



Uma revolução não convencional brasileira

GLOBAL STRATEGY GROUP

KPMG Global Energy Institute

www.kpmg.com.br



KPMG Global Energy Institute (GEI)

Lançado em 2007, o KPMG Global Energy Institute (GEI) é um fórum mundial de compartilhamento de conhecimento sobre questões atuais e tendências emergentes do setor. O GEI interage com seus mais de 40.000 membros através de vários canais de mídia, incluindo *thought leadership*, *webcasts*, vídeos, *white papers*, boletins informativos e eventos. Para saber mais e se tornar um membro, visite www.kpmg.com/energy ou o site regional da América Latina, www.kpmg.com/energylatam.

Para se inscrever no KPMG Global Energy Institute (GEI), permitindo que você receba automaticamente conteúdo futuro, bem como convites para os próximos *webcasts* do setor, entre em contato conosco pelo e-mail energy@kpmg.com.

Há muitas razões para se juntar ao Instituto Global de Energia da KPMG. Como membro do nosso instituto, você poderá participar de *webcasts* e eventos on-line que cobrem os tópicos mais importantes do momento; acessar conteúdo *premium* que afeta seu setor ou organização; compartilhar suas perspectivas sobre assuntos críticos de negócios e problemas do setor; postar comentários sobre nosso conteúdo; avaliar a pesquisa que você encontrará aqui; e muito mais. Leva apenas um minuto para se registrar. E é a melhor maneira de se manter informado sobre tudo o que a KPMG tem a oferecer.

Sumario

<input type="checkbox"/>	Prefácio _____	05
<input type="checkbox"/>	Um mundo em transição _____	07
<input type="checkbox"/>	O que há de novo com os recursos não convencionais _____	08
<input type="checkbox"/>	O começo de uma revolução _____	09
<input type="checkbox"/>	Como os principais mercados estão estruturados _____	10
<input type="checkbox"/>	Quais são as principais preocupações ambientais? _____	11
<input type="checkbox"/>	Como o Brasil se posiciona nesse contexto? _____	12
<input type="checkbox"/>	O gás natural será em breve uma commodity mundial _____	13
<input type="checkbox"/>	Qual é o nível de atratividade do mercado brasileiro _____ para a produção onshore?	14
<input type="checkbox"/>	Com tantos participantes, há espaço _____ para o gás não convencional?	15
<input type="checkbox"/>	Flexibilidade: um driver da produção não convencional _____	15
<input type="checkbox"/>	“Meu nome é Mica” _____	16
<input type="checkbox"/>	Qual seria o custo de desenvolver um _____ ativo de gás de folhelho no Brasil?	17
<input type="checkbox"/>	É sustentável? _____	18
<input type="checkbox"/>	Maior lucratividade da exploração não convencional _____	20
<input type="checkbox"/>	“Gas to X” _____	21
<input type="checkbox"/>	Epílogo _____	22

Prefácio

Em um futuro próximo, a exploração de gás de folhelho *onshore* poderá se tornar uma prioridade estratégica para o setor de Petróleo e Gás brasileiro e, para isso, a capacidade de desenvolver negócios deve ser incentivada, por meio da simplificação das estruturas de concessões públicas e da regulação ambiental para impulsionar a indústria.

Deixando de lado o retorno econômico inerente da atividade, a produção de gás de folhelho *onshore* impulsiona o desenvolvimento de pesquisa e tecnologia no país, representando uma oportunidade de promover regiões menos desenvolvidas no Brasil. O gás de folhelho também permite a produção de energia flexível e localizada, incentivando o Brasil a explorar novas alternativas energéticas como parte da transição da matriz energética.

A natureza da produção de gás de folhelho *onshore* representa uma oportunidade para investidores e operadores menores, bem como para outros participantes, como produtores de produtos petroquímicos e produtores de energia independentes, apoiando o desenvolvimento de uma sólida cadeia de suprimentos local e de oportunidades econômicas distribuídas pelo país.

À medida que aprofundamos o nosso entendimento dos fatores de dissuasão para a oportunidade do gás de folhelho *onshore* no Brasil, identificamos que as principais ações a serem tomadas para impulsionar esse setor incluirão:

- simplificação da estrutura regulatória;
- definição clara do processo de licenciamento ambiental e seus requisitos;
- desenvolvimento de incentivos fiscais relacionados à indústria;
- simplificação dos processos administrativos, incluindo os que se referem às concessionárias de energia regionais;
- desenvolvimento de mecanismos alternativos de monetização, como “Gas to X”.

Além disso, acreditamos que o uso da Cláusula de Incentivo a P&D *offshore* poderia apoiar o desenvolvimento do setor de gás de folhelho *onshore* como uma maneira de incentivar a participação de investidores internacionais e locais no desenvolvimento deste interessante setor no Brasil.

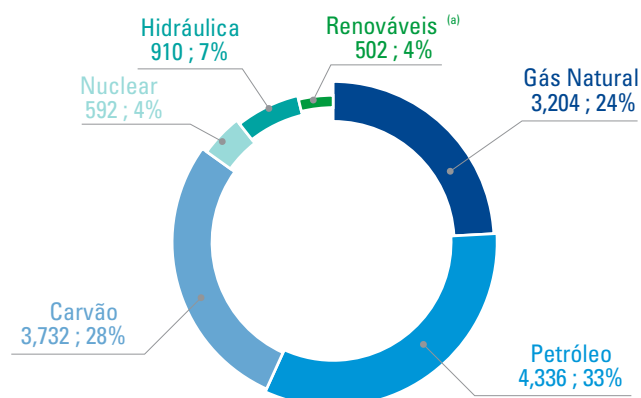
Não se trata de opções de gás de folhelho *onshore* ou *offshore*, mas sim de gás de folhelho *onshore* e *offshore* simultaneamente.

Uma colaboração de: Armando Cavanha

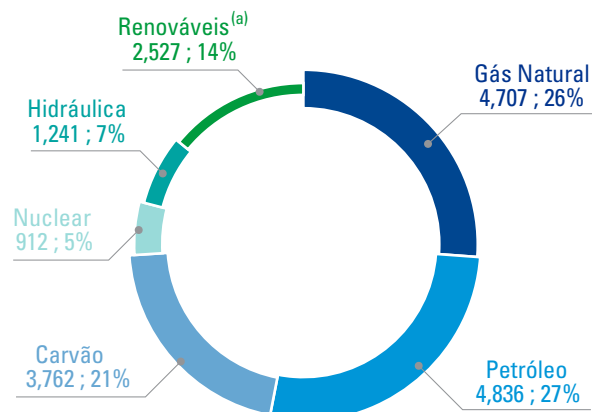


Um mundo em transição

Matriz energética, 2016 - btoe



Matriz energética, 2040 - btoe



Observação: (a) Inclui biocombustíveis
Fonte: BP Energy Outlook, 2018

Previsões mundiais

Olhando para o futuro, estima-se que a demanda por energia será 30% maior em 2040⁽¹⁾, uma vez que o PIB global deverá crescer 3,5% ao ano, seguindo um crescimento populacional impulsionado principalmente por China e Índia⁽²⁾.

O mundo precisará de mais energia. No entanto, mais do que nunca, as preocupações ambientais e os avanços tecnológicos estão transformando o setor energético.

Nesse contexto, em 2015, o Acordo de Paris celebrou o compromisso de 195 países em manter a elevação da temperatura global abaixo de 2°C. Desde então, as instituições governamentais vêm incentivando a transição para fontes mais limpas e um uso mais eficiente da energia, principalmente por meio de políticas e benefícios fiscais.

Consequentemente, as fontes de energia renováveis e o gás natural deverão crescer em um ritmo acelerado até 2040 (1,6% e 7%, respectivamente), apoiando uma grande transição para uma matriz energética mais limpa⁽¹⁾.

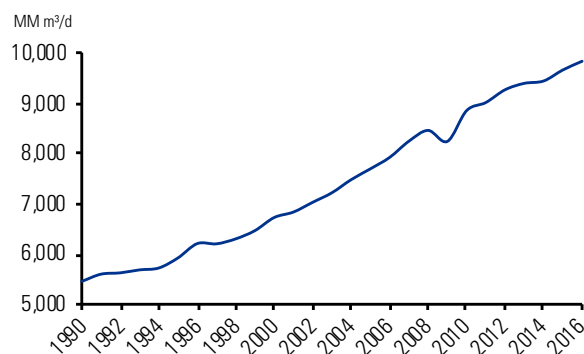
45%

é o crescimento esperado para o consumo de gás natural nos próximos 25 anos⁽¹⁾.

Desde 2010, o consumo de energia solar está crescendo a taxas acima de 30%. Isso representa um **crescimento exponencial** contínuo

Gás Natural: a ponte para o futuro

O consumo de gás natural vem crescendo ao longo dos anos, sendo utilizado primeiramente como alternativa para o carvão e a *posteriori* para o petróleo, principalmente nos setores de geração de energia e industrial:



Fonte: Revisão Estatística da energia mundial da BP, 2017

Conforme os custos de painéis solares, turbinas eólicas e tecnologias de armazenamento diminuem, o uso de fontes de energia renováveis crescerá mundialmente, acima do crescimento dos combustíveis fósseis. No entanto, especialmente em mercados menos maduros, tradicionalmente dependentes do carvão, como a China e a Índia, espera-se que o gás natural funcione como uma "ponte", permitindo a transição mais rápida para uma matriz energética descarbonizada⁽¹⁾. Em função da natureza intermitente da geração renovável, o gás natural pode fornecer capacidade durante os picos de consumo ou falta de produção provocados por eventos naturais, como a baixa intensidade solar ou rajadas de vento de baixa velocidade. O comércio é possibilitado pela rápida expansão do GNL, que garante o acesso de países não produtores.

O que há de novo com os recursos não convencionais

O que são eles?

Apesar da falta de consenso sobre a definição de “recursos não convencionais”⁽¹⁾, vamos considerá-los como sendo recursos *onshore* localizados em formações de baixa permeabilidade, que necessitam de técnicas de estimulação, como fraturamento hidráulico, para serem produzidos / extraídos.

O fraturamento hidráulico é uma técnica de bombear grandes quantidades de fluidos sob alta pressão ao longo de um poço e na camada produtora, procurando criar fissuras para permitir o fluxo de fluidos dentro do poço. Os fluidos geralmente consistem em uma

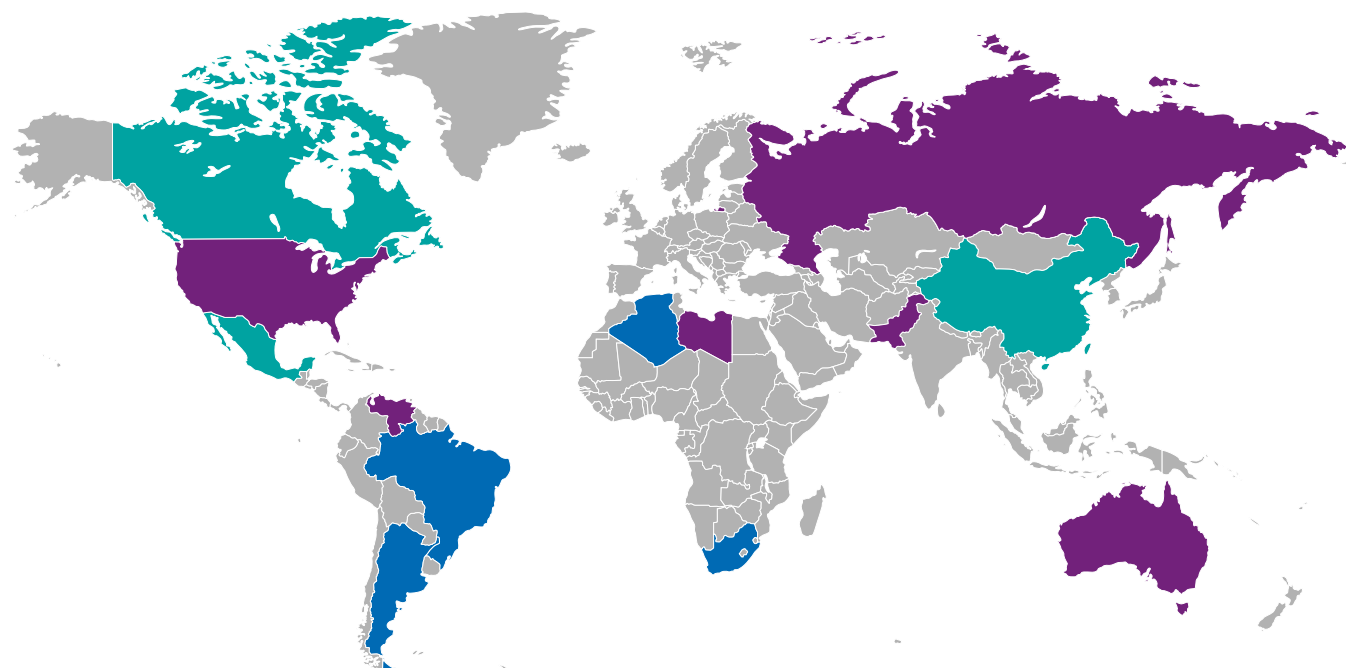
mistura de água, aditivos químicos e propantes (partículas não compressíveis como areia e pellets de cerâmica)⁽²⁾⁽³⁾.

Entre as décadas de 1980 e 1990, a Mitchell Energy experimentou fraturar o folhelho Barnett (EUA) e, em 2000, foi possível produzir volumes comerciais de gás de folhelho⁽⁴⁾.

Tight gas, *coalbed methane*, hidratos de gás, gás de folhelho e *tight oil* são considerados recursos não convencionais.

Onde eles estão localizados?

Até o momento, recursos de óleo de folhelho e gás de folhelho tecnicamente recuperáveis foram identificados em 41 países, classificados em diferentes níveis de potencial⁽⁵⁾:



■ Principais países em recursos de óleo de folhelho

■ Principais países em recursos de gás de folhelho

■ Principais países em ambos os recursos

Fonte: (1) What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability, Harris Cander, 2012; (2) Resolução 21 da ANP, 2014; (3) The Process of Unconventional Natural Gas Production, EPA, 2018; (4) Where our natural gas comes from, EIA, 2017; (5) Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States; EIA, 2013

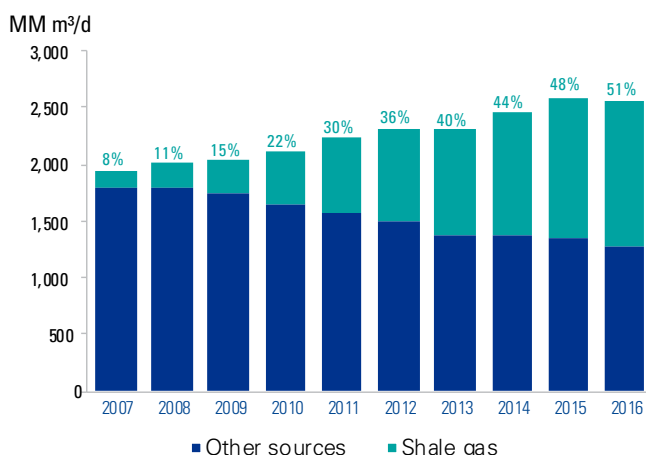
O começo de uma revolução

As evoluções nas técnicas de perfuração horizontal e estimulação de poços possibilitaram o aumento na produção comercial de petróleo e gás não convencional nos Estados Unidos a partir de 2007. Os grandes volumes de petróleo e gás disponibilizados no mercado, combinados com o aumento da produção da OPEP, levaram o preço do barril de petróleo para US\$ 26 em janeiro de 2016. Apesar da crise, a necessidade de operações mais enxutas na busca de um menor ponto de equilíbrio operacional consolidou o papel não convencional na produção global.

Quem são os atores?

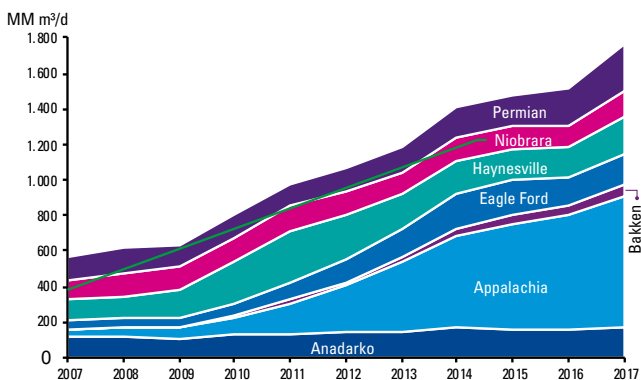
A flexibilidade da produção e menores tempos de *payback* permitem que as pequenas empresas prosperem nos negócios não convencionais. Ao contrário dos grandes IOCs (International Oil Companies), que estão interessados em maior risco e retornos de longo prazo, as empresas independentes não têm uma operação integrada e buscam projetos menores com retornos mais rápidos que podem acomodar a dinâmica do mercado:

Produção de gás natural - EUA



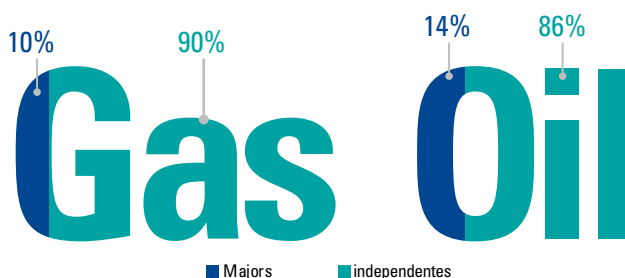
Fonte: Natural Gas Summary, EIA, 2017

Em função dos seus reservatórios naturais de baixa permeabilidade, a produção é limitada e o período de declínio tende a ser prematuro, o que pode ocasionar uma menor lucratividade na atividade não convencional. No entanto, a capacidade de se posicionar melhor na dinâmica de mercado, além do foco em operações mais enxutas, permitiu operações lucrativas nos EUA ao longo do tempo.



Fonte: Relatório de Produtividade de Perfuração, EIA, 2017

Perfil das empresas - EUA



Dinâmica do mercado argentino

A Argentina é o segundo país do mundo em recursos recuperáveis de gás de folhelho e, desde 2010, a produção não convencional aumentou, representando 39% da produção nacional de gás e 28% da produção nacional de petróleo em 2016⁽¹⁾.

Com o desenvolvimento das reservas concentradas nas bacias de Neuquén e Austral, a Argentina reverteu o declínio dos campos maduros e atualmente representa um caso de sucesso de produção comercial fora dos EUA. A empresa estatal YPF, juntamente com a Chevron e a Tecpetrol, respondeu por 62% da produção de petróleo em 2016. A produção de gás é liderada pela Total Austral, seguida pela YPF e pela Petrobras, respectivamente⁽²⁾.

50%

da produção de gás natural argentina será proveniente de fontes não convencionais até 2025⁽³⁾.

Fonte: (1) Boletín Estadístico nº 182, Dirección Provincial de Estadística y Censos, 2017; (2) Pronósticos de Petróleo y Gas, MEyM, 2017; (3) Escenarios Energéticos 2025, MEyM, 2016

Como os principais mercados estão estruturados



Propriedade dos recursos minerais	Proprietário da terra	Províncias	União
Órgão regulador das atividades de E&P	Autoridade Estadual e BLM em propriedades federais	Ministério de Energia e supervisão municipal	Ministério de Minas e Energia e ANP
Licenciamento ambiental	Agências estaduais, autoridades de mineração e NEPA-CEQ em terras federais	Ministério do Meio Ambiente e Secretaria do Meio Ambiente	Ibama (<i>offshore</i>) e autoridades estaduais (<i>onshore</i>)
Distinção de recursos convencionais e não convencionais	Sim	Sim (Lei nº 27.007/2014)	Sim (Resolução ANP nº 21/2014)
Principais recursos não convencionais	<i>Tight oil</i> e gás de folhelho	Óleo de folhelho e <i>tight gas</i>	Gás de folhelho e <i>tight oil</i>
Distribuição de reservas	Distribuídas	Concentradas	Distribuídas
Transmissão	Concessões regionais / Capital privado	Concessões regionais / Capital privado	Concessões regionais / Monopólio informal da Petrobras (em transição)
Infraestrutura de transporte	Bem distribuída	Bem distribuída	Litorânea
Distribuição	Concessões regionais / Capital misto	Concessões regionais / Capital misto	Concessões regionais / Capital misto
Consumo	Geração de Energia Industrial Residencial	Geração de Energia Residencial Industrial	Geração de Energia Industrial Refino de petróleo

Quais são as principais preocupações ambientais?

A técnica de fraturamento hidráulico levantou grandes preocupações sobre a contaminação de fontes de água, efeito de aditivos tóxicos / mutagênicos ou biocumulativos, volume de água utilizado, abalos sísmicos, tratamento de água de retorno, entre outros.

Apresentamos aqui algumas dessas questões e as melhores práticas adotadas pela indústria para evitar ou mitigar os impactos socioambientais da exploração não convencional:



Integridade do poço

Esse risco geralmente está relacionado, na maioria dos casos, a falhas de cimentação e de revestimento. A migração de gás pode levar à contaminação da água ou até mesmo a *blowouts*, em casos extremos⁽¹⁾. Boas práticas da indústria incluem a corrida de perfis após cada fase de revestimento, testes de integridade de equipamentos e tubulações, monitoramento da pressão e uso de modelagem microssísmica e geomecânica.



Uso da terra e abalos sísmicos

Em termos percentuais, os equipamentos e instalações de superfície correspondem a 1,4% da área de subsolo explorada. Apesar disso, as áreas de preservação, a retirada de vegetação e a deterioração do solo devem ser levados em conta. Há alguns incidentes de abalos sísmicos provocados por atividades não convencionais, sendo o mais pronunciado o de 3,8 na escala Richter, na bacia do Rio Horn. Embora atividades como operações geotérmicas e de mineração tenham levado a casos mais relevantes, o monitoramento de pressões e taxas de injeção, sensores sísmicos e estudos geológicos próximos às fraturas figuram nas melhores práticas da indústria.



Uso de água e descarte de fluidos

O fluido bombeado para as rochas é composto principalmente por água. Um estudo de 500 poços em Marcellus (EUA) estimou que de 4 a 30 mil metros cúbicos de água são utilizados por poço, e 76% destes correspondem a fluido de fraturamento hidráulico. De acordo com este estudo, 89-95% do fluido injetado que retorna à superfície é reutilizado, mas o descarte deve levar em conta aditivos que são misturados com água para obter propriedades como viscosidade, densidade, fator de atrito etc.⁽²⁾ Boas práticas, como a divulgação da composição dos fluidos, estabelecimento de limites de concentração de substâncias para descarte e instalação de alarmes de nível em tanques, são recomendadas.



Contaminação por derramamentos e fontes de água

Os derramamentos de superfície são mais críticos na exploração não convencional, devido aos grandes volumes de fluido utilizados, e o transporte, armazenamento e tratamento são algumas atividades que merecem atenção. Talvez a questão mais preocupante em termos da exploração não convencional seja a contaminação das fontes de água quando a camada produtora está interligada a aquíferos, devido à falhas de revestimento e cimentação, fraturas induzidas ou características geológicas. A definição de zonas de amortecimento (estabelecendo a distância mínima entre a perfuração e as camadas de água), estudos hidráulicos (incluindo matriz de permeabilidade, regimes de pressão e propagação de fraturas), áreas de impermeabilização e uso de marcadores em poços de monitoramento são amplamente recomendados⁽³⁾.

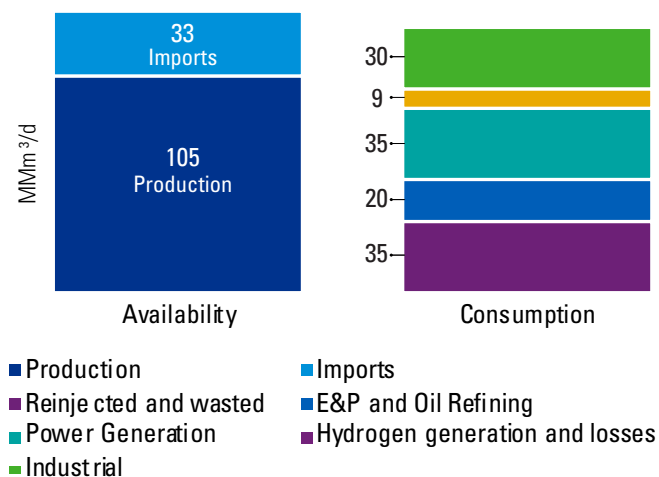
Como o Brasil se posiciona nesse contexto?

Mercado brasileiro de gás

O consumo de gás no Brasil se dá principalmente nos setores de geração de energia e industrial.

O Brasil produz uma grande quantidade de gás natural, uma tendência que deverá crescer, já que os campos do pré-sal têm uma relação gás / óleo alta. No entanto, o Brasil importa 26% do seu gás consumido, um volume semelhante ao que é reinjetado como parte das operações de produção⁽¹⁾:

Gás natural no Brasil



Fonte: Resenha Energética Brasileira, MME, 2017

A maioria das importações brasileiras de gás é proveniente da Bolívia, que viu sua relação R/P cair drasticamente ao longo dos anos. A relação R/P mede quanto tempo um país tem de produção de um recurso, considerando o nível de reservas descobertas e o nível de produção no momento. O maior contrato de fornecimento com a Petrobras (18 milhões m³/d) expira em 2019⁽²⁾, permanecendo a dúvida sobre quanto deste volume será renovado e se a Petrobras seria a contratante novamente.




Gás para Crescer

Ciente da preponderância do gás natural no cenário energético futuro e das mudanças com a alienação de ativos de infraestrutura de gás pela Petrobras, o governo brasileiro propôs uma iniciativa legal visando a impulsionar a dinâmica do mercado e dar flexibilidade ao uso de instalações essenciais.

O programa, denominado “Gás para Crescer”, propõe uma integração entre os setores elétrico e de gás, restrições à indicação de diretores nos conselhos de empresas de distribuição, efetividade de consumidores livres, entre outras iniciativas. Nesse contexto, o substitutivo da Lei nº 11.909/2009 aguarda aprovação no Congresso brasileiro, propondo:

- Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte**, apresentado pelas empresas de transporte à ANP, sugerindo iniciativas de otimização e expansão
- Regime de autorização**, incluindo a construção, ampliação, operação e manutenção das instalações
- Veto do poder de designação do conselho**: membros do conselho ou diretores das empresas produtoras não podem mais indicar os tomadores de decisões nas empresas de distribuição
- Determinação da ANP**, em relação a revisões periódicas e extraordinárias de preços, cessão de capacidade de oleodutos, garantias de compradores, entre outras questões
- Acesso a instalações essenciais**, como tubulações e terminais, permanecendo a prioridade do proprietário, e **comercialização** pelos produtores, consumidores do mercado livre e empresas de distribuição



O gás natural será em breve uma commodity mundial

À medida que o gás se torna uma fonte de energia mais relevante, os mercados ganham flexibilidade e criam a base de fornecedores, consumidores e investidores. O comércio global é uma realidade para o gás natural, comprovado pelos terminais de GNL em todo o mundo. Espera-se que a China seja o maior importador de GNL (superando o Japão) até 2030⁽¹⁾. Como ocorre no Brasil, o movimento para se adaptar à flexibilidade que o consumo de energia exige é visto mais do que nunca na China, onde uma reforma doméstica ganha força à medida que a oferta de GNL aumenta.

A reforma procura aumentar o acesso de terceiros aos terminais de gás, liberalizar os preços do gás nacional e promover um centro comercial chinês. Em função do aumento da demanda de gás e da falta de oleodutos de importação em regiões costeiras densamente povoadas, as compras à vista logo terão um lugar importante.

Em busca de acordos de curta duração e mecanismos de preços transparentes, uma transferência de risco dos compradores para os vendedores ocorrerá à medida que os acordos de preços de LNG vinculados ao petróleo se tornarem mais curtos, enquanto o gás se transforma numa commodity global.

Qual é o nível de atratividade do mercado brasileiro para a produção *onshore*?

A conversa sobre petróleo e gás no Brasil é geralmente sobre investimentos e tecnologia *offshore*, especialmente após a descoberta do pré-sal. No entanto, as bacias terrestres têm um grande potencial, ainda não explorado como merecem. Apresentamos alguns fatores não extensivos sobre o contexto no qual os investimentos *onshore* estão inseridos no Brasil.

OBSTÁCULOS

O Brasil teve um hiato na oferta de blocos entre 2008 e 2013, quando o modelo de partilha da produção para as áreas do pré-sal foi formulado e não houve nenhuma rodada de licitações. Isso gerou uma falta de investimentos nos anos subsequentes e prejudicou as operações de muitas empresas que dependiam da cadeia de valor do petróleo;

Uma vez que a maioria das reservas brasileiras está localizada *offshore*, as instituições, autoridades regulatórias e empresas tradicionalmente se concentravam nessa atividade, e os investimentos *onshore*, normalmente feitos por pequenas empresas, foram “deixados de lado”;

Os eventos malsucedidos após a 11ª e a 12ª Rodadas de Licitações, envolvendo o licenciamento ambiental, geraram incerteza jurídica para os investidores;

O desapontamento com os resultados das últimas rodadas *onshore*, uma vez que não houve ofertas para os 21 blocos da 15ª Rodada de Licitações, pode ser explicado em parte pelo desinvestimento da Petrobras, o Projeto Topázio, que oferece 104 campos *onshore*;

A burocracia e uma estrutura fiscal complexa representam uma barreira para as pequenas empresas, geralmente interessadas em projetos *onshore*;

Como as bacias *onshore* não foram extensivamente estudadas, os dados disponíveis são escassos, levando em conta o tamanho das bacias.

INGENTIVOS

No início de 2017, o Ministério de Minas e Energia lançou uma iniciativa conhecida como REATE, o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. No mesmo período, a ANP criou a Coordenadoria de Áreas Terrestres. Essa iniciativa gerou metas como:

Triplidar a produção brasileira *onshore*, de 140 para 500 mil bbl/d em 2030⁽¹⁾;

Definição dos critérios para Rodadas de Licitações não convencionais e fim da restrição para a produção não convencional⁽²⁾;

Regulamentação da restituição do Bônus de Assinatura em caso de obstrução de contratos por determinação legal⁽²⁾;

Oferta permanente de áreas, que está sendo implementada pela ANP⁽³⁾;

Como parte da descoberta de petróleo em território brasileiro, existem alguns poços perfurados em bacias terrestres que encontraram fontes de recursos em rochas geradoras e foram posteriormente abandonados. Essas regiões (e algumas delas regiões de campos maduros) já contam com uma infraestrutura instalada e poderiam ser usadas para projetos-pilotos;

As tecnologias e infraestrutura *onshore* geralmente exigem menos investimento, e as técnicas de fraturamento hidráulico podem ser consideradas consolidadas no mercado;

Iniciativas “como o REATE”, Gás para Crescer e poços estratigráficos perfurados pela ANP vêm demonstrando os esforços do governo para avançar na exploração *onshore*, o que é essencial para impulsionar o progresso da exploração não convencional.

Com tantos participantes, há espaço para o gás não convencional?

Considerando a alta ROG (relação óleo-gás) dos campos do pré-sal, além do fornecimento de gás da Bolívia, são levantados questionamentos sobre a viabilidade da exploração de gás de folhelho no Brasil.

O gás produzido nos campos *offshore* exige uma forte infraestrutura de escoamento, ou seja, centenas de quilômetros de dutos submarinos. Apesar dos gasodutos Rota 1, 2 e 3 (o último em construção), grande parte do gás produzido atualmente é reinjetado. Nos casos de escoamento para a costa, o gás é processado e distribuído ao longo da costa.

Há quatro motivos principais que explicam por que a exploração não convencional de gás pode ser uma atividade bem-sucedida no Brasil:

Os recursos não convencionais estão localizados em bacias *onshore*, e o escoamento de gás para centros de distribuição e processamento exige menores investimentos

Já existe infraestrutura instalada em bacias maduras, e instituições governamentais estão acostumadas com atividades da indústria petrolífera

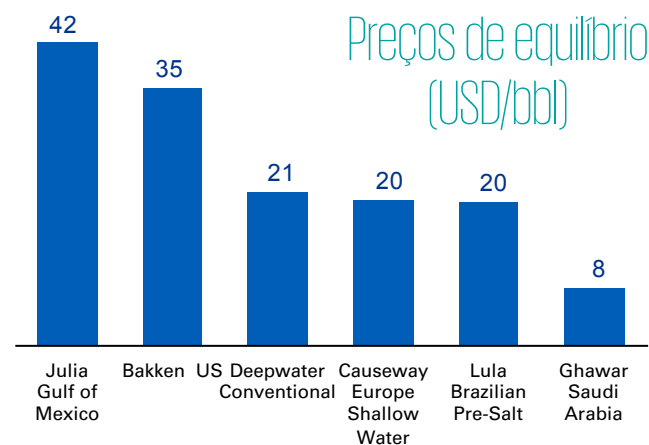
As vazões não estão limitadas a um fluido secundário, uma vez que o fluido principal é o gás natural

Durante cenários de preços desfavoráveis, os campos podem ser facilmente desligados, funcionando como um termômetro de mercado: ligar / desligar, dependendo do preço da commodity no mercado

Flexibilidade: um *driver* da produção não convencional

Projetos de gás não convencionais precisam de investimentos menores, em comparação com projetos offshore, os quais exigem investimentos maiores para serem viabilizados financeiramente. Esses investimentos não convencionais também têm um tempo de *payback* menor; dessa forma, os rápidos retornos permitem um ciclo de fluxo de caixa mais ágil, que, por sua vez, permitem investimentos em projetos ainda mais novos. Essa característica torna os investimentos em gás de folhelho atraentes para os investidores que não querem uma exposição a longo prazo e exigem maiores retornos em troca de

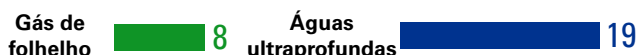
um perfil de risco mais alto colocado pelo ativo. Esses ativos também têm um nível mais alto de flexibilidade operacional, beneficiando-se de preços de mercado favoráveis. Por outro lado, tais ativos permitem perfis de risco mais equilibrados, pois o investidor pode diversificar o investimento com uma quantidade maior de projetos menores.



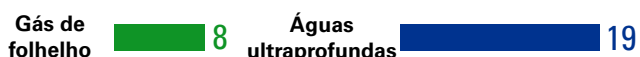
Fonte: IHS Markit Vantage, 2018

Os projetos não convencionais mostraram resiliência diante de um cenário de preços baixos, atingindo um equilíbrio a \$ 35/bbl na área de exploração da formação Bakken, por exemplo, com a consolidação da tecnologia associada a um modelo operacional mais enxuto. Ao analisar a realidade do Brasil, o fato de não dispor de uma infraestrutura logística adequada e a atual transição para uma matriz energética mais equilibrada são claramente os *drivers* de projetos não convencionais no mercado. Por outro lado, a falta de regulamentações ambientais apropriadas e a falta de certificações operacionais adequadas são dois fatores distintos em relação a esse mesmo modelo de negócios.

Tempo de *payback* (em anos, base de 2016)



Taxa de Retorno Interna (Em %, base de 2016)



“Meu nome é Mica”

Desenvolvemos um campo “virtual”, denominado Mica, para estabelecer como os diferentes componentes de custo em um ativo não convencional poderiam ser tangibilizados em um campo no Brasil. Mica é um campo de gás de folhelho, com produção desprezível de petróleo, localizado no nordeste do Brasil.



Características do campo de Mica

Campo de gás não convencional
Baixa razão óleo-gás
Bacia do Parnaíba
Área: 400 km²
Poços horizontais
TVD ~ 2.000 m
Tempo para perfurar um poço: 30 dias
Início da produção: 2018
Fim da produção: 2040
Frac stages: 21
Composição do gás: CH₄: 92%; C₂H₆: 5%; H₂S: 0%
Moeda: USD
Índice de inflação: 2%
Taxa de desconto: 10%
Royalties: 7.5%
Participação especial: 0%
Bônus de Assinatura: US\$ 0
Preços de commodities: projeções da IHS Markit
Porcentagem do CAPEX capitalizado: 30%
CAPEX para o primeiro ano: US\$ 50 milhões
Fator de variação de CAPEX: 1,0

Qual seria o custo de desenvolver um ativo de gás de folhelho no Brasil?

Nosso estudo considerou 34 ativos de produção nos EUA e na Argentina como benchmarks de custos e estabeleceu critérios qualitativos, com base na maturidade brasileira em relação ao tipo de custo⁽¹⁾:



Iniciante

O custo é 30% acima da média amostral



Comparável

O custo é 10% acima da média amostral



Experiente

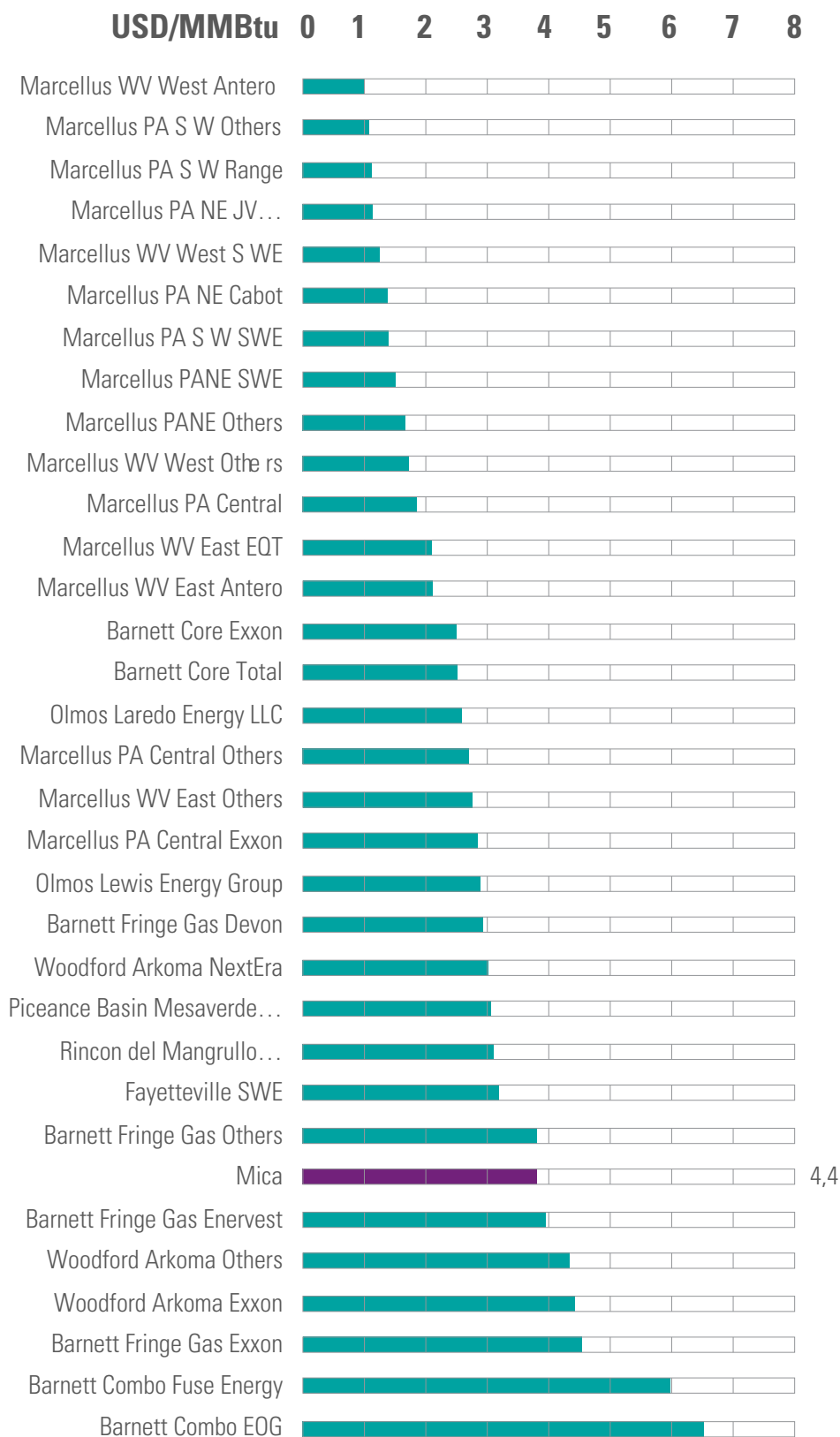
O custo é a média amostral

Os custos analisados e a fração do CAPEX são⁽¹⁾:

	Custos	Creritrios	% CAPEX	Avaliaaao
Custos de perfuracao	Licena, Pesquisa, Limpeza e Construaao		4.4%	Haa muita incerteza em torno do licenciamento ambiental, uma vez que nenhuma concessao da 12a Rodada de Licitaao teve permissao para comear a operar
	Sonda, brocas, revestimento, fluido de perfuracao, perfilagem, outros		23.3%	Devido aa intensa atividade offshore, esses equipamentos e serviaos ja tem um mercado consolidado
	Cimentaaao		2.9%	Espera-se que o trabalho de cimentaaao varie apenas com as especificidades de formaaao e comprimento
Custos de completaao	Transporte e Hot Shots		0.2%	O acesso a areas nas quais uma atividade comercial nao existe e geralmente difcil
	Propante (areia, ceramica, resinas)		3.2%	O Brasil nao tem uma producao de propante comercial na escala que um ativo nao convencional exige, e nao ha uma cadeia de suprimentos desenvolvida.
	Logistica de completaao		2.0%	O acesso a areas nas quais a atividade comercial nao existe e geralmente ruim, especialmente no Brasil, que depende de rodovias.
	Consumiveis de fraturamento		4.0%	Em funcao da forte atividade offshore, esses materiais frequentemente utilizados em fluidos de perfuracao tem um mercado maduro
	Captaao, armazenamento e transferencia de agua de fraturamento		6.1%	O conhecimento sobre fontes de agua nessas areas ainda e incipiente, e investimentos iniciais devem ser feitos para conexao e transporte para poaos. Alaa disso, a legislacao sobre distanciamento de poaos, captaao e armazenamento de agua ainda e pouco desenvolvida.
	Serviaos de flowback e descarte de agua		4.5%	
	Sonda de completaao		0.7%	Os custos iniciais poderao ser maiores em um momento inicial, devido aa demanda atipica por plataformas onshore, mas a industria de fornecimento esta consolidada no pais
	Serviaos de canhoneio, packers, coiled tubing, tubulaaoes, perfilagem e outros		11.3%	Devido aa forte atividade offshore, esses serviaos e equipamentos ja contam com um mercado consolidado
Custos das facilidades	Cabeaa de poao, elevaaao artificial, construaao das instalaaoes		11.6%	Os custos iniciais poderao ser maiores em um momento inicial, devido aa demanda atipica por esses equipamentos, mas a industria de fornecimento esta consolidada no pais.
	Flowlines		0.1%	Devido aa forte atividade offshore, esses equipamentos ja tem um mercado consolidado
Custos gerais	Maa de obra		6.9%	A legislacao trabalhista e mais restritiva e ocorre em custos mais altos no Brasil
	Combustivel e Contingencia		9.6%	Os preaos dos combustiveis tendem a seguir referencias internacionais e os custos de contingencia geralmente estao baseados nas melhores praticas da industria.
	Locaaao de equipamentos		8.9%	Devido aa forte atividade offshore, esses equipamentos ja tem um mercado consolidado

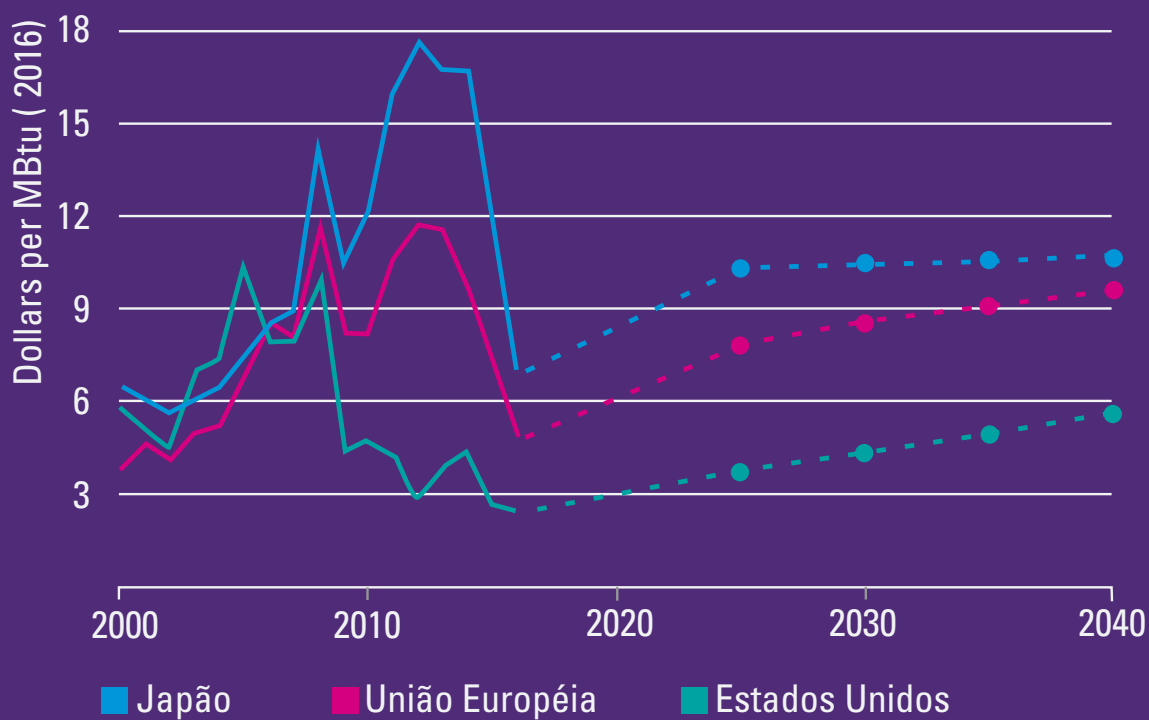
É sustentável?

Os ganhos e custos do campo foram calculados utilizando um modelo financeiro e um preço de equilíbrio de US\$ 4,4/MMBtu foi obtido, ou seja, o preço no qual o valor presente líquido é igual a zero.



Projeção dos preços do gás natural⁽¹⁾

Vale a pena mencionar que o ponto de equilíbrio do modelo é um resultado favorável, considerando as projeções atuais para os preços do gás natural, especialmente para os mercados japonês e europeu, todos acima de US\$ 4,4/MMBtu^{(1) (2)}.



Maior lucratividade da exploração não convencional

O preço de equilíbrio estabelecido para o campo de Mica é um número teórico, baseado em premissas adotadas considerando os cenários regulatórios, logísticos e fiscais.

No entanto, vale mencionar que esse número pode ser facilmente reduzido se alguns esforços forem realizados em questões críticas:

REGULAMENTAÇÃO

A ANP apresentou um desempenho atrelado à dinâmica de mercado nos últimos dois anos, materializado por iniciativas como a oferta permanente de áreas. Um avanço adicional na regulamentação da exploração não convencional é extremamente necessário, ligado a organizações ambientais como o Ibama, fornecendo segurança para a sociedade e as empresas

TRIBUTOS

A alta tributação aumenta os custos para os investidores, tornando difícil investir e manter o negócio quando os preços das commodities estão em baixa. Iniciativas como a REPETRO já mostraram o seu potencial, e talvez incentivos específicos para áreas terrestres possibilitem custos mais atraentes

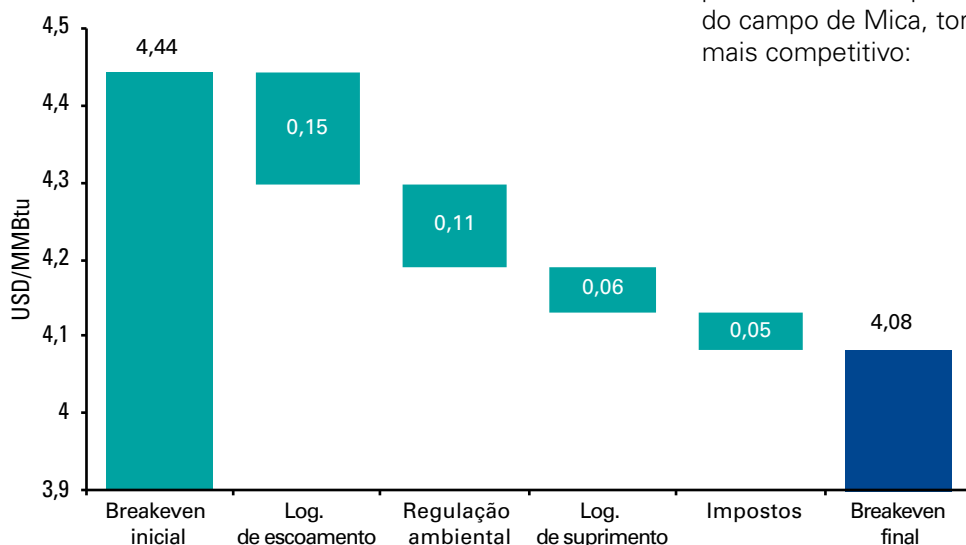
LOGÍSTICA

A infraestrutura para o escoamento de gás é fundamental em termos de custo, em função da natureza intensiva de capital na construção de gasodutos. A aprovação do "Gás para Crescer", trazendo mais agentes para o mercado de gás, pode ser muito positiva para a redução de custos

INICIATIVAS DE MONETIZAÇÃO DO GÁS

As alternativas no modelo de "Gas to X" podem possibilitar modelos de negócios incríveis, agregando valor ao consumo de gás natural. Imagine, por exemplo, usar gás para alimentar turbinas e, posteriormente, *clusters* que realizam previsões meteorológicas?!

Redução do breakeven



Nós simulamos como ajustes nesses fatores críticos podem contribuir para a redução do preço de equilíbrio do campo de Mica, tornando seu desenvolvimento mais competitivo:

“Gas to X”

O modelo de negócios “Gas to X”

O conceito por trás do “Gas to X” é a possibilidade de ter modelos de negócios baseados na utilização “in-loco” e “just in time” do fluido na cabeça do poço, permitindo a utilização do gás sem exigir grandes investimentos em infraestrutura de distribuição.

Aqui estão exemplos de modelos de negócios promissores no Brasil:



X = Petroquímicos

A produção de petroquímicos perto da cabeça do poço reduziria os custos de transmissão e distribuição de gás, gerando também baixos custos logísticos com produtos finais, como plásticos, tubos, roupas, velas, bolsas, armações etc.



X = Fertilizantes

Os fertilizantes e outros insumos agrícolas têm o gás natural como matéria-prima principal. As regiões próximas a bacias não convencionais também são grandes produtoras de grãos, como Paraná, Maranhão e Mato Grosso. A produção local poderá reduzir os custos logísticos e garantir a disponibilidade.



X = Wire

O modelo de “Reservoir to Wire” já é um sucesso na Bacia do Parnaíba e poderá ser ampliado para outras regiões. O modelo termoeletrico tem um grande potencial, uma vez que as fontes eólicas e solares têm problemas de produção intermitentes.

Epílogo

Conforme o mundo passa por uma transformação da matriz energética, de combustíveis fósseis tradicionais para fontes de energia renováveis, o gás vai se tornar uma commodity mais relevante, pois pode atuar como uma ponte tecnológica entre o passado e o futuro.

Nesse contexto, espera-se que o consumo global de gás cresça nos próximos anos, o que será possibilitado pela disseminação de tecnologias de produção de gás não convencionais, como o hidrocrackeamento.

No caso do mercado brasileiro, embora as pesquisas apontem uma tendência de consumo de gás crescente, alavancada por iniciativas como o Programa “Gás a Crescer”, ainda há uma preocupação sobre se a capacidade de produzir esse gás existe nos ativos *offshore* atuais e futuros, ou se essa demanda exigirá maior dependência das importações estrangeiras.

Embora existam reservas substanciais de gás no Brasil, a implementação de tecnologias de produção não convencionais pode ser necessária, visando a acelerar a taxa de extração e lidar com o aumento da demanda.

Analisando essas tecnologias, elas oferecem várias características que podem ser muito relevantes para a realidade do Brasil:

- I. capacidade de implementar a produção localmente, não exigindo infraestrutura ou gasodutos de escoamento e, portanto, fornecendo gás para fins específicos, como “*gas to wire*” ou “*gas to fertilizers*” em áreas agrícolas;
- II. menores exigências de investimento, permitindo que pequenos *players* independentes façam investimentos no país, reduzindo o nível de exposição e oferecendo um retorno mais rápido sobre o investimento;
- III. capacidade de atuar como um fornecedor de “*last mover*” no mercado, contrabalançando a dinâmica do mercado e adotando uma estratégia comercial *switch on / off* para evitar a exposição ao preço do gás.

Em resumo, o setor de gás não convencional no Brasil representará uma oportunidade para revolucionar um setor maduro, permitindo o desenvolvimento de uma cadeia de valor que lucrará em áreas que tradicionalmente não são produtoras de gás, como o interior do país, e reduzirá a dependência do país de fontes de gás importadas.

Para isso, o Brasil será incentivado a repensar alguns fatores que afetam a lucratividade e a sustentabilidade deste setor negativamente, incluindo:

- I. a necessidade de uma regulamentação específica e transparente do setor e do processo de licenciamento ambiental, visando a atrair investidores locais e externos com base em regras claras;
- II. a necessidade de desenvolver uma cadeia de valor sustentável para a tecnologia necessária, simplificando a carga tributária;
- III. a necessidade de desenvolver uma infraestrutura de transporte eficiente para toda a logística de escoamento associada à produção não convencional;
- IV. a necessidade de estabelecer regulamentos claros e transparentes relacionados aos mecanismos de monetização associados à produção não convencional, como as iniciativas “*Gas to X*”



Fale com nosso time

Autores:

Javier Rodriguez Gonzalez

KPMG Brazil

Head of Oil & Gas Deal Advisory

Tel.: (21) 99710 3879

javierrgonzalez@kpmg.com.br

Ísis Maria Ladeira Marinho

KPMG Brazil

Consultant – Global Strategy Group

Tel.: (21) 98138-8767

imarinho@kpmg.com.br

Contatos do setor:

Manuel R S Fernandes

KPMG Brazil

Head of Energy and Natural Resources

Tel.: (21) 2207-9412

mfernandes@kpmg.com.br

Anderson C V Dutra

KPMG Brazil

Oil & Gas Sector Leader

Tel.: (21) 99927-4742

adutra@kpmg.com.br

Paulo Guilherme Coimbra

KPMG Brazil

Head of ENR Deal Advisory

Tel.: (21) 2207 9219

pgcoimbra@kpmg.com.br

kpmg.com.br



© 2018 KPMG Consultoria Ltda. uma sociedade simples brasileira, de responsabilidade limitada, e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative (“KPMG International”), uma entidade suíça. Todos os direitos reservados. Impresso no Brasil

O nome KPMG e o logotipo são marcas registradas ou comerciais da KPMG International.

Todas as informações apresentadas neste documento são de natureza genérica e não têm por finalidade abordar as circunstâncias de uma pessoa ou entidade específica. Embora tenhamos nos empenhado em prestar informações precisas e atualizadas, não há garantia de sua exatidão na data em que forem recebidas nem de que tal exatidão permanecerá no futuro. Essas informações não devem servir de base para se empreenderem ações sem orientação profissional qualificada, precedida de um exame minucioso da situação em pauta.

Projeto Gráfico e diagramação: Gaudí Creative Thinking.