

Gás Natural

*Por Larissa Resende**

A) DADOS GERAIS[18]

No mês de janeiro, a produção nacional de gás natural sofreu queda de 0,8% se comparado ao mês de dezembro, fechando em 112,4 MMm³/dia de gás produzido, 2,3% acima da produção do mesmo período de 2017.

Sendo impactado não apenas pelo declínio da produção nacional, mas também pelo aumento do volume de gás produzido que se tornou indisponível ao mercado, a oferta de gás nacional sofreu queda de 6,7% se comparada a esse montante em dezembro, sendo colocado no mercado 60,8 MMm³/dia de gás natural.

Apresentando uma queda ainda mais representativa, o consumo de gás natural no mês janeiro reduziu em 12,7%, sendo consumido um total de 76,9MMm³/dia, frente ao consumo de 88,1MMm³/dia em dezembro.

Como consequência, sofreu decréscimo também a importação do combustível, que fechou o mês de janeiro em 21,7MMm³/dia, 19,6% abaixo do importado no mês anterior. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Produção Nacional	112,4	**-0,8%**	2,3%		113,4	109,9
Oferta de gás nacional	60,8	**-6,7%**	2,7%		65,1	59,2
Importação	21,7	**-19,6%**	32,5%		27,0	16,4
Consumo	76,9	**-12,7%**	6,8%		88,1	72,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

[18] Os dados do mês de janeiro explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural de Janeiro de 2018 do MME, disponível no link http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2018.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural nacional no mês de janeiro foi de 112,4MMm³/dia, 1,0MMm³/dia abaixo do produzido em dezembro e 2,5MMm³/dia acima da produção do mesmo período do ano anterior. Em relação a parcela total de gás que ficou indisponível ao mercado, enquanto que a absorção em UPGN's sofreu queda 4,7%, o volume reinjetado apresentou aumento de 12,5%, o gás perdido em queima de 3,9% e o consumo interno em E&P fechou com aumento de 1,1%, resultando em um acréscimo de 7,1% no volume de gás produzido que se tornou indisponível ao mercado, se comparado ao período anterior. O percentual de oferta de gás nacional comparado a produção bruta foi de 54,1%, enquanto que em dezembro essa proporção foi de 57,5%. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

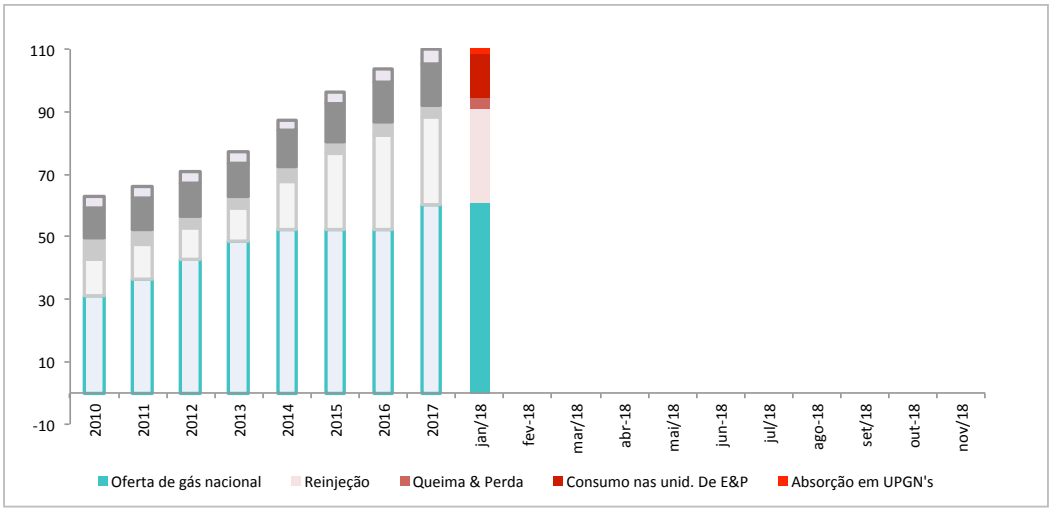
Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Prod. Nacional Bruta		112,4	**-0,8%**	2,3%		113,4	109,9
Produção Indisponível	Reinjeção	30,0	12,5%	7,3%		26,7	28,0
	Queima	4,0	3,9%	**-6,1%**		3,9	4,3
	Consumo interno em E&P	13,3	1,1%	**-1,4%**		13,2	13,5
	Absorção em UPGN's	4,3	**-4,7%**	**-14,5%**		4,5	5,0
	Subtotal	51,7	7,1%	1,7%		48,2	50,8
Oferta de gás nacional		**60,8**	**-6,7%**	2,7%		**65,1**	**59,2**
Ofert nacional/Prod. Bruta		54,1%	**-5,9%**	0,5%		57,5%	53,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A evolução da produção nacional bruta nos últimos oito anos se encontra apresentada no Gráfico 3.1. Embora o aumento na oferta de gás nacional seja visível nos últimos anos, o crescimento no volume reinjetado de gás a partir de 2013 também é bastante expressivo, resultado do forte aumento da produção de gás natural associado advindos do pré-sal e do desafio de sua monetização.

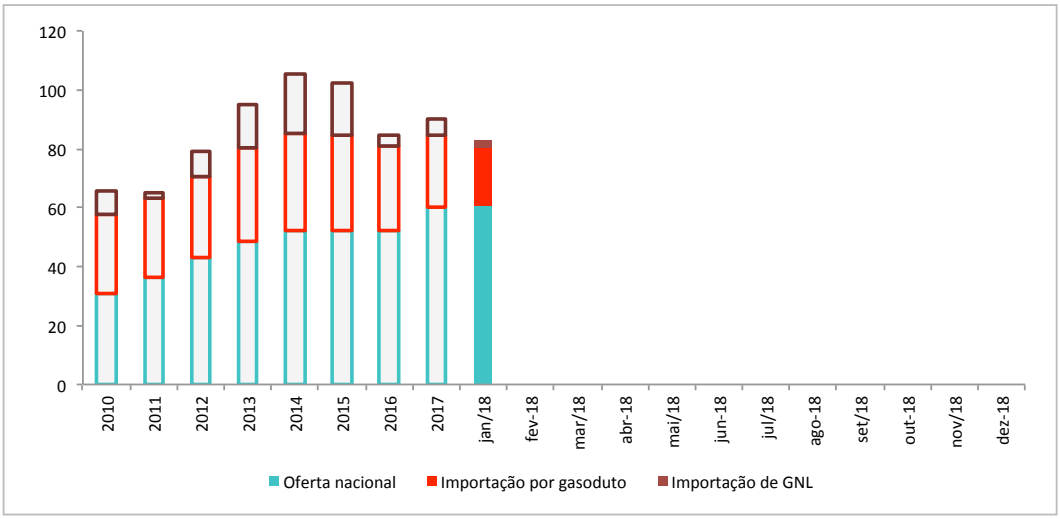
Gráfico 3.1: Produção nacional bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

A oferta de gás natural no Brasil nos últimos anos foi desfragmentada e se encontra no Gráfico 3.2, onde é possível observar que, ao passo que o volume de gás natural ofertado internamente vem apresentando aumento ao longo dos anos, a importação média via gasoduto vem apresentando queda desde 2015. Impactado pelo crescimento da produção doméstica de gás nacional, além do nível mais cheios dos reservatórios de hidrelétricas, o montante de gás regaseficado sofreu forte queda, sobretudo nos dois últimos anos, o que gerou, inclusive, paralização da regaseificação de GNL na costa do Rio de Janeiro no fim de 2016, onde a produção do pré-sal é escoada.

Gráfico 3.2: Oferta de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Analisando o volume de gás natural importado em janeiro, que se encontra apresentado na Tabela 3.3, é possível observar retração de 21,4% (ou 5,3 MMm³/dia) no volume de gás natural importado via gasoduto, enquanto que o volume de gás reinjetado se manteve constante, resultando em um volume total importado de 21,7 MMm³/dia – 19,6% abaixo daquele volume importado em dezembro e 32,5% acima daquele em janeiro de 2017.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Gasoduto	19,5	-21,4%	34,0%		24,8	14,5
GNL	2,3	-0,4%	21,0%		2,3	1,9
Total	21,7	-19,6%	32,5%		27,0	16,4

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação a importação de GNL por parte da Petrobras, a estatal recebeu autorização para continuar importando o combustível por mais três anos, para atendimento ao mercado brasileiro, exceto na região Norte e estado do Mato Grosso. Tendo em vista que a autorização se encerraria no último mês de janeiro, a importação de GNL no volume de até 25,0MMm³/dia será possível até 2021.

C) CONSUMO

O consumo médio de gás natural em janeiro apresentou retração de 11,2MMm³/dia (12,7%) se comparado ao mês anterior, fechando em 76,9MMm³/dia. Apresentando queda no terceiro mês consecutivo, o principal responsável pela queda no consumo de gás natural foi o setor elétrico, que apresentou 10,8MMm³/dia (28,1%) de diminuição em sua demanda, seguido do segmento automotivo, residencial e de cogeração, que tiveram decréscimo de 0,6MMm³/dia, 0,2MMm³/dia e 0,1MMm³/dia, respectivamente. O seguimento industrial apresentou crescimento de 0,5MMm³/dia, onde foram consumidos 38,6MMm³/dia de gás natural. O consumo do segmento comercial se manteve estável, em 0,8MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Industrial	38,6	1,4%	0,1%		38,1	38,6
Automotivo	5,5	-10,0%	5,4%		6,1	5,2
Residencial	1,0	-19,2%	19,8%		1,2	0,8
Comercial	0,8	-10,7%	11,9%		0,8	0,7
GEE	27,6	-28,1%	16,3%		38,4	23,7
Cogeração	2,9	-2,3%	16,4%		3,0	2,5
Total	76,9	-12,7%	6,8%		88,1	72,0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

O preço do gás natural no mercado internacional sofreu aumento, fazendo com que os preços atingissem seu maior patamar dos últimos doze meses, não só no Henry Hub, mas também nos mercados europeu e japonês, que fecharam em 7,6US$/MMBTU e 8,7US$/MMBTU, respectivamente.

Em decorrência das condições meteorológicas extremas, que fez com que os americanos passassem por muitas dificuldades em função do frio e necessitassem de mais aquecimento, o Henry Hub apresentou aumento expressivo de 39,9%, passando de 2,8US$/MMBTU no mês de dezembro para 3,9US$/MMBTU em janeiro, que acabou por obrigar empresas americanas importassem o produto russo.

Já o preço do National Balancing Point (NBP/UK) apresentou queda de 3,1%, sendo cotado no mês de janeiro a 7,4US$/MMBTU, 0,8US$/MMBTU cima deste preço no mesmo período do ano de 2017. O GNL foi entregue no mercado japonês a 11,0US$/MMBTU, que representa crescimento de 7,7% em relação ao gás entregue no mês de dezembro e 34,1% acima daquele no mesmo período do ano anterior.

Já o preço do gás importado no mercado nacional, na contramão do ocorrido no período anterior, acompanhou a alta do mercado internacional. O GNL foi entregue em janeiro, na média, a 7,3US$/MMBTU, aumento de 5,2% se comparado ao mês de dezembro, e o gás boliviano foi entregue a 6,3US$/MMBTU, aumento de 6,2%, como pode ser visto na Tabela 3.5.

Em relação ao preço do gás natural comercializado internamente, enquanto que o gás entregue da Petrobras para as distribuidoras (*city gate*) apresentou queda de 3,5%, passando do valor de 7,3US$/MMBTU para 7,0US$/MMBTU, o preço do gás natural no programa prioritário termelétrico (PPT) manteve estável a 4,2US$/MMBTU.

O preço do combustível fixado no PPT tem feito com que a Petrobras esteja preferindo pagar multas, por exemplo com o ocorrido com a usina térmica Termofortaleza (CE) nos primeiros meses de 2018, do que fornecer o gás a esse preço defasado, o que levanta preocupação com o que pode acontecer caso isso também venha a ocorrer com mais de 5GW em usinas do PPT, criado em 2000.

Já o gás natural entregue das distribuidoras ao consumidor final, enquanto este apresentou queda no segmento automotivo, sendo o GNV comercializado, na média, a 14,4US$/MMBTU – queda de 26,6% em relação a dezembro e menor valor dos últimos doze meses, o gás natural entregue ao consumidor industrial bateu o recorde dos últimos doze meses, sendo comercializado entre 14,1 a 16,4US$/MMBTU - aumento de 6,1% no patamar de consumo de 50.000m³/dia, como pode ser observado na Tabela 3.5.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBTU)

		jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	12 meses	dez-17	jan-17
Henry Hub		3,9	39,9%	16,5%		2,8	3,3
Europa		7,6	16,0%	36,2%		6,5	5,6
Japão		8,7	12,5%	19,2%		7,8	7,3
NBP*		7,4	-3,1%	12,6%		7,7	6,6
GNL no Japão		11,0	7,7%	34,1%		10,2	8,2
GNL no Brasil		7,3	5,2%	-14,2%		6,9	8,5
Gás Importado no Brasil **		6,3	6,2%	16,0%		5,9	5,4
PPT ***		4,2	1,1%	-0,7%		4,2	4,3
No City Gate		7,0	-3,5%	6,5%		7,3	6,6
Preços das distribuidora ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	14,4	-26,6%	-28,3%		19,6	20,1
	Indústria - 2.000 m³/dia ****	16,4	4,7%	21,5%		15,7	13,5
	Indústria - 20.000 m³/dia ****	14,5	5,9%	18,6%		13,7	12,3
	Indústria - 50.000 m³/dia ****	14,1	6,1%	21,9%		13,2	11,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia
* National Balancing Point (UK) ** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)
*** não inclui impostos **** preços c/ impostos em US$/MMBTU

E) PRÉVIA – FEVEREIRO 2018[19]

No mês de fevereiro de 2018 a produção de gás natural nacional foi de 110MMm³/dia, redução de 2,3% se comparado ao mês de janeiro e aumento de 3,0% se comparado ao mesmo período do ano anterior. A produção da Petrobras foi de 80,5MMm³/dia, 2,3% acima de sua produção de janeiro, em decorrência do aumento da produção em campos do Amazonas em função do término da manutenção no sistema de compressão.

Dos 110MMm³/dia produzidos nacionalmente, 83,5% foi oriundo dos 704 poços em campos marítimos, sendo 83 poços no pré-sal responsáveis pela produção de 56MMm³/dia. A produção excedente, 16,5%, adveio de 6.994 poços em campos terrestres, sendo 4,0 MMm³/dia de gás produzido em bacias maduras terrestres (campos/TLDs das bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) e 0,9 MMm³/dia em campos de acumulações marginais, sendo o Campo de Rio Ipiranga o maior produtor.

[19] Os dados explorados nesta seção foram obtidos no Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de Fevereiro de 2018 da ANP, disponível no link http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural.

Em relação a produção de gás natural que ficou indisponível ao mercado no mês de fevereiro, 3% (3,6MMm³/dia) foi perdido em queima, 30% foi reinjetado e 12% foi consumido internamente, tornando disponível no mercado um volume de 60,5MMm³/dia, tendo a queima reduzido em 10,5% se comparado ao mês de janeiro.

F) FUTURO

Mesmo com outorga da usina revogada, e após a desistência da americana New Fortress Energy, a americana ExxonMobil segue na tentativa de viabilizar o projeto termelétrico Rio Grande, originária do grupo Bolognesi, junto a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). A interessada já possui pré-contratos dos fornecedores e da empresa construtora garantida, e pretende assumir todos os compromissos da termelétrica, que terá 1,2GW de capacidade instalada conectada a um terminal de regaseificação de gás natural, que tem potencial de livrar a dependência do Rio Grande do Sul da atual dependência do gás boliviano. O projeto de geração foi contratado em um leilão em 2014, que tinha previsão de entrada em operação em 2019.

Dando fôlego para a retomada do setor gasífero brasileiro, as negociações entre a Petrobras e o consórcio formado pela chinesa Shandong Kerui e a Método Engenharia chegaram ao fim com o fechamento do contrato para conclusão da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj). A UPGN tem grande importância para viabilização da produção do gás natural oriundo da Bacia de Santos, que após processada será escoada para a Refinaria Duque de Caxias por meio do Gasoduto Rota 3.

Após indícios de que a regulação nacional para o mercado livre de gás sairia do projeto do governo que visa modificar o marco regulatório do gás natural, que reforçou a descrença do mercado de que a aprovação da nova lei terá sucesso em um ano eleitoral, o relator da Lei do Gás deixa comissão em meados de abril, atrasando ainda mais a tramitação do projeto, que diz ser uma das prioridades do governo na área de energia em 2018.