

Gás Natural

*Por Daniel Lamassa**

A) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

Tabela 2.1: Produção e importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	média-19	média-19/média-18
Produção Nacional Bruta	**131,6**	2,1%	12,4%	**1194,8**	6,5%
Produção Indisponível	70,1	4,8%	24,5%	**638,0**	11,6%
Reinjeção	47,1	6,8%	34,2%	411,4	15,3%
Queima	3,5	7,0%	16,6%	45,2	20,9%
Consumo interno em E&P	14,9	0,7%	4,4%	140,0	2,4%
Absorção em UPGN's	4,6	**-2,1%**	17,3%	41,4	**-4,9%**
Oferta de gás nacional	**61,5**	**-0,8%**	1,2%	556,8	0,7%
Oferta nacional/Prod. Bruta	47%	**-2,8%**	**-10,0%**		
Importação	**35,4**	18,1%	18,4%	**261,6**	**-20,7%**
Gasoduto	30,0	72,7%	14,7%	170,1	**-37,4%**
GNL	5,4	**-57,1%**	44,1%	91,5	10,3%
Oferta de gás nacional + Importação	**96,8**	5,4%	6,9%	**818,4**	**-6,1%**

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

Em outubro/2019[1], a produção bruta de gás natural foi de 131,6 MMm³/dia (Tabela 2.1). Esse volume foi 2,1% maior do que setembro/2019 e 12,4% superior a outubro do ano passado. Segundo o MME, neste mês 99% da produção nacional ficou concentrada em dez concessionárias, sendo a Petrobras

[1] Os dados de gás natural fornecidos pelo MME são defasados em 3 meses.

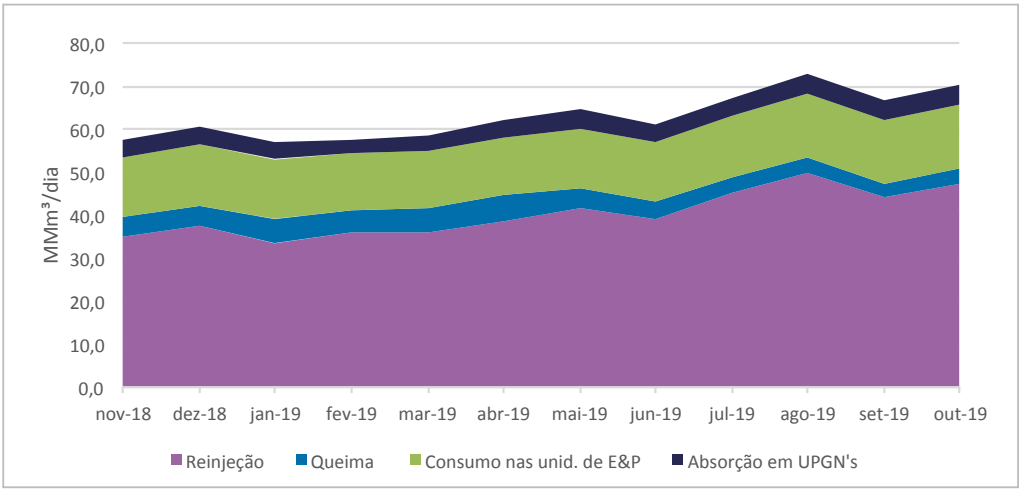
responsável por 72% do total. Entre os dez maiores campos de produção de gás natural no Brasil, que juntos representaram 78,6% da produção nacional, dois são de gás não associado – Mexilhão e Manati.

A produção indisponível em outubro/2019 foi de 70,1 MMm³/dia, 4,8% superior a produção indisponível de setembro/2019 e 24,5% maior do que a de outubro/2018. A reinjeção de gás natural, que foi a maior parcela da produção indisponível, apresentou acréscimo de 6,8% em relação a setembro/2019 (volume que numericamente equivale a 49,0% da oferta total), ficando 34,2% maior do que o volume reinjetado em outubro de 2018.

Observou-se aumento na queima de gás natural de 7,0% na comparação com setembro e de 16,6% em relação ao mês de outubro de 2018. As maiores queimas ocorreram nos campos de Lula, Búzios e Jubarte, com os maiores volumes vindo do FPSO Cidade de Maricá e das plataformas Petrobras 76 e Petrobras 75 (P-75).

A variação dos últimos 12 meses da produção indisponível de gás natural no Brasil pode ser vista no Gráfico 2.1.

Gráfico 2.1: Produção indisponível de gás natural no Brasil



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP.

O volume de gás nacional ofertado ao mercado em outubro foi de 61,5 MMm³/dia, 47% da produção nacional bruta, ficando 0,8% abaixo do produzido em setembro/2019 e 1,2% maior que outubro de 2018. De acordo com o MME, de janeiro a outubro de 2019, 46,6% do volume total de gás natural produzido no país foi ofertado ao mercado.

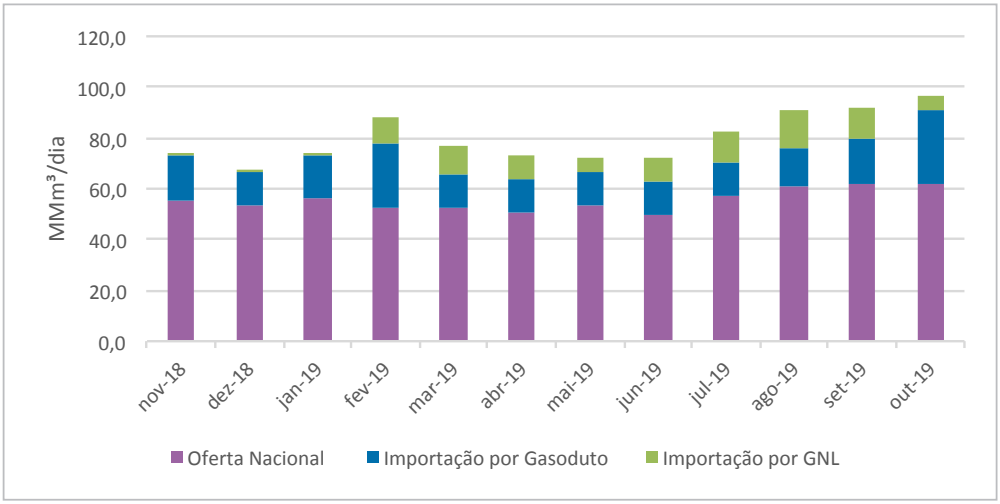
A importação total em outubro foi de 35,4 MMm³/dia, representando um crescimento de 18,4% em relação a setembro e 18,4% comparando com outubro de 2018. O volume importado via gasoduto da Bolívia registrou um expressivo aumento de 72,7% em relação ao mês anterior, indo de 17,4 MMm³/dia para 30,0 MMm³/dia.

A importação de GNL registrou uma grande queda de 57,1%, indo de 12,60 MMm³/d para 5,40 MMm³/d, porém subindo 44,1% na comparação anual. A origem da carga importada foram a Argentina e os EUA, e os portos de entrada foram Salvador – BA e Fortaleza – CE.

A oferta total de gás natural em outubro, somando produção nacional e importação, foi de 96,8 MMm³/dia, 5,4% superior ao mês anterior. Vale destacar que no ano de 2019, 68% do volume total ofertado ao mercado foi de origem nacional, enquanto 65% do gás importado foi de origem boliviana.

No Gráfico 2.2 pode-se analisar o volume da oferta nacional e o volume importado (Bolívia e GNL) nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.2: Oferta total de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

B) CONSUMO

Tabela 2.2: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	média-19	média-19/média-18
Industrial	36,5	**-2,0%**	**-9,6%**	372,8	**-7,0%**
Automotivo	6,3	**-12,7%**	**-1,1%**	62,2	4,4%
Residencial	1,3	**-19,4%**	**-3,0%**	12,7	0,2%
Comercial	0,9	**-3,1%**	4,5%	9,1	8,2%
GEE	42,3	11,2%	30,0%	270,0	**-10,2%**
Cogeração	2,8	4,5%	**-8,3%**	27,3	**-3,6%**
Total	90,1	2,7%	6,6%	754,0	**-6,9%**

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

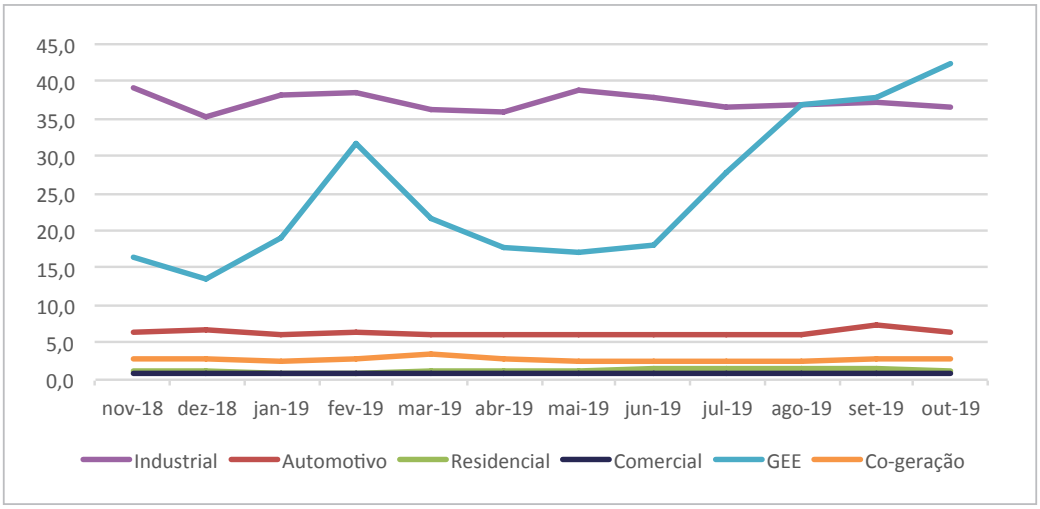
A demanda total de gás natural (Tabela 2.2) em outubro/2019, foi de 90,1 MMm³/dia, 2,7% acima do volume demandado no mês anterior. O setor industrial consumiu 36,5 MMm³/dia, com variação negativa de 2,0% em relação a setembro.

Ainda em outubro, a geração de energia elétrica (GEE) demandou 42,3 MMm³/dia, registrando aumento de 11,2% em relação a setembro e obtendo o seu maior valor no ano, devido à valorização do custo marginal de operação (CMO) médio, que passou de 218 R$/MWh para 274 R$/MWh. Na comparação anual (outubro/2019 contra outubro/2018), o consumo para GEE subiu 30,0%. De acordo com o MME, o parque térmico a gás natural no Brasil é composto por 38 complexos de usinas, das quais 15 são bicombustíveis (sendo possível a substituição do gás natural por outro energético).

O setor automotivo registrou uma queda de 12,7% no consumo de gás natural em relação a setembro/2019, atingindo 6,3 MMm³/dia. A demanda residencial diminuiu em relação ao mês anterior e obteve variação negativa de 19,4%. O consumo para cogeração teve variação positiva de 4,5% em relação a setembro, consumindo 2,8 MMm³/dia. Os segmentos industrial, termelétrico e GNV respondem por 92% do consumo de gás natural no país.

No Gráfico 2.3 pode-se analisar o consumo de gás natural no Brasil nos últimos 12 meses.

Gráfico 2.3: Consumo de gás natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME.

C) PREÇOS

Tabela 2.3: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBtu)

	out-19	out-19/set-19	out-19/out-18	set-19
Henry Hub	2,33	-10,0%	-30,4%	2,59
GNL no Japão	9,98	-1,9%	-14,6%	10,17
NBP [1]	5,35	29,1%	-44,1%	4,14
GNL no Brasil [2]	3,84	0,7%	-61,9%	3,81
Gasoduto Brasil-Bolívia [3]	8,24	-4,7%	3,3%	8,64
PPT[4]	4,10	0,1%	-4,8%	4,09
City Gate	8,99	0,7%	10,4%	8,92
Preço das Distribuidoras ao consumidor final (ref.: Brasil)				
GNV	20,87	1,5%	0,4%	20,55
Indústria - 2.000 m³/dia[5]	17,05	-3,2%	-0,8%	17,61
Indústria - 20.000 m³/dia[5]	15,44	-1,1%	1,9%	15,61
Indústria - 50.000 m³/dia[5]	15,07	-0,1%	2,6%	15,08

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia

[1] National Balancing Point (UK) [2] Preço FOB [3] Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

[4] Não inclui impostos [5] Preço com tributos

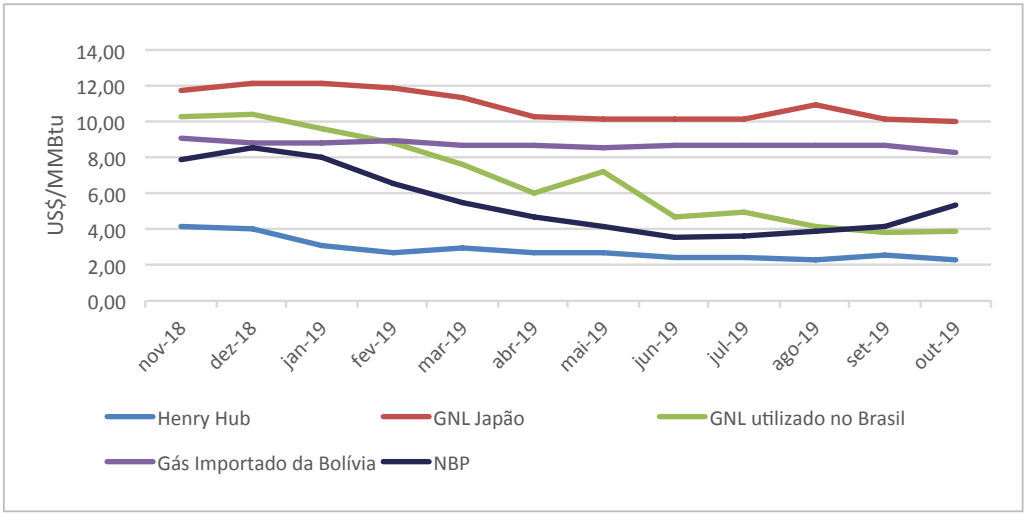
O preço do gás *Henry Hub*, referência do mercado dos Estados Unidos, foi de 2,33 US$/MMBtu, em outubro/2019, apresentando desvalorização de 10,0% em relação a setembro/2019 (Tabela 2.3). Mesmo que este boletim trate dos dados de outubro, vale destacar que na data de fechamento desta edição, o *Henry Hub* foi negociado a 1,83 US$/MMBtu (30 de janeiro de 2020)[2].

O preço do GNL internalizado no Brasil foi de 3,84 US$/MMBtu, segundo menor valor no ano de 2019 até agora (em setembro o preço foi de 3,81 US$/MMBtu), com pequena valorização de 0,7% em relação a setembro/2019 e com queda de 61,9% em relação a outubro/2018. O gás boliviano apresentou baixa no preço comparado a setembro/2019, caindo 4,7%, sendo precificado a 8,24 US$/MMBtu, ficando 3,3% acima do preço de outubro do ano passado.

A Tabela 2.3 também mostra os preços do gás natural das distribuidoras ao consumidor final. O preço do GNV obteve ligeiro aumento em relação ao mês anterior, fechando em 20,87 US$/MMBtu, ficando 0,4% acima do valor de outubro/2018. Houve queda nos preços do gás fornecido para as indústrias nas três faixas de consumo, 2.000 m³/dia, 20.000 m³/dia e 50.000 m³/dia, aos valores de 17,05 US$/MMBtu, 15,44 US$/MMBtu e 15,07 US$/MMBtu, respectivamente.

No Gráfico 2.4 é possível analisar os valores comparativos dos últimos 12 meses, tanto do gás nacional quanto do importado.

Gráfico 2.4: Histórico comparativo de preço de gás natural (em US$/MMBtu)



Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME e Banco Mundial.

[2] Valores retirados do website https://www.investing.com/.

D) INFORMAÇÕES RELEVANTES PARA O SETOR

- Nas últimas semanas, ocorreram atualizações sobre a Chamada Pública da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG, para a capacidade (18 MMm³/d, com contrato vencido em 31 de dezembro de 2019) do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol):
  - Após assinatura de um termo de compromisso pela ANP, Petrobras e TBG, foi retomada a Chamada Pública para contratar a capacidade de 18 MMm³/d. De acordo com o comunicado da ANP, o "termo obrigará a Petrobras a renunciar a capacidade de transporte que exceder o volume de gás natural indicado no item 2.5.4 do TCC[3], e determinará a realização de nova Chamada Pública pela ANP, em momento que a Agência julgar oportuno, para contratação da capacidade de transporte renunciada pela Petrobras"[4];
  - Como resultado da Chamada Pública, a Petrobras contratou capacidade de entrada de 18 MMm³/d para 2020 e de 8 MMm³/d para 2021, e a Gerdau Aços Longos contratou volume de saída de 8,5 mil m³/dia para 2020. Não foi contratado nenhum volume para o período de 2022 a 2024[5].

    De acordo com o TCC assinado entre o Cade e a Petrobras, a estatal só poderá contratar 8 MMm³/d, logo deverá se desfazer de 10 MMm³/d. A capacidade excedente será ofertada em nova Chamada Pública[6];
  - Em janeiro deste ano, a TBG iniciou uma Chamada Pública Incremental, onde foram apresentadas solicitações não vinculantes por capacidade de entrada de 38,7 MMm³/d e 29,5 MMm³/d de capacidade de saída[7].

- O MME autorizou a filial brasileira da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) a importar gás, no volume de 1,2 MMm³/d em 2020, subindo para 2,6 MMm³/d em 2021 e se estabilizando em 3,6 MMm³/d até 2024. O ponto de entrega do gás será no Mato Grosso do Sul[8].

- O Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) abriu uma consulta pública para que a venda de GNV passe a ser por quilogramas. A mudança na precificação do combustível, que hoje é vendido por metro cúbico, visa reduzir a possibilidade de erro e fraude nos postos. A alteração não acarretará em aumento do preço do produto, já que o valor final para encher o tanque será o mesmo. A mudança é proposta para o segundo semestre deste ano[9].

- A Petrobras mudou a precificação do gás natural para as 12 distribuidoras estaduais em que

3 Termo de Compromisso de Cessação (TCC) assinado entre o Cade e a Petrobras, em julho de 2019
4 Disponível em: http://www.anp.gov.br/noticias/5567-autorizada-a-retomada-da-chamada-publica-do-gasbol
5 Disponível em: https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/27/petrobras-monopoliza-o-gasoduto-bolivia-brasil-mas-abre-espaco-para-outras-empresas-apos-2021.ghtml
6 Disponível em: https://epbr.com.br/petrobras-fara-leilao-para-vender-10-milhoes-de-m%c2%b3-dia-de-gas-boliviano-na-fronteira-com-brasil/
7 Disponível em: https://epbr.com.br/15-empresas-interessadas-na-chamada-incremental-do-gasbol/?utm_source=epbr&utm_medium=push&utm_campaign=post
8 Disponível em: https://www.opetroleo.com.br/bolivia-liberada-para-vender-gas-para-usuarios-finais-no-brasil/
9 Disponível em: https://www.gasnet.com.br/conteudo/20983/Inmetro-gas-veicular-passara-a-ser-comercializado-em-quilograma-em-2020

renovou contratos. Com base em uma nova fórmula, em que o preço da molécula é indexado ao preço do petróleo, será possível uma redução média de 10% do valor em relação aos contratos anteriores. Para os consumidores, este preço poderá cair em média 5%[10]. As distribuidoras são Algás (AL), Bahiagás (BA), BR Espírito Santo (ES), CEG (RJ), CEG-Rio (RJ), Comgás (SP), GasBrasiliano (SP), Gasmig (MG), São Paulo Sul (SP), Sergás (SE), PBGás (PB) e Potigás (RN).
Vale constar que o preço da molécula não é o único fator na precificação do gás natural, pois ainda é adicionado os valores dos custos de transporte, margens de distribuição e tributos federais e estaduais[11].

- O consórcio Pátria Investimentos, Shell e Mitsubishi Hitachi Power Systems Americas (MHPS) levantou junto ao BNDES o montante de R$ 2 bilhões para a construção da termelétrica Marlim Azul Energia, em Macaé (RJ). A UTE entrará em operação em janeiro de 2023 e possui capacidade instalada de 565 MW[12].

- A Rota 4 Participações (da empresa Cosan) enviou ao Ibama um projeto para a construção de um gasoduto interligando o bloco BM-S-8 (onde está o bloco de Carcará, operado pela Equinor) até o Porto de Itaguaí (RJ). O projeto, batizado de Rota 4 b, conta com um gasoduto de 313 km de extensão e com uma Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN)[13].

- A Petrobras iniciou a fase não vinculante referente à venda dos 10% restantes da sua participação na Transportadora Associada de Gás (TAG). Vale lembrar que em junho de 2019, 90% da sua participação foi comprada pela Engie[14].

- A diretoria da ANP aprovou a resolução que trata dos procedimentos para controle das queimas e perdas de petróleo e gás natural nas atividades de E&P. A resolução revisa a Portaria ANP nº 249/2000 e inclui as definições de casos enquadrados como queimas ordinárias, dispensadas de prévia autorização, e os procedimentos para autorização e convalidação de queimas extraordinárias[15].

10 Disponível em: https://epocanegocios.globo.com/Economia/noticia/2019/12/precos-do-gas-natural-canalizado-podem-cair-ate-5-em-fevereiro.html
11 Disponível em: https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/petrobras-muda-precificacao-do-gas/
12 Disponível em: https://epbr.com.br/marlim-azul-levanta-r-2-bilhoes-para-termica-a-gas-com-bndes/
13 Disponível em: https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/projeto-preve-linha-de-300-km-para-escoar-gas-de-carcara/
14 Disponível em: https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/tag-em-fase-nao-vinculante/
15 Disponível em: http://www.anp.gov.br/noticias/5589-anp-aperfeicoa-regras-para-queima-de-gas