

Gás Natural

*Por Fernanda de Freitas Moraes**

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO[5]

No mês de novembro de 2018, a produção de gás natural foi de 112,4 MMm³/dia, 4% a menos que no mês de outubro. A redução ocorreu, principalmente, nos sistemas isolados da região Norte e Maranhão. No mês anterior, a produção na região isolada foi de 21,6 MMm³/dia, já em novembro foi de 17,5 MMm³/dia.

Tabela 3.1: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Prod. Nacional Bruta		112,4	**-4,0%**	111,9
Produção Indisponível	Reinjeção	35,2	0,3%	34,2
	Queima	4,2	**39,9%**	3,7
	Consumo interno em E&P	13,8	**-3,2%**	13,6
	Subtotal	53,2	1,6%	55,8
Oferta de gás nacional		**59,1**	**-2,6%**	**56,1**
Oferta nacional/Prod. Bruta		52,6%	1,4%	50,1%

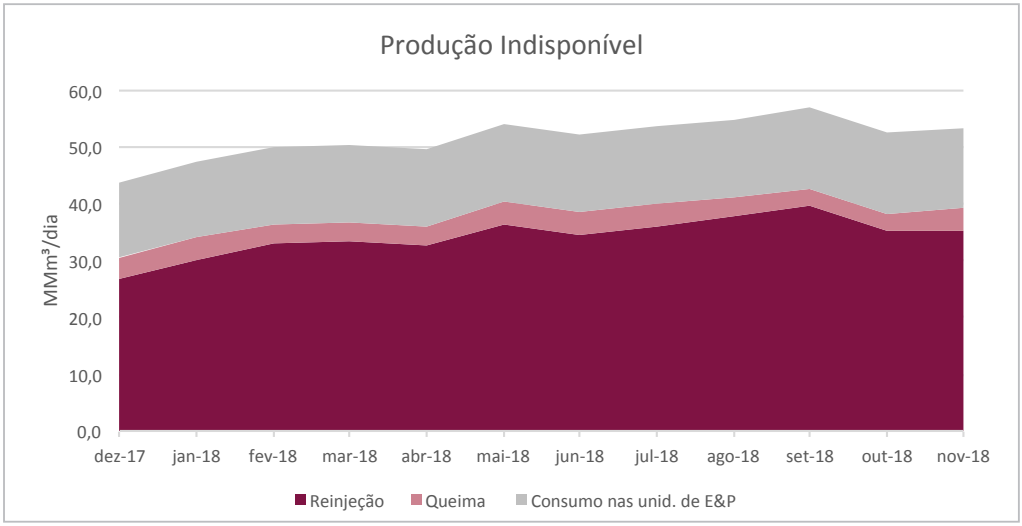
*Média dos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

5 Os dados mensais 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.

A produção indisponível (reinjeção, queima e consumo interno em E&P), em novembro/18, somou 53,2 MMm³/dia, dos quais 66,2% foi reinjetado.

O volume de queima foi de 4,2 MMm³/dia (Tabela 3.1), quase 40% acima do mês anterior (outubro/18). Este aumento foi referente às operações das plataformas P-69 e P-75. No consumo interno em E&P, foram utilizados 13,8 MMm³/dia, um pouco acima da média anual. No Gráfico 3.1 pode-se observar a produção indisponível nos últimos 12 meses. A oferta de gás nacional, isto é, volume disponível ao mercado, foi de 59,1 MMm³/dia.

Gráfico 3.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Conforme os dados da ANP, a reinjeção de gás natural aumentou em 40% de 2017 para 2018. Injetar gás natural ajuda na recuperação do óleo ao elevar a pressão no reservatório e facilitar a saída do fluido. Porém, isso deixa clara a preferência pela produção de óleo em detrimento do gás. A falta de infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural faz com que se perca a oportunidade de utilizar esse insumo para a geração de energia e em aplicações diversas na indústria. Para a recuperação do óleo, podem ser utilizadas outras tecnologias como reinjeção de água ou CO_2.

Uma nova modelagem sobre a ampliação da infraestrutura de escoamento do gás do pré-sal está sendo estudada pela EPE. Uma das opções dessa utilização seria semelhante à termelétrica Marlim Azul, em Macaé, com capacidade instalada de 565 MW[6].

A importação de gás natural no mês de novembro de 2018 teve uma queda considerável de 39,2%, na comparação com outubro. (Tabela 3.2). Resul-

6 Maiores informações: https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/epe-buscara-solucoes-para-escoamento-do-gas-do-pre-sal/

tado da diminuição da demanda para a geração de energia elétrica. O gasoduto Brasil-Bolívia transportou 17,9 MMm³/dia, 31% a menos que o mês anterior. Já o gás natural liquefeito (GNL) teve uma queda de 93,3%. No mês de outubro, o volume importado foi de 3,7 MMm³/dia, enquanto no mês de novembro foram importados apenas 0,3 MMm³/dia, em decorrência do menor consumo da geração de energia elétrica pelas térmicas, como resultado do quadro hidrológico favorável.

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

	nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Gasoduto	17,9	-31,5%	23,0
GNL	0,3	-93,3%	7,0
Total	18,1	-39,2%	30,1

* Média dos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em relação à importação de gás natural da Bolívia, vale ressaltar que, caso a Petrobras continue retirando apenas o mínimo previsto em contrato, de 24 MMm³/dia, o governo Boliviano estipulou que o Brasil terá até 2023 para retirar volumes de gás natural já pagos e ainda não utilizados, antes previstos para serem retirados até 2021. Atualmente, a Bolívia vende ao Brasil aproximadamente 30 milhões de m³/dia de gás. Um dos contratos de gás natural entre a Petrobras e a Bolívia, o "contrato TCQ Brasil", que se refere à capacidade de 18 MMm³/dia, vence em dezembro de 2019. Enquanto a Petrobras não define a renovação do contrato, os bolivianos estão negociando vendas em paralelo com outros agentes brasileiros[7].

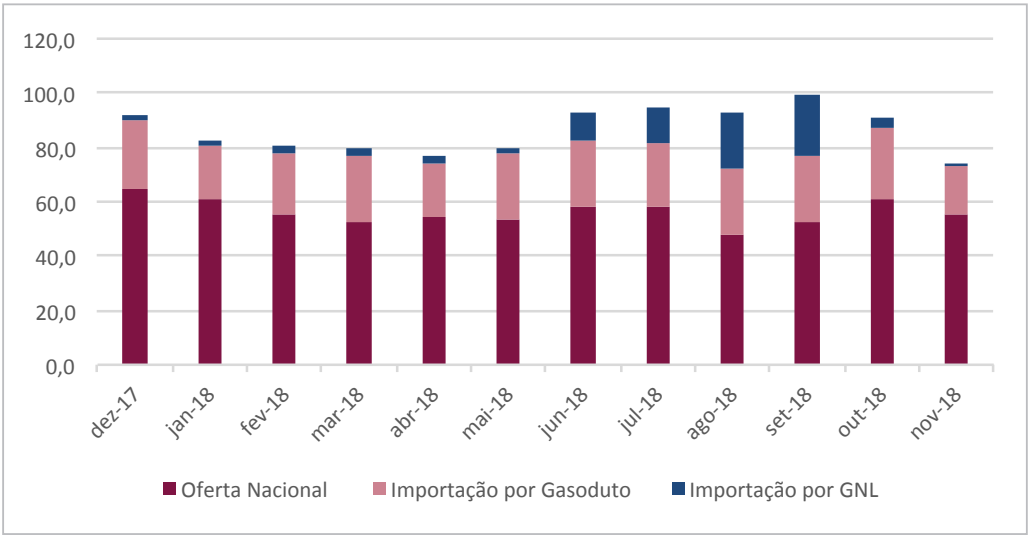
Recentemente, os bolivianos fecharam acordos de fornecimento de gás natural[8] para os estados de Mato Grosso do Sul, com possibilidade de entrarem como sócios em uma termelétrica, e Mato Grosso, e também para a empresa Shell Brasil.

O acordo assinado entre a Shell e o governo da Bolívia envolve o fornecimento de 4 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2022 e cerca de 10 milhões de metros cúbicos por dia a partir de 2022[9].

Analisando o Gráfico 3.2, verifica-se a oferta total de gás no mercado nacional, mostrando a oferta nacional disponível e a importação de gás por gasoduto e GNL. A oferta total caiu de 94,5 MMm³/dia, em outubro, para 77,2 MMm³/dia, em novembro, em virtude do menor volume de GNL importado, da redução do consumo das termelétricas e da menor produção de gás no Brasil, principalmente no estado do Maranhão, onde se encontra o modelo *reservoir-to-wire*, da Eneva. Este modelo interliga os campos de gás da Bacia do Parnaíba diretamente com as termelétricas, gerando energia. A energia produzida no Complexo Parnaíba é enviada para o Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades.

7 Maiores informações: https://www.abegas.org.br/portal/?p=70297
8 Maiores informações: https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/bolivia-planeja-ampliar-vendas-de-gas-ao-brasil/
9 Maiores informações: https://www.opetroleo.com.br/shell-assina-contrato-de-fornecimento-de-gas-com-petrolifera-boliviana/

Gráfico 3.2: Oferta nacional e importada de gás natural (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) CONSUMO

Em novembro de 2018 registrou-se uma queda de 20,5% no consumo de gás natural no país em relação ao mês anterior. O consumo de 67,5 MMm³/dia, foi o menor volume desde 2012.

Essa redução é devida principalmente ao menor consumo por parte do segmento de geração de energia elétrica (GEE), que consumiu 16,5 MMm³/dia, 49,4% a menos que o mês de outubro de 2018, em razão de uma melhora das chuvas e consequentemente da menor utilização da geração termelétrica a gás.

Nos setores industrial, comercial e cogeração também foram registradas quedas no consumo de gás natural no mês de novembro. (Tabela 3.3)

O setor automotivo foi o único que teve elevação do consumo de gás natural. O volume utilizado foi de 6,4 MMm³/dia, 0,6% superior ao mês de outubro. Isso foi decorrente do alto preço dos combustíveis líquidos como a gasolina, que levou os consumidores a optarem por kits de gás natural.

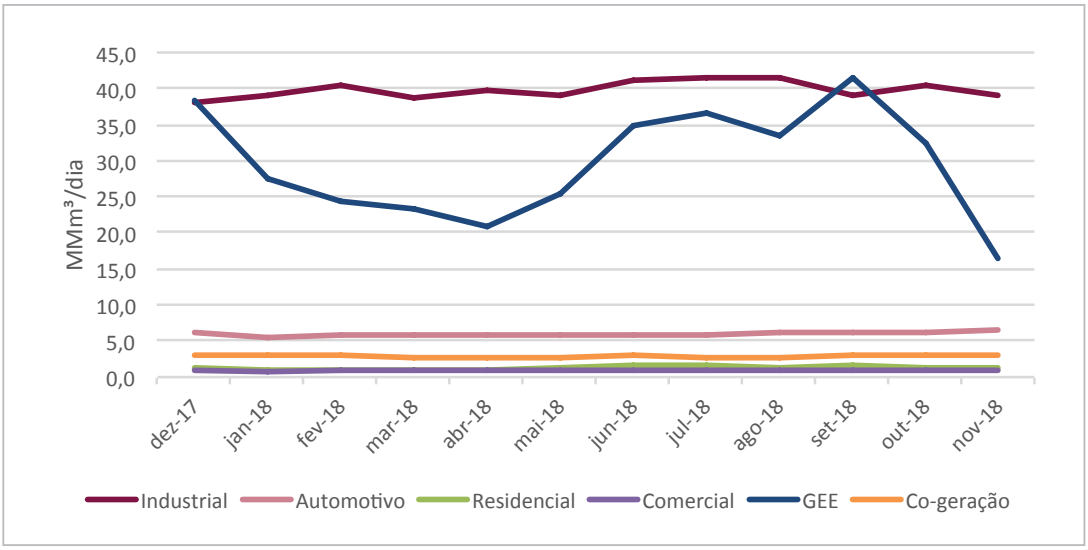
No Gráfico 3.3 os volumes de consumo comercial, residencial, automotivo e cogeração se mostram estáveis. O segmento industrial foi o de maior consumo, enquanto o segmento de geração de energia elétrica registra queda desde o mês de setembro, quando o seu consumo era maior do que 40 MMm³/dia e atualmente é de 16,5 MMm³/dia, mostrando a volatilidade deste setor.

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

	nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Industrial	39,2	-2,9%	39,8
Automotivo	6,4	0,6%	6,0
Residencial	1,2	-6,8%	1,3
Comercial	0,9	-4,5%	0,8
GEE	16,5	-49,4%	29,6
Cogeração	2,9	-3,0%	2,8
Total	67,5	-20,5%	80,4

* Média dos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Gráfico 3.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

De acordo com o relatório *Energy Outlook* 2019, da BP, o consumo de gás natural no Brasil crescerá 114% entre 2017 e 2040, chegando a 82 bilhões de m³. Com esse aumento, a participação do gás natural na matriz passará de 11% para 15% do total[10]. No entanto, até o fim do horizonte de pesquisa do estudo, o país continuará sendo importador líquido de gás.

Com relação à produção, o aumento deverá ser de 129%, passando de 28 bilhões de m³, em 2017, para um patamar esperado de 63 bilhões de m³ em 2040.

[10] Maiores informações: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf e https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/consumo-de-gas-crescera-114-entre-2017-e-2040-diz-relatorio/

C) PREÇOS

Nos Estados Unidos, houve um considerável acréscimo no preço do gás natural local, de 25,8% em relação ao mês de outubro. Com isso, o preço do Henry Hub foi para 4,1 US$/MMBTU em resposta à alta procura decorrente das previsões de temperaturas baixas para o inverno. O preço do gás natural normalmente sobe antes do inverno, uma vez que o clima mais frio provoca a demanda por aquecimento.

O gás nacional teve acréscimo de preço em todos os segmentos. Em relação à importação de gás natural, o GNL utilizado no Brasil fechou a 10,1 US$/MMBTU e o gás vindo da Bolívia no valor de 8,8 US$/MMBTU. O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), teve um pequeno acréscimo, fechando no valor de 4,2 US$/MMBTU. Já o preço do gás vendido pela Petrobras para as distribuidoras, no *city gate*, foi de 9 US$/MMBTU, denotando um aumento de aproximadamente 14% em relação ao mês anterior (Tabela 3.4).

Avaliando o preço para o consumidor final no Brasil, novamente houve acréscimo em todas as categorias mostradas. Para o GNV, o valor foi de 21,3 US$/MMBTU, acima da média dos últimos 12 meses, em um montante de 15,85 US$/MMBTU. Na indústria, para a distribuição de 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia os valores foram de 17; 15 e 14,6 US$/MMBTU, respectivamente.

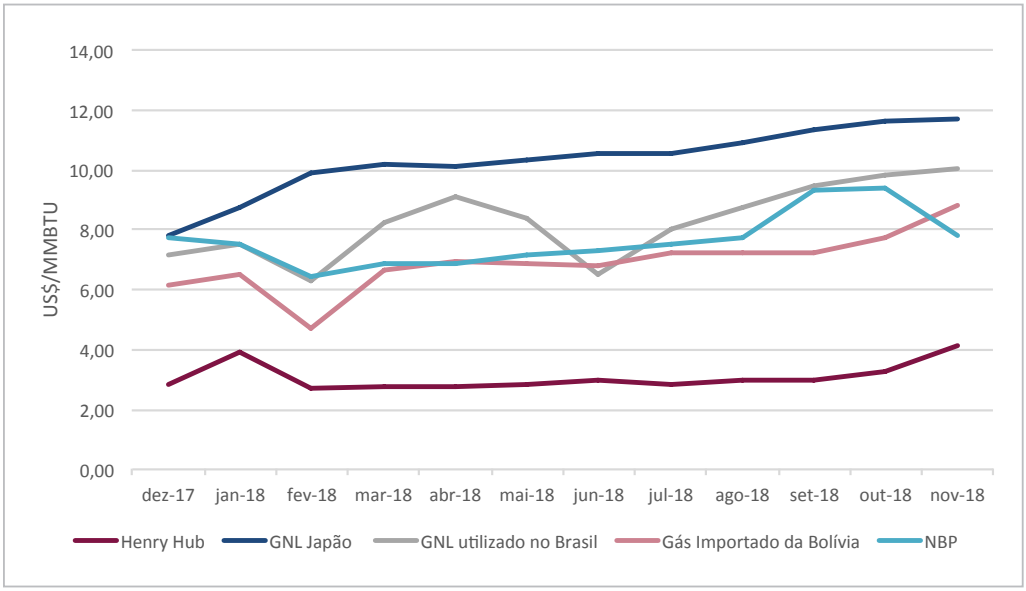
No Gráfico 3.4, pode-se analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do gás natural importado. Observa-se a tendência do crescimento do preço de gás natural nos últimos meses, com exceção do NBP.

Tabela 3.4: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBTU)

		nov-18	nov-18/out-18	Média Anual*
Henry Hub		4,1	25,8%	2,99
GNL no Japão		11,7	0,5%	9,98
NBP [1]		7,8	-16,9%	7,52
GNL no Brasil [2]		10,1	2,6%	8,16
Gás Importado no Brasil [3]		8,8	13,3%	6,68
PPT [4]		4,2	0,4%	4,30
City Gate		9,0	14,3%	7,59
Preços das distribuidora ao consumidor final (Ref: Brasil)	GNV	21,3	4,6%	15,85
	Indústria - 2.000 m³/dia [5]	17,0	1,8%	16,44
	Indústria - 20.000 m³/dia [5]	15,0	2,0%	14,43
	Indústria - 50.000 m³/dia [5]	14,6	2,1%	13,92

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha;
[1] National Balancing Point (UK) [2] Preço FOB [3] Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)
[4] não inclui impostos [5] Preço com tributos
* Média dos últimos 12 meses

Gráfico 3.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US$/MMBTU)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial

O aumento do preço do gás natural está sendo perceptível. Com isso, as indústrias que utilizam gás natural sofrem com o alto custo, dificultando a competição no mercado. De acordo com a Firjan, a compra do insumo representa 30% dos custos totais de uma empresa. Por essa razão, aumentos tarifários para o insumo acabam impactando os negócios das empresas como um todo[11].

Recentemente, a Comgás, em São Paulo, anunciou uma elevação de até 37% no preço do gás, o que desagradou o setor industrial pela falta de transparência na formação do preço. As indústrias argumentam que o preço inclui não só a compra da molécula por parte da distribuidora, mas também o custo do transporte do gás.

De acordo com a Firjan, no caso do gás natural veicular (GNV), a tarifa inclui ainda outra variável, que é a margem de lucros dos postos distribuidores. Em São Paulo, a Fiesp pretende entrar em uma batalha contra o aumento do preço do gás. A entidade informou que essa variação, acima de 35%, compromete as empresas e atinge a competitividade e a saúde financeira das indústrias, além de elevar o custo do produto final.

D) MAIORES INFORMAÇÕES

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez um estudo de estocagem subterrânea de gás natural, processo pouco utilizado no Brasil. O objetivo da estocagem é balancear a oferta e dar uma opção de escoamento do gás natural proveniente do pré-sal[12].

11 Maiores informações: https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/gas-representa-em-media-30-dos-custos-de-empresas/
12 Para maiores informações: https://brasilenergia.editorabrasilenergia.com.br/embaixo-da-terra/

Essa técnica de estocagem já é bem difundida no exterior, principalmente na Europa, com extrema variação sazonal, ficando indispensável a opção de gás excedente que pode ser ativada quando há alta demanda.

Além disso, a estocagem subterrânea pode ser usada como opção de redução dos preços do (GNL), hoje mais caro do que o gás trazido da Bolívia ou produzido no Brasil. No cenário mundial, a perspectiva é de aumento da oferta por GNL, refletindo em uma redução dos preços, o que deve atingir o mercado brasileiro. Esse aumento de produção virá principalmente da China, cuja elevação da oferta deve ser em torno de 20% ao ano.

A estocagem subterrânea tem vantagens comparativas com relação à estocagem artificial, que envolve tanques metálicos. Nesses casos, é necessário maior aporte de recursos para que o tanque fabricado reproduza em seu interior as mesmas condições de estocagem do que seria encontrado em um depósito subterrâneo. Além disso, a capacidade de armazenamento da estocagem artificial é considerada inferior.

O estudo da EPE considera três tipos de reservatórios para estocagem: depletados, aquíferos e salinos. O primeiro é o mais utilizado para uma estocagem subterrânea, pois trata-se de um campo cuja produção já se encontra em seus últimos dias ou esgotada. Os reservatórios aquíferos só são permitidos quando a qualidade da água é considerada imprópria para o consumo humano. Além disso, os custos são mais elevados. A caverna salina exige a construção de estruturas com base na lixiviação com água. Porém, tem a vantagem de ser mais homogêneo e ter uma dissolução mais igual.