

BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

APRESENTAÇÃO DO BOLETIM

Nesta edição do Boletim, além das observações habituais que fazemos nesta apresentação, reservamos um espaço na próxima página para tecer comentários a respeito do setor de gás natural em 2008. Esperamos, com isso, dar destaque aos fatos mais relevantes ocorridos no ano que passou.

Em relação aos dados de dezembro de 2008, registramos leve recuperação da produção nacional, que cresceu 0,3%, fechando o mês em 59,12 milhões de m³/dia. Na região Sudeste, destaca-se o crescimento de 24,6% (+1,62 milhões de m³/dia) na produção do Espírito Santo, que retornou ao nível médio verificado no segundo semestre de 2008, após queda significativa em novembro. Na região Nordeste, destaca-se a queda de 14,4% na produção da Bahia (-1,31 milhões de m³/dia), em decorrência da redução do consumo industrial. Na região Norte, a produção em Urucu manteve-se estável em 10,34 milhões de m³/dia.

A reinjeção subiu 2,4% (+0,28 milhões de m³/dia) e o consumo das unidades de E&P manteve-se constante em relação ao mês anterior. Na queima e perda houve aumento de 3,7% (+0,23 milhões de m³/dia). A importação de gás natural apresentou queda de 13,3% (-3,92 milhões de m³/dia) ainda em razão do acidente ocorrido no trecho sul do GASBOL. A operação do gasoduto foi retomada no dia 09 de dezembro, após 16 dias de interrupção.

A oferta de gás nacional ao mercado subiu ligeiramente, fechando o mês em 27,21 milhões de m³/dia e a oferta total de gás natural no Brasil caiu 6,4% (-3,54 milhões de m³/dia), fechando o mês em 51,95 milhões de m³/dia.

A queda na oferta foi consequência da queda na demanda. Houve redução significativa do consumo no setor industrial, que foi parcialmente compensada pelo aumento no segmento térmico. A redução da demanda industrial deveu-se, em sua maior parte, às festas de fim de ano e à concessão de férias coletivas por algumas empresas, e também à perda momentânea de competitividade do gás natural frente ao óleo combustível. Adicionalmente, também contribuiu a interrupção do fornecimento à Santa Catarina e ao Rio Grande do Sul. Em relação ao mês anterior, o consumo nas distribuidoras caiu 7,7% (-3,63 milhões de m³/dia) e o consumo termelétrico direto do produtor cresceu ligeiramente.

Por fim, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), destacamos a emissão das Licenças de Instalação dos gasodutos GASBEL II e Sul Capixaba, em dezembro de 2008, e o início da produção da Plataforma P-51, em janeiro de 2009.

Boa leitura a todos.
Departamento de Gás Natural.
boletimdogas@mme.gov.br

Sumário	
<i>Balanco de Gás Natural no Brasil</i>	4
<i>Reservas Nacionais, Produção Nacional e R/P</i>	5
<i>Produção Nacional por Estado</i>	6
<i>Destinação do Gás Natural Nacional</i>	7
<i>Importações e Oferta Interna</i>	8
<i>Consumo de Gás Natural</i>	9
<i>Balanco de Gás Natural na Argentina</i>	10
<i>Balanco de Gás Natural na Bolívia</i>	11
<i>Balanco de Gás Natural no Chile e no Uruguai</i>	12
<i>Preços</i>	13
<i>Competitividade</i>	14
<i>Infra-estrutura de Transporte</i>	20
<i>Destaques do PAC</i>	22
<i>Andamento do Projeto de Lei do Gás</i>	23
<i>UPGN's e Conversões de Unidades</i>	24
<i>Acompanhamento TC</i>	25

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2008

O ano de 2008 foi marcado pelo crescimento significativo da produção e da oferta de gás natural nacional, pela entrada em operação de mais de 700km de novos gasodutos, pela instalação do primeiro terminal de GNL e pela aprovação da nova Lei do Gás.

A produção nacional média de gás natural em 2008 foi de 59,16 milhões de m³/dia, 16% superior a 2007. No Sudeste, destaca-se, em especial, o crescimento da produção no Espírito Santo, em razão da entrada em operação da Fase II do campo de Peroá, que elevou a produção no Estado de 3,28 milhões de m³/dia em dezembro de 2007 para 8,21 milhões de m³/dia em dezembro de 2008. Em termos de média anual, o crescimento em relação ao ano anterior foi de quase 200%. No Rio de Janeiro, o aproveitamento do gás natural produzido nas plataformas P-52 e P-54, que entraram em operação em novembro e dezembro 2007, respectivamente, permitiu elevar a produção no Estado de 23,24 milhões de m³/dia em dezembro de 2007 para 24,97 milhões de m³/dia em dezembro de 2008, compensando com folga o declínio natural de produção. O mesmo deve acontecer, em menor escala, com as plataformas P-51 e P-53 (bacia de Campos), que entraram em operação, em novembro de 2008 e janeiro de 2009, respectivamente. O atraso da entrada em operação dessas duas plataformas, e também dos campos de Camarupim e Canapu (bacia do Espírito Santo – gás não-associado) e Lagosta (bacia de Santos – gás não-associado), fizeram com que as metas do Plangás para 2008 não fossem plenamente alcançadas. Todos esses campos estarão em operação até abril de 2009.

A importação de gás natural da Bolívia aumentou 9,3% em relação à média do ano anterior, ficando em 30,92 milhões de m³/dia, o que corresponde a plena utilização da capacidade de transporte do GASBOL – Gasoduto Bolívia-Brasil. Em 2008, o gás natural boliviano correspondeu, em média, a 49,9% da oferta interna disponibilizada. Em 2007 esse percentual era de 56,6%. A importação da Argentina caiu ainda mais, e hoje representa apenas 0,6% da oferta interna disponibilizada. Essa queda se deveu ao agravamento dos problemas de abastecimento interno daquele país, que não exporta gás para o Brasil desde junho de 2008. Em relação à importação de gás boliviano pela Argentina, destaca-se o aumento de cerca de 2 milhões de m³/dia, em média, ocorrido em razão da diminuição da importação brasileira após o acidente no trecho sul do Gasbol. A maior parte desse gás foi exportado pela Argentina ao Chile.

Em relação à ampliação da infra-estrutura de transporte de gás natural, destaca-se a entrada em operação do gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV), em fevereiro de 2008, que permitiu escoar o gás natural do Espírito Santo para a região norte do Rio de Janeiro, garantindo o pleno atendimento das UTEs Norte Fluminense e Mario Lago (Macaé Merchant). Isso ocorreu em um período crítico para o setor elétrico, pois o baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, no final de 2007, havia exigido que o CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico determinasse o despacho de todas as térmicas a gás natural do País (Resolução 08 de 20/12/2007). Os outros dois gasodutos que entraram em operação em 2008 foram o Campinas-Rio de Janeiro: Trecho Taubaté-Japeri, que permitiu aumentar a oferta às UTEs do Rio de Janeiro em cerca de 1,5 milhão de m³/dia, e o Catu-Carmópolis: Trecho Catu-Itaporanga, que permitiu levar o gás natural da Bahia para Pernambuco, após a entrada em operação da estação de compressores de Pilar.

Destacam-se também, em 2008, a conclusão das conversões a bicombustível das UTEs Canoas, Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) e Carlos Jereissati (Termoeará) e a conclusão da construção da UTE Termoaçú, no Rio Grande do Norte. Esses empreendimentos, assim como os de Exploração e Produção (novos campos) e os gasodutos, estão inseridos no âmbito do PAC – Programa de Aceleração de Crescimento.

COMENTÁRIOS SOBRE O ANO DE 2008

Em relação à demanda de gás natural no País, o ano de 2008 foi caracterizado, primeiramente, pelo crescimento significativo do consumo no setor de geração de energia elétrica em razão da determinação de despacho das usinas termelétricas por razões de garantia do suprimento do País. O consumo médio nesse setor em 2008 atingiu o recorde de 14,9 milhões de m³/dia, aumento de 128% em relação à 2007. No setor de co-geração houve crescimento de 18% no consumo, que em termos absolutos representam + 0,34 milhões de m³/dia.

No setor automotivo, pode-se dizer que houve estabilização do consumo, consolidando-se a tendência verificada em 2007. Apesar da queda, em termos médios, de 5,4% em relação ao ano anterior, o consumo de GNV manteve-se estável durante todos os meses de 2008, variando entre 6,5 e 6,9 milhões de m³/dia. A média anual de consumo ficou em 6,6 milhões de m³/dia. Os consumos nos setores residencial e comercial mantiveram-se estáveis.

No setor industrial houve crescimento do consumo até o mês de julho de 2008, quando se verificou a marca recorde de 35,68 milhões de m³/dia. Nesse período, a subida rápida das cotações do petróleo no mercado internacional contribuíram para o aumento da competitividade do gás natural em relação aos seus energéticos competidores, notadamente o óleo combustível. Isso ocorreu porque os preços do gás boliviano e do gás nacional são corrigidos com amortecimento em relação às cotações internacionais do petróleo, de maneira a absorver as variações bruscas que ocorrem no mercado *spot*. Nesse período, o consumo só não cresceu mais em função da inexistência de oferta firme.

O ano de 2008 foi, sobretudo, um ano atípico, pois a cotação do petróleo subiu cerca de 40% entre os meses de janeiro e julho, quando atingiu valores históricos acima de US\$ 140/barril, e caiu mais de 60% entre agosto e novembro, quando atingiu patamares inferiores a US\$ 50/barril. Esse comportamento incomum comprometeu momentaneamente a competitividade do gás natural, pois enquanto a cotação do óleo combustível no mercado internacional caía, o preço do gás natural continuou sofrendo majorações em função das altas cotações nos meses anteriores. Para agravar a situação, houve desvalorização do câmbio, que impactou imediatamente no preço pago pelo gás boliviano, principalmente, para os consumidores dos Estados de São Paulo e da Região Sul. Essa falta de competitividade do gás natural em relação ao óleo combustível é momentânea, e a tendência é que seja revertida com a acomodação do preço internacional do petróleo.

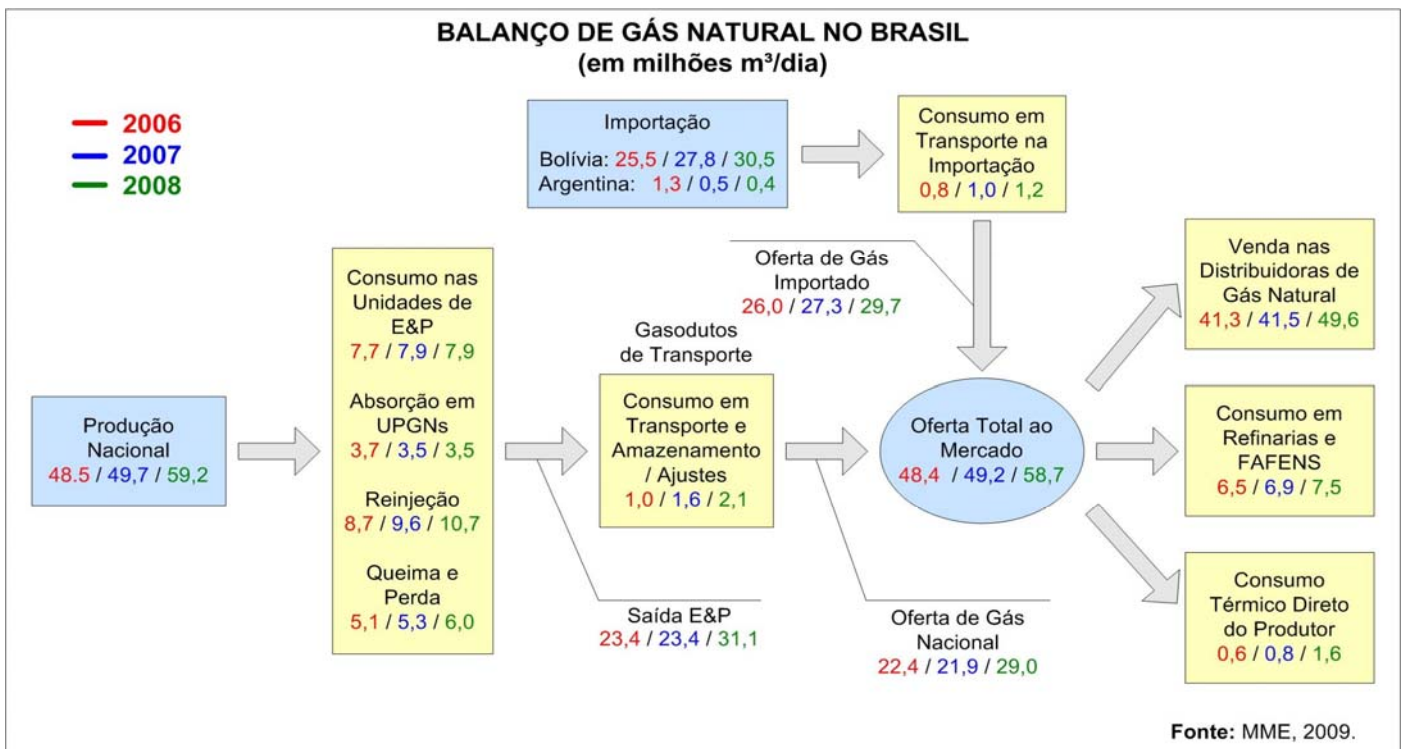
Em razão desses fatos, a partir de setembro houve queda gradual do consumo industrial, que se intensificou nos meses de novembro e dezembro. A despeito desse fato, é importante destacar que em 2008 o consumo de gás natural no Brasil cresceu 20% em relação ao ano anterior, fechando o ano em 59 milhões de m³/dia.

A avaliação do comportamento do setor de gás natural em 2008 sugere alguns desafios para 2009. Se, por um lado, as previsões de aumento significativo da oferta de gás nacional e a instalação de terminais importação de GNL sinalizam o aumento da segurança de abastecimento, por outro, a volatilidade da demanda térmica e o impacto da variável preço no comportamento da demanda não-térmica exigirão o aprimoramento das ações de planejamento do setor para os próximos anos. A ampliação da malha de transporte trará maior flexibilidade de operação ao sistema, mas será necessário, sobretudo, encarar o desafio de buscarmos soluções para garantir que o despacho do setor elétrico não provoque oscilações tão significativas e tão repentinas na demanda, a ponto de impactar negativamente na oferta e comprometer os investimentos nas atividades de exploração e produção.

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	2005	2006	2007	2008												
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
PRODUÇÃO NACIONAL	48,49	48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93	59,12	59,16
Reinjeção	8,18	8,68	9,57	9,77	10,29	10,24	10,70	10,22	11,01	10,88	11,01	10,42	10,31	11,45	11,73	10,67
Queima e perda	6,78	5,07	5,33	5,96	5,24	4,66	4,70	5,81	6,63	6,07	6,01	6,65	7,49	6,19	6,42	5,99
Consumo nas unidades de E&P	6,78	7,68	7,89	7,21	7,63	7,36	7,24	7,97	8,32	8,21	8,26	8,19	8,13	8,25	8,29	7,92
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	0,19	1,04	1,57	3,61	3,05	2,29	1,15	0,98	2,43	1,91	1,76	1,61	2,05	2,39	1,96	2,10
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,15	3,72	3,54	3,58	3,41	3,46	3,56	3,40	3,32	3,43	3,50	3,54	3,54	3,48	3,51	3,48
Oferta de gás nacional ao mercado	23,42	22,32	21,82	24,18	29,16	29,78	30,75	29,22	29,34	29,90	30,53	30,29	30,56	27,17	27,21	29,01
IMPORTAÇÃO	24,64	26,82	28,30	32,41	32,58	32,20	31,74	31,42	31,28	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50	25,58	30,92
Bolívia	23,68	25,52	27,84	31,25	31,22	31,15	31,07	31,20	31,27	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50	25,58	30,54
Argentina	0,96	1,30	0,46	1,16	1,36	1,05	0,67	0,22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37
Consumo em transporte na importação	0,44	0,72	0,95	1,27	1,28	1,28	1,27	1,28	1,28	1,28	1,29	1,25	1,28	1,18	0,83	1,23
Oferta de gás importado ao mercado	24,20	26,10	27,35	31,13	31,30	30,93	30,47	30,15	30,00	30,01	30,07	29,22	29,91	28,32	24,75	29,69
OFERTA TOTAL AO MERCADO	47,61	48,42	49,17	55,32	60,46	60,70	61,22	59,36	59,34	59,91	60,59	59,51	60,47	55,49	51,95	58,69
Venda nas distribuidoras de gás natural	40,60	41,26	41,49	47,55	51,00	50,98	50,82	49,77	50,43	50,42	51,04	51,23	51,71	47,06	43,43	49,62
Consumo instalações industriais produtor (Refinarias/FAFENS)	6,11	6,52	6,89	6,26	7,32	7,59	7,96	8,08	7,66	8,21	8,36	7,20	7,31	7,01	7,01	7,50
Consumo termelétrico direto do produtor (Fafen/Termobahia/Canoas)	0,90	0,64	0,79	1,50	2,13	2,13	2,45	1,51	1,25	1,28	1,20	1,08	1,46	1,42	1,52	1,58

Fonte: ANP, ABEGAS, PETROBRAS. Dez/08



Equipe do Departamento de Gás Natural:

Marco Antonio Martins Almeida (Diretor), Symone Christine de Santana Araújo, Hugo Leonardo Gosmann, Hermann Helinski de Araújo, Breno Peixoto Cortez, Bruna Tonani Pereira, Juliano Vilela Borges e Aldo Barroso Cores Junior.

RESERVAS NACIONAIS DE GÁS NATURAL

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m ³)		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
BRASIL	Reservas	216.574	219.692	244.548	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688
	R/P (anos)	21	20	20	26	24	21	24	25
	Terra	78.597	77.009	76.070	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131
	Mar	137.977	142.683	168.477	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558
	Gás Associado	157.237	157.550	173.969	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764
	Gás Não Associado	59.337	62.143	70.578	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925

Fonte: ANP, dezembro de 2008.

Nota:

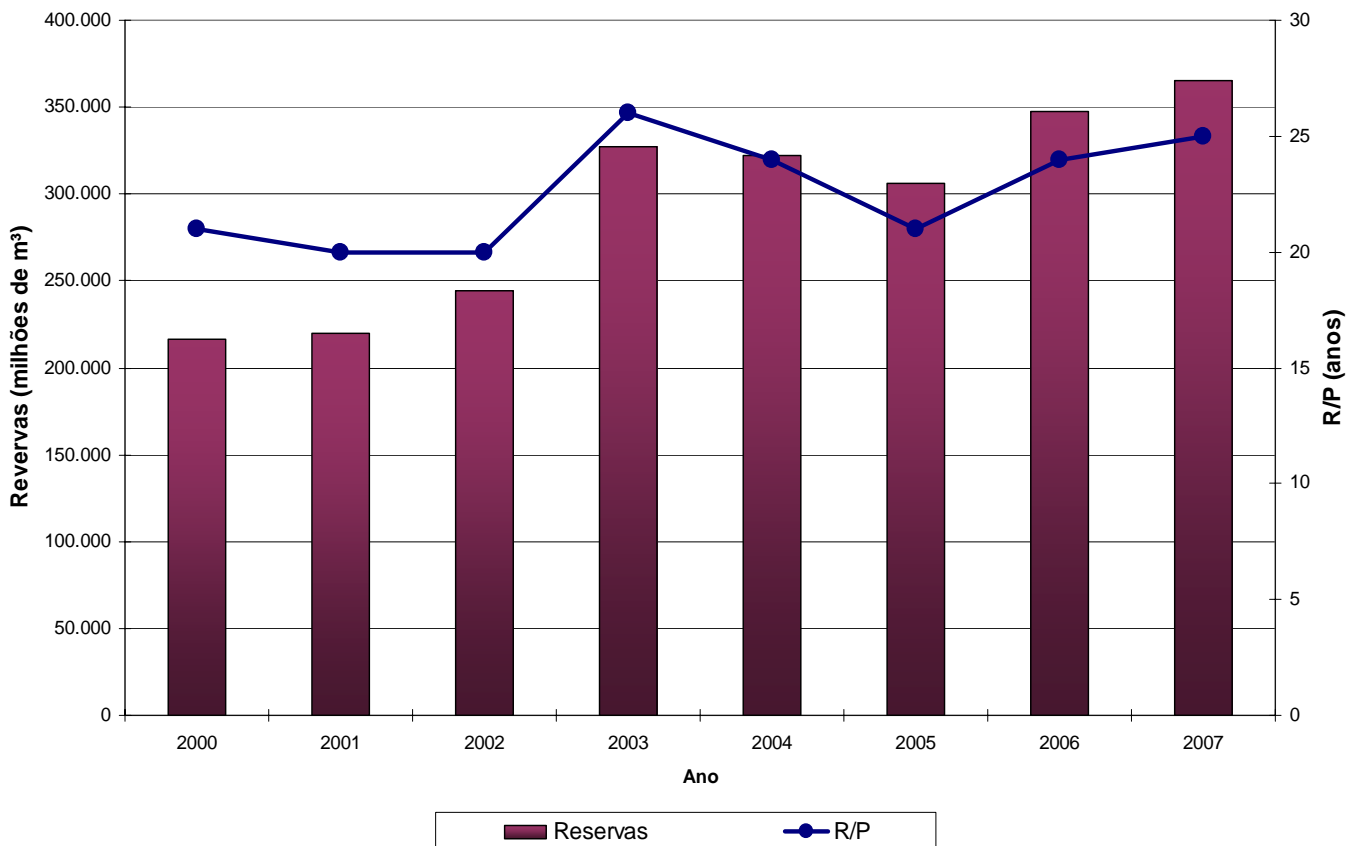
Os dados relativos às Reservas Provadas de Gás Natural estão atualizados, de acordo com a Superintendência de Desenvolvimento de Produção da ANP. No entanto, exceto os anos de 2002, 2005 e 2006 esses dados diferem daqueles apresentados na página da ANP (www.anp.gov.br). A Agência está providenciando os ajustes necessários.

PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL

PROD. NACIONAL (em milhões m ³ /dia)	2006 Média	2007 Média	2008												2008 Média
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Terra	18,31	17,22	17,65	17,69	17,31	17,30	16,35	17,41	17,16	17,38	17,23	17,04	16,94	16,85	17,19
Mar	30,20	32,51	36,67	41,11	40,49	40,80	41,26	43,63	43,24	43,68	43,47	45,04	41,99	42,28	41,97
Gás Associado	37,42	37,02	38,18	38,78	37,49	38,39	38,26	40,75	40,26	40,43	40,75	41,82	41,01	41,14	39,77
Gás Não Associado	11,08	12,72	16,14	20,02	20,30	19,71	19,34	20,29	20,14	20,62	19,95	20,26	17,92	17,98	19,39
TOTAL	48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93	59,12	59,16

Fonte: ANP, dezembro 2008

RESERVAS X R/P (BRASIL)

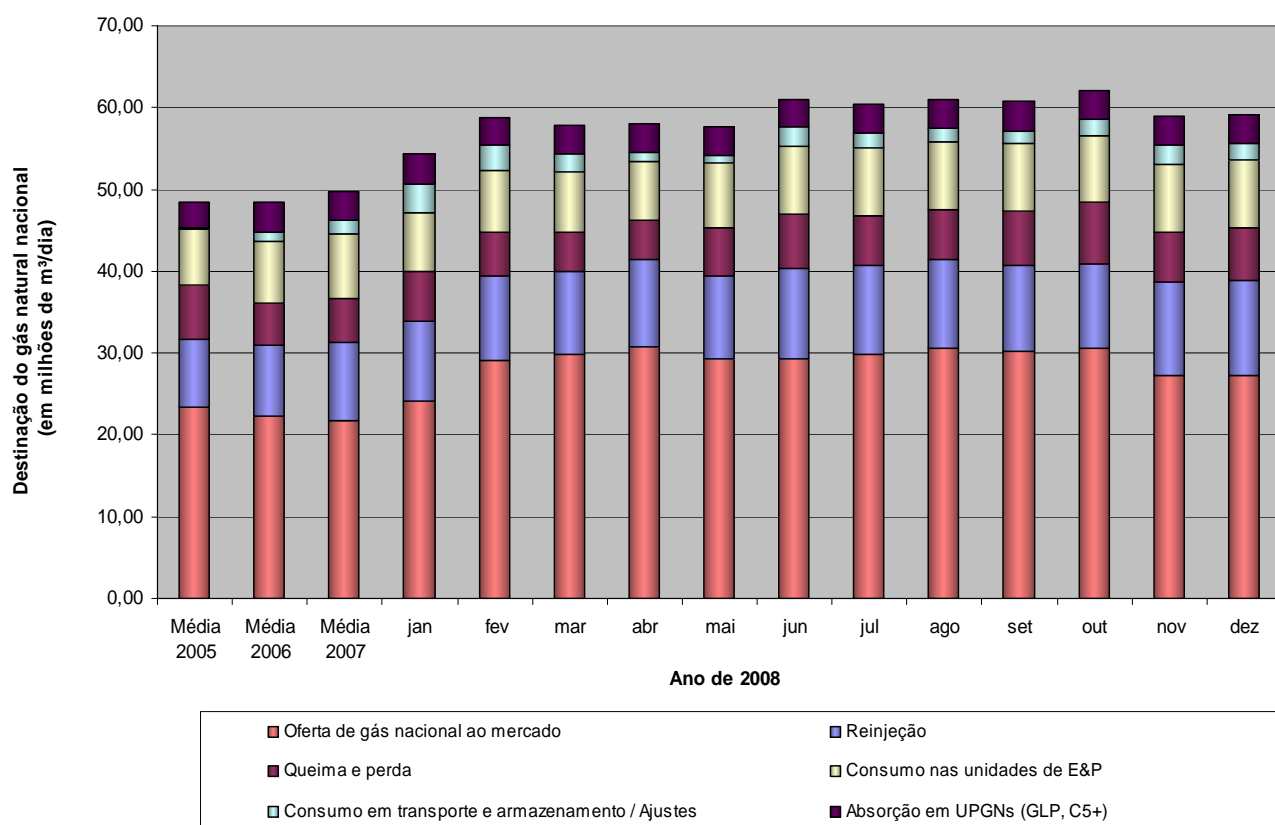


DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL

DESTINAÇÃO DE GÁS NATURAL (em milhões de m ³ /dia)	2006	2007	2008												
	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
PRODUÇÃO NACIONAL	48,50	49,73	54,32	58,79	57,79	58,10	57,60	61,04	60,39	61,06	60,70	62,07	58,93	59,12	59,16
Reinjeção	8,68	9,57	9,77	10,29	10,24	10,70	10,22	11,01	10,88	11,01	10,42	10,31	11,45	11,73	10,67
Queima e perda	5,07	5,33	5,96	5,24	4,66	4,70	5,81	6,63	6,07	6,01	6,65	7,49	6,19	6,42	5,99
Consumo nas unidades de E&P	7,68	7,89	7,21	7,63	7,36	7,24	7,97	8,32	8,21	8,26	8,19	8,13	8,25	8,29	7,92
Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	1,04	1,57	3,61	3,05	2,29	1,15	0,98	2,43	1,91	1,76	1,61	2,05	2,39	1,96	2,10
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,72	3,54	3,58	3,41	3,46	3,56	3,40	3,32	3,43	3,50	3,54	3,54	3,48	3,51	3,48
Oferta de gás nacional ao mercado	22,32	21,82	24,18	29,16	29,78	30,75	29,22	29,34	29,90	30,53	30,29	30,56	27,17	27,21	29,01

Fonte: ANP e PETROBRAS. Dez/08

GRÁFICO DA DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL NACIONAL



IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL

IMPORTAÇÕES DE GÁS NATURAL (em milhões m ³ /dia)		2006	2007	2008													
		Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008	
Bolívia	TBG	Petrobras	24,44	26,90	31,01	31,19	31,11	31,07	31,20	31,27	31,29	31,34	30,46	31,19	29,50	25,58	30,52
		BG	0,50	0,39	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	EPE	0,57	0,55	0,23	0,03	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03
	Subtotal	25,52	27,84	31,25	31,22	31,15	31,07	31,20	31,27	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50	25,58	30,54	
Argentina	Sulgás (TSB)	1,30	0,46	1,16	1,36	1,05	0,67	0,22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	
	Subtotal	1,30	0,46	1,16	1,36	1,05	0,67	0,22	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37	
TOTAL		26,82	28,30	32,41	32,58	32,20	31,74	31,42	31,28	31,29	31,35	30,47	31,19	29,50	25,58	30,92	
Consumo em transporte na importação		0,72	0,95	1,27	1,28	1,28	1,27	1,28	1,28	1,28	1,29	1,25	1,28	1,18	0,83	1,23	
Oferta de gás importado		26,10	27,35	31,13	31,30	30,93	30,47	30,15	30,00	30,01	30,07	29,22	29,91	28,32	24,75	29,69	

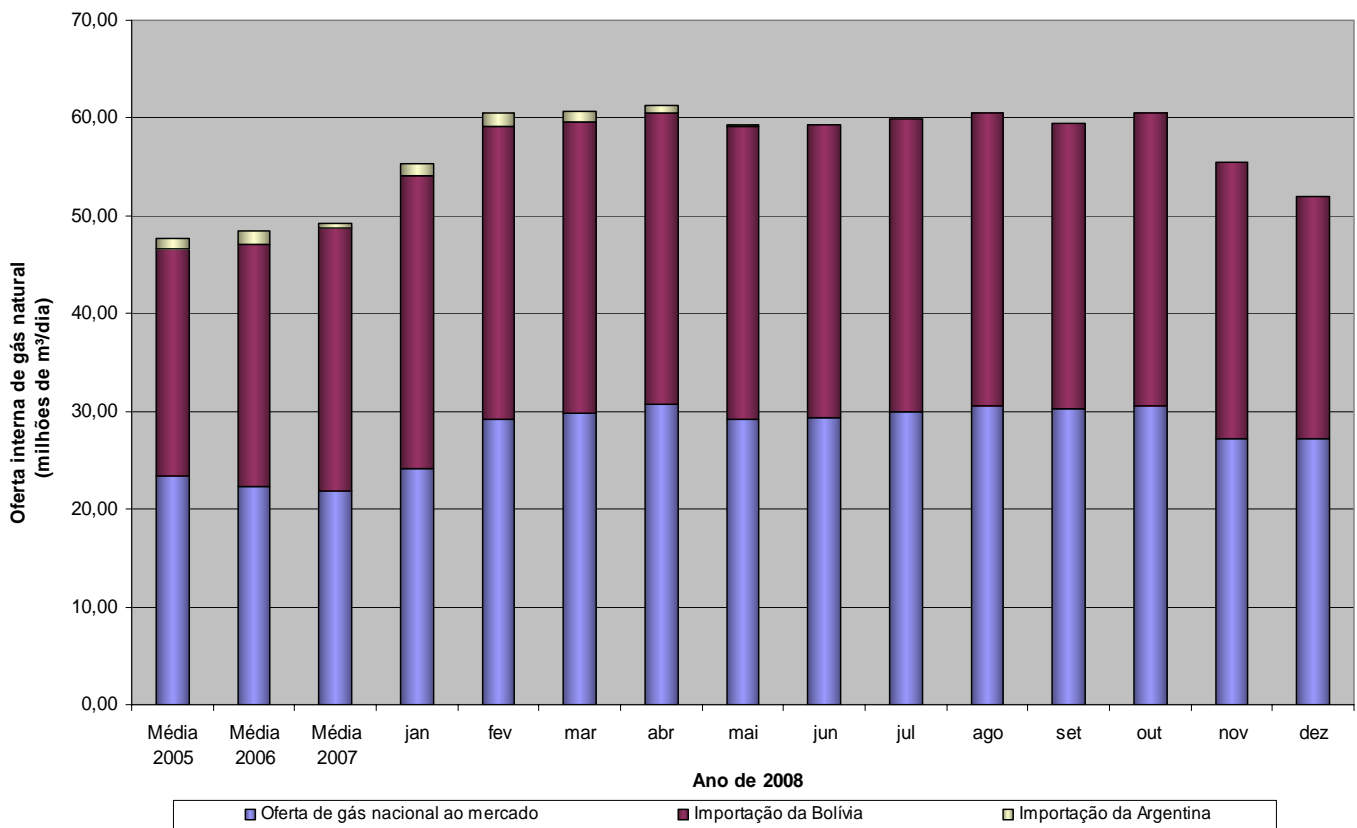
Fontes: ANP, dezembro 2008

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia

BG: Grupo BG

GRÁFICO DA OFERTA INTERNA DISPONIBILIZADA



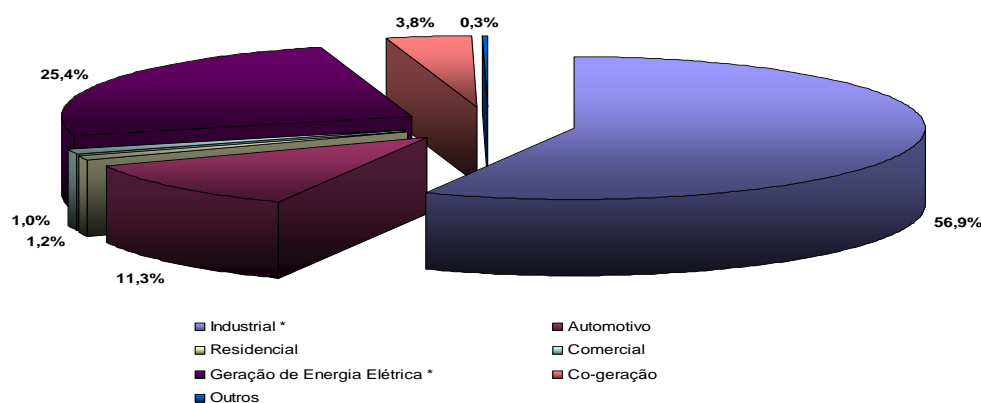
CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SETOR (em milhões de m³/dia)	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008	2008 Média %
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Industrial *	30,79	32,21	32,26	32,76	33,54	34,54	35,41	34,92	35,68	35,62	34,10	33,94	31,80	26,25	33,40	56,9%
Automotivo	6,31	7,01	6,66	6,71	6,94	6,78	6,69	6,71	6,52	6,57	6,62	6,59	6,36	6,44	6,63	11,3%
Residencial	0,65	0,66	0,55	0,60	0,64	0,68	0,72	0,80	0,83	0,79	0,80	0,82	0,72	0,72	0,72	1,2%
Comercial	0,56	0,58	0,57	0,60	0,60	0,62	0,61	0,64	0,60	0,63	0,63	0,64	0,58	0,60	0,61	1,0%
Geração de Energia Elétrica *	7,98	6,55	13,46	17,36	16,61	16,11	13,38	13,93	13,95	14,65	14,75	15,54	13,32	15,99	14,92	25,4%
Co-geração	1,81	1,92	1,59	2,19	2,31	2,44	2,47	2,20	2,19	2,16	2,43	2,75	2,54	1,80	2,26	3,8%
Outros	0,32	0,23	0,23	0,23	0,07	0,05	0,08	0,14	0,14	0,18	0,18	0,19	0,16	0,15	0,15	0,3%
TOTAL	48,42	49,17	55,32	60,46	60,70	61,22	59,36	59,34	59,91	60,59	59,51	60,47	55,49	51,95	58,69	100%
Consumo nas unidades de E&P, Absorção em UPGNs (GLP, C5+) e Consumo em transporte e armazenamento / Ajustes	13,16	12,99	14,41	14,10	13,11	11,95	12,35	14,07	13,55	13,51	13,35	13,72	14,11	13,76	13,50	
TOTAL GERAL	61,58	62,16	69,72	74,56	73,81	73,17	71,72	73,40	73,46	74,11	72,86	74,19	69,60	65,72	72,19	

* Inclui consumo direto do produtor

Fontes: Abegás, Petrobras e ANP, dezembro 2008.

CONSUMO DE GÁS NATURAL MÉDIA 2008



CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA

CONSUMO DE GÁS NATURAL POR DISTRIBUIDORA (em milhões de m³/dia)	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008	2008 Média %
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez		
Algás (AL)	0,46	0,50	0,50	0,49	0,50	0,48	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,53	0,48	0,47	0,50	1%
BahiaGás (BA)	3,35	3,36	3,62	3,21	3,45	3,55	3,58	3,28	3,53	3,63	3,82	3,94	3,66	2,36	3,47	7%
BR Distribuidora (ES)	1,11	1,22	1,71	1,57	1,73	2,00	2,05	1,96	2,09	2,09	2,07	2,02	1,58	1,19	1,84	4%
Cebgás (DF)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0%
Ceg (RJ)	5,37	6,00	7,21	8,60	8,00	8,21	8,14	8,12	8,57	8,47	9,25	9,46	8,83	8,70	8,46	17%
Ceg Rio (RJ)	4,83	4,33	5,73	8,72	9,91	9,57	8,46	10,05	9,86	10,03	10,02	10,03	8,01	9,34	9,14	18%
Cegás (CE)	0,62	0,50	0,56	0,63	0,75	0,47	0,46	0,47	0,47	0,47	0,47	0,49	0,47	0,42	0,51	1%
Cigás (AM)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Comgas (SP)	13,04	13,89	13,84	15,00	15,19	15,23	14,82	14,53	14,75	14,39	14,07	13,74	13,86	11,97	14,28	29%
Compagás (PR)	1,11	1,82	1,63	0,76	0,85	0,90	2,02	1,63	1,12	1,92	0,91	1,35	0,80	1,63	1,29	3%
Copergás (PE)	1,47	1,07	2,02	1,69	1,20	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	1,01	1,02	1,00	0,94	1,15	2%
Gas Brasileiro (SP)	0,36	0,43	0,42	0,32	0,29	0,31	0,35	0,49	0,58	0,61	0,63	0,63	0,64	0,54	0,48	1%
Gasmig (MG)	2,01	1,73	2,49	2,56	2,47	2,60	2,50	2,55	2,06	2,21	2,61	2,55	2,29	2,02	2,41	5%
Gaspisa (PI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Mtgás (MT)	0,58	0,65	0,01	0,02	0,02	0,23	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	0,03	0%
Msgás (MS)	0,94	0,38	1,41	0,67	0,14	0,05	0,05	0,07	0,06	0,04	0,12	0,17	0,51	0,07	0,28	1%
Pbgás (PB)	0,32	0,36	0,39	0,37	0,36	0,33	0,37	0,40	0,39	0,38	0,40	0,39	0,39	0,36	0,38	1%
Potigás (RN)	0,37	0,40	0,38	0,38	0,39	0,40	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,44	0,38	0,33	0,40	1%
São Paulo Sul (SP)	1,12	1,27	1,36	1,39	1,36	1,33	1,35	1,41	1,48	1,41	1,34	1,40	1,37	1,15	1,36	3%
Scgás (SC)	1,44	1,54	1,51	1,58	1,60	1,60	1,60	1,65	1,67	1,65	1,71	1,76	1,41	1,04	1,57	3%
Sergás (SE)	0,27	0,30	0,29	0,29	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	0,30	0,29	0,28	0,26	0,25	0,28	1%
Sulgás (RS)	2,48	1,75	2,48	2,75	2,47	2,31	1,78	1,58	1,56	1,50	1,54	1,47	1,11	0,63	1,76	4%
Goiasgás (GO)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
TOTAL DISTRIBUIDORAS	41,26	41,49	47,55	51,00	50,98	50,82	49,77	50,43	50,42	51,04	51,23	51,71	47,06	43,43	49,62	100%

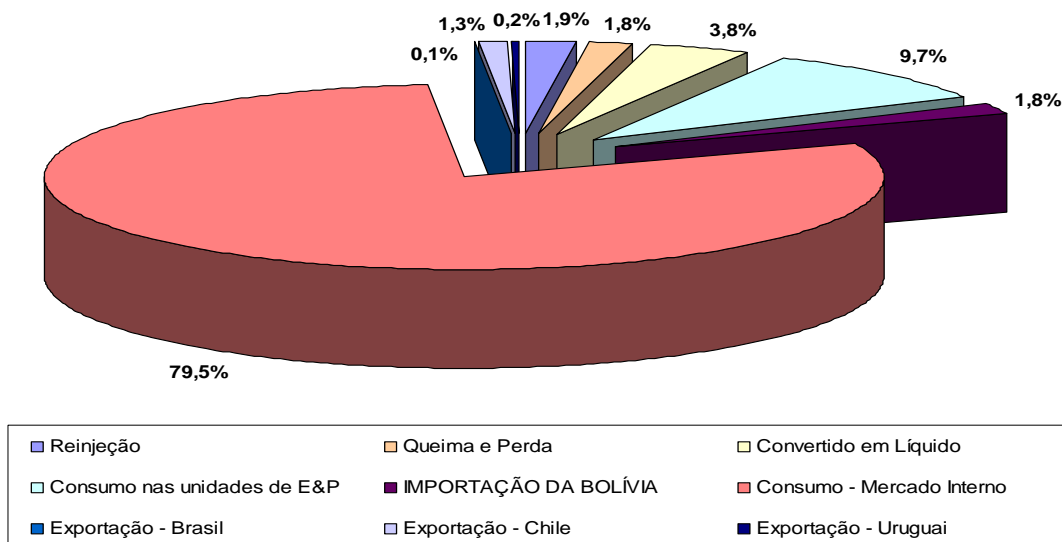
Fonte: Abegás, dezembro 2008

BALANÇO DE GÁS NATURAL NA ARGENTINA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2007	2008												Média 2008
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	130,21	119,60	125,61	127,00	127,26	126,89	129,19	137,22	133,68	136,96	126,64	120,95		128,27
Austral	23,53	20,63	21,66	22,44	22,49	22,42	22,34	23,66	25,64	25,08	23,46	22,04		22,90
Golfo San Jorge	12,56	12,47	13,10	12,55	12,58	12,54	9,53	14,31	13,11	13,75	13,33	12,88		12,74
Neuquina	76,64	69,45	72,94	74,39	74,53	74,32	78,93	79,67	77,26	80,14	72,94	69,91		74,95
Noroeste	17,47	17,05	17,91	17,62	17,66	17,61	18,39	19,58	17,67	17,99	16,91	16,12		17,68
Reinjeção	2,04	2,61	2,61	3,06	3,06	3,06	1,33	2,61	1,44	1,62	3,37	3,27		2,55
Queima e Perda	2,39	2,38	2,38	2,43	2,43	2,43	2,48	2,38	2,39	2,38	2,44	2,33		2,40
Convertido em Líquido	5,65	5,17	5,17	5,01	5,01	5,01	4,80	5,16	4,86	5,16	5,05	5,47		5,08
Consumo nas unidades de E&P	12,52	12,69	12,69	13,51	13,51	13,51	10,23	12,69	13,55	12,69	13,79	13,10		12,91
PRODUÇÃO DISPONÍVEL	107,61	96,75	102,76	102,99	103,25	102,88	110,35	114,38	111,44	115,11	101,99	96,78		105,33
IMPORTAÇÃO DA BOLÍVIA	4,74	3,02	2,80	2,91	2,29	1,98	2,14	2,81	1,65	1,75	1,59	3,40		2,39
CONSUMO INTERNO DE GÁS	105,23	98,38	103,93	102,40	102,84	103,40	111,56	115,72	111,61	115,34	101,88	96,81		105,81
Residencial	26,55	8,45	8,90	10,53	19,71	33,34	52,08	43,63	44,68	46,17	20,01	11,41		27,17
Comercial	4,00	2,16	2,28	2,58	3,58	5,17	7,49	6,68	7,01	7,25	3,85	3,00		4,64
Veicular	7,84	7,46	7,38	7,44	7,39	7,56	7,54	7,63	7,64	7,90	7,52	7,10		7,51
Geração Elétrica	33,44	45,35	46,14	43,29	34,25	25,81	18,85	28,96	20,89	21,59	32,96	41,88		32,72
Industriais	33,39	34,96	39,23	38,56	37,91	31,52	25,60	28,82	31,39	32,43	37,54	33,42		33,76
EXPORTAÇÃO	7,00	1,41	1,64	3,51	3,14	1,47	0,94	1,47	1,47	1,52	1,71	3,36		1,97
Brasil	0,34	0,13	0,15	0,25	0,27	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,08
Chile	6,40	1,06	1,26	3,04	2,67	1,12	0,73	1,22	1,23	1,27	1,53	3,27		1,67
Uruguai	0,27	0,22	0,23	0,22	0,20	0,22	0,21	0,25	0,24	0,25	0,18	0,09		0,21

Fonte: Petrobras Argentina

MÉDIA 2008



BALANÇO DE GÁS NATURAL NA BOLÍVIA (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	40,24	41,72	42,62	42,44	42,45	42,30	42,58	42,52	43,19	42,11	41,32	41,74	41,44		42,25
Reinjeção	3,03	2,16	1,54	1,56	1,34	1,15	1,03	0,88	0,66	0,48	0,40	0,32	0,34		0,88
Queima e perda	0,41	0,22	0,33	0,28	0,15	0,15	0,20	0,15	0,17	0,19	0,32	0,32	0,27		0,23
Consumo nas unidades de E&P	0,76	0,78	0,78	0,79	0,79	0,78	0,80	0,81	0,82	0,82	0,78	0,81	0,80		0,80
Convertido em líquido	0,54	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,50	0,49	0,49	0,48	0,45	0,49	0,49		0,49
Consumo no Transporte	n/d	0,80	0,92	0,85	0,85	0,86	0,83	0,90	0,74	0,82	0,79	0,83	0,87		0,84
DISPONIBILIZADO	35,50	37,24	38,54	38,45	38,81	38,85	39,22	39,29	40,31	39,32	38,58	38,97	38,67		39,00
CONSUMO INTERNO DE GÁS	4,27	5,03	4,53	4,50	4,85	5,61	6,11	6,03	6,38	6,43	6,47	6,24	5,95		5,74
Residencial	n/d	0,07	0,08	0,09	0,08	0,09	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09		0,09
Comercial	n/d	0,06	0,06	0,07	0,06	0,08	0,07	0,08	0,08	0,07	0,09	0,08	0,07		0,07
Veicular	n/d	0,69	0,78	0,80	0,84	0,87	0,86	0,89	0,90	0,89	0,93	0,97	0,98		0,88
Geração Elétrica	n/d	2,50	2,00	1,89	2,12	2,64	3,22	3,15	3,51	3,53	3,54	3,31	3,03		2,90
Refinarias	n/d	0,22	0,29	0,29	0,27	0,27	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,24	0,27		0,26
Indústria	n/d	1,48	1,32	1,36	1,48	1,66	1,64	1,57	1,55	1,60	1,56	1,55	1,51		1,53
EXPORTAÇÃO	31,23	32,22	34,01	33,96	33,96	33,24	33,09	33,26	33,94	32,90	32,09	32,73	32,72		33,26
Brasil	26,50	27,60	31,13	31,24	31,16	31,06	31,20	31,20	31,25	31,31	30,42	31,20	29,45		30,97
Petrobras	24,43	26,62	31,01	31,20	31,11	31,05	31,17	31,17	31,25	31,31	30,42	31,20	29,45		30,94
EPE	1,12	0,54	0,11	0,04	0,05	0,01	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,02
BG	0,94	0,44	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Argentina	4,74	4,62	2,88	2,72	2,80	2,18	1,89	2,06	2,69	1,59	1,67	1,53	3,27		2,30

Fontes:

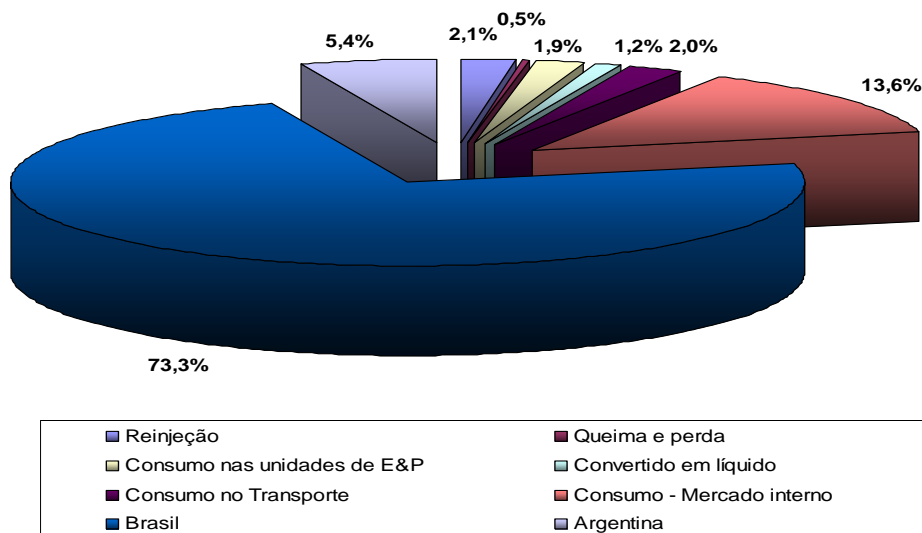
Demanda de Gás Local: Superintendência de Hidrocarburos e Superintendência de Eletricidade; Produção: YPFB; Exportação: PEB

Legenda:

EPE: Empresa Produtora de Energia;

n/d: não disponível

MÉDIA 2008



BALANÇO DE GÁS NATURAL NO CHILE (EM MILHÕES DE M³/DIA)

	Média 2006	Média 2007	2008												Média 2008
			jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
PRODUÇÃO NACIONAL	6,02	5,51	5,37	5,38	5,18	5,03	5,09	5,25							5,22
IMPORTAÇÃO *	15,78	6,63	1,31	1,19	3,22	2,89	1,21	0,78							1,76
Argentina	15,78	6,63	1,31	1,19	3,22	2,89	1,21	0,78							1,76
OFERTADO AO MERCADO	21,80	12,15	6,68	6,57	8,40	7,91	6,30	6,03							6,98
CONSUMO INTERNO DE GÁS	21,80	12,15	6,68	6,57	8,40	7,91	6,30	6,03							6,98
Residencial e Comercial	1,44	1,45	0,82	0,82	0,90	1,19	1,39	1,39							1,09
Veicular	0,09	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03							0,03
Geração Elétrica	6,12	2,71	0,78	0,80	2,45	2,02	0,53	0,10							1,11
Industriais	2,58	0,91	0,21	0,22	0,26	0,25	0,16	0,25							0,23
Petroquímica e Refinaria	11,53	6,97	4,81	4,67	4,73	4,37	4,13	4,21							4,48
Outros	0,04	0,05	0,02	0,02	0,03	0,05	0,05	0,06							0,04

Fonte: Comisión Nacional de Energía - CNE

Dados Preliminares

* Os dados de importação foram calculados pela diferença entre a produção e o consumo interno.

Os dados do balanço de gás natural no Chile referentes aos meses de julho a novembro de 2008 não estavam disponíveis até o fechamento desta edição do Boletim.

BALANÇO DE GÁS NATURAL NO URUGUAI (EM MILHÕES DE M³/DIA)

BALANÇO DO GÁS NATURAL NO URUGUAI (milhões de m ³ /dia)														
	Média 2007	2008												Média 2008
		jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
IMPORTAÇÃO	0,31	0,30	0,27	0,25	0,29	0,29	0,39	0,33	0,29	0,26	0,26	0,18	0,16	0,27
Argentina	0,31	0,30	0,27	0,25	0,29	0,29	0,39	0,33	0,29	0,26	0,26	0,18	0,16	0,27
GNL	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
OFERTA DE GÁS	0,31	0,30	0,27	0,25	0,29	0,29	0,39	0,33	0,29	0,26	0,26	0,18	0,16	0,27
CONSUMO INTERNO DE GÁS	0,28	0,28	0,28	0,24	0,29	0,30	0,36	0,32	0,29	0,26	0,26	0,18	0,16	0,27
Residencial	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercial	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veicular	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Geração Elétrica	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Industriais	0,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consumo propio sector energético	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: Ministerio de Industria, Energía y Minería

PREÇOS DE GÁS NATURAL

PREÇOS	Preço Petrobras para Distribuidora				Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBtu c/ impostos)		
	Região	Contratos	Preço US\$/MMBTU	Preço R\$/m ³	2.000 m ³ /dia	20.000 m ³ /dia	50.000 m ³ /dia
Nordeste	Gás Nacional (comm. + transp. ou parc. var + parc. fixa)		6,9098	0,6171	12,5359	12,0446	11,7522
Sudeste	Gás Nacional (comm. + transp. ou parc. var + parc. fixa)		7,4883	0,6688	15,5478	12,7787	12,1815
	Gás Importado	Commodity	7,3220	0,6539			
		Transporte	1,7432	0,1557			
Sul	Gás Importado	Commodity	7,3069	0,6526	13,5679	12,4957	12,2838
		Transporte	1,7448	0,1558			
Centro Oeste	Gás Importado	Commodity	7,3325	0,6549	13,8462	11,2786	10,7927
		Transporte	1,7593	0,1571			

Fonte: Petrobras, dez/08.

Os dados do preço ao consumidor final do segmento industrial foram calculados pelo MME com base nos dados disponibilizados em publicações específicas.

Dólar de conversão R\$/US\$ (dez/08):	2,3944
---------------------------------------	--------

PREÇOS PARA O PPT (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008												
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
PPT	3,21	3,44	3,71	3,99	4,07	4,12	4,23	4,30	4,45	4,57	4,65	4,40	4,12	3,93	3,74	4,21

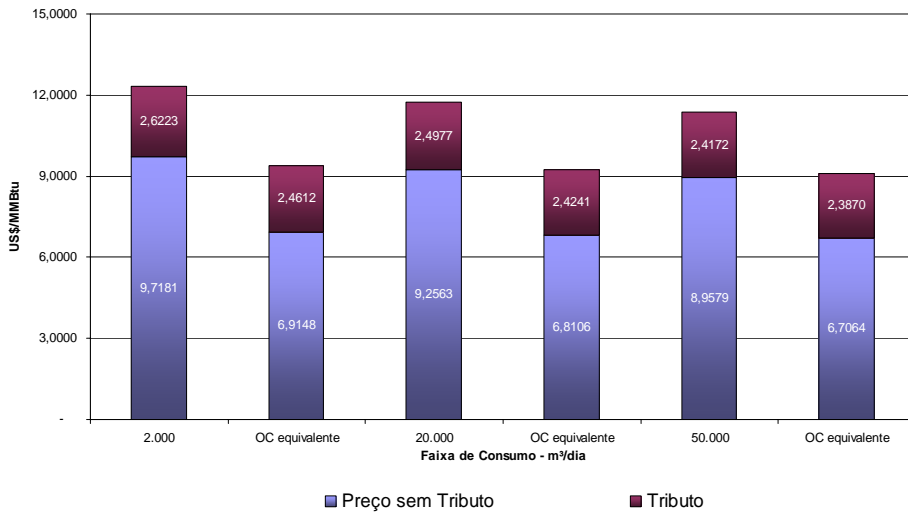
Fonte: MME/SPG/DGN, dez/08.

PREÇOS INTERNACIONAIS (US\$/MMBtu)	2005	2006	2007	2008												
	Média 2005	Média 2006	Média 2007	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média 2008
Henry Hub	8,89	6,74	6,98	7,98	8,55	9,41	10,18	11,27	12,68	11,08	8,25	7,62	6,74	6,70	5,84	8,86
Petróleo Brent	9,74	11,60	12,92	16,39	16,93	18,47	19,42	21,87	23,63	23,73	20,14	17,48	12,80	9,36	7,19	17,28
Petróleo WTI	10,10	11,59	12,87	16,57	17,00	18,79	20,07	22,34	23,91	23,75	20,77	18,46	13,65	10,23	7,39	17,74
Petróleo Brent (US\$/Bbl)	54,65	65,13	72,53	92,00	95,04	103,66	108,97	122,73	132,63	133,18	113,03	98,13	71,86	52,51	40,35	97,01
Petróleo WTI (US\$/Bbl)	56,68	65,08	72,26	92,98	95,39	105,45	112,63	125,38	134,19	133,30	116,58	103,61	76,62	57,41	41,45	99,58

Fonte: Petrobras, dez/08.

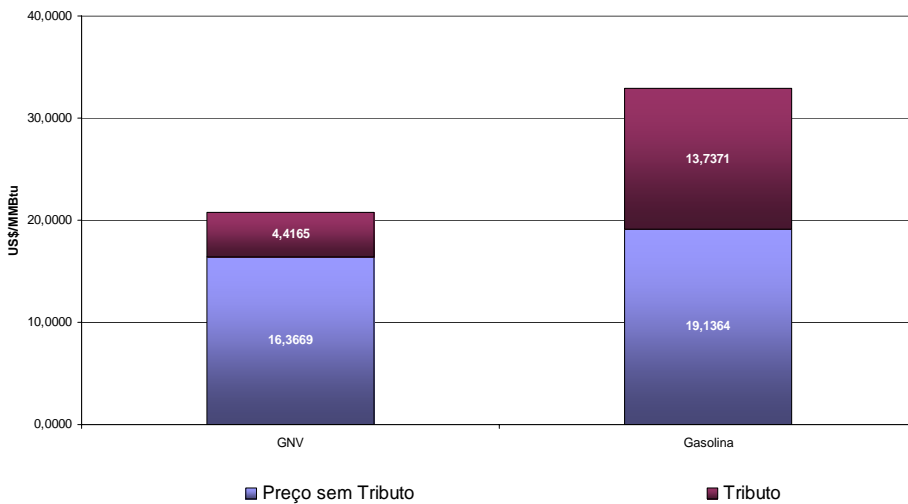
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 na Bahia
DEZEMBRO DE 2008



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina na Bahia
DEZEMBRO DE 2008



Poder Calorífico Superior (PCS)

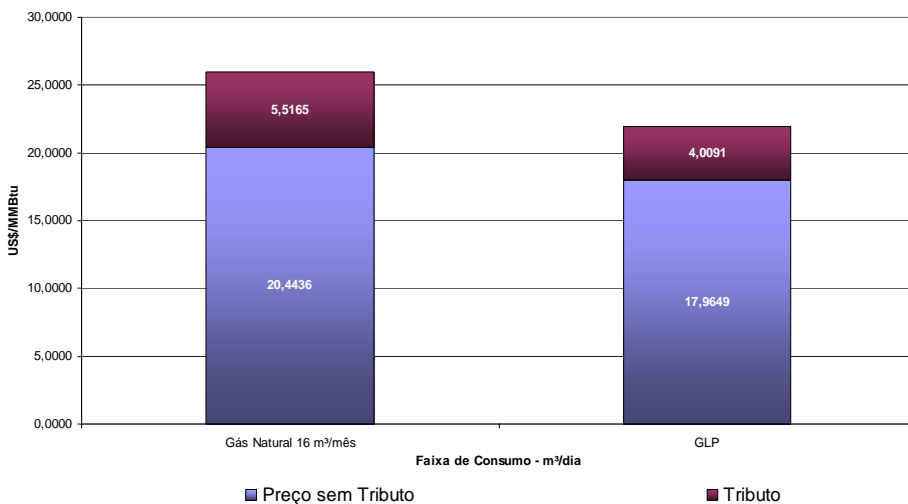
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

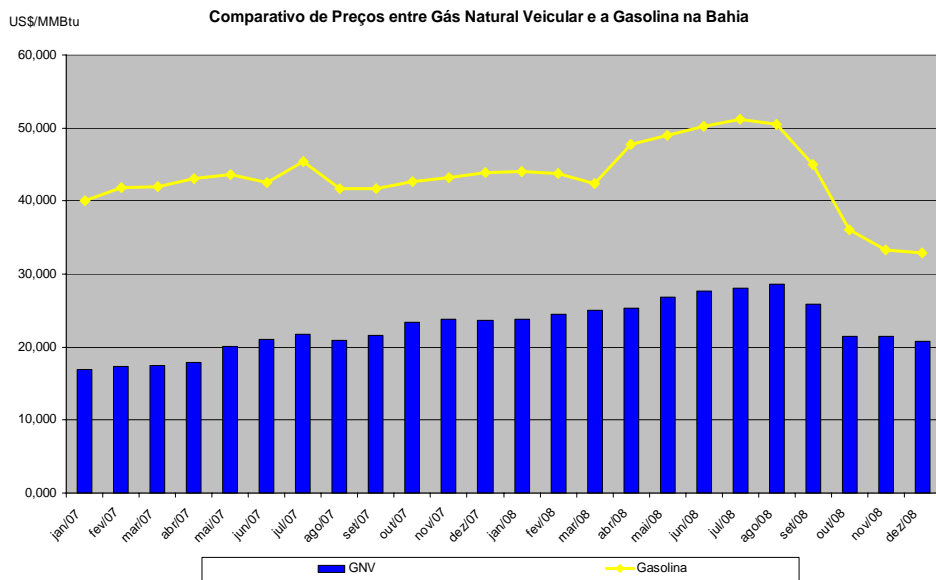
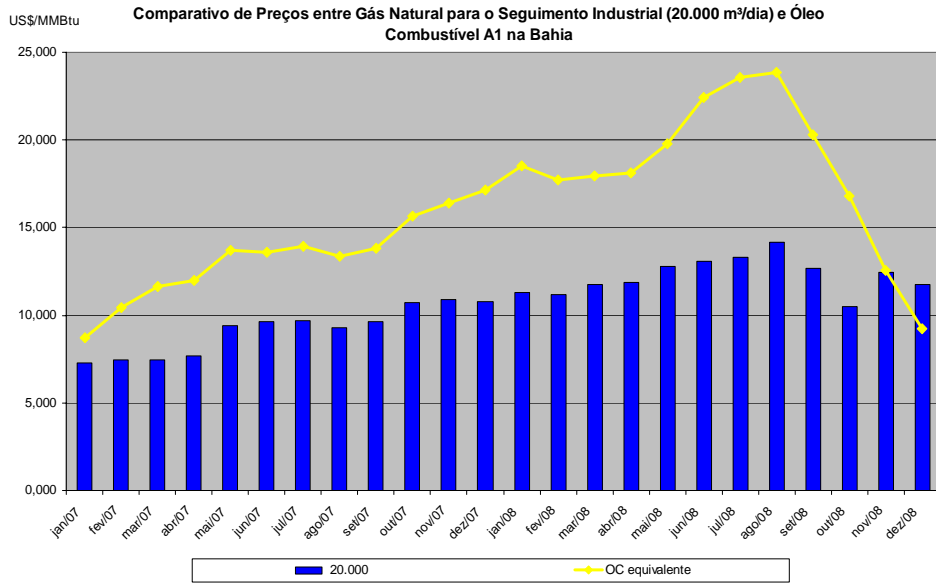
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP na Bahia
DEZEMBRO DE 2008



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NA BAHIA



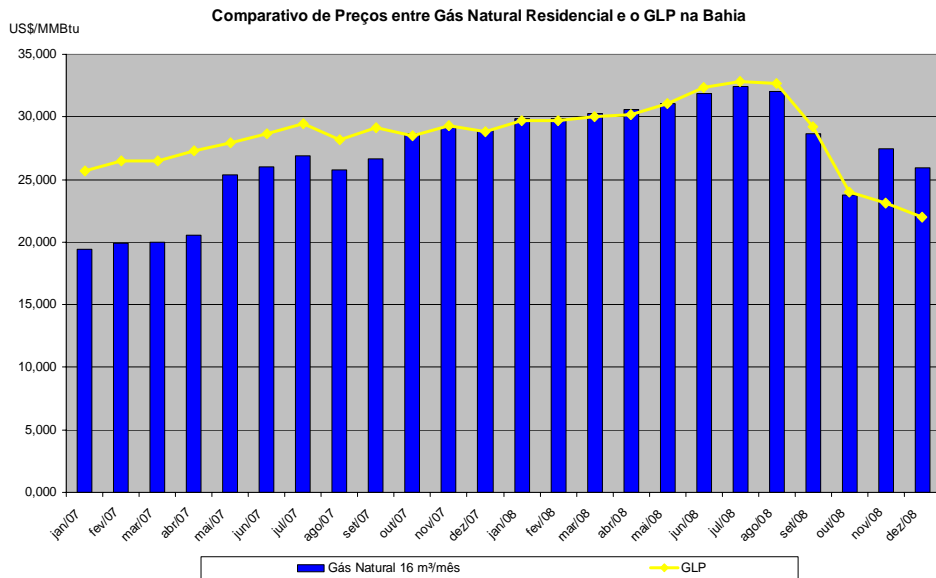
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

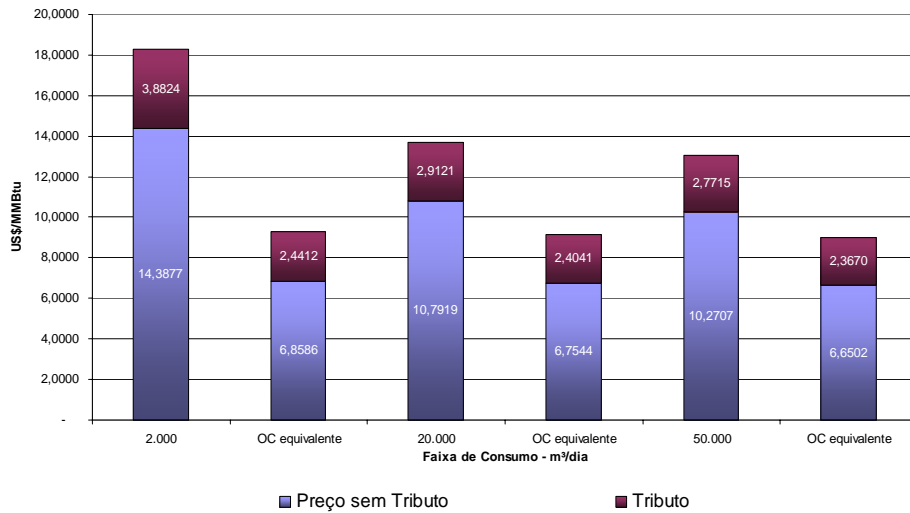
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



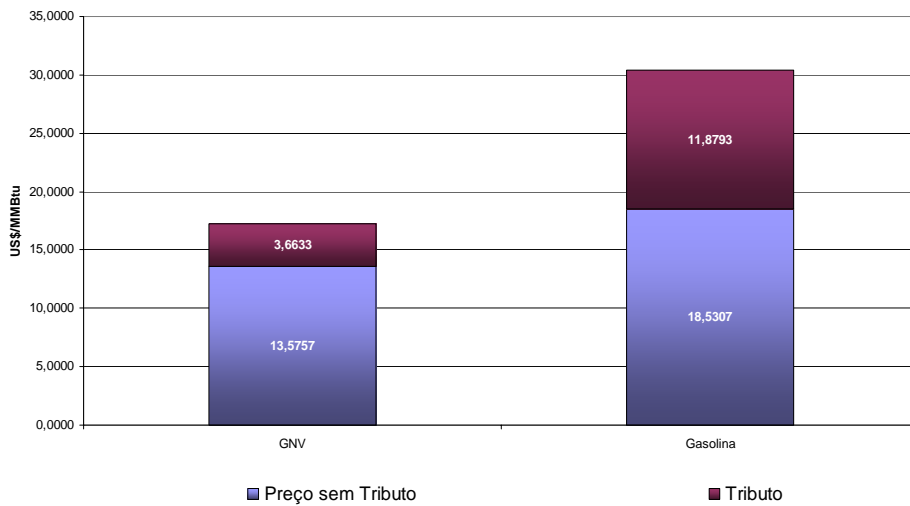
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCA1 em São Paulo
DEZEMBRO DE 2008



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina em São Paulo
DEZEMBRO DE 2008



Poder Calorífico Superior (PCS)

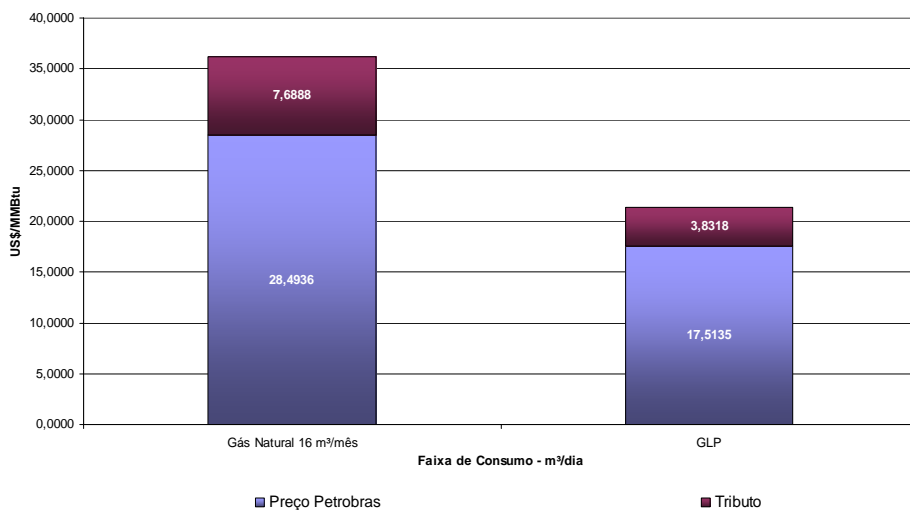
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

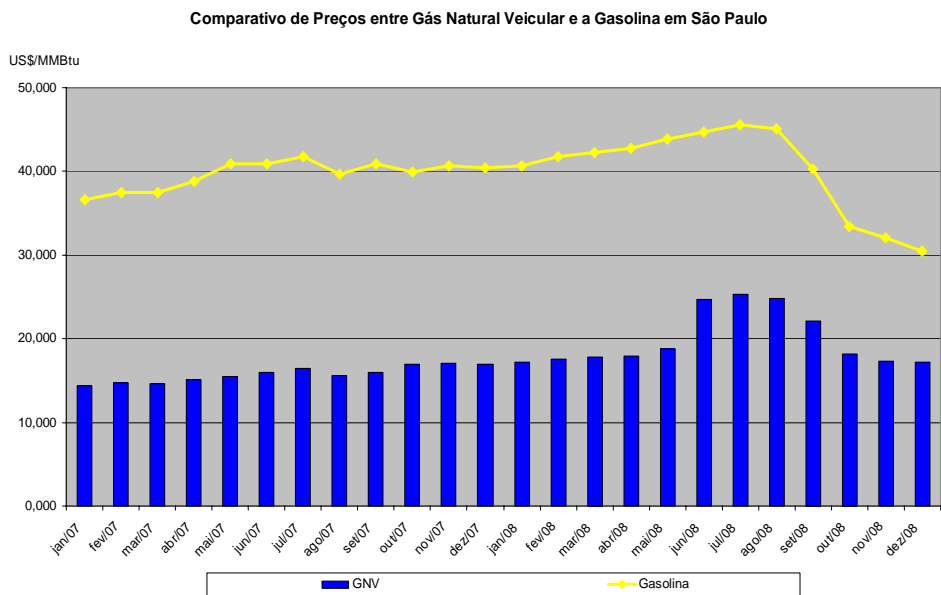
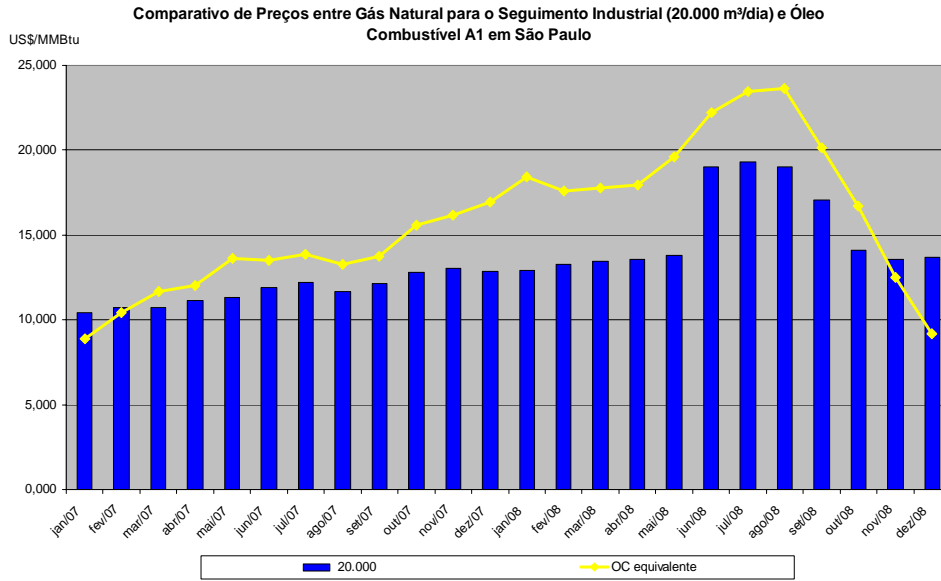
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP em São Paulo
DEZEMBRO DE 2008



COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO (COMGAS)



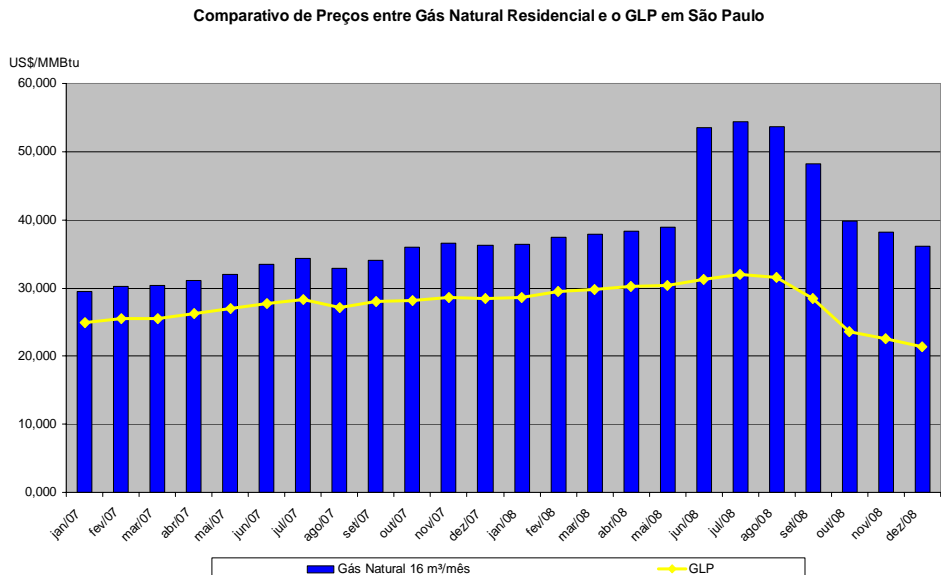
Poder Calorífico Superior (PCS)

Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

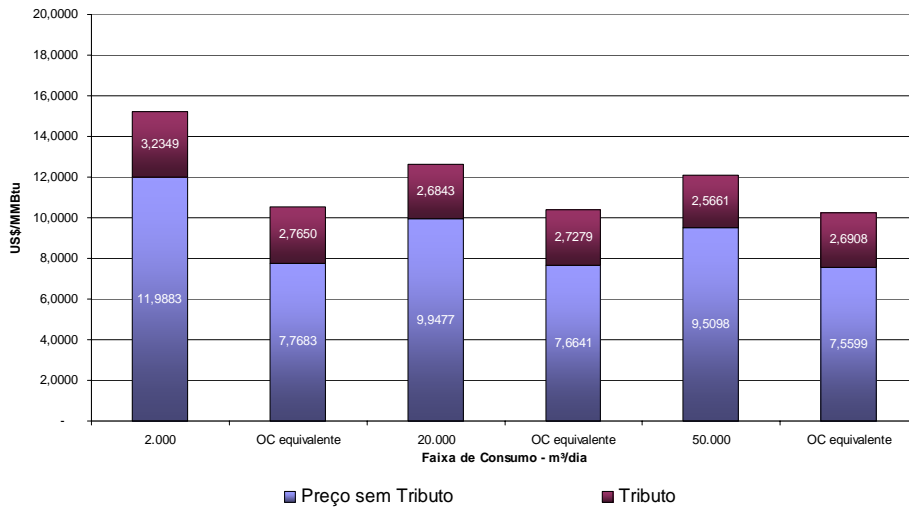
Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg



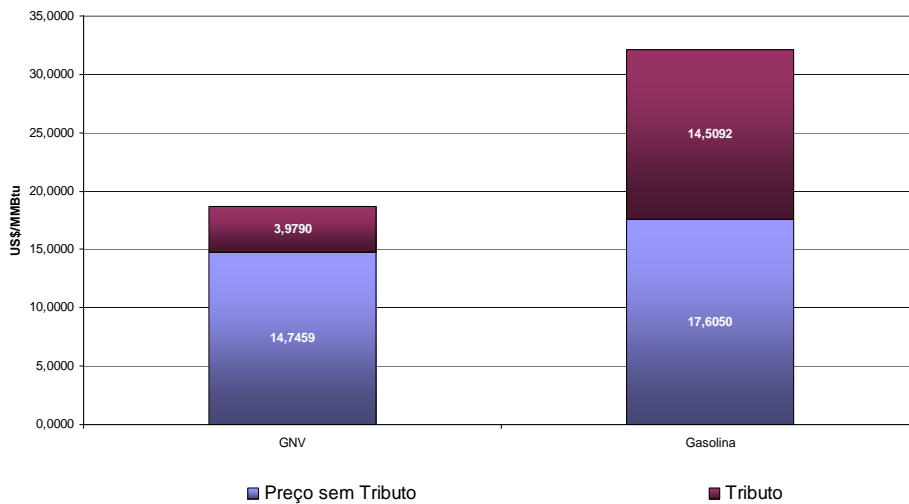
COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

Comparativo de Preços entre Gás Natural Industrial e OCB1 no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2008



No gráfico ao lado, para cada faixa, os preços de gás natural são comparados aos preços de OC a serem pagos pelo consumo de um volume de óleo com energia equivalente ao volume de gás.

Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e Gasolina no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2008



Poder Calorífico Superior (PCS)

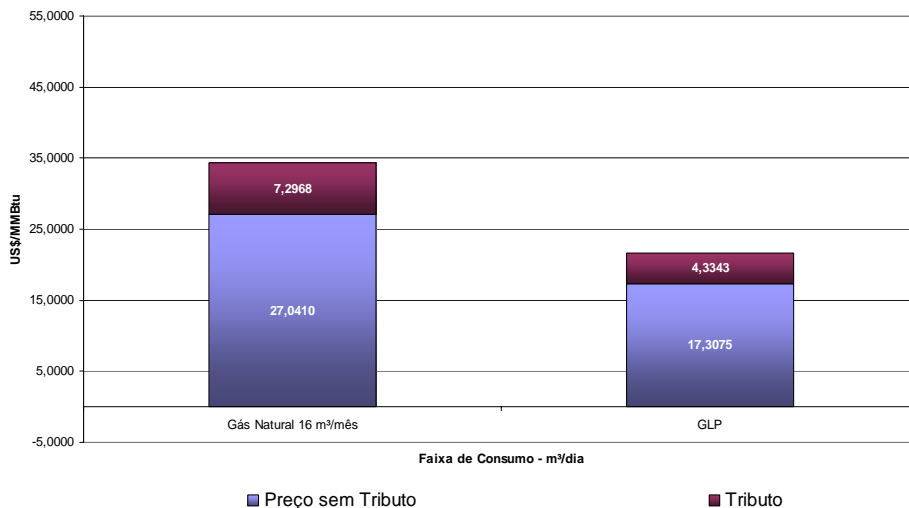
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

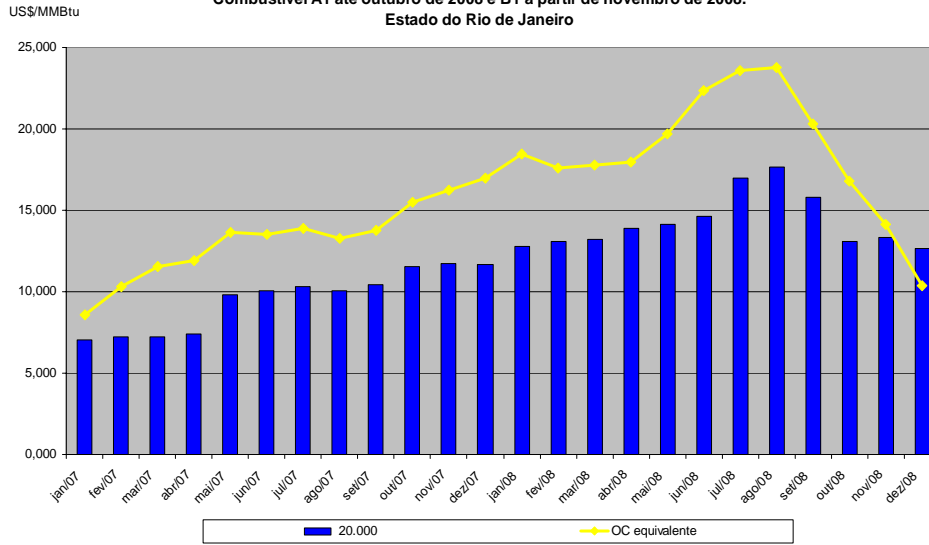
GLP: 11.750 kcal/kg

Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e GLP no Rio de Janeiro
DEZEMBRO DE 2008

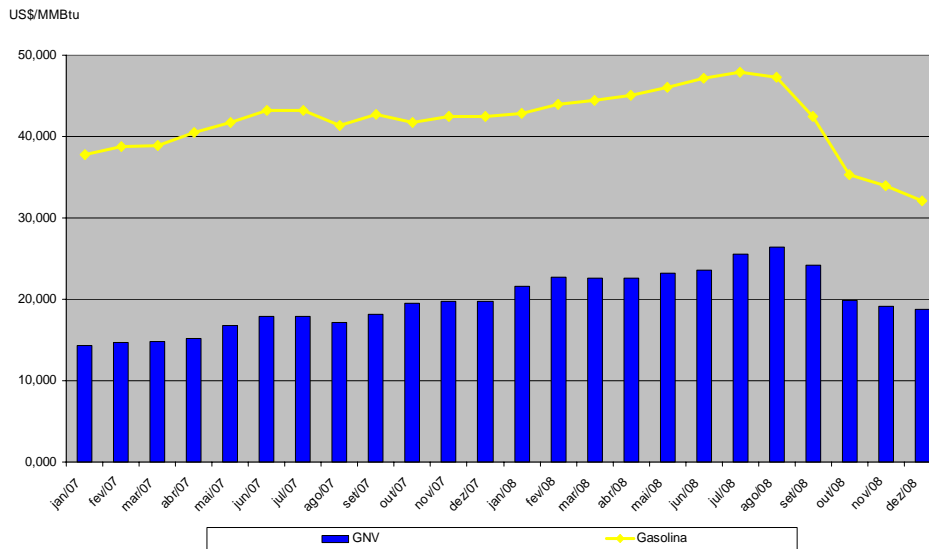


COMPETITIVIDADE DO GÁS NATURAL NO RIO DE JANEIRO (CEG)

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



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



Poder Calorífico Superior (PCS)

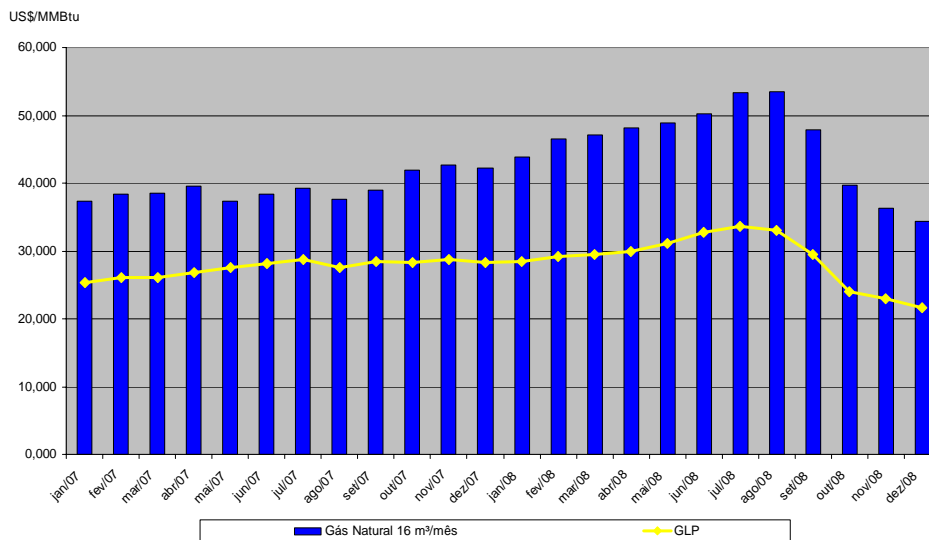
Óleo Combustível: 10.100 kcal/kg

Gasolina: 11.200 kcal/kg

Gás Natural: 9.400 kcal/m³

GLP: 11.750 kcal/kg

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



GASODUTO DE TRANSPORTE EXISTENTE

Gasodutos Existentes no Brasil	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Transportadora - Transpetro⁽¹⁾						
CANDEIAS x ARATU	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Aratu (BA) (Simões Filho)	20,0	12	1	1970
GASEB	Atalaia (SE)	Catu (BA) (Pojuca)	224,0	14	1,3	1974
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	32,0	14	1,2	1975
CANDEIAS x CAMAÇARI	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	37,0	12	1	1981
GASDUC II	Cabunias (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	183,0	16	8,3	1982
LAGOA PARDA x VITÓRIA NORDESTÃO I	Lagoa Parada (ES)	Vitória (ES)	100,0	8	1,4	1983
GASVOL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	424,0	12	2	1985
GASPAL	ESVOL (RJ) (Volta Redonda)	Mauá (SP)	101,0	14 e 18	1,5 e 5,1	1986
SANTIAGO (CATU) x CAMAÇARI	Santiago (BA) (Pojuca)	Camaçari (BA)	325,0	22	2	1988
GASAN	Cubatão (SP)	Camaçari (BA)	32,0	18	2	1992
GASVIT	Serra (ES)	Capuava (SP)	42,0	12	1,3	1993
GASBEL	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	Viana (ES)	46,0	8	0,3	1996
URUCU x COARI - GARSOL(**)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	REGAP (MG)	357,0	16	3,6	1996
GASFOR I	Urucu (AM)	Coari (AM)	281,0	18	0	1998
GASALP	Guamaré (RN)	Pecém (CE)	383,0	10 e 12	2	1999
CANDEIAS x DOW	Pilar (AL)	Cabo (PE)	204,0	12	2,6	2000
Ramal TermoFortaleza (CE) I e II	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Dow Química (BA)	15,0	14	1,5	2002
Ramal Aracati	Fortaleza (CE)	TermoFortaleza (CE)	2,0			2003
Ramal UTE - Pernambuco	Aracati (CE)	Aracati (CE)	7,0			2004
SANTA RITA x SÃO MIGUEL DO TAÍPU	Cabo (PE)	TermoPernambuco	12,0			2004
Acu - Serra do Mel	Santa Rita (PB)	São Miguel do Taípu (PB)	25,0	8	1,3	2005
Catu - Carmópolis - Trecho 02: Itaporanga - Carmópolis	Acu (RN)	Serra do Mel (RN)	31,0	14	2,32	2007
Alalaia - Itaporanga	Itaporanga (SE)	Carmópolis (SE)	67,0	26	12	2007
Carmópolis - Pilar	Alalaia (SE)	Itaporanga (SE)	29,0	14	3,1	2007
DOW (CANDEIAS) ARATU-CAMAÇARI	Carmópolis (SE)	Pilar (AL)	177,0	26	16	2007
Cacimbas - Vitória	Candeias (BA) (São Francisco do Conde)	Camaçari (BA)	28,0	14	1,0	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Trecho Paulínia-Taubaté)	Cacimbas (ES)	Vitória (ES)	130,0	16 - 26	20	2007
CAMPINAS - RIO DE JANEIRO (Taubaté - Japeri)	Paulínia (SP)	Taubaté (SP)	200,0	28	8,6	2007
Cabunias - Vitória (GASCAV)	Taubaté (SP)	Japeri (RJ)	255,0	28	8,6	2008
Catu - Carmópolis - Trecho 01: Catu - Itaporanga	Cabunias (RJ) (Macaé)	Vitória (ES)	303,0	28	20	2008
Terminal Pecém - Gasfor I	Catu (BA) (Pojuca)	Itaporanga (SE)	196,0	26	12	2008
TOTAL - TRANSPETRO	Porto de Pecém/Pier 2 (CE)	Gasoduto Gasfor I (CE)	20,0	20	7	2009
			4.288,0			
Transportadora - TBG⁽²⁾						
Corumbá - Campinas	Corumbá (MS)	Campinas (SP)	1.264,0	32	30,08	1999
Campinas - Guararema	Campinas (SP)	Guararema (SP)	153,0	24	12	1999
Campinas - Araucária	Campinas (SP)	Araucária (PR)	470,2	24	6	2000
Araucária - Biguaçu	Araucária (PR)	Biguaçu (SC)	277,2	20	4,8	2000
Biguaçu - Siderópolis	Biguaçu (SC)	Siderópolis (SC)	179,4	18	2,4	2000
Siderópolis - Porto Alegre	Siderópolis (SC)	Porto Alegre (RS)	249,4	16	1,8	2000
			2.593,2			
Transportadora - TSB⁽³⁾						
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 01)	Divisa com Argentina	Uruguaiana (RS)	25,0	24	12	2000
Uruguaiana - Porto Alegre (Trecho 03)	Canoas (RS)	Pólo Petroquímico de Triunfo (RS)	25,0	24	12	2000
			50,0			
Transportadora Gás Ocidente⁽⁴⁾						
Gasoduto Lateral Cuiabá	Divisa com a Bolívia (San Matías)	Cuiabá (MT)	267,0	18	2,8	2002
			7.198,2			

(1) Transpetro - jan/06

(2) TBG - dez/05

(3) TSB - dez/05

(4) ANP - mai/05

TBG: Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia - Brasil S.A.

TSB: Transportadora Sulbrasileira de Gás

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

** Gasoduto transportando GLP. Irá transportar GN após a conclusão do GLP duto Urucu - Coari

GASODUTOS NO EXTERIOR DEDICADOS À EXPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL AO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (Pol)	Capacidade (MMm³/dia)*	Início de Operação
Trecho Boliviano - GTB⁽¹⁾						
GTB até Chiquitos	Rio Grande (Bolívia)	Est. Chiquitos (Bolívia)	557,0	32	32,34	1999
GTB após Chiquitos	Est. Chiquitos (Bolívia)	Mutum Divisa com o Brasil (GASBOL)		32	30,08	1999
Gas Oriente Boliviano⁽²⁾						
Est. Chiquitos - Brasil	Est. Chiquitos (Bolívia)	Divisa com o Brasil (San Matías)	362,0	18	2,8	2002
Trecho Argentino - TGM⁽³⁾						
Aldea Brasileira - Uruguaiana	Aldea Brasileira (Argentina)	Divisa com o Brasil Eixo do Rio Uruguai	450,0	24	2,8	2000
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 TransBolívia S.A.

* Capacidade líquida de transporte, não inclui o gás natural consumido na movimentação

EVOLUÇÃO DA MALHA DE GÁS NATURAL (KM)

	Até 1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Acumulado	4.004	5.434	5.434	5.716	5.718	5.737	5.762	5.762	6.424	7.002
Realizado no Ano		1.430	0	282	2	19	25	0	662	578

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, jan/09.

AMPLIAÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL DO BRASIL

Gasodutos	Origem	Destino	Extensão (km)	Diâmetro (polegadas)	Capacidade (MM m³/dia)	Km Enterrado	Licenças e Autorizações a Receber	Início da Construção e Montagem	Início de Operação
TOTAL GERAL			2.327,5			673,5			
Malha Nordeste			187,0			0,0			
Pilar - Ipojuca	Pilar (AL)	Ipojuca (PE)	187,0	24	5 a 15	0,0	AC, LO, AO	fev-09 ^(R)	set-10 ^(R)
Malha Sudeste			803,5			39,5			
Caraguatatuba - Taubaté	Caraguatatuba (SP)	Taubaté (SP)	96,0	26	15,0	0,0	LO, AO	jul-08	out-10
GASDUC III	Cabiúnas (RJ) (Macaé)	REDUC (RJ) (Duque de Caxias)	178,5	38	40,0	1,3	LO, AO	jul-08	set-09
GASPAL II	Guararema (SP)	Mauá (SP)	60,0	22	12,0	0,0	LP, LI, AC, LO, AO	set-09 ^(R)	set-10 ^(R)
GASBEL II	Volta Redonda (SP)	Belém (MG)	267,0	16 - 18	6,9	0,0	AC, LO, AO	fev-09 ^(R)	mar-10 ^(R)
GASAN II	Cubatão (SP)	Capuava (SP)	38,0	22	7,0	0,0	LP, LI, AC, LO, AO	set-09 ^(R)	set-10 ^(R)
Paulínia - Jaculíngua	Paulínia (SP)	Jaculíngua (MG)	93,0	14	5,0	10,9	LO, AO	out-08	jul-09
Japeri - Reduc	Japeri (RJ)	REDUC (RJ)	45,0	28	20,0	22,5	LO, AO	mai-08	abr-09 ^(R)
Ramal Terminal Ubu	Gasoduto Cabiúnas - Vitória (ES)	UTG Sul Capixaba (ES)	11,0	10	2,0	0,0		A definir	2009
Terminal Baía Guanabara - REDUC	Terminal Flexível de GNL (Baía de Guanabara) (RJ)	Manifold (Campos Eliseos/Duque de Caxias) (RJ)	Duto terrestre: 4,77 Duto marítimo: 10,26	28	14 a 20	4,8	LO, AO	jan-08	mar-09 ^(R)
GASENE			954,0			251,0			
Cacimbas - Catu	Cacimbas (ES)	Catu (BA) (Pojuca)	954,0	26	20,0	251,0	LO, AO	abr-08	mar-10
Malha Norte			383,0			383,0			
Coari - Manaus	Coari (AM)	Manaus (AM)	383,0	20	10,5	383,0	LO e AO	jul-06	set-09
Gasodutos em estudo									
Urucu - Porto Velho	Urucu (AM)	Porto Velho (RO)	520,0	14	2,3	0,0	LO e AO	A definir	A definir

 GASODUTOS EM CONSTRUÇÃO

(R) Datas Revisadas neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, jan/09.

LP: Licença de Operação

LI: Licença de Instalação

LO: Licença de Operação

AC: Autorização de Construção

AO: Autorização de Operação

TERMINAL DE REGAISEFICAÇÃO DE GÁS NATURAL	Capacidade (MM m³/dia)	LICENÇAS E AUTORIZAÇÕES A RECEBER	CONCLUSÃO DAS OBRAS	INÍCIO DE OPERAÇÃO
BAÍA DE GUANABARA – RJ	14	LO, AO	jan-09	abr-09 ^(R)
PORTO DE PECÉM - CE	6	AO	out-08 ^(R)	jan-09 ^(R)

(R) Datas Revisadas neste boletim

Fonte: Sala de monitoramento do DGN/MME, jan/09.

DESTAQUES DO PROGRAMA DE ACELERAÇÃO DO CRESCIMENTO (PAC) NA ÁREA DE GÁS NATURAL

Durante o mês de dezembro de 2008 foram emitidas duas licenças de Instalação (LI) referentes aos projetos do gasoduto GASBEL II e do gasoduto Sul Capixaba, que integram o escoamento de gás natural da UTG Sul Capixaba.

Destacam-se ainda nos meses de Dezembro de 2008 e Janeiro de 2009:

- 22/01/09 - Início da produção da plataforma P-51 (Campo de Marlim Sul Módulo 1)
- 05/01/09 - Saída do FPSO Cidade de São Mateus (Camarupim – ESS 164)
- 01/01/09 - Chegada do FPSO Cidade de Niterói (Campo de Marlim Leste Mod.2 – Área de Jabuti)
- 31/12/08 - Conclusão da Unidade de Compressão da UTG – Cubatão (Plangas – RPBC)
- 16/12/08 - Chegada do FPSO Espírito Santo no Brasil (Parque das Conchas)

Informações sobre o andamento das obras dos gasodutos até dez/2008:

- Gasoduto Japeri – Reduc
 - Realizado o abaixamento de 22,5 km de tubos, de um total de 45 km
- Gasoduto Cacimbas – Catu
 - Realizado o abaixamento de 251 km de tubos, de um total de 954 km
- Gasoduto Coari – Manaus
 - Enterramento de 383 km de tubo, de um total de 383 km
- Gasoduto Paulínia - Jacutinga
 - Enterramento de 10,9 km de tubo, de um total de 93 km
- Gasoduto GASDUC III
 - Enterramento de 1,3 km de tubo, de um total de 178,5 km
 - Túnel: Continua a escavação com avanço de 400 m.

Fonte: Sala de Monitoramento do DGN / MME, jan/2009.

ANDAMENTO DE PROJETOS DE LEI

Tramitação na Câmara Federal

Em 06/11/2007, foi aprovada a redação final do PL 6.673/06 por unanimidade;

Em 09/11/2007 o projeto foi enviado ao Senado por meio do Ofício de nº 653/07/PS-GSE.

Tramitação no Senado Federal

Em 12/11/2007, o projeto foi protocolado na Casa sob o número SF PLC 90/2007;

Em 14/11/2007, o projeto foi encaminhado à CCJ – Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania;

Em 16/11/2007, foi designado o Senador Jarbas Vasconcelos como relator da matéria;

Em 20/05/2008, o relator, Senador Jarbas Vasconcelos, apresentou parecer com proposta de alteração dos artigos 2º, 3º, 27, 36, 55 e 56, além de pequenos ajustes de redação.

Em 02/07/2008, quando seria votado o parecer do relator, o Senador Aloísio Mercadante apresentou voto em separado, mas retirou-o em seguida. Acordou-se que a matéria seria apreciada posteriormente.

Em 09/07/2008, o Senador Tasso Jereissati apresentou cinco emendas ao projeto, propondo alterações nos artigos 4º, 12, 36, 38 e 50.

Situação Atual:

- Em 25/11/2008, após uma série de reuniões coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia, os principais agentes da indústria de gás natural firmaram acordo estabelecendo o entendimento de consenso sobre os princípios que deveriam balizar o novo marco regulatório. Os termos do acordo foram levados ao conhecimento do Senado Federal, com o objetivo de acelerar a tramitação do projeto.
- Em 04/12/2008, o projeto foi aprovado pela CCJ do Senado Federal com 10 emendas que incorporaram integralmente o acordo firmado pelos agentes. No mesmo dia, tramitando em regime de urgência, o projeto foi aprovado pelo plenário e encaminhado à Câmara dos Deputados;
- Em 11/12/2008, as modificações aprovadas no Senado Federal foram aprovadas também na Câmara dos Deputados e o projeto irá à sanção presidencial.

Fonte: Câmara dos Deputados e Senado Federal, jan/2009.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Unidades produtoras	Município (UF)	Início de operação	2006						2007				
			Capacidade de processamento (mil m³/dia)	Gás Processado (mil m³/dia)	Gás Absorvido (mil m³/dia)	Gás Seco (Residual) (mil m³/dia)	C5+ (m³/dia)	GLP (ton/dia)	Gás Processado (mil m³/dia)	Gás Absorvido (mil m³/dia)	Gás Seco (Residual) (mil m³/dia)	C5+ (m³/dia)	GLP (ton/dia)
Total			48.080,0	36.665,8	3.706,2	32.680,9	1.157,1	2.706,6	36.170,1	3.547,8	32.308,7	1.017,7	2.656,3
UPGN Urucu I	Coari (AM)	1993	600,0	644,6	30,2	614,4	11,7	56,5	664,9	31,4	633,5	12,1	58,7
UPGN Urucu II	Coari (AM)	2000	6.000,0	5.003,5	423,8	4.579,6	175,9	785,7	5.561,7	455,8	5.105,8	208,7	835,4
UPGN Urucu III	Coari (AM)	2004	3.000,0	2.881,0	243,5	2.637,5	106,2	449,0	3.104,9	263,5	2.841,4	117,0	484,9
UPGN LUBNOR	Fortaleza (CE)	1987	350,0	210,8	16,2	186,4	-	-	153,8	9,6	137,5	9,7	19,5
UPGN Guamaré I	Guamaré (RN)	1985	2.000,0	1.027,8	92,8	935,0	95,2	146,6	863,4	80,3	783,1	81,8	131,2
UPGN Guamaré II	Guamaré (RN)	2001	2.000,0	1.238,2	107,8	1.130,4	104,7	177,8	1.111,3	107,2	1.004,1	92,4	182,4
UPGN Guamaré III	Guamaré (RN)	2006	2.000,0	1.153,7	91,4	1.062,3	82,8	157,2	1.317,6	102,0	1.215,6	81,9	177,5
UPGN Pilar	Pilar (AL)	2003	1.800,0	1.864,1	80,9	1.783,0	91,1	125,7	1.729,8	71,9	1.657,9	80,9	111,8
UPGN Atalaia	Aracaju (SE)	1981	2.800,0	2.683,1	185,7	2.497,4	169,7	299,8	2.584,3	179,3	2.405,0	169,3	287,9
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	1989	350,0										
UPGN Candeias	Candeias (BA)	1972	1.980,0	2.328,2	108,1	2.207,8	-	-	2.063,4	82,0	1.970,8	-	-
UPGN Catu	Pojuca (BA)	1962	1.400,0	1.281,7	61,6	1.161,2	-	-	1.374,9	66,5	1.231,7	-	-
URGN-3 Bahia	Pojuca (BA)	2005	2.500,0	2.212,0	151,8	2.060,2	-	-	1.808,2	117,5	1.690,7	-	-
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	1983	400,0	66,7	1,5	65,2	4,0	1,4	105,7	5,7	128,1	6,5	9,7
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)	2003	1.500,0	1.118,3	4,4	1.113,9	18,9	-	936,9	1,6	935,3	6,1	-
UPGN-U-2500-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1983	2.500,0	1.509,5	217,4	1.306,4	156,5	316,2	784,5	93,4	688,1	75,9	142,8
UPGN-U-2600-REDUC	Duque de Caxias (RJ)	1987	2.000,0	1.122,3	96,6	936,1	124,9	133,3	786,4	80,0	700,3	65,5	162,9
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	3.500,0	326,1	30,7	270,8	-	-	1.111,6	101,0	932,7	-	-
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	1987	600,0	399,0	20,8	367,6	15,5	57,4	369,8	18,8	333,8	10,1	51,8
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)	2002	5.400,0	4.698,7	833,4	3.836,7	-	-	4.787,4	837,7	3.861,7	-	-
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)	2004	5.400,0	4.896,6	907,8	3.929,0	-	-	4.949,6	842,4	4.051,7	-	-

Fontes:

Petrobras Abast e E&P.

Início de operação e capacidade de processamento: ANP/SRP, conforme a Portaria ANP n.º 28/99.

Nota:

Todo o gás rico da UPGN de Carmópolis é processado na UPGN de Atalaia.

CONVERSÕES DE UNIDADES — VALORES TÍPICOS*

1 BCF (bilhão de pés cúbicos)	0,028 BCM (bilhões m³)
1 TCF (trilhão de pés cúbicos)	28,32 BCM (bilhões m³)
1 MMBTU	26,81 m³
1 Mtpa (milhão de tonelada por ano de GNL)	3,60 milhões m³/dia de gás natural
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Combinado)	4,50 milhões m³/dia
1.000 MW capacidade instalada (Ciclo Aberto)	7,00 milhões m³/dia

* Considerações:

Poder calorífico do gás natural: 9.400 kcal/m³

GNL: Conversão de volume 600:1 e densidade 0,46 kg/m³;

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

ACOMPANHAMENTO DO TERMO DE COMPROMISSO (TC)

ANO		2009	2009	2010	a partir de 2010
SEMESTRE		1º Sem	2º Sem	1º Sem	2º Sem
SECO	CCBS (Euzébio Rocha)	0	0	193	193
	Eletrobolt (Barbosa Lima Sobrinho)	325	325	325	325
	Ibiritermo (Aureliano Chaves)	0	212	212	212
	Juiz de Fora	79	79	79	79
	Norte Fluminense - Preço 1	400	400	400	400
	Norte Fluminense - Preço 2	100	100	100	100
	Norte Fluminense - Preço 3	200	200	200	200
	Norte Fluminense - Preço 4	85	85	85	85
	Nova Piratininga (Fernando Gasparian)	261	261	522	522
	Piratininga 1 e 2 (óleo)	0	0	0	0
	Piratininga 3 e 4 (óleo)	260	260	260	260
	Macaé Merchant (Mário Lago)	885	885	885	885
	Termorio Total (Gov. Leonel Brizola)	998	998	998	998
Três Lagoas (Luís Carlos Prestes)	191	191	191	191	
TOTAL	3.784	3.996	4.450	4.450	
S	Araucária	230	230	458	458
	Canoas (Sepé Tiaraju)	153	153	153	153
	TOTAL	383	383	611	611
NE	FAFEN (Rômulo Almeida)	125	125	125	125
	Fortaleza	327	327	327	327
	Termobahia (Celso Furtado)	150	150	150	150
	Termo Ceará (S. C. Jereissati)	217	217	217	217
	Termo Pernambuco	494	494	494	494
	Vale do Açu (Jesus Soares Pereira)	285	285	285	285
	TOTAL	1.597	1.597	1.597	1.597
TOTAL GERAL		5.765	5.977	6.659	6.659

CVUS DAS TÉRMICAS DO TC

UTE's a gás natural integrantes do TC	Custo Variável (R\$/MWh)
REGIÃO SE/CO	
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - TC	139,23
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - Teste	149,67
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) - Leilão	152,43
Aureliano Chaves (Ibiritermo)	77,46
Juiz de Fora	150,00
Norte Fluminense - Patamar 1	37,80
Norte Fluminense - Patamar 2	51,93
Norte Fluminense - Patamar 3	90,69
Norte Fluminense - Patamar 4	131,68
Fernando Gasparian (Nova Piratininga)	180,00
Mário Lago (Macaé Merchant)	253,83
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - Leilão	118,32
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - Teste	147,56
Gov. Leonel Brizola (Termorio) - TC	214,48
Luís Carlos Prestes (Três Lagoas) - Teste	140,34
Luís Carlos Prestes (Três Lagoas) - Leilão	100,08
REGIÃO SUL	
Araucária	219,00
Sepé Tiaraju (Canoas) - (gás natural)	385,22
REGIÃO NE	
Rômulo Almeida (FAFEN-BA)	188,15
Termofortaleza	80,65
Celso Furtado (Termobahia)	204,43
Termo Ceará (Sen. C. Jereissati)	492,29
Termo Ceará (Sen. C. Jereissati) - Leilão	171,92
Termo Pernambuco	70,16
Jesus Soares Pereira (Termoaçu)	287,83

Fonte: ONS, Fax-Preço semana operativa - 24/01/2009 a 30/01/2009

EVOLUÇÃO DO CMO(R\$/MWh)

Semana	CMO SE-CO	CMO S	CMO NE
29/11/2008 a 05/12/2008	95,08	94,88	95,08
06/12/2008 a 12/12/2008	104,2	104,2	104,2
13/12/2008 a 19/12/2008	115,29	115,29	115,29
20/12/2008 a 26/12/2008	92,28	92,28	92,28
27/12/2008 a 02/01/2009	76,51	76,51	76,51
03/01/2009 a 09/01/2009	41,95	15,34	15,34
10/01/2009 a 16/01/2009	67,69	67,69	34,46
17/01/2009 a 23/01/2009	139,80	139,80	96,45
24/01/2009 a 30/01/2009	111,54	111,54	80,66

Fonte: ONS, janeiro 2009.

NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS

