

OPINIÃO

Novo Mercado e impactos nos preços de gás natural

*por Ieda Gomes**

A resolução nº16 do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE de 24/06/19, seguida pela assinatura em 08/07/19 de Termo de Cessação de Conduta entre o Cade e Petrobras constituem um marco importante no sentido de criar condições competitivas no mercado de gás natural no Brasil.

Além de sinalizar o firme interesse do Governo Federal em viabilizar uma política para esse energético, as iniciativas preveem a cessão pela Petrobras de ativos de distribuição e transporte, o compromisso da empresa em não comprar volumes adicionais de novos supridores e ainda determinam a elaboração de termos de acesso às infraestruturas essenciais (dutos de escoamento e plantas de processamento de gás natural). As iniciativas do Governo Federal buscam, ainda, nortear a ação dos governos estaduais no sentido de privatizar as distribuidoras estaduais de gás e garantir o funcionamento de consumidores livres.

O objetivo declarado é abrir o mercado visando reduzir o preço do gás em 40% em dois anos.

Como então reduzir o preço do gás? A experiência internacional mostra dois tipos de intervenção, com resultados diametralmente opostos.

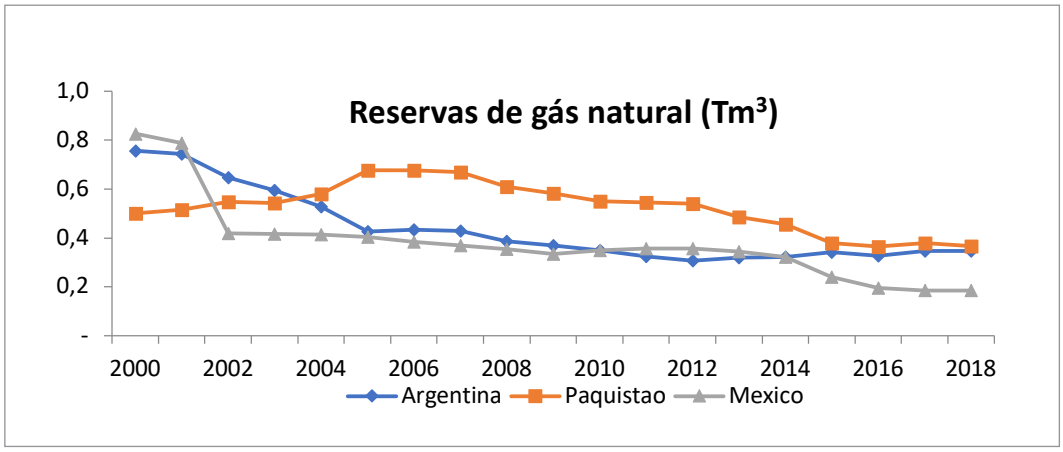
1. PREÇOS BAIXOS, POR MEIO DE INTERVENÇÃO GOVERNAMENTAL

Os preços ao consumidor são mantidos artificialmente baixos, seja por renúncia do Governo à sua parte da renda nos contratos de partilha da produção, seja pelo Governo ser o agregador de comercialização para todo o mercado, com subsídios diretos aos consumidores, ou seja, ainda pelo congelamento de preços por períodos prolongados. Essas práticas são comuns no Oriente Médio, no Sul da Ásia e alguns países da América Latina, como a Argentina e México. Como resultado dessas políticas, a demanda cresce rapidamente e excede

a produção, o déficit governamental aumenta, o Governo não atualiza os preços aos produtores, os quais se desinteressam em investir em exploração. No médio prazo, há um declínio das reservas e da produção doméstica. E o país passa de autossuficiente a importador de gás e GNL, pagando preços de mercado e gerando mais pressão nas divisas em moeda estrangeira. Sem dúvida, essa não seria uma política aconselhável para o Brasil.

A Figura 1 mostra o impacto de políticas de subsídios aos consumidores de gás e de preços reprimidos pagos aos produtores nas reservas de gás da Argentina, México e Paquistão. Ao longo de anos de preços subsidiados, as reservas de gás declinaram por falta de investimentos, e os três países passaram a importar GNL. Até 2005, a Argentina exportava gás para o Chile, Brasil e Uruguai, mas a explosão na demanda e redução de investimentos em exploração de gás, acarretaram a construção de dois terminais de importação, em Bahia Blanca e Escobar. Em 2013, o déficit da balança de importação de combustíveis, diesel e gás natural, atingiu USD 6 bilhões.

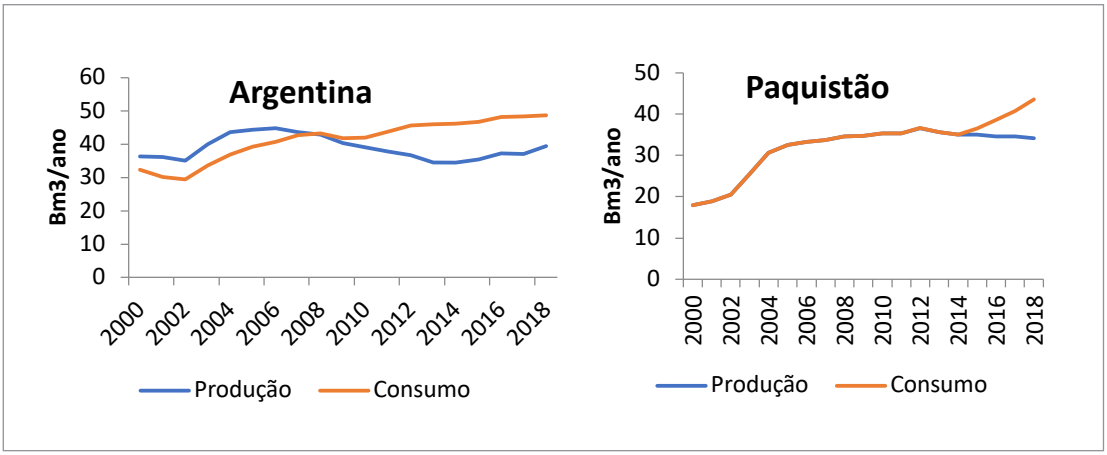
Figura 1: Impacto de preços subsidiados nas reservas de gás natural



Fonte: Statistical Review of World Energy 2019, BP

A Figura 2 ilustra o desequilíbrio da oferta/demanda na Argentina e Paquistão, decorrente de políticas de preços subsidiados. No caso do Paquistão, a produção doméstica manteve-se estagnada entre 90 e 100 MMm³/dia entre 2006 e 2014, nível insuficiente para atender à demanda, latente, gerando déficits de abastecimento e cortes a segmentos do mercado, como o automotivo e o industrial. A partir de 2015 o país passou a importar GNL, contando atualmente com dois terminais de regaseificação, e um terceiro previsto para 2021.

Figura 2: Impacto de preços subsidiados na produção e consumo de gás natural



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2019

2. AUMENTO DO POOL DE OFERTANTES, CRIANDO COMPETIÇÃO GÁS *VERSUS* GÁS

Em condições de excesso de oferta, o preço do gás tende a cair. Como condição essencial para criar competição na oferta, é essencial o acesso não discriminatório de terceiros às infraestruturas essenciais. Isso é o que foi implementado nos Estados Unidos, Canadá, Reino Unido e em parte da Europa Ocidental. No caso dos EUA e Canadá, a competição se dá pela grande diversidade de players, pela abundância de gás não convencional, e pela rápida resposta dos produtores aos preços do gás e petróleo. Nos EUA, a título de exemplo, os preços para julho no Henry Hub e no Dominion South (ponto de entrada para o *shale* de Marcellus) são de respectivamente USD 2,39/MMBtu e USD 0,33/MMBtu.

No caso dos países europeus, onde a produção doméstica é insuficiente para atender ao mercado, a competição se dá por uma combinação da flexibilização do *take or pay* dos contratos de importação de gás russo e norueguês, pela oferta doméstica no Reino Unido e Holanda, e pela importação de GNL em mais de 20 terminais. A Europa é, atualmente, o mercado de última instância para os supridores de GNL, que abastecem preferencialmente os compradores asiáticos, que pagam preços mais altos e tradicionalmente indexados ao preço do petróleo. Como atualmente a produção mundial de GNL excede a demanda dos países asiáticos, os preços do GNL têm-se mantido em patamares muito baixos, com expectativa de USD 4,25/MMBtu *delivered ex ship* (DES) para julho de 2019.

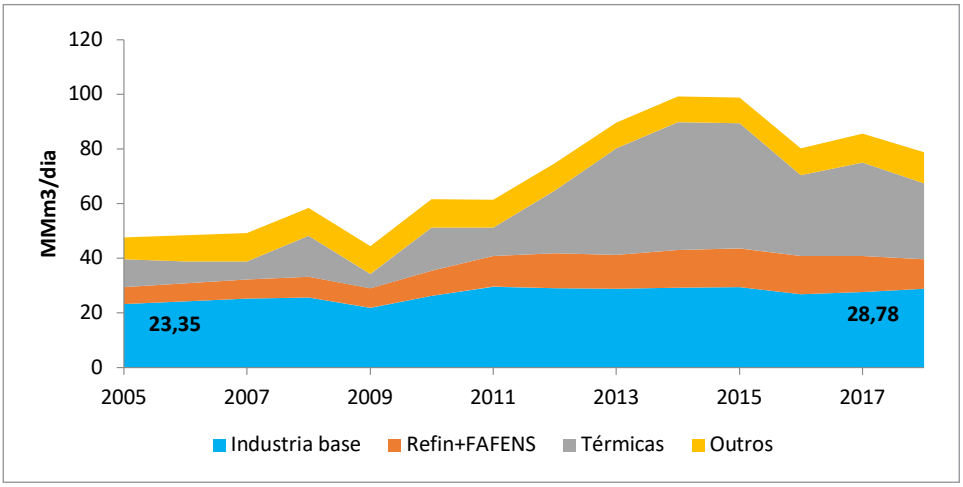
O mercado de gás natural no Brasil

No Brasil, a oferta de gás é totalmente controlada pela Petrobras, com exceção do sistema isolado operado pela ENEVA, no Maranhão. A produção de gás, em abril de 2019, foi de 112,9 MMm^3/dia, dos quais 87 MMm^3/dia produzidos pela Petrobras e 25,9 MMm^3/dia de produção de terceiros. Apenas 50,3 MMm^3/dia dessa produção são ofertados ao mercado, com 38,6 MMm^3/dia reinjetados. O gás disponível dos produtores independentes é vendido à Petrobras, frequentemente na boca-do-poço.

O consumo de gás natural no Brasil cresceu substancialmente no período 2012-2015, com o acionamento de termelétricas a gás natural, mas em 2018 voltou a níveis próximos ao ano de 2012 (Figura 3).

O consumo industrial base, excluídas as refinarias e fábricas de fertilizantes da Petrobras, aumentou em apenas 5 MMm³/dia no período 2005-2018, em parte devido à recessão econômica, em parte devido aos preços do gás, levando ainda a indústria a buscar outros insumos energéticos. Em 2018, o consumo de lenha na indústria atingiu 7385 mtep, contra 9238 mtep de consumo de gás natural.

Figura 3: Brasil: evolução setorial do consumo de gás natural



Fonte: Boletim de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, MME

O consumo de gás em térmicas é volátil e flexível, ocupando capacidade frequentemente não utilizada em gasodutos de transporte, redes de distribuição e terminais de GNL.

O mercado de gás no Brasil é ainda incipiente quando comparado com outros países emergentes, como Argentina, México, Turquia, Malásia e Paquistão. O preço do gás é um dos principais fatores para explicar o crescimento relativamente lento do mercado, mas não é o único. Outros fatores são os subsídios a energéticos concorrentes, como o GLP, a falta de financiamento acessível, o alto custo da infraestrutura, bem como a competição da geração hídrica e de renováveis na geração base de eletricidade.

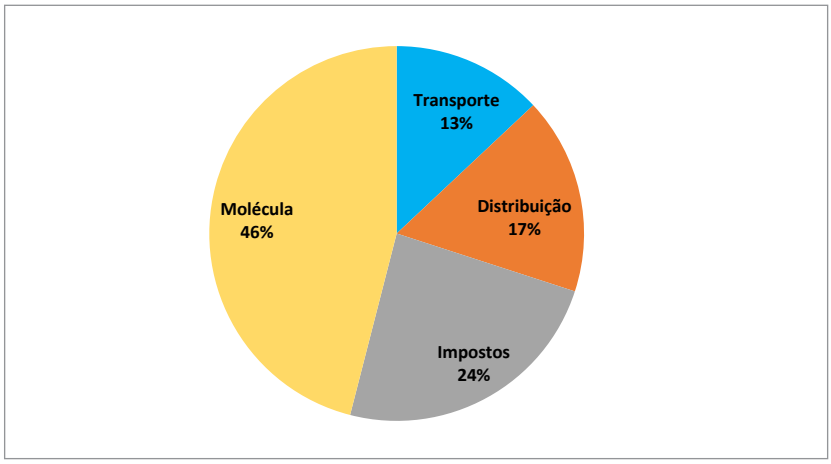
O preço do gás natural no Brasil e oportunidades para otimização

De acordo com estudos do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Planejamento Energético (EPE), em abril de 2019, o preço médio do gás, para consumidores industriais com consumo médio de 20 mil m³/dia, era de USD 15,89/MMBtu, enquanto que o preço para consumidores industriais até 50 mil m³/dia era de USD 15,49/MMBtu.

Já os preços para as usinas termelétricas do Programa Prioritário de Termeletricidade têm-se mantido em torno de USD 4,71/MMBtu, enquanto que as térmicas fora do PPT e aquelas em construção em decorrência dos leilões da EPE pagam preços contratuais de GNL ou de gás doméstico.

O preço do gás natural ao consumidor final é composto de quatro parcelas. De acordo com estudo realizado pela EPE, a composição média do preço do gás mostra que o preço da molécula tem peso preponderante, respondendo por 46% do preço ao consumidor industrial com volumes da ordem de 20.000-50.000 m³/dia (Figura 4). Os tributos, PIS/COFINS (9,35%) e ICMS (12%-25%) respondem por 24% da tarifa média, seguida pelas margens de distribuição (17%) e tarifa de transporte (13%).

Figura 4: Composição da tarifa média de gás para consumidores industriais - 2018



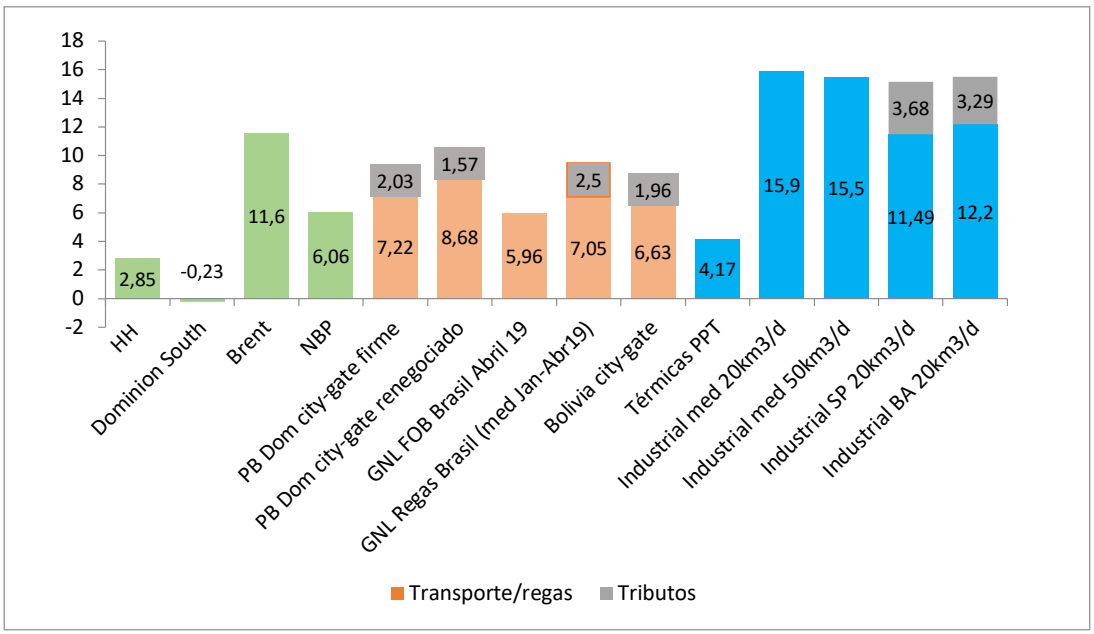
Fonte: Comparações de Preços de Gás Natural, EPE, 2019

• Preço da molécula

O preço do gás nos *city-gates* brasileiros é composto de duas parcelas: uma corresponde à molécula; a outra corresponde seja a uma parcela firme, seja ao custo de transporte. A Figura 5 compara os preços de gás no *city-gate* com preços internacionais de gás e com os preços ao consumidor final.

Os preços do gás nacional no *city-gate* variam de USD 9,25 a 10,25/MMBtu, acima dos preços do gás importado, USD 8,59/MMBtu (gás boliviano) e USD 9,55/MMBtu para o GNL regaseificado[1].

Figura 5: Preços de gás natural no Brasil e exterior (abril/2019)



Fonte: MME, Gas Bulletin, EPE

[1] Estimativa do autor

De acordo com análises da EPE, o preço *breakeven* do gás do pré-sal, posto no litoral e após processamento e retirada de GLP, variaria de USD 1,8 a 8,0/MMBtu, para distâncias de 100 a 300 km e teor de CO_2 de 3 a 20%. Outros estudos da ANP e ABEGAS indicam que existiria um spread da ordem de USD 5,16/MMBtu entre o preço de venda dos produtores independentes para a Petrobras e o preço de gás no *city-gate*. Como as térmicas do PPT, cerca de 9 GW, pagam preços 50% mais baratos que os preços nos *city-gates*, e como não existem informações sobre os preços pagos pelas FAFENS e refinarias da Petrobras, isso representaria um possível subsídio cruzado do preço nos *city-gates*, representando um volume de gás superior a 50MMm³/dia. Existiria, portanto, escopo para redução do preço da molécula de gás nacional, da ordem de USD 3,0-5,0/MMBtu, caso haja competição na oferta e se removam subsídios para térmicas, refinarias e FAFENS.

No caso do gás boliviano, todo o gás produzido no país é agregado e comercializado pela empresa nacional, a YPFB. No momento, inexiste a possibilidade de um comprador brasileiro negociar diretamente com produtores locais. Os contratos de gás com as distribuidoras do Sul e Sudeste, cerca de 16-18 MMm³/dia, expiram em 2019 e 2020. As reservas de gás boliviano continuam a declinar, chegando a 10,3 Tcf em 2018, contra 25,3 Tcf de reservas declaradas em 2008. A disponibilidade de gás para compradores brasileiros depende de quanto gás a Petrobras vai recontratar em 2020, da demanda de gás na Argentina após 2020, a qual compra 11 MMm³/dia no verão e 18MMm³/dia no inverno, e do desenvolvimento de nova produção na Bolívia. De toda sorte, se a Petrobras comprar grandes volumes, não existiria vantagem econômica para a YPFB vender mais barato para compradores de menor porte e com risco de crédito mais elevado que a Petrobras.

O preço do GNL vendido no Brasil, varia entre o preço do norte da Ásia (JKM) e o preço NBP do Reino Unido. Quando existe excesso de oferta, como é o caso atual, não existe incentivo econômico para o supridor de GNL deslocar cargas adicionais para a Ásia. Assim sendo, o mercado de última instância é o mercado europeu, prevalecendo o preço NBP para os mercados na Bacia Atlântica, como o Brasil. Caso possa acessar os terminais de GNL, o comprador brasileiro poderia se beneficiar de preços *spot* da ordem de USD 4,50/MMBtu no verão do hemisfério norte, mas também se expor a preços de USD 9-11/MMBtu durante o inverno. A sobreoferta de GNL no mercado global deve perdurar até 2022/2023. A esses preços deve-se somar tarifas de regaseificação da ordem de USD 1,50/MMBtu.

• Tarifa de transporte

No processo de venda dos ativos de transporte da NTS e TAG, a Petrobras garantiu o pagamento de toda a capacidade nos gasodutos, com contratos vencendo entre 2025 e 2031. Eventuais reduções nas tarifas de transporte dependem de se encontrar formas de ocupar plenamente a capacidade contratada, inclusive com o uso da capacidade interrompível, pois os contratos para atender às usinas térmicas levam em conta a capacidade de ponta. Outra possibilidade, seria a redução da tarifa do Gasoduto Brasil-Bolívia, uma vez que a capacidade ocupada pelo contrato firme TCQ, da ordem de 18 MMm3/dia já estaria amortizada em 2019, quando vence o contrato de utilização dessa capacidade.

[2] Tcf – Trilhão de pés cúbicos

A ANP deveria, de pronto, definir a tarifa máxima para a capacidade liberada para o mercado. Existiria escopo para reduzir a tarifa dos atuais USD 1,96/MMBtu para USD 1,0-1,50/MMBtu no modelo de entrada e saída, para carregadores utilizando a nova capacidade liberada em 2020.

• Impostos e tributos

Os estados cobram ICMS de 12 a 25% sobre o preço do gás natural. Embora o ICMS seja compensado pelas indústrias, o mesmo não ocorre para outros consumidores. Além disso, a discrepância entre os diversos estados inviabiliza a aplicação do modelo de tarifa de entrada e saída bem como trocas operacionais e financeiras. A uniformização do ICMS para 12%, representaria uma redução de aproximadamente USD 0,40-0,50/MMBtu, enquanto que a suspensão da incidência do PIS/COFINS, contribuiria para reduzir o preço do gás para indústrias consumindo 20 mil m^3/dia, em cerca de USD 1,0-1,4/MMBtu.

• Margem de distribuição

Segundo análises da EPE, a margem média de distribuição em 2017 para consumidores da ordem de 70 mil m^3/dia era da ordem de USD 2,7/MMBtu. Tomando-se uma amostragem no Estado de São Paulo em maio de 2019, verifica-se que as margens para o consumidor livre são de USD 2,61/MMBtu para consumidores da ordem de 67 mil m^3/dia, USD 2,17 para consumidores da ordem de 67 mil m^3/dia e USD 0,35/MMBtu para consumidores termelétricos. A redução das margens para grandes consumidores industriais, implicaria na oneração da base restante de consumidores na área de concessão. Assim sendo, o assunto deveria ser estudado à luz do plano global de investimentos de cada concessionária e definido com o órgão regulador estadual.



Ieda Gomes,
Membro do Conselho da Câmara de Comércio Brasil-Grã-Bretanha em Londres e Consultora da FGV Energia

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.