30,51	31,90	32,10	32,92	33,17						31,73
Golfo San Jorge	14,34	14,53	15,66	15,63	14,65	14,21	13,91	13,99	13,82	13,34	13,35	13,44						13,72
Neuquina	62,03	63,61	67,48	71,15	71,55	72,19	74,83	75,45	77,77	75,83	80,03	79,54						76,52
Noroeste	8,93	7,93	7,81	7,32	6,58	6,16	5,93	5,78	5,61	5,86	5,87	5,86						5,87
Cuyana	0,16	0,15	0,15	0,14	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13						0,14
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	87,15	89,11	92,43	96,19	96,41	98,54	98,38	100,06	101,66	97,91	106,25	109,39						101,77
IMPORTAÇÃO	32,14	32,44	31,56	29,93	31,14	19,12	21,54	20,24	24,15	39,13	47,65	50,16						31,82
Importação da Bolívia	15,66	16,45	16,36	15,73	18,13	18,46	19,50	19,54	19,36	19,22	19,37	18,53						19,13
Importação do Chile	0,00	0,00	0,00	0,98	0,78	0,00	0,00	0,05	0,28	0,13	0,12	3,70						0,62
Gasandes	0,00	0,00	0,00	0,74	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,95						0,43
Norandino	0,00	0,00	0,00	0,23	0,03	0,00	0,00	0,04	0,28	0,13	0,12	0,75						0,19
Importação GNL	16,48	15,99	15,20	13,22	12,23	0,66	2,04	0,65	4,52	19,78	28,17	27,93						12,06
Bahía Blanca	9,04	8,94	8,45	6,11	6,06	0,13	1,18	0,40	2,77	7,20	13,66	12,82						5,49
Escobar	7,44	7,05	6,74	7,11	6,16	0,53	0,86	0,26	1,75	12,58	14,51	15,10						6,58
EXPORTAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,43	1,08	1,22	0,75	0,54	0,45						0,71
Fora do sistema de transporte	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
Dentro do sistema de transporte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,43	1,08	1,22	0,75	0,54	0,45						0,71
AJUSTES	1,71	4,432	4,61	3,828	5,09	2,72	0,39	-1,87	-2,75	0,45	1,18	3,55						0,54
CONSUMO INTERNO DE GÁS	117,57	117,12	119,37	122,29	122,45	114,47	119,11	121,10	127,34	135,83	152,20	155,54						132,34
Residencial + Ed. Oficiais + Subdistribuidoras	32,74	31,65	32,07	33,78	30,46	12,00	12,39	15,43	19,96	35,46	60,36	63,78						31,53
Comercial	3,68	3,63	3,65	3,82	3,46	1,92	1,90	2,30	2,58	3,77	5,75	6,07						3,49
Veicular	7,56	7,82	8,17	7,72	6,99	6,45	6,51	6,65	6,51	6,62	6,61	6,51						6,55
Geração Elétrica	39,65	39,84	40,87	43,82	47,28	59,93	61,02	57,12	58,09	53,37	45,01	47,33						54,49
Industriais	33,95	34,19	34,61	33,14	34,25	34,15	37,28	39,60	40,19	36,62	34,46	31,85						36,29

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

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Plataformas de Produção por Campo

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

Nome	Campo	Nome	Campo
FPSO ESPIRITO SANTO	ABALONE	PLATAFORMA DE CHERNE-2	MALHADO
PLATAFORMA DE AGULHA 1	AGULHA	PLATAFORMA DE MANATI 1	MANATI
PETROBRAS 25	ALBACORA	PETROBRAS 08	MARIMBÁ
PETROBRAS 31	ALBACORA	PETROBRAS 18	MARLIM
PETROBRAS 50	ALBACORA	PETROBRAS 19	MARLIM
PETROBRAS 50	ALBACORA LESTE	PETROBRAS 20	MARLIM
PLATAFORMA DE CHERNE-1	ANEQUIM	PETROBRAS 26	MARLIM
PLATAFORMA DE ARABAIANA 1	ARABAIANA	PETROBRAS 33	MARLIM
PLATAFORMA DE ARATUM 1	ARATUM	PETROBRAS 35	MARLIM
FPSO ESPIRITO SANTO	ARGONAUTA	PETROBRAS 37	MARLIM
FPSO PETROJAR I	ATLANTA	FPSO CIDADE DE NITEROI	MARLIM LESTE
PLATAFORMA DE ATUM 1	ATUM	PETROBRAS 53	MARLIM LESTE
PLATAFORMA DE ATUM 2	ATUM	PETROBRAS 26	MARLIM SUL
PLATAFORMA DE ATUM 3	ATUM	PETROBRAS 40	MARLIM SUL
PLATAFORMA DE CHERNE-1	BAGRE	PETROBRAS 51	MARLIM SUL
PETROBRAS 58	BALEIA ANÃ	PETROBRAS 56	MARLIM SUL
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	BALEIA AZUL	PLATAFORMA DE MERLUZA	MERLUZA
PETROBRAS 58	BALEIA AZUL	PLATAFORMA DE MEXILHÃO	MEXILHÃO
PETROBRAS 58	BALEIA FRANCA	PLATAFORMA DE NAMORADO-1	NAMORADO
PETROBRAS 43	BARRACUDA	PLATAFORMA DE NAMORADO-2	NAMORADO
PETROBRAS 48	BARRACUDA	FPSO PIONEIRO DE LIBRA	MERO
FPSO CIDADE DE ITAJÁ	BAÚNA	PLATAFORMA OESTE DE UBARANA 1	OESTE DE UBARANA
FPSO FLUMINENSE	BIJUPIRÁ	FPSO ESPIRITO SANTO	OSTRA
PLATAFORMA DE ENCHOVA	BONITO	PLATAFORMA DE PAMPO-1	PAMPO
PETROBRAS 74	BÚZIOS	PETROBRAS 61	PAPA-TERRA
FPSO CAPIXABA	CACHALOTE	PETROBRAS 63	PAPA-TERRA
PLATAFORMA PCB-01 DE CAIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE CHERNE-1	PARATI
PLATAFORMA PCB-02 DE CAIOBA	CAIOBA	PLATAFORMA DE PARGO-1A	PARGO
PLATAFORMA PCB-04 DE CAIOBA	CAIOBA	Peregrino A	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-01 DE CAMORIM	CAMORIM	Peregrino B	PEREGRINO
PLATAFORMA PCM-02 DE CAMORIM	CAMORIM	PEROA	PEROÁ
PLATAFORMA PCM-03 DE CAMORIM	CAMORIM	PLATAFORMA DE PESCADA 1B	PESCADA
PLATAFORMA PCM-07 DE CAMORIM	CAMORIM	PLATAFORMA DE PESCADA 2	PESCADA
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	CANAPU	PLATAFORMA DE PIRANEMA	PIRANEMA
PEROA	CANGOÁ	Polvo A	POLVO
PLATAFORMA DE CARAPEBA-I	CARAPEBA	PETROBRAS 52	RONCADOR
PLATAFORMA DE CARAPEBA-II	CARAPEBA	PETROBRAS 54	RONCADOR
PETROBRAS 43	CARATINGA	PETROBRAS 55	RONCADOR
PETROBRAS 48	CARATINGA	PETROBRAS 62	RONCADOR
PLATAFORMA DE CHERNE-1	CHERNE	FPSO Fluminense	SALEMA
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CHERNE	FPSO CIDADE DE ILHA BELA	SAPINHOÁ
PLATAFORMA DE CIOBA 1	CIOBA	FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	SAPINHOÁ
PETROBRAS 09	CONGRO	FPSO CIDADE DE SÃO VICENTE	SURURU
PLATAFORMA DE CHERNE-2	CONGRO	FPSO CIDADE DE SANTOS	TAMBAÚ
PLATAFORMA DE NAMORADO-1	CONGRO	FPSO CIDADE DE CAMPOS DOS GOYTACAZES	TARTARUGA VERDE
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 1	UBARANA
PLATAFORMA DE ENCHOVA	ENCHOVA OESTE	PLATAFORMA DE UBARANA 10	UBARANA
PLATAFORMA DE ESPADA 1	ESPADÁ	PLATAFORMA DE UBARANA 11	UBARANA
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO	ESPADARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 12	UBARANA
FPSO FRADE	FRADE	PLATAFORMA DE UBARANA 13	UBARANA
PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPA	PLATAFORMA DE UBARANA 15	UBARANA
PLATAFORMA DE GAROUPA	GAROUPINHA	PLATAFORMA DE UBARANA 2	UBARANA
FPSO CIDADE DE VITÓRIA	GOLFINHO	PLATAFORMA DE UBARANA 3	UBARANA
FPSO CAPIXABA	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 4	UBARANA
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 5	UBARANA
PETROBRAS 57	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 6	UBARANA
PETROBRAS 58	JUBARTE	PLATAFORMA DE UBARANA 7	UBARANA
PLATAFORMA DE MERLUZA	LAGOSTA	PLATAFORMA DE UBARANA 8	UBARANA
FPSO CIDADE DE CARAGUATATUBA	LAPA	PLATAFORMA DE UBARANA 9	UBARANA
PLATAFORMA DE PAMPO-1	LINGUADO	FPSO CIDADE DE SANTOS	URUGUÁ
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-I	VERMELHO
FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-II	VERMELHO
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	LULA	PLATAFORMA DE VERMELHO-III	VERMELHO
FPSO CIDADE DE MARICÁ	LULA	PLATAFORMA DE GAROUPA	VIOLA
FPSO CIDADE DE PARATY	LULA	PETROBRAS 20	VOADOR
FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 1	XARÉU
PETROBRAS 66	LULA	PLATAFORMA DE XAREU 3	XARÉU
PETROBRAS 09	MALHADO		

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:

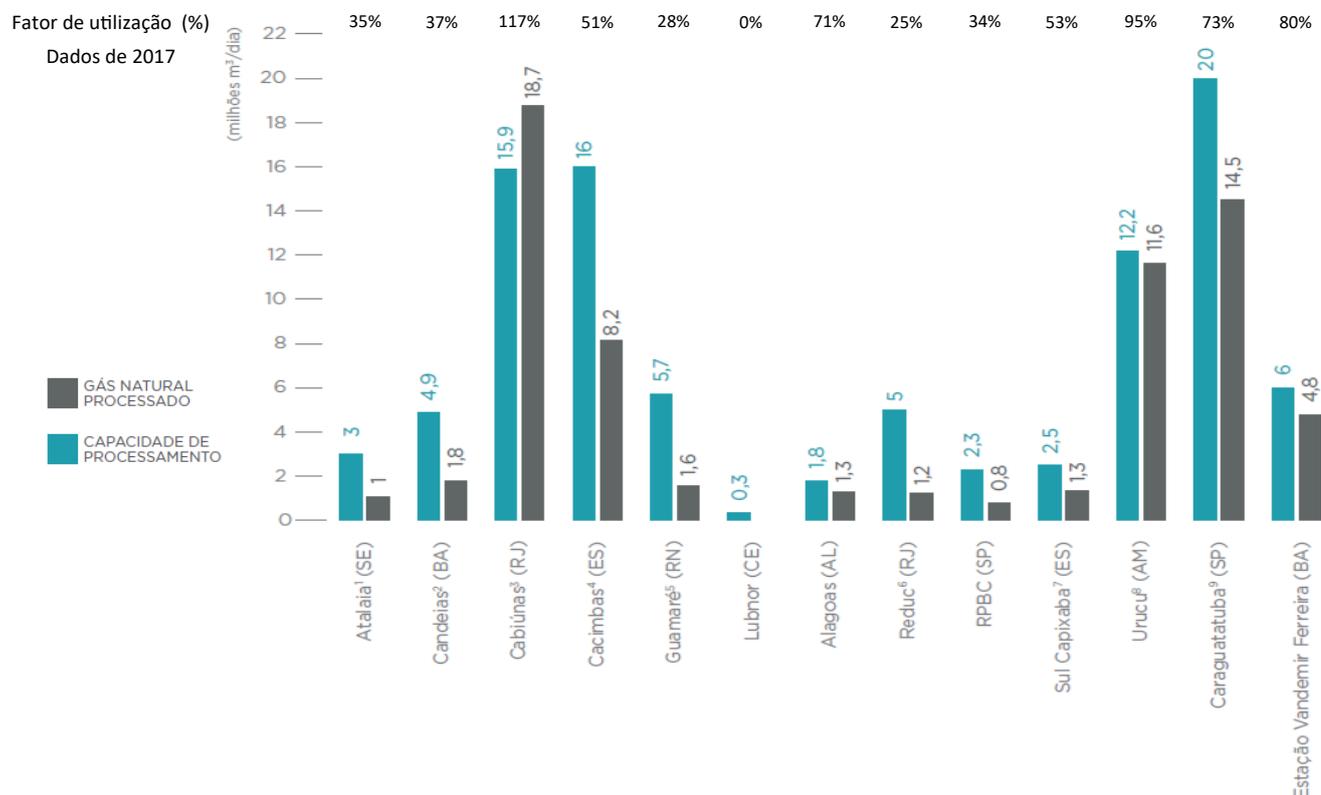
<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=52087>

situado na página: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>

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 2016 (MM m ³ /dia)	Capacidade nominal 2017 (MM m ³ /dia)
Urucu	Coari (AM)	1993	12,20	12,20
Lubnor	Fortaleza (CE)	1987	0,35	0,35
Guamaré	Guamaré (RN)	1985	5,70	5,70
Alagoas	Pilar (AL)	2003	1,80	1,80
Atalaia	Aracaju (SE)	1981	3,00	3,00
Candeias	Candeias (BA)	1972	2,90	2,90
Santiago2	Pojuca (BA)	1962	2,00	2,00
Estação Vandemir Ferreira	São Francisco do Conde (BA)	2007	6,00	6,00
Cacimbas	Linhares (ES)	2008	16,00	16,00
Sul Capixaba	Anchieta (ES)	2010	2,50	2,50
Reduc	Duque de Caxias (RJ)	1983	5,00	5,00
Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	15,90	15,90
RPBC	Cubatão (SP)	1993	2,30	2,30
Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	2011	20,00	20,00
Total			95,65	95,65

Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018, ANP



Fonte: Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018, 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 Eliseos 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	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 Desp. 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 Nordeste)	Aut. nº 399, de 01/09/2011	12	2.721.000	31,8	
Esvol - Tevol	Volta Redonda (RJ)	1986	Aut. nº 7, de 6/3/1998	14	1.275.000	5,5	sem exclusividade
Esvol - São Paulo (GASPAL I)	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	Desp. Dir. Geral nº 1.470, de 21/12/2012 ⁴	8	n/d	-41,2	
		2012		8	n/d	-1,95	
		2012		n/d	n/d	-4,80	
Guamaré - Pecém	Guamaré (RN) x Pecém (CE)	1998 (Trecho Guamaré - Aracati e Trecho Aracati - Maracanaú)	Aut. nº 45, de 22/3/2000	12 / 10	n/d	382,0	sem exclusividade
Gasoduto Bolívia - Brasil (GASBOL)	Trecho Norte: Corumbá (MS) x Guararema (SP)	1999	Aut. nº 13, de 3/2/1999	24 a 32	n/d	1417,0	sem exclusividade
	Trecho Sul: Paulínia (SP) x Canoas (RS)	2000	Aut. nº 37, de 22/3/2000	16 a 24	n/d	1176,0	
Uruguaiana - Porto Alegre (Trechos 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 Trípulo (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-Ibitiré (Ramal Ibitiré)	Betim (MG)	2002	Aut. nº 40, de 27/2/2002	12	2.000.000	0,1	n/a
		2015	Desp. Dir. Geral nº 313, de 9/3/2015 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 Taipu	Santa Rita (PB) x São Miguel (PB)	2005	Aut. nº 370, de 29/9/2005	8	450.000	25,0	sem exclusividade
Dow - Aratu - Camaçari	Aratu (BA) x Camaçari (BA)	2006	Aut. nº 237, de 1/9/2006	14	2.290.000	27,0	sem exclusividade
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)	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-Sergis (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 Eliseos - 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 tronco	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
Caragatatuba - Taubaté	Caragatatuba (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).

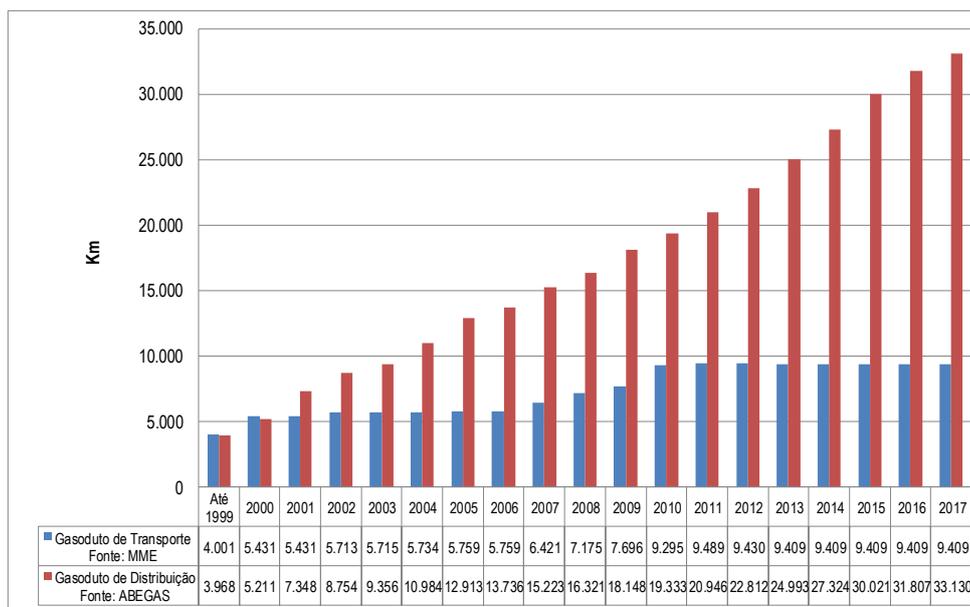
2) n/a = não aplicável (gasoduto deixou de integrar a malha de transporte).

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 desativação.

Infraestrutura da Indústria do Gás Natural

Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição



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

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	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

Configuração dos terminais a partir de 22/07/2018			
	Terminal de Pecém	Terminal da Baía de Guanabara	Terminal da Bahia ⁽¹⁾
Capacidade de movimentação de gás natural no terminal (milhões de m³/dia)	7,00	20,00	20,00
Início da operação do Terminal	janeiro-09	abril-09	janeiro-14
Navio regaseificador		Golar Winter	Experience
Capacidade de regaseificação do navio (milhões de m³/dia)		14,16	22,65
Capacidade de armazenamento do navio (m³ de GNL)		138.000	173.000
(1) A Autorização ANP nº 607, de 16/07/2018, possibilitou que a Petrobras opere o Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia - TRBa com vazão máxima de 20 milhões de m³/d.			

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)
Aureliano Chaves (Ex-Ibirité)	1x150 (GN) + 1x76 (VAPOR)	cc	GN	226	4,38	MG	212
Barbosa Lima Sobrinho (Ex-Eletrobolt)	8x48,2 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	379	5,86	RJ	349
Cuiabá ⁽¹⁾	2x167,34 (GN/Diesel)	cc	GN/OD	529	4,57	MT	-
Euzébio Rocha (Ex-Cubatão)	1x198 (GN) + 1x51 (VAPOR)	cc	GN	250	5,28	SP	206
Fernando Gasparian (Ex-Nova Piratininga)	1x97,3 (GN) + 1x96,5 (GN) + 1x96,4 (GN) + 1x95,9	cc	GN	565	5,02	SP	357
Governador Leonel Brizola (Ex-TermoRio)	3x108 (GN) + 2x109 (GN) + 1x106(GN)	ccv	GN	1.058	4,89	RJ	998
Juiz de Fora	2x43,5 (GN)	ca	GN/ET	87	5,98	MG	79
Luiz O. R. de Melo (Ex-Linhares)	1x204 (GN)	ca	GN	204	5,66	ES	-
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
Santa Cruz (nova)		cc	GN	200	4,26	RJ	-
Mário Lago (Ex-Macaé Merchant)	20x46,13 (GN)	ca	GN	923	5,86	RJ	885
Modular de Campo Grande (Willian Arjona)	2x50 (GN/Diesel)	ca	GN/OD	206	7,34	MS	-
Baixada Fluminense		cc	GN	530	-	RJ	-
Norte Fluminense - Preço 1							400
Norte Fluminense - Preço 2							100
Norte Fluminense - Preço 3							200
Norte Fluminense - Preço 4							85
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	-
Araucária	2x161 (GN) + 1x161 (VAPOR)	cc	GN	484	4,57	PR	458
TOTAL Sul		-		1.373	-	-	605
Camaçari	5x69 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	347	7,77	BA	-
Celso Furtado (Ex-Termobahia)	1x185,89 (GN)	cav	GN	186	7,40	BA	150
Jesus Soares Pereira (Ex-Vale do Açú)	2x183 (GN)	cav	GN	368	6,43	RN	285
Rômulo Almeida (Ex-FAFEN)	2x26,7 (GN) + 1x28,6 (GN)	cav	GN	138	6,24	BA	125
Termo Ceará	4x60,5 (GN/DIESEL)	ca	GN/OD	242	6,56	CE	217
Termofortaleza	2x111,9 (GN)	cc	GN	347	4,78	CE	327
Termopernambuco	164,7 (GN) + 160,3 (GN)	cc	GN	533	4,02	PE	494
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	-
Maranhão V ⁽⁵⁾	2x169 (GN)	ca	GN	338	5,91	MA	-
MC2 Nova Venécia		ca	GN	176	5,91	MA	-
Mauá		ca	GN/OC	120	n/d	AM	100
Aparecida		ca	GN/OC	166	n/d	AM	65
Cristiano Rocha		Motor	GN/OC	85	n/d	AM	65
Manauara		Motor	GN/OC	85	n/d	AM	60
Gera		Motor	GN/OC	85	n/d	AM	60
Jaraqui		Motor	GN/OC	75	n/d	AM	60
Tambaqui		Motor	GN/OC	75	n/d	AM	60
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

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/MT)	25 mil m ³ /dia	Mato Grosso	Portaria MME nº 219, de 15/05/2015 Portaria MME nº 70, de 05/03/2018	31/05/2017 31/12/2019
ECOM Energia	Bolívia (via Mutum/MS)	150 mil m ³ /dia	São Paulo	Portaria MME nº 192, de 08/05/2015 Portaria MME nº 294, de 04/08/2017	30/04/2017 31/12/2019
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,4 milhões de m ³ /dia	UTE Cuiabá Mato Grosso	Portaria MME nº 213, de 11/04/2012 Portaria MME nº 44, de 04/02/2013 Portaria MME nº 251, de 14/06/2018	31/12/2012 31/12/2013 30/04/2020
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Diversos produtores de GNL	25 milhões de m ³ de GNL/ano	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME nº 191, de 08/05/2015 Portaria MME nº 102, de 22/03/2018	31/01/2018 31/01/2021
Tradener Ltda.	Bolívia (via Mutum/MS)	100 mil m ³ /dia	Paraná	Portaria MME nº 346, de 08/10/2013 Portaria MME nº 140, de 17/04/2015 Portaria MME nº 56, de 19/02/2018	08/04/2014 28/02/2017 28/02/2020
Companhia Mato-grossense de Gás - MTGás	Bolívia (via Cáceres/MT)	1,1 milhão de m ³ /mês	Mato Grosso	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 Rio Grande do Sul	Portaria MME nº 1, de 03/01/2013 Portaria MME nº 103, de 12/03/2014 Portaria MME nº 252, de 14/06/2018	21/12/2013 31/12/2015 30/04/2020
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS	Bolívia (via Mutum/MS)	30 milhões de m ³ /dia	Diversos Estados (Malha interligada)	Portaria MME nº 447, de 01/08/2012	01/07/2019
Ámbar Energia Ltda., nova razão social da Empresa Produtora de Energia Ltda. - EPE	Bolívia (via Cáceres/MT)	2,3 milhões de m ³ /dia	UTE Mário Covas Mato Grosso	Portaria MME nº 502, de 24/10/2016 Portaria MME nº 76, de 06/03/2018	31/03/2017 31/12/2019
Companhia de Gás da Bahia - BAHAGÁS	Diversos produtores de GNL	1,825 milhão de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Bahia	Portaria MME nº 708, de 19/12/2016	31/12/2019
AES Uruguiana Empreendimentos S.A.	Argentina	2,8 milhões de m ³ /dia	UTE Uruguiana Rio Grande do Sul	Portaria MME nº 277, de 24/07/2017	25/07/2019
Blueshift Geração e Comercialização de Energia Ltda.	Diversos produtores de GNL	700 mil m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	Santa Catarina	Portaria MME nº 502, de 28/12/2017	31/12/2020
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. - TSB	Argentina	1,3 milhão de m ³ ao longo do período de vigência da autorização	O gás natural importado será utilizado exclusivamente na propulsão de ferramenta de inspeção (pipeline inspection gauge -	Portaria MME nº 80, de 09/03/2018 Portaria MME nº 373, de 29/08/2018	08/09/2018 31/12/2018
Centrais Elétricas de Sergipe S.A. - CELSE	Diversos produtores de GNL	6,0 milhões de m ³ de GNL ao longo do período de vigência da autorização	UTE Porto de Sergipe I	Portaria MME nº 320, de 02/08/2018	31/07/2021

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 Pecem, 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 311, de 08/08/2017	31/06/2019

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 - 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 de Gás Natural**

RESERVAS PROVADAS (milhões de m ³)		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
BRASIL	Reservas	275.538	331.697	358.121	416.952	434.376	436.430	433.997	471.148	429.457	378.263	369.918
	R/P (anos)	19	19	21	23	22	20	18	18	16	14	12
	Terra	66.288	65.985	65.279	68.659	69.277	71.952	68.842	71.228	70.755	62.428	66.169
	Mar	209.250	265.712	292.842	348.293	365.099	364.478	365.155	399.920	358.702	315.835	303.749
Amazonas	Total	51.132	52.143	52.397	55.878	56.269	51.816	50.522	52.383	46.662	36.198	39.188
	Terra	51.132	52.143	52.397	55.878	56.269	51.816	50.522	52.383	46.662	36.198	39.188
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceará	Total	825	1.028	784	652	528	387	458	325	256	258	197
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	825	1.028	784	652	528	387	458	325	256	258	197
Rio Grande do Norte	Total	12.240	10.248	9.670	9.805	8.743	9.543	6.940	6.638	3.954	3.821	3.509
	Terra	1.936	1.585	1.555	1.385	1.364	2.531	1.610	1.384	1.697	1.657	1.599
	Mar	10.304	8.663	8.115	8.421	7.379	7.012	5.330	5.254	2.257	2.164	1.910
Alagoas	Total	3.859	3.648	3.395	3.382	3.497	3.395	3.071	2.589	2.028	1.752	1.555
	Terra	3.009	2.917	2.571	2.297	2.515	2.633	2.414	2.006	1.526	1.295	1.160
	Mar	850	730	825	1.085	981	762	656	583	502	456	395
Sergipe	Total	3.603	3.654	3.436	3.614	3.756	4.882	4.489	4.464	2.955	2.214	1.994
	Terra	761	977	913	1.027	1.433	1.460	1.554	1.503	1.374	1.152	1.027
	Mar	2.842	2.678	2.523	2.588	2.323	3.422	2.935	2.961	1.581	1.062	967
Bahia	Total	34.765	31.720	32.015	30.162	27.187	26.934	23.936	23.560	18.285	15.369	14.569
	Terra	8.342	7.284	7.202	7.356	6.834	5.988	5.873	5.589	6.336	5.679	6.273
	Mar	26.423	24.435	24.813	22.806	20.353	20.946	18.064	17.971	11.949	9.690	8.296
Espirito Santo	Total	32.161	35.266	47.350	44.358	39.387	42.779	43.171	44.280	5.963	6.617	5.734
	Terra	1.106	936	637	583	713	535	568	593	556	675	405
	Mar	31.055	34.330	46.714	43.776	38.674	42.244	42.603	43.687	5.406	5.942	5.330
Rio de Janeiro	Total	135.207	144.834	161.967	218.460	248.220	243.525	237.868	274.720	109.839	92.480	81.226
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	135.207	144.834	161.967	218.460	248.220	243.525	237.868	274.720	109.839	92.480	81.226
São Paulo	Total	1.186	48.340	46.189	49.373	45.728	45.349	56.406	54.418	226.913	203.782	205.429
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	1.186	48.340	46.189	49.373	45.728	45.349	56.406	54.418	226.913	203.782	205.429
Paraná	Total	560	610	688	1.039	1.062	834	834	0	0	0	0
	Terra	1	142	4	134	149	0	0	0	0	0	0
	Mar	559	468	684	904	913	834	834	0	0	0	0
Santa Catarina	Total	0	205	230	230	0						
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	0	205	230	230	0	0	0	0	0	0	0
Maranhão	Total	0	0	0	0	0	6.988	6.300	7.770	12.604	15.772	16.516
	Terra	0	0	0	0	0	6.988	6.300	7.770	12.604	15.772	16.516
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: ANP, Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural

<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos/reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural>

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); RECAP-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-Haporanga, Candeias-Araturu, Candeias-Camaçari, Candeias-Dow, Carmópolis-Pilar, Catu-Camaçari (14"), Catu-Camaçari (18"), Catu-Carmópolis, Dow-Araturu-Camaçari, Guamaré-Cabo (NORDESTÃO), Guamaré-Pecém (GASFOR), Loop-Nordestão, Pilar-Cabo (GASALP), Sergipe-Bahia (GASEB), Ramal Termoazul, 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 compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil em vigor. Tarifa de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de 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 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: - Mato Grosso 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 compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil em vigor. Tarifas de Movimentação: - Valor no ano-base 1996 = 0,0020 US\$/MMBtu (inclui PIS/COFINS de 2,65%); - Conversão para R\$ pela média das taxas de 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 compra e venda do dólar norte-americano (PTAX800) do 1º dia útil em vigor. Encargo de Movimentação: - Valor no ano-base 2008 = 0,0119 R\$/MMBtu; - Reajustado anualmente pela média do IGP-M, IGP-DI e IPA-DI; - Conversão para R\$ pela média das taxas de 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