

Gás Natural

Por Larissa Resende

A) DADOS GERAIS[13]

A produção nacional de gás natural no mês de fevereiro sofreu queda de 2,3% se comparado ao mês de janeiro, fechando com uma produção de 109,8 MMm³/dia, 3,0% acima da produção do mesmo período de 2017.

Pelo segundo mês consecutivo, a oferta de gás nacional sofreu queda, dessa vez de 8,7%, onde foi colocado no mercado um volume de 55,5 MMm³/dia de gás. Em relação ao mesmo período de 2017, a oferta atual ficou 2,9% abaixo.

O consumo de gás natural apresentou declínio de 2,0% em relação a janeiro, sendo consumido um total de 75,8 MMm³/dia, que se encontra em 6,0% acima do registrado no mesmo período do ano anterior.

Como consequência da queda na oferta de gás nacional relativamente maior se comparada a queda na demanda por gás, a importação do energético apresentou aumento de 14,7%, passando de um volume importado de 21,7 MMm³/dia em janeiro para 24,9 MMm³/dia em fevereiro – 30,0% superior à importação de fevereiro de 2017. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Produção Nacional	109,8	-2,3%	3,0%		112,4	106,6
Oferta de gás nacional	55,5	-8,7%	-2,9%		60,8	57,1
Importação	24,9	14,7%	30,0%		21,7	19,2
Consumo	75,8	-2,0%	6,0%		77,4	71,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

[13] Os dados do mês de fevereiro explorados neste capítulo foram obtidos no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural 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.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A produção bruta de gás natural no Brasil passou de 112,4 MMm³/dia no mês de janeiro para 109,8 MMm³/dia em fevereiro, apresentando queda pelo quarto mês consecutivo. Onde é válido mencionar que a produção de gás brasileiro no mês de julho de 2017 chegou a 115,0 MMm³/dia. Em relação a parcela total de gás que ficou indisponível ao mercado, enquanto a queima apresentou queda de 10,4%, todas as demais parcelas de gás indisponível apresentaram aumento: 9,5% na reinjeção, 5,2% na absorção em UPGN's e 0,4% no consumo interno. Não apenas o volume reinjetado apresentou o maior montante dos últimos doze meses, representando 30,0% da produção total, mas também o volume total de gás indisponível, percentual de 49,5% de todo o gás produzido. Maiores detalhes se encontram apresentados na Tabela 3.2.

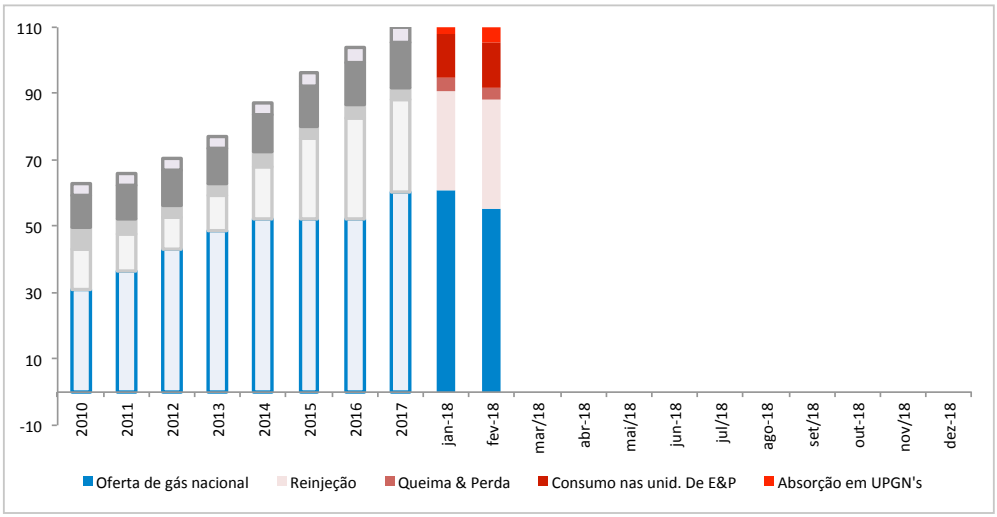
Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Prod. Nacional Bruta		109,8	-2,3%	3,0%		112,4	106,6
Produção Indisponível	Reinjeção	32,9	9,5%	20,1%		30,0	27,4
	Queima	3,6	-10,4%	-9,1%		4,0	4,0
	Consumo interno em E&P	13,4	0,4%	-1,8%		13,3	13,6
	Absorção em UPGN's	4,5	5,2%	-2,0%		4,3	4,6
	Subtotal	54,4	5,2%	9,7%		51,7	49,5
Oferta de gás nacional		**55,5**	-8,7%	-2,9%		**60,8**	**57,1**
Ofert nacional/Prod. Bruta		50,5%	-6,6%	-5,7%		54,1%	53,6%

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao se analisar o Gráfico 3.1, é possível observar a estabilização do volume de gás natural produzido nos primeiros dois meses de 2018 frente à média de 2017, onde é válido destacar o crescimento da parcela de gás reinjetado.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Existe uma dúvida acerca da capacidade de reinjeção do gás nos projetos offshore, onde o plano do consórcio liderado pela Petrobras para o futuro campo que será delimitado em Libra – que tem um teor de CO2 da ordem de 25% do volume de gás - que seja reinjetado 100% do gás produzido até que se encontre solução para viabilização do escoamento e tratamento do energético. Onde não apenas o investimento em infraestrutura é um agravante, mas o tratamento da molécula.

Com intuito de financiar a expansão do sistema de gasodutos de transporte e escoamento de gás natural no país, proposta de criação do "Dutogas", fundo de financiamento incluído e aprovado no relatório final da Medida Provisória 814, vai para o plenário da Câmara. Segundo o documento, os recursos, que viriam de receitas da comercialização de petróleo e gás natural do pagamento de uso de gasodutos existentes e de lucros da utilização dos novos dutos, seriam usados para financiar a implantação, manutenção, operação e administração dos dutos, cuja administração do fundo ficaria a cargo da ANP. Dado as características de investimentos em capital intensivo, a ideia seria que o fundo inicialmente dependesse do Fundo Social do pré-sal, até que os gasodutos fossem viabilizados comercialmente pelo uso, que levaria cerca de 5 a 10 anos.

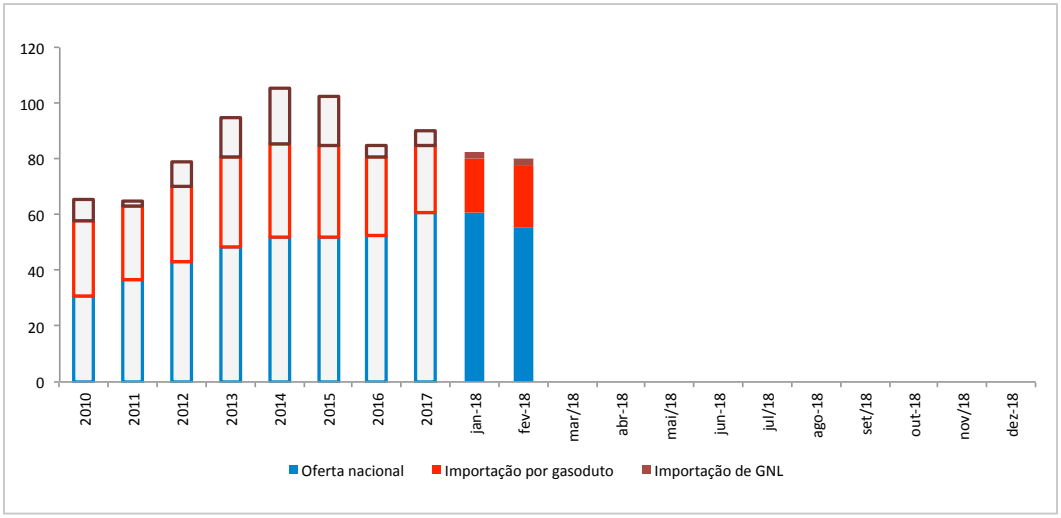
A problemática de infraestruturas não apenas atinge o Brasil, mas também está atingindo o campo de petróleo mais produtivo dos Estados Unidos. A falta de gasodutos para escoar gás na Bacia do Permiano, no Texas, está criando um problema para os perfuradores, que serão obrigados a diminuir a produção de petróleo caso não consigam colocar o gás no mercado. Embora os reguladores não permitam a queima indefinidamente do gás, essa é uma estratégia que vem sendo adotada para destravar o subproduto que vem ficando preso na bacia, principalmente em época de primavera, onde o clima mais ameno limita a demanda pelo combustível de aquecimento.

Analisando a oferta de gás natural no Brasil nos últimos anos, que se encontra apresentada no Gráfico 3.2, é possível observar uma queda na oferta interna de gás não só em relação ao mês de janeiro, mas também em relação à média dos cinco anos anteriores. Aqui cabe mencionar que essa redução na oferta acompanha a redução na demanda interna por gás, uma vez que existe grande capacidade ociosa nos terminais de regaseificação brasileiros e que as importações de gás boliviano estão abaixo do limite de capacidade dos contratos.

Nesse ponto, coincidindo com o início do vencimento do contrato de importação de gás natural da Bolívia, a chamada pública para contratação de capacidade no Gasbol ficará para o fim do ano, onde o resultado deverá ser divulgado no primeiro semestre do ano que vem.

Desfragmentando o volume de gás natural importado em fevereiro, que superou a importação do mês anterior em 3,2 MMm³/dia, é possível observar aumento de 15,7% (ou 3,1 MMm³/dia) no volume de gás natural importado via GASBOL, enquanto que o volume de gás regaseificado apresentou crescimento de 5,3% (ou 0,1 MMm³/dia). Comparado ao volume importado neste mesmo período do ano de 2017, como é possível observar na Tabela 3.3, a importação atual de gás natural superou aquela em 30,0% (ou 5,7 MMm³/dia).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Gasoduto	22,5	15,7%	27,6%		19,5	17,7
GNL	2,4	5,3%	57,0%		2,3	1,5
Total	24,9	14,7%	30,0%		21,7	19,2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Apesar do consumo de gás natural nos demais segmentos tenham apresentado aumento no mês de fevereiro, devido à queda (pelo quarto mês consecutivo) do consumo de gás para geração elétrica, a demanda por gás natural em fevereiro fechou em 75,8 MMm³/dia, apresentando queda de 1,6 MMm³/dia (2,0%) se comparado ao mês anterior, o que reforça a significância do consumo para geração elétrica no consumo agregado. A demanda elétrica apresentou queda de 11,6% (ou 3,2 MMm³/dia) - sendo registrado o menor volume não apenas deste setor específico, como também do consumo de gás natural agregado do país. Onde vale mencionar que a demanda pelo energético no mês de fevereiro encontra-se abaixo da média dos últimos cinco anos. O aumento no segmento residencial foi de 6,2%, de 5,3% no comercial, 4,6% no automotivo, 3,1% no industrial e 2,4% no de cogeração. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.4.

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

	fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
Industrial	40,3	3,1%	2,5%		39,1	39,3
Automotivo	5,7	4,6%	5,5%		5,5	5,4
Residencial	1,0	6,2%	13,2%		1,0	0,9
Comercial	0,8	5,3%	5,3%		0,8	0,8
GEE	24,4	-11,6%	10,1%		27,6	22,2
Cogeração	3,0	2,4%	21,6%		2,9	2,5
Total	75,8	-2,0%	6,0%		77,4	71,5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

Embora o preço do gás natural no mercado japonês tenha apresentado sua maior cotação dos últimos doze meses, fechando em 9,1 US$/MMBTU, após significativo aumento, o Henry Hub apresentou queda de 31,2%, fechando em 2,7 US$/MMBTU – menor cotação dos últimos doze meses. O preço do gás na Europa fechou em 6,9 US$/MMBTU (baixa de 9,5%) e o preço do NBP foi cotado a 6,4 US$/MMBTU (baixa de 14,6%).

Em relação à importação de gás natural liquefeito (GNL), o preço do GNL entregue tanto no Japão, quanto no Brasil, apresentaram queda. Este foi entregue no mercado japonês a 10,6 US$/MMBTU, valor 3,6% abaixo da cotação de janeiro, e entregue a 6,1 US$/MMBTU no Brasil, cotação 16,5% abaixo daquela no mês de janeiro.

Já em relação ao preço do gás importado via gasoduto no mercado nacional, sendo cotado a seu menor valor dos últimos doze meses, foi entregue a 4,6 US$/MMBTU.

Na contramão do preço do gás importado, o gás natural comercializado internamente sofreu aumento em todos os segmentos analisados. Enquanto o gás entregue da Petrobras para as distribuidoras (city gate) apresentou sua cotação mais alta dos últimos doze meses - aumento de 11,3%, passando do valor de 7,1 US$/MMBTU para 7,9 US$/MMBTU - o preço do gás natural no programa prioritário termelétrico (PPT) apresentou acréscimo de 0,5%, sendo comercializado a 4,3 US$/MMBTU.

Após desligamento da Termofortaleza, uma das térmicas com Custo Variável Unitário mais baixo do Brasil, devido a defasagem no preço do gás natural no PPT, uma atualização do valor dos contratos de gás para uma média de mercado será votada pelo plenário da Câmara, onde a ideia é que esse custo seja pago por meio do Encargo de Serviços do Sistema, que poderia impactar em cerca de 1,5% ao ano na tarifa nacional. O desligamento de térmicas, como no caso da Termofortaleza, força o sistema a acionar fontes mais custosas de energia, como as térmicas a diesel, encarecendo a conta para o consumidor final – o que abre espaço para a discussão sobre o novo encargo.

Já o gás natural entregue das distribuidoras ao consumidor final, o aumento no segmento automotivo foi de 1,3%, sendo o GNV comercializado a 14,6 US$/MMBTU e o gás natural entregue ao consumidor industrial bateu novamente recorde dos últimos doze meses, sendo comercializado entre 14,4 a 17,2 US$/MMBTU – 4,4% acima no patamar de consumo de 2.000m³/dia, como pode ser observado na Tabela 3.5.

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

		fev-18	fev-18/jan-18	fev-18/fev-17	Tendências*	jan-18	fev-17
	Henry Hub	2,7	-31,2%	-7,4%		3,9	2,9
	Europa	6,9	-9,5%	8,1%		7,6	6,4
	Japão	9,1	4,2%	22,6%		8,7	7,4
	NBP*	6,4	-14,6%	-7,3%		7,5	6,9
	GNL no Japão	10,6	-3,6%	27,7%		11,0	8,3
	GNL no Brasil **	6,1	-16,5%	-28,0%		7,3	8,5
	Gás Importado no Brasil ***	4,6	-27,9%	-16,1%		6,3	5,4
	PPT ****	4,3	0,5%	-1,1%		4,2	4,3
	No City Gate	7,9	11,3%	8,5%		7,1	7,2
Preços das distribuidoras ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	14,6	1,3%	-26,9%		14,4	20,0
	Indústria - 2.000 m³/dia *****	17,2	4,4%	19,8%		16,4	14,3
	Indústria - 20.000 m³/dia *****	15,1	3,2%	15,7%		14,6	13,0
	Indústria - 50.000 m³/dia *****	14,4	2,6%	17,8%		14,1	12,2

* Tendências nos últimos 12 meses

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 FOB *** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

**** não inclui impostos ***** preços c/ tributos

E) PRÉVIA – MARÇO 2018[14]

A produção de gás natural nacional sofreu a quinta queda consecutiva, sendo produzido um volume de 107 MMm³/dia, redução de 2,6% se comparado ao mês de fevereiro e aumento de 5,6% se comparado ao mesmo período do ano anterior. A queda, já esperada, pode ser justificada pelas paradas programadas para manutenção de equipamentos nas plataformas nos campos de Lula, na Bacia de Santos, e Peroá/Cangoá, na Bacia do Espírito Santos.

Dos 107 MMm³/dia produzidos nacionalmente, 57,2 MMm³/dia foi disponibilizado ao mercado, tendo a queima reduzido em 7,6% se comparado a mês anterior. Do volume indisponível ao mercado, 3% foi perdido em queima, 31% foi reinjetado e 12% foi consumido internamente.

Em relação a origem de produção, os campos marítimos produziram 83,4% do gás, sendo os campos operados pela Petrobras responsáveis por 94,9% do petróleo e gás natural. Os 83 poços do pré-sal responderam por 55 MMm³/dia da produção de gás, onde Lula, na Bacia de Santos, foi o que mais produziu o energético, uma média de 34,8 MMm³/dia.

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

F) FUTURO

Projeto de lei que trata a reforma do marco regulatório do gás natural enfrenta dificuldades para ser aprovada este ano devido, principalmente, à divergência na regulação do mercado livre de gás que, ao contrário da proposta que vem sendo defendida por grande parte do mercado, da atribuição à ANP a regulação do consumidor livre, as distribuidoras vem sendo bastante resistente, defendendo a manutenção da regulação estadual e condenando a não abertura do mercado pela falta de diversidade na oferta – altamente concentrada na Petrobras. A grande queixa dos agentes em relação à manutenção de tal regulação está na desarmonização da regulação entre os estados, os elevados volumes mínimos fixados para o enquadramento à categoria de consumidor livre, além das altas tarifas a que os usuários estariam sujeitos em alguns estados.

Ainda, além da dificuldade inerente a tramitação do projeto em um ano eleitoral, outro ponto de divergência no projeto de lei está nas condições da regulação do acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de gás natural liquefeito. Enquanto vem sendo defendido pelas petroleiras que o acesso seja negociado, alguns governos estaduais defendem o acesso obrigatório, havendo capacidade disponível.

Com intuito de nortear as relações comerciais no mercado de gás, a Secretaria de Fazenda paulista irá desenvolver e gerenciar um sistema digital que está previsto para entrar em operação em janeiro de 2019. Ao controlar a documentação fiscal relacionada ao novo modelo de operações com gás natural, permitirá a conciliação das notas fiscais emitidas pelos operadores do mercado e apurar o ICMS devido pelos contribuintes aos Estados, viabilizando a troca operacional (swap) do gás natural. Embora o swap tenha sido autorizado pela Lei do Gás, em 2009, a criação do sistema informatizado é necessária para adequar a forma atual de cobrança do imposto ao novo modelo comercial do gás natural, dado que a operação do swap envolve o descasamento entre o fluxo físico e jurídico e dado que a tributação do ICMS está ligada à circulação física do produto. O sistema irá proporcionar o acompanhamento do fluxo contratual no mercado, proporcionando mais transparência nas operações, reduzindo distorções no recolhimento do imposto e minimização dos efeitos da guerra fiscal.