

A lógica da formação de preços de gás natural no Brasil (1)

Fernanda Delgado
Sylvie D'Apote
Ieda Gomes
Anelise Lara

Para entender a lógica atual de formação de preços de gás natural no Brasil é importante considerar o histórico dos investimentos feitos nesta área, a remuneração dos diferentes elos da cadeia, a estrutura atual de oferta e demanda deste mercado e a regulação do setor. Este pequeno ensaio visa entender as etapas da abertura do mercado de gás e delinear um cenário que levaria a preços mais competitivos até o final da década.

O consumo de gás natural no Brasil tem crescido a taxas elevadas desde o ano 2000 (Figura 1). Esse mercado foi desenvolvido ao longo das últimas décadas com base em investimentos feitos principalmente pela Petrobras, e isso levou a um elevado grau de concentração do setor nas mãos da companhia. Importante ressaltar aqui o papel das distribuidoras de gás canalizado que, ao longo deste período, também investiram na construção de quase 40.000 km de gasodutos e agregaram milhões de consumidores à malha de gás do país.

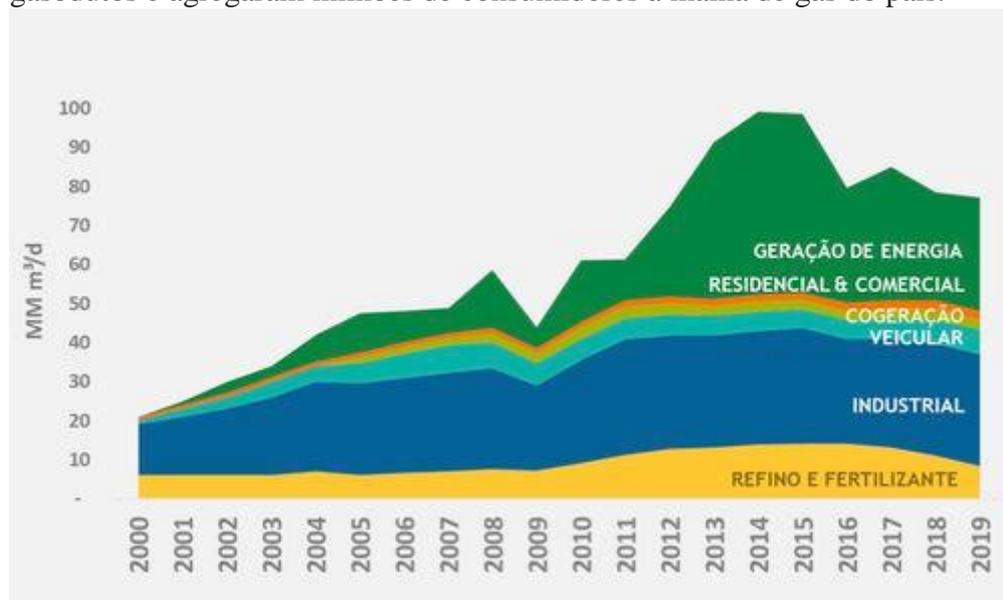


Figura 1: Consumo de gás natural no Brasil desde 2000

Fonte: Apresentação Petrobras - OTC Brasil - 2019

O processo de desverticalização na cadeia de gás começou em 2015 quando a Petrobras vendeu 49% da Gaspetro, holding com participações em 19 distribuidoras estaduais de gás natural, para a Mitsui; ganhou impulso maior no início de 2017, quando a empresa vendeu 90% da NTS (Nova Transportadora do Sudeste) para o consórcio liderado pelo Brookfield e em 2019 com a venda de 90% da TAG (Transportadora de Gas) para o consórcio liderado pela ENGIE. Com isso, já houve uma redução significativa da participação da estatal nos elos de transporte e de distribuição de gás natural que são os dois setores regulados da cadeia de gás e foram importantes movimentos para impulsionar a abertura do mercado de gás no país.

Ainda em 2019, a Petrobras e o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) assinaram um Termo de Cessação de Conduta (TCC) visando aumentar a concorrência e agilizar o processo de abertura. O TCC inclui a obrigatoriedade da empresa de sair totalmente dos elos regulados de transporte e distribuição, permanecendo com uma parcela de mercado

mais reduzida nos segmentos de produção/importação, processamento e comercialização. O TCC também obriga a empresa a não mais comprar o gás dos parceiros e de terceiros, exceto em casos específicos, como para viabilizar a produção por razões técnico-operacionais ou para viabilizar os desinvestimentos em campos produtores, por exemplo. Assim, os demais produtores de gás passam a ser responsáveis pelo escoamento, processamento e comercialização de sua produção de gás.

A nova Lei do Gás (Lei 14.134) sancionada em 09/04/2021, vai nesta mesma direção e define as regras que vão gerir este mercado e seus diferentes segmentos, favorecendo a concorrência e a participação de diferentes players nos vários elos da cadeia, e evitando que um mesmo grupo controle todas as etapas até o consumidor final. A Lei também define o processo de autorização para construção de novos gasodutos, estabelece o modelo de entrada-saída para contratação de capacidade de transporte, garante o acesso negociado às infraestruturas essenciais e reforça o papel da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis) na regulação do mercado.

O entendimento da formação de preço do gás natural no Brasil perpassa três pontos relevantes:

- 1) O Brasil é um país importador de gás natural;
- 2) A infraestrutura de escoamento, transporte e distribuição de gás é relativamente nova e os investimentos ainda não foram totalmente depreciados, com custos ainda elevados;
- 3) A demanda de gás natural no Brasil é caracterizada por uma elevada participação do setor elétrico, cujo consumo de gás é variável e bastante imprevisível, exigindo uma flexibilidade grande da oferta.

Analisa-se a seguir cada um desses pontos.

1.O Brasil é um país importador de gás

A Figura 2 mostra o histórico da oferta de gás natural com a participação das diferentes fontes. Neste cenário, o cálculo do preço do gás envolve o custo de oportunidade do produto uma vez que não há produção interna suficiente para atender toda a demanda.

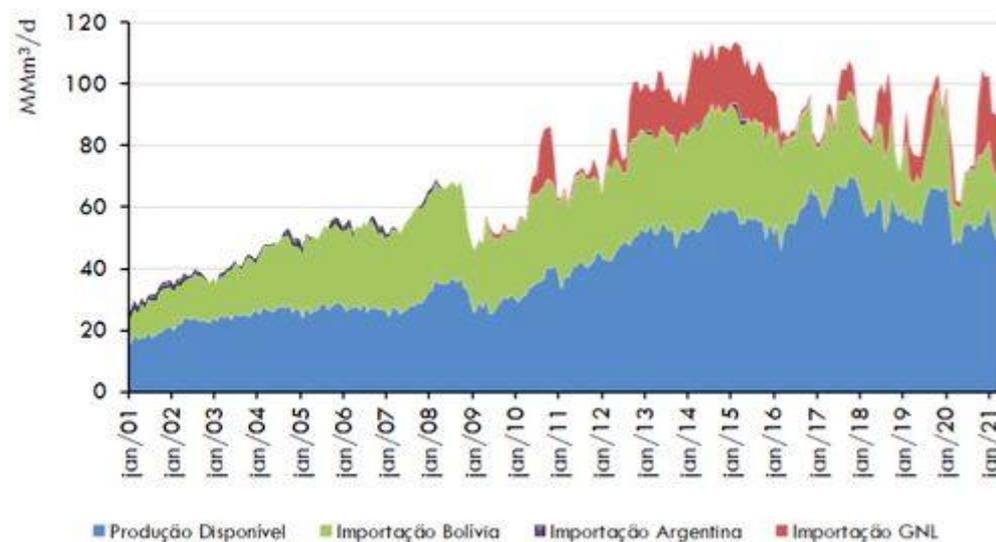


Figura 2: Produção doméstica de gás natural

Fonte: ANP e MME, 2021

Preço do gás doméstico

A produção de gás no Brasil vem principalmente dos campos offshore, notadamente da província do pré-sal. Segundo a ANP, no segundo trimestre de 2021, a produção de gás dos campos do pré-sal na Bacia de Santos atingiu 92 milhões de m³/dia, tendo sido produzidos 14 milhões de m³ de CO₂, os quais foram reinjetados nos reservatórios de onde foram extraídos.

Dos 78 milhões de m³/dia restantes, 7,4 milhões foram consumidos nas operações das plataformas de produção, 54 milhões de m³/dia reinjetados nos reservatórios para aumentar a recuperação de óleo e 29 milhões de m³/dia disponibilizados ao mercado pela infraestrutura de escoamento de gás existente. No primeiro trimestre de 2021 o Brasil produziu em média 131 milhões de m³/dia.

E porque a produção do gás do pré-sal não é totalmente voltada para atender à demanda de gás do país? Esse ponto já foi bastante discutido em vários webinars e artigos publicados. Os campos do pré-sal produzem óleo com gás associado. Isso significa que os projetos de desenvolvimento da produção são otimizados para a produção do óleo que é o principal produto que garante a viabilidade econômica do projeto. Esses campos estão situados a 300 km da costa, a 2.200 m de profundidade de água e embaixo de 2.000 m de uma camada de sal.

Os custos de investimento nestes projetos chegam a vários bilhões de dólares, compreendendo sistemas de produção, poços e os equipamentos submarinos de produção e injeção. Para que o gás possa ser levado até o litoral deve-se considerar também os dutos de escoamento offshore e as unidades de processamento em terra. Os poços de injeção do pré-sal estão equipados com linhas para injeção tanto de água como de gás. Este gás pode conter um percentual de CO₂ significativo, chegando a cerca de 45%, no caso do Campo de Mero. Ou seja, o gás é reinjetado de volta no reservatório para não se ventilar CO₂ para atmosfera e ao mesmo tempo tem um efeito benéfico na recuperação de petróleo destes campos. Em função de determinadas condições, a reinjeção de gás (CO₂+ gás natural), conjugada com injeção de água, nos reservatórios do pré-sal, pode elevar a recuperação de óleo em cerca de 15% a 25% quando comparada com o método convencional de injeção de água. Esse aumento na recuperação de óleo tende a tornar os campos do pré-sal mais atrativos economicamente, mesmo considerando os riscos da volatilidade dos preços no mercado internacional e os efeitos da transição energética¹.

Com a entrada em operação do projeto BMC-33, operado pela Equinor, até o final da década, o volume de gás a ser comercializado nesta área do pré-sal pode chegar a 60 milhões de m³/dia. Esse volume ainda é inferior à demanda atual, de cerca de 90 milhões de m³/dia. Acredita-se que a demanda de gás tende a crescer com a melhora das condições macroeconômicas do país, mas, mesmo se mantendo constante, o país deverá continuar sendo importador de gás, pelo menos, até o final da década.

Em relação ao preço, o preço do gás doméstico vendido pela Petrobras varia trimestralmente e é reajustados de acordo com a média da taxa de câmbio e da cotação do petróleo Brent realizados no trimestre anterior ao do reajuste. Em maio de 2021, porém, a petroleira divulgou um comunicado ao mercado a respeito da possibilidade de celebrar novos contratos com as distribuidoras, indexando os preços domésticos ao gás Henry Hub comercializado nos EUA. Segundo a petroleira brasileira, a opção teria "menor volatilidade, sem abrir mão do alinhamento com os preços internacionais".

Alguns produtores de gás em terra já celebraram contratos com distribuidoras e esses contratos não necessariamente seguem a fórmulas de precificação da Petrobras. A partir de janeiro de 2022, vários produtores que hoje vendem seu gás para a Petrobras passarão a ser diretamente responsáveis pela comercialização de sua produção de gás. Neste contexto, poderão aparecer outros tipos de contratos com fórmulas de precificação e indexadores diferentes.

Preço do gás importado da Bolívia

Os campos de gás da Bolívia estão em estágio maduro de produção e o país precisará de novas descobertas e novos projetos para recompor seu perfil de produção nos próximos anos. Hoje, a capacidade do gasoduto Brasil-Bolívia é de 30 milhões m³/dia e a Petrobras está importando 20 milhões m³/dia, abrindo espaço para que outras empresas possam contratar o volume restante diretamente com a YPFB.

O preço do gás que a Petrobras negociou com a Bolívia está atrelado a uma cesta de óleos combustíveis, cujos preços também variam com o preço do petróleo no mercado internacional.

Além do preço da molécula existem os custos de transporte até a fronteira com o Brasil e do gasoduto Brasil-Bolívia (via TBG), o preço cobrado pelas distribuidoras estaduais até chegar ao consumidor final e ainda os tributos incidentes, como PIS/COFINS e ICMS.

Outras empresas estão buscando importar gás boliviano e poderão negociar contratos com uma precificação distinta para a molécula.

Preço do gás importado via GNL

O GNL importado pela Petrobras segue a lógica de garantir o suprimento nacional e administrar o portfólio da companhia. O GNL entra para cumprir o abastecimento nacional nas intermitências do fornecimento de gás pela oferta nacional, pelas questões hídricas sem controle, e pela variabilidade dos sistemas das energias renováveis. A Petrobras opera três terminais de GNL no país, porém, os novos terminais que estão sendo construídos pela iniciativa privada são projetos integrados com usinas termelétricas que resultam de leilões de energia elétrica, demandando flexibilidade de operação e de oferta de GNL. Neste caso, a precificação do gás já está incluída no preço ofertado para o leilão. E a decisão futura de despacho dessas térmicas dependerá das condições hidrológicas e é responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O preço do GNL, por sua vez, também está atrelado a preços internacionais formados em diferentes hubs e também aos preços do petróleo (Brent) em contratos de médio e longo prazo. Os mais negociados são o Henry Hub (EUA), JKM (Japão) e TTF (Europa). O preço do GNL considera o preço da molécula, o custo de liquefação no país de origem e o frete de envio da carga, além de outros fatores como contratos de longo prazo ou contratos spot. Depois de definido o preço do GNL na costa brasileira, tem-se que adicionar o custo de regaseificação, o custo do transporte e da distribuição no Brasil, mais os tributos.

2. Custos de Infraestrutura

Como já mencionado, além do custo da molécula, o preço do gás para o consumidor final considera os custos de infraestrutura upstream e midstream (escoamento, transporte e processamento), os custos da distribuição e os tributos federais e estaduais.

Pelo acordo assinado com o CADE a Petrobras deverá sair totalmente do segmento de transporte até o final de 2021. Alguns desses gasodutos consumiram investimentos bilionários e, de fato, a NTS e a TAG foram os ativos mais caros da carteira de desinvestimentos da empresa. Ambas foram vendidas por um total de cerca de US\$ 13,8 bilhões (cerca de R\$ 69 bilhões, considerando o câmbio a R\$ 5).

É fato que os custos de transporte terrestre de gás no país ainda são elevados e, por ser um segmento caracterizado por monopólio natural e altas economias de escala e de escopo, as tarifas de transporte são reguladas pela ANP, considerando a remuneração dos investimentos realizados na construção dos dutos. Um exemplo de redução de tarifa de transporte ocorreu no ano passado com o gasoduto Brasil-Bolívia. O duto entrou em operação em 1999, e estava praticamente amortizado. Com isso, a ANP pode definir uma nova tarifa de transporte, que foi reduzida em relação à tarifa anterior.

As três rotas de escoamento de gás dos campos do pré-sal foram e estão sendo construídas ao longo da última década, sendo que a rota três (3) ainda não entrou em operação, e está prevista para 1º trimestre de 2022. Essas rotas offshore foram construídas principalmente pela Petrobras (78%) mas os parceiros, Shell, Petrogal e Repsol-Sinopec, também detém participações na rota (2) dois. Em setembro de 2020, a Petrobras e seus parceiros assinaram acordo relativo ao Sistema Integrado de Escoamento (SIE) que regula os volumes e preços para exportação do gás pelas três rotas de escoamento, levando-se em consideração os custos dos investimentos feitos.

Além dos gasodutos, consideram-se também as unidades de processamento de gás que processam o gás rico e separam metano, etano, GLP e C5+. O metano representa a maior parcela do gás injetado no sistema dutoviário e comercializado para as usinas térmicas e as distribuidoras, enquanto o etano, GLP e C5+ são separados e comercializados separadamente. No TCC assinado com o CADE, a Petrobras se comprometeu a garantir o acesso a essas

infraestruturas para os demais produtores. A minuta dos contratos foi disponibilizada ao público, juntamente com os preços do serviço de processamento de gás natural.

Adicionalmente, no setor de distribuição, no período 2014-2020 foram construídos mais de 13 mil km de redes de distribuição, com o número de consumidores crescendo de 2.4 milhões para 3.8 milhões.

Em resumo, a maior parte dos investimentos em infraestrutura de escoamento, transporte, processamento e distribuição de gás no país são recentes e estes investimentos precisam ser adequadamente remunerados. Portanto, durante os próximos anos, os custos de infraestrutura de gás serão mais elevados no Brasil do que em países onde essa infraestrutura já é madura e foi praticamente toda amortizada.

3. Avaliação da demanda

A demanda firme de gás natural (composta principalmente pela demanda do mercado industrial e do parque de refino) ainda é pequena e corresponde a cerca de 50 milhões de m³/dia de gás. Por outro lado, a demanda do setor elétrico é muito variável, pois depende do nível dos reservatórios que geram energia hidráulica. A matriz de geração elétrica nacional é bastante diversificada e renovável, mas variável, e o gás entra para garantir a segurança energética do sistema. Isso demanda uma alta flexibilidade operacional da cadeia de gás e, obviamente, isso tem um custo.

Neste momento, em função da crise hídrica, o Brasil está despachando praticamente todas as usinas térmicas. O ciclo de chuvas, desde outubro de 2020, tem sido menor que o esperado e o despacho térmico tem atingido valores recordes. Mas até quando esta demanda vai continuar alta? E quando se reduzir? Se for considerado que as decisões para o despacho ou não das térmicas são baseadas em PLDs (preço de liquidação de diferença) horários, o preço a pagar para se ter essa flexibilidade não é barato. Além disso, essa característica da demanda termelétrica requer o suprimento flexível de gás natural, o que tem sido possibilitado por contratos de GNL de longo prazo, o que requer do supridor de GNL o esforço para garantir volumes firmes em prazos curtos. Essa flexibilidade também custa mais caro.

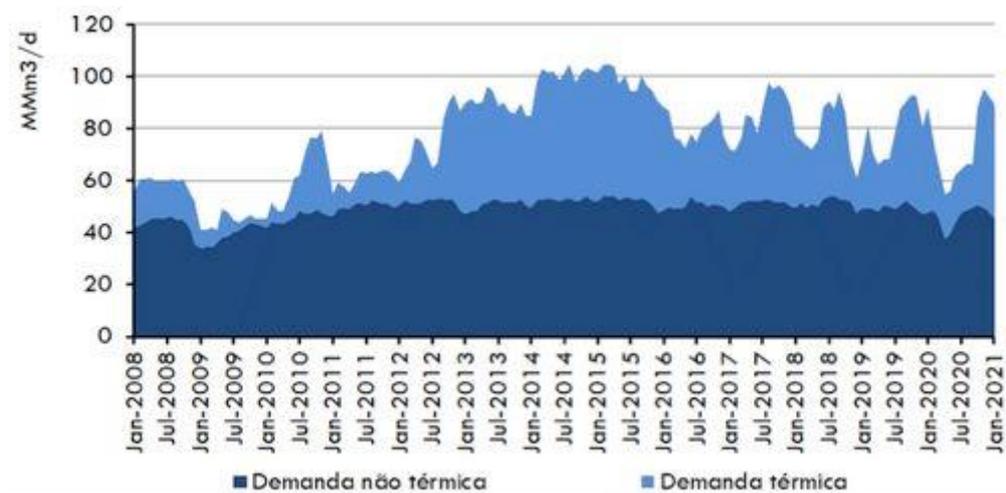


Figura 3: Histórico de demanda de gás natural no Brasil

Fonte: MME, 2021

Comentários Finais

Tratou-se aqui de detalhar os impactos de pontos relevante, e por vezes negligenciados, na formação do preço do gás natural ao consumidor final. O Brasil é um país importador de gás e deve se manter nesta condição pelo menos até o final da década. A construção de cada elo da cadeia de gás exigiu investimentos vultuosos em diferentes períodos de tempo e boa parte destes investimentos ainda não foram amortizados.

Além da promoção da abertura do mercado de gás com regras claras e atrativas a novos

investimentos, um cenário que levaria a ter preços mais competitivos de gás deveria considerar:

- * O aumento na competição na oferta com a maior diversificação de agentes;
- * O aumento da oferta nacional de gás;
- * O uso mais eficiente da infraestrutura, com aumento da demanda firme e adição de estocagem (de qualquer natureza, em especial a subterrânea) para equilibrar demanda e oferta;

- * A própria competitividade da infraestrutura, à medida que os investimentos sejam amortizados ao longo dos próximos 5-10 anos;
- * O aumento da demanda do mercado não térmico (principalmente industrial).

Vale ainda ressaltar que preços competitivos não necessariamente se traduzem em preços baixos e estáveis. Por exemplo, no caso do Reino Unido e Espanha, mercados altamente competitivos e liberalizados, os preços oscilam para mais ou para menos em função da dinâmica das forças de mercado, variações cambiais e movimentos de preços internacionais. Porém, não resta dúvida de que a competição é extremamente salutar para a descoberta e formação de preços.

Em resumo, a possibilidade de implementação da competição gás-gás no Brasil depende de um mercado diversificado tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda. E ainda assim, não garante uma redução do preço final do gás, porque existem outras condições estruturais (custos da infraestrutura não amortizada, impostos etc.), mas a diversificação do mercado é uma condição sine-qua-non para que a parcela da molécula seja o resultado do funcionamento dos fundamentos de mercado (oferta-demanda), em vez do atrelamento à indexadores que remetem aos fundamentos de outros mercados (e.g. preço do gás no Henry Hub nos Estados Unidos, preço do petróleo Brent, entre outros).

A abertura do mercado já está ocorrendo com os desinvestimentos da Petrobras e a sanção da Lei 14.134. Tudo isso irá trazer mais competição na oferta e maior diversificação de fontes e agentes. Quanto aos demais pontos do cenário desenhado, é preciso reconhecer que serão necessários alguns anos para se alcançar esta maturidade do mercado.

Nesta fase de transição é importante que o país mantenha a segurança jurídica e regulatória dos contratos existentes e futuros para continuar atraindo novos investimentos. O papel da ANP como agência reguladora deste mercado e do CADE como agente regulador da competição também é, e será cada vez mais, importante. Assim como ocorreu nos países que já passaram pela abertura do mercado de gás, a existência de órgãos reguladores fortes e independentes é condição fundamental para garantir uma boa engrenagem entre os diferentes elos da cadeia. Adicionalmente, somente com novos investimentos nesta área será possível alcançar um cenário de maior oferta nacional e de maior demanda firme, com a atração de grandes consumidores industriais, levando a uma condição de preços de gás mais competitivos.

¹Esse processo de recuperação suplementar ainda é pouco utilizado em campos offshore no mundo e será importante acompanhar o gerenciamento dos reservatórios, principalmente durante o declínio da produção destes campos. Obviamente existe um limite técnico para o volume reinjetado, em função das características dos reservatórios, a partir do qual haverá maior disponibilidade de gás para o mercado. E, à medida que novos projetos vão sendo implantados, haverá necessidade de investimento em infraestrutura de escoamento offshore. No cenário atual, considerando a existência das três rotas de escoamento de gás para os campos do pré-sal já em operação (rotas 1 e 2), ou em fase final de implantação (rota 3), haverá capacidade disponível de exportação de até 44 milhões de m³/dia de gás.

²Não há sempre a mesma afluência nos reservatórios das usinas hidrelétricas, não venta todo o tempo, e não há incidência de sol todo o tempo.

- (1) Artigo publicado na Agência Broadcast Energia. Disponível em:
<https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/38583919> Acesso em 12 de agosto de 2021.
- (2) *Anelise Lara é ex-diretora da Petrobras e integra o Conselho do Instituto Brasileiro do Petróleo e do Gás (IBP); Fernanda Delgado é professora e pesquisadora da FGV Energia; Ieda Gomes é Senior Visiting Fellow Oxford Institute for Energy Studies e integra o Conselho Consultivo da FGV Energia; e Sylvie D'Apote é diretora executiva de Gás Natural do Instituto Brasileiro do Petróleo e do Gás (IBP)*