

Rio de Janeiro, 07 de Novembro de 2016.

Prezado Sr. Márcio Félix,  
Secretário de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia

Inicialmente gostaríamos de cumprimentar o MME pela iniciativa de elaborar as diretrizes para o programa Gás para Crescer, programa este que poderá implementar as bases para a consolidação de um ambiente competitivo no qual o gás poderá aumentar sua participação na matriz energética nacional e assumir um papel mais expressivo para fins de pronto atendimento a segurança do setor elétrico além de possibilitar a expansão do consumo de gás nas formas tradicionais.

A Repsol Sinopec Brasil acredita que tal iniciativa levará o país a um novo estágio de desenvolvimento para o gás natural e por meio desta envia seus comentários sobre os documentos disponibilizados em audiência pública nº 20 de 03/10/2016. A seguir faremos um breve histórico da evolução do mercado brasileiro até chegarmos aos nossos comentários:

O gás natural no Brasil até meados da década de 90 não tinha um papel relevante na matriz energética (2%). A partir das descobertas de novos campos na Bacia de Campos em altas profundidades a produção do gás e a consequente disponibilização ao mercado foram aumentando.

Devido a este processo de ampliação da oferta foi possível gerar condições para a ampliação do consumo principalmente nos Estados de RJ e SP por serem naturalmente as maiores economias do país e estarem situados próximos à Bacia de Campos.

A partir da entrada em operação do Gasbol, o gás natural foi lentamente aumentando sua participação na matriz energética nacional. A entrada em operação deste novo gasoduto em tese possibilitaria a entrada de novos supridores ao mercado nacional. No entanto, esta intenção não encontrou suporte na legislação vigente à época (LEI Nº 9.478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997 - Art.58 ) que pretendia introduzir o livre acesso no país.

Recentemente, após as lições aprendidas deste período a regulação de livre acesso foi tratada na Lei do Gás (LEI Nº 11.909, DE 4 DE MARÇO DE 2009 – Art. 32/33 para acesso aos gasodutos de transporte). Entretanto, para o acesso as infraestruturas de escoamento offshore e plantas de processamento o livre acesso foi previsto, porém sob condições dos proprietários dessas instalações, no caso do Brasil, pertencentes à Petrobras em sua maioria.

A descoberta de novas áreas produtoras e a entrada de novos players no mercado upstream faz com que este tema torne-se relevante e uma nova revisão da regulação faz-se necessária a fim de permitir o aumento de investimentos no país assim como desenvolver o mercado nacional de gás.

Verificamos que casos semelhantes já aconteceram em mercados mais maduros, tais como o mercado Europeu e o Mercado Americano. Na UE, por exemplo, a grande preocupação é com a garantia de fornecimento de gás, na medida em que a região se torna cada vez mais dependente de países que não fazem parte da UE (como a Rússia). Por outro lado, no caso brasileiro a importância de se introduzir mais gás natural na matriz energética já foi evidenciada na recente crise energética.

Na questão do livre acesso, a UE reconhece: a) que o estabelecimento de normas regulando o livre acesso depende da desverticalização das empresas detentoras da infraestrutura. (unbundling); b) implementa o Acesso Regulado no qual o órgão regulador de cada país membro é responsável pela aprovação das tarifas de acesso, ou, ao menos, da metodologia a ser utilizada para a formação das tarifas, sendo que as mesmas são disponibilizadas de forma transparente.

Negar acesso também está previsto para casos específicos, porém cabe ressaltar que no caso de ausência de capacidade, a Diretiva UE estabelece que os países membros devam adotar medidas para garantir que a respectiva empresa transportadora invista no aumento de capacidade, desde que seja economicamente viável ou se houver algum consumidor disposto a arcar com os custos da expansão. Nestes casos, podem ser isentos da obrigação de livre acesso, nas seguintes hipóteses:

- (i) se houver garantia de maior competitividade no setor, bem como garantia de fornecimento;
- (ii) se o investimento for de alto risco e só se justificar mediante isenção da obrigação de conceder acesso a terceiros;
- (iii) se o proprietário não for dono de outras instalações de transporte no mesmo sistema.

Portanto, podemos concluir que no caso da UE, o grande desafio na construção de um mercado único de gás consiste na integração de sistemas distintos sob um único conjunto de regras de acesso.

***Acesso à infraestrutura transparente, negociado com um processo de resolução de conflitos ágil e independente***

Já no caso brasileiro, sugerimos que as regras de acesso à infraestrutura existente sejam transparentes e negociadas mediante a presença de um agente independente, com um processo de resolução de conflitos ágil. Sugerimos que o acesso à capacidade não deva ser negado, sendo justificado com base nos seguintes princípios: 1) Planta de Processamento com a capacidade contratada dos gasodutos a jusante; 2) Gasodutos de Escoamento/ Transferência com a capacidade declarada nos planos de desenvolvimento mantendo sempre o direito de preferência dos consórcios vinculados aos referidos gasodutos.

Portanto, reforçamos que o acesso da infraestrutura deve ser transparente, com regras claras de resolução de conflitos para impedir novamente qualquer criação de um mercado de reserva, pois tal fato pode vir a causar problemas sobre o retorno econômico desses produtores.

***Duração dos contratos de fornecimento e viabilidade de projetos com volumes substanciais de gás natural não associado***

Outro ponto relevante a ser considerado é a característica da produção atual do gás nacional, em sua maioria de gás associado, que leva a necessidade de investir em infraestrutura e onde a maioria dos novos produtores não possui portfolio suficiente para suportar um longo período de reinjeção do gás ou mesmo disponibilizar uma mesma quantidade de gás produzida em outro campo como forma de swap. A respectiva monetização da produção e o investimento na infraestrutura atualmente são compatíveis com contratos de longo prazo. Neste caso com a implementação do modelo de entrada e saída haverá a tendência do aumento da liquidez forçando a uma redução dos contratos de longo prazo para o curto prazo. Com a perspectiva da entrada de produção de projetos com volumes substanciais de gás natural não associado, a casuística da duração dos contratos torna se mais relevante, já que o desenvolvimento desses projetos somente seriam viabilizados com a garantia de venda através de contratos de longo prazo.

Ressaltamos que os investimentos a serem feitos decorrentes desse modelo deveriam refletir tarifas justas e transparentes e garantir que os produtores nacionais possam atender ao mercado de forma contínua, com alternativas flexíveis (back-up) de fornecimento.

Quanto às formas de flexibilidade para a produção nacional deveria ser considerada a necessidade de criar um estoque geral para o sistema de gás onde os novos produtores que não possuem portfolio pudessem fazer operações de compra e venda para lastrear a segurança de entrega de seus contratos. Além disso, deveria ser considerado que parte do gás da União a ser produzido

pela Cessão Onerosa poderia servir como forma de mitigar riscos de abastecimento e como forma de swap, neste caso, possibilitaria a entrada em novas regiões de novos produtores.

### ***Mecanismos de extensão da concessão***

Cabe destacar que para ajustar este novo cenário os produtores nacionais, principalmente de projetos com volumes substanciais de gás não associado poderão ter que modular a entrada comercial de suas reservas o que poderá afetar o período de concessão de um campo, sendo necessária a possibilidade de extensão do prazo, como forma de adequar as necessidades de produção com a demanda e permitir o retorno adequado para o produtor.

Outro ponto a ressaltar refere se a comercialização do Gás Release, tal iniciativa deve ser avaliada com cautela, pois somente nos casos onde o produtor não consiga ter capacidade para reinjetar um volume produzido sem contrato é que poderia ser disponibilizado para o programa. Há que levar em consideração que tal mecanismo não deveria causar impactos na rentabilidade do projeto. Neste caso, o produtor deveria avaliar as opções de venda a terceiros antes de disponibilizar a este tipo de comercialização.

A política de formação de preço para o gás natural e os energéticos alternativos também causam impacto na avaliação sobre a monetização das reservas. Neste sentido, sugerimos implementar uma política de preço baseada nas regras de mercado para todos os energéticos.

Por fim, sugerimos que as diretrizes do programa gás para crescer sejam separadas por prioridade. Do ponto de vista da RSB classificamos as diretrizes da seguinte forma:

a) **Curto Prazo:** implementar a agenda de eficiência tributária, os ajustes necessários para instrumentalizar de uma forma mais efetiva o livre acesso negociado da infraestrutura, os ajustes necessários para e harmonização entre os setores de gás e energia;

b) **Médio:** implementar operador independente (ACT, Agente Centralizado de Transporte).

Neste sentido podemos dizer de forma geral que a visão da RSB coincide em sua maioria com as questões mencionadas nas diretrizes do programa Gás para Crescer, principalmente quando as referidas diretrizes tenham como objetivo fomentar o desenvolvimento de projetos de gás natural não associado de forma sustentável.

Baseados neste princípio, enviamos abaixo nossos comentários mais relevantes sobre as diretrizes do Gás para Crescer disponibilizadas nesta Audiência Pública:

## 1- Comercialização de Gás Natural

Itens	Comentários
<p>5. Tão importante quanto o acesso aos dutos de escoamento e às UPGNs, a fim de proporcionar alternativas de fontes de suprimento e maior diversidade de agentes atuantes no mercado, é o acesso obrigatório aos terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (Terminais de GNL). Tal medida seria fundamental na formação do preço da commodity, possibilitando incrementar o suprimento que, inclusive, pode ser de curto prazo, a preços negociados internacionalmente.</p>	<p>Terminais de gaseificação: Parte do sistema integrado com acesso negociado (capacidade e tarifa) que permita ser utilizado como back-up de produtores locais para fornecimento de contratos em condição firme.</p>
<p>7. É importante destacar que na aplicação da <b>essential facilities doctrine</b> com relação aos gasodutos de escoamento, UPGNs e Terminais de GNL, nos casos em que os requisitos para acesso a estas instalações sejam observados, o acesso deve ser disciplinado de forma a garantir o equilíbrio entre a preservação dos direitos existentes dos proprietários e carregadores iniciais, além das condições técnicas, e a necessidade de acesso dos agentes entrantes interessados. Com base na defesa da concorrência, a essential facilities doctrine estabelece sob quais condições uma firma verticalmente integrada deveria ser obrigada a ofertar o bem ou serviço ao seu concorrente</p>	<p>Sugerimos que o acesso à capacidade não deva ser negado, sendo justificado com base nos seguintes princípios: 1) Planta de Processamento com a capacidade contratada dos gasodutos a jusante; 2) Gasodutos de Escoamento/ Transferência com a capacidade declarada nos planos de desenvolvimento mantendo sempre o direito de preferência dos consórcios vinculados aos referidos gasodutos.</p> <p>Resolução de conflitos de forma independente com base na defesa da concorrência.</p>
<p>10. Como a Petrobras também é a única fornecedora de gás natural ao mercado, fica evidenciada a capacidade da empresa de praticar o self-dealing nas distribuidoras nas quais possui participação, havendo um claro conflito de interesses. A Shell, como a maior produtora</p>	<p>As distribuidoras estão sujeitas à obrigação de buscar as melhores condições econômicas de fornecimentos não representando necessariamente ocorrência de self dealing, principalmente quando a sua matriz de fornecimento não esteja concentrada com um</p>

<p>privada do país, poderia exercer a mesma prática, uma vez viabilizado seu acesso até o citygate da Comgás. A prática do self-dealing possui potencial prejudicial aos consumidores finais e, uma vez comprovada, configura uma prática anticoncorrencial, havendo o acesso, por parte do produtor verticalmente integrado, às condições comerciais das ofertas de gás de outros produtores e a utilização dessas informações para a precificação de seu gás de forma a favorecer sua oferta em detrimento de seus competidores, os quais deveriam acessar o mercado em igualdade de condições.</p>	<p>único agente.</p>
<p>16. As experiências de aplicação dos programas de <b>Gas Release</b> destacam a importância do desenho dos mecanismos de leilão através do qual tais programas são implantados, em particular, o processo pelo qual o preço, a quantidade e a sua duração são determinados. O volume de gás liberado precisa ser significativo em comparação ao total ofertado pelo agente já estabelecido, devendo se basear em seu inteiro portfólio e não apenas a campos ou contratos específicos. Ao mesmo tempo, devem ser ofertados lotes variados no que se refere ao volume, ao prazo e ao ponto de entrega do suprimento para atender aos diversos perfis de compradores e garantir flexibilidade ao mercado. A duração do programa deve ser longa o suficiente para permitir que a estrutura do mercado e as condições competitivas se alterem significativamente e de modo sustentável, o que depende das mudanças estruturais a serem implementadas.</p>	<p>É importante considerar uma possível incompatibilidade entre a viabilidade de um projeto de gás natural não associado com a obrigação de alocar um volume de gás natural no referido programa.</p>
<p>17. Outra questão relevante para o sucesso deste tipo de medida refere-se à existência de demanda por novos fornecedores de gás. As regulamentações estaduais, em geral, não diferenciam o serviço de</p>	<p>É importante também considerar uma possível incompatibilidade para a viabilidade de um projeto de gás natural não associado, com relevantes volumes, que demande cifras</p>

<p>distribuição da comercialização do gás ao consumidor final e impõem barreiras à compra de gás de outro supridor que não a distribuidora estadual. A consequência disso é que não há demanda de gás relevante por parte dos consumidores livres de gás, cujo enquadramento, de forma geral, é demasiadamente restritivo. <b>Adicionalmente, os contratos de suprimento típicos entre a Petrobras e as distribuidoras estaduais possuem cláusulas de take-or-pay relevantes e duração média de 5 (cinco) anos, o que dificulta o processo competitivo de troca de fornecedor.</b></p>	<p>substanciais de investimento e, portanto, requereria compromissos a longo prazo de fornecimento.</p> <p>O desenvolvimento do mercado, em condições competitivas, permitiria um adequado equilíbrio entre contratos com compromisso de fornecimento a longo prazo e contratos mais flexíveis a curto prazo.</p>
--	---

## 2- TARIFAÇÃO POR ENTRADAS E SAÍDAS

Destacamos como aspectos mais relevantes: (i) a necessidade de estabelecer uma periodicidade para revisão das tarifas, e (ii) que as mesmas estejam vinculadas ao retorno sobre o investimento, considerando a capacidade máxima de cada gasoduto.

## 3- COMPARTILHAMENTO DE INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS

Itens	Comentários
<p>20. A proposta da Iniciativa Gás para Crescer é estabelecer um arcabouço legal e regulatório que defina o acesso negociado e não discriminatório de terceiros elegíveis às infraestruturas de escoamento/transferência, tratamento/processamento e terminais de GNL</p>	<p>Sugerimos que o acesso à capacidade não deva ser negado, sendo justificado com base nos seguintes princípios: 1) Planta de Processamento com a capacidade contratada dos gasodutos a jusante; 2) Gasodutos de Escoamento/ Transferência com a capacidade declarada nos planos de desenvolvimento mantendo sempre o direito de preferência dos consórcios vinculados aos referidos gasodutos. Resolução de conflitos de forma independente com base na defesa da concorrência.</p>
<p>25. A fim de ratificar e aprofundar a discussão para a elaboração do novo arcabouço, os seguintes pontos são colocados junto a</p>	<p>Idem ao anterior.</p>

especialistas e ao mercado: Quais as condições legais e infralegais mínimas de compartilhamento para garantir o acesso a terceiros (elegíveis) negociado e não discriminatório?	
Transparência e publicidade de informações (inclusive sistema eletrônico de oferta e alocação de capacidade), padronização de contratos, negativa justa e motivada, arbitragem (ANP e/ou independente)?	Independente
Definição de princípios de cálculo de tarifa de acesso que fundamentem a negociação entre as partes?	Sim
Deve haver preferência de acesso para portfólio de E&P de agente outorgado (campos adjacentes)?	Sim
Quem é responsável por danos técnicos, ambientais e econômicos (liability) decorrentes de acesso a terceiros? O outorgado original ou o terceiro que acarretou o dano? Limites de responsabilidade?	O terceiro. Quanto aos limites de responsabilidade cada parte responsável pela respectiva infraestrutura.
Contratos de E&P e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em gasoduto de escoamento da produção? Precisa de regra de transição?	Deveria haver regra de transição mantendo o direito de preferencias dos produtores, sujeito a tarifa cujo calculo dependeria de princípios previamente estabelecidos pelo agente regulador.
Autorizações e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em instalações de processamento e de GNL? Precisa de regra de transição?	Sim. Idem anterior com exceção do direito de preferencia. Transparência na capacidade contratada à jusante. O funcionamento das instalações de GNL deveria ser de acordo com as janelas disponíveis e caso ocorrendo descumprimento das janelas seria aplicada indenização para parte descumpridora.

**4- ESTÍMULO AO DESENVOLVIMENTO DE MERCADO À HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULACÕES ESTADUAIS E FEDERAL.**

Itens	Comentários
<p>21. Assim, para dirimir os problemas relatados e estimular o desenvolvimento do mercado nacional de gás natural é necessário que haja em todas as Unidades da Federação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados;</li> <li>• Adoção das Boas Práticas regulatórias;</li> <li>• Estrutura que leve à expansão do mercado de gás natural pela iniciativa privada ao menor custo possível</li> </ul>	<p>O estado de maturidade do setor de gás natural de cada Estado deve ser considerado, estabelecendo uma regra de transição para adequação única dos conceitos, e respeitando os respectivos contratos de concessão.</p>
<p>31. O pleno desenvolvimento do mercado de gás natural tem sido inibido por uma série de fatores. Dentre as barreiras que podem desincentivar a penetração do gás no segmento industrial, podemos destacar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Histórico de precificação de combustíveis desalinhado em relação aos parâmetros típicos de mercado (internacional) e falta de transparência na formação de preços;</li> <li>• Baixa capilaridade da malha de distribuição;</li> <li>• Inexistência de um mercado secundário;</li> <li>• Incertezas relacionadas à tributação e ao swap</li> </ul>	<p>Dependeria do ritmo de expansão de cada distribuidora, assim como da competitividade local com outros energéticos.</p>
<p>40. O Gás Natural Veicular teve seu auge em 2007, no entanto incertezas no segmento repercutiram tanto na decisão de investimento na conversão do veículo pelo consumidor, quanto na decisão das distribuidoras de investir na ampliação da rede de postos de abastecimento de GNV. A diversificação da frota (veículos leves e pesados) é uma alternativa para a expansão deste segmento. Um mercado forte de GNV também pode oferecer o primeiro passo no desenvolvimento</p>	<p>Reforçamos a necessidade de estabelecer políticas nacionais para incentivo do uso do GNV para veículos pesados, e políticas locais para o transporte público.</p>

<p>de um mercado secundário de gás natural dada flexibilidade proporcionada por esta demanda. Da mesma maneira, o biogás poderia ser utilizado neste nicho e neste caso estaria associado à competitividade vis a vis os combustíveis substitutos, como diesel, gasolina e etanol</p>	
---	--

### 5- HARMONIZAÇÃO GÁS NATURAL E ENERGIA ELÉTRICA

Itens	Comentários
<p>18. Outro elemento são os prazos dos contratos de compra de energia elétrica (PPA) e de suprimento de gás natural (GSA), que são muito relevantes na financiabilidade dos projetos e na aderência entre os preços de energia elétrica e de gás natural.</p> <p>(II-a) Em relação a esse aspecto, é recomendável flexibilizar a exigência de longos prazos para comprovação de gás para as usinas termelétricas, num esquema de horizontes rolantes para os contratos de gás? (II-b) Essa flexibilização deveria ser aplicada apenas para as termelétricas que tenham acesso a fornecedores alternativos de gás natural? (II-c) E como tratar o caso de indisponibilidade de gás durante o horizonte “rolante” de suprimento amparado por comprovação de contratos e das reservas? (II-d) Como adequar os prazos contratuais dos PPA (em geral mais longos) com a comprovação das reservas de gás natural praticadas na indústria de petróleo e gás natural?</p>	<p>A viabilização de projetos de gás não associado com volumes expressivos requereriam a celebração de contratos de longo prazo.</p>
<p>21. O modelo de suprimento de gás natural é essencial para garantir a competição entre fornecedores e maior eficiência econômica na compra do recurso. Atualmente, nos leilões, os projetos de usinas termelétricas já participam</p>	<p>Sim. Entretanto, devido às características da produção nacional de gás associado, os custos de estocagem e gaseificação deveriam ser incluídos na referida flexibilização.</p>

<p>“casados” com seu supridor de gás natural e ofertam um custo variável unitário (CVU) e inflexibilidade fixos (pré-determinados). Nesse sentido, cabe esclarecer os seguintes pontos junto ao mercado</p> <p>(V) Haveria benefícios em flexibilizar as declarações de CVU e de inflexibilidade nos leilões, permitindo distinção sazonal (e mesmo com maior granularidade) dos valores? Essa flexibilidade seria útil no processo de negociação do suprimento do gás natural?</p>	
<p>26. Adicionalmente, o desenvolvimento de recursos de gás natural não associado pode agregar flexibilidade na logística de suprimento e viabilizar novas formas de contratação, podendo se constituir como instrumentos de redução dos custos de gás e geração termelétrica.</p> <p>(X-a) Qual o ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica, para uma matriz elétrica que necessita, e continuará necessitando, de despachabilidade? (X-b) E nesse sentido, como revelar a justa precificação da flexibilidade do suprimento de gás natural?</p>	<p>O desenvolvimento de recursos de gás natural não associado sempre demandaria cifras substanciais de investimento, que deveriam ser respaldadas por contratos de fornecimento a longo prazo e acesso garantido na logística de suprimento.</p>
<p>30. Por fim, é evidente a importância de institucionalizar ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado de gás natural e energia elétrica, com o objetivo de demonstrar as sinergias e quantificar os benefícios dessa abordagem.</p> <p>(XIV-a) Quais as principais características e aspectos de modelagem destas ferramentas? (XIV-b) Quais precisam ser adaptados ou desenvolvidos? (XIV-c) Quais as formas de incorporar essa abordagem na atual estrutura de ferramentas e planejamento dos setores?</p>	<p>O modelo de despacho deveria reavaliar a forma de uso das térmicas e o impacto que decorre delas devido à escassez de água no sistema. Incluir sinalização locacional e reavaliar os CVUs.</p>

## 6- GESTÃO INDEPENDENTE INTEGRADA DO SISTEMA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Não temos comentários para este anexo, pois entendemos que a proposta do IBP apresentada ao MME já contempla substancialmente a visão dos produtores.

## 7- POLÍTICA DE COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS DA PARTILHA

Itens	Comentários
7. Os volumes do energético a serem disponibilizados poderão ancorar a implantação de mercados de curto prazo e secundário (molécula) e ainda acelerar a integração dos setores elétrico e de gás natural. Poderão também, desde que considerados os sinais econômicos adequados, contribuir para a competitividade de segmentos industriais específicos	A comercialização do gás deve seguir as regras de mercado a fim de sinalizar corretamente a criação de um mercado secundário sem incentivos artificiais, além de possibilitar a utilização do gás para fins de back up para contratos firmes de novos agentes produtores.

## 8 - DESAFIOS TRIBUTÁRIOS

Itens	Comentários
21. Conforme indicado acima, os desafios tributários para o compartilhamento de infraestrutura de regaseificação e de cargas de GNL não foram ainda devidamente aprofundados, o que somente poderá ocorrer após a conclusão das tratativas para o equacionamento das questões que envolvem as obrigações acessórias para as operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio do sistema dutoviário.	Necessidade estabelecer prazos para aprofundar questões junto às autoridades estaduais.
22. No que tange ao tratamento para as operações interestaduais e para o gás natural importado, há uma discussão em curso sob a liderança do Fórum dos Secretários em Assuntos de Energia, com	As operações interestaduais também deveriam convergir para uma única alíquota.



apoio técnico e jurídico da Abegás.	
-------------------------------------	--

Nos colocamos à disposição e pedimos que em caso de dúvida seja contada Gabriela Simões, Gerente de Comunicação e Relações Externas: [gsimoes@repsolsinopec.com](mailto:gsimoes@repsolsinopec.com) ou (21) 2559-7031.

Cordiais saudações,

Repsol Sinopec Brasil