Brasília, 29 de setembro de 2021

**Contribuições ao MME: proposição de medidas complementares para a transição para um mercado concorrencial de gás natural**

Inicialmente congratulamos o Ministério de Minas e Energia pela iniciativa em liderar e organizar a discussão dos elementos necessários para estabelecer a transição para um mercado concorrencial de gás natural. O Novo Mercado de Gás foi um passo importantíssimo em direcionar a política energética da Indústria Brasileira do Gás Natural através da construção basilar de um novo desenho de mercado para que a regulação pudesse solucionar as barreiras existentes que impedem o acesso de novos agentes ao mercado.

Estas barreiras configuram-se como principal obstáculo para a livre negociação entre consumidores e supridores e, ainda, são proeminentes e transcendem a competência federal para serem solucionadas, o que impõe um desafio maior à reforma pela necessidade de coordenar – operacional e regulatoriamente – o acesso ao mercado com as entidades reguladoras estaduais. Sendo assim, tão importante quanto estabelecer o objetivo final da reforma é construir o caminho para que os agentes do setor possam ter informações suficientes e previsibilidade para assumir os riscos do próprio mercado e, assim, decidirem produzir e investir.

Com o objetivo de contribuir com este importante debate, o Fórum do Gás, representado pelas entidades signatárias deste documento, compartilha abaixo suas proposições para a construção de um modelo transitório para o Novo Mercado de Gás Natural no Brasil.

1. **Elementos mínimos fundamentais para o funcionamento do mercado de gás natural no contexto da transição para o novo desenho estabelecido pela Lei nº 14.134/2021**
2. Dimensão da capacidade existente de transporte e alocação dos custos:

O transporte é o elo que liga o mercado consumidor ao produtor. Por isso, a previsibilidade de acesso e também dos custos envolvidos neste acesso, incluindo a flexibilidade, são importantes para que os agentes possam negociar molécula e, no caso dos consumidores, de planejar a migração para o mercado livre. Desta forma, seria importante que o dimensionamento da capacidade fosse feito com a participação efetiva do mercado. Em que pese a determinação do Cade em 2019, por meio do Termo de Cessação de Prática (TCC) firmado com a Petrobras, em adaptar os contratos da estatal para liberar capacidade de transporte para contratação de outros agentes e possibilitar a migração para o modelo por entradas e saídas, até hoje o mercado não tem conhecimento do processo e previsibilidade de quando irão ocorrer as chamadas públicas das transportadoras.

Sendo assim, sugerimos que o processo transitório considere o dimensionamento da capacidade e das tarifas de transporte pela ANP com participação de todo o mercado e não só uma negociação privada entre transportadoras e Petrobras e ANP, já que os custos serão assumidos pelos agentes carregadores que precisam ter a garantia que acessarão o transporte em igualdade de condições com a estatal. Nesta acepção, dentro de uma política transitória para o Novo Mercado de Gás, consideramos fundamental que o MME recomende à ANP a publicação de um cronograma de trabalho para que o mercado possa acompanhar com mais transparência todo o processo de oferta de capacidade e cálculo dos custos envolvidos, inclusive a análise do *trade-off* entre oferta de capacidade e o nível de flexibilidade que será mantida na rede para ser ofertada implicitamente aos carregadores.

Ademais, considerando que o referido TCC firmado entre o Cade e a Petrobras impõe restrições a esta empresa de continuar adquirindo volumes de outros produtores, a partir de janeiro de 2022, seria desejável que o processo de adaptação dos contratos fosse finalizado o mais rapidamente possível, para que outros produtores possam contratar capacidade e ofertar sua produção de gás no início de 2022. No entanto, caso o Ministério identifique que os contratos não serão adaptados a tempo, sugerimos que oriente a ANP para que dê suporte regulatório a um processo transparente de oferta extraordinária e/ou interruptível pelos transportadores. Os editais e minutas destes contratos deverão ser colocados em consulta pública para avaliação do mercado, com o objetivo de garantir um melhor gerenciamento dos riscos entre transportadoras e carregadores, em especial em relação às penalidades previstas que tem o potencial de dificultar a contratação desta infraestrutura por novos carregadores. Ademais, as referidas consultas públicas devem ter prazos compatíveis com a finalização da adaptação dos contratos da Petrobras e a consequente realização de Chamada Pública para contratação de capacidade firme de mais longo prazo.

1. Coordenação regulatória entre transporte e distribuição:

Para além das condições regulatórias necessárias ao exercício do livre mercado, o caráter interdependente da cadeia de valor do gás requer um nível mínimo de coordenação regulatória e operacional entre as atividades de transporte e de distribuição de gás para que a regulação estadual não imponha condições inflexíveis de contratação dos serviços de distribuição que, no limite, poderão impactar a abertura do mercado.

Essa questão transcende ao desafio de harmonizar a regulação do mercado livre entre os estados para, assim, reduzir o custo de transação a operações inter-mercados, mas em coordenar as redes de transporte e de distribuição para que a operação de toda a cadeia ocorra em conformidade e, assim, possa se estabelecer de fato um mercado organizado de gás natural no país. A ausência de coordenação operacional pode reduzir a previsibilidade das obrigações assumidas e dificultar o gerenciamento dos contratos de acesso a estas infraestruturas. Ou seja, se não houver um alinhamento operativo entre as concessionárias locais e as transportadoras, os usuários poderão incorrer em obrigações, penalidades e custos desnecessários, que encarecerão o acesso ao mercado, caso tenham que atender a regras de programações e nominações distintas, ou até mesmo se deparar com condições menos flexíveis para a contratação da molécula.

1. Serviços de flexibilidade:

A operacionalidade de um mercado disciplinado pelo acesso à infraestrutura de transporte pelo modelo por entradas e saídas depende também de acesso à produtos de flexibilidade. E essa flexibilidade pode ser obtida de duas formas: i) operacional, ofertada e gerenciada pelo operador de transporte – *linepack*; e ii) comercial, ofertada pelo mercado (produtos padronizados, GNL, estocagem). Importa mencionar que o balanceamento, enquanto equilíbrio físico do gás injetado e retirado da rede de transporte, deve ser suportado, em termos de eficiência, primariamente pelos carregadores, cabendo ao transportador a obrigação residual com o objetivo de assegurar a integridade do sistema de transporte.

No entanto, em mercados que ainda possuem elevada concentração na oferta, como o brasileiro, é preciso ponderar formas de ofertar flexibilidade que não imponha riscos e custos elevados às negociações entre novos agentes. Portanto, a metodologia para cálculo da capacidade de transporte deve levar em consideração o nível de flexibilidade implícita a ser ofertada ao mercado. Reforçamos que esta análise deve ser feita em conjunto com o mercado para que o *trade-off* entre o dimensionamento da flexibilidade operacional *versus* capacidade de transporte e os respectivos custos incorridos aos carregadores seja corretamente mensurado. Nesta avaliação, devem ser incluídos também o nível e as perspectivas de desenvolvimento do mercado – cumprimento da agenda regulatória – e para o acesso primário aos produtos (comerciais) de flexibilidade.

Ainda assim, pode ser necessário estabelecer, em um primeiro momento, um agente para prover produtos de flexibilidade a carregadores e também aos operadores de transporte. Somente o *linepack* pode não ser suficiente para cobrir desequilíbrios severos. A implementação deste tipo de operação se justifica para evitar práticas discriminatórias ou abusivas, uma vez que é natural que este papel seja assumido pela firma incumbente, devido à maior flexibilidade operacional e diversidade de portfólio. A oferta de flexibilidade pelo agente incumbente também tem como objetivo permitir aos agentes dimensionar o risco do desbalanceamento.

Assim, recomendamos ao MME avaliar no período transitório para um mercado competitivo, formas de a firma incumbente atuar com ações de compra e venda de gás natural, configuradas em diferentes produtos: *within-day*, *day-ahead*, semanais, mensais, etc, até que o mercado tenha ferramentas e ambiente adequado que permita aos próprios agentes buscarem e negociarem suas próprias transações. Sob esta ótica, os produtos poderiam ser ofertados aos carregadores, possibilitando adequação dos portfólios para fins de balanceamento e também aos transportadores, caso estes necessitem para balanceamento do sistema.

Obviamente que estes serviços devem ser corretamente remunerados. À medida em que a liquidez do mercado se desenvolva, os sinais de preço tornarão mais confiáveis e as transações de curto prazo tornarão uma fonte importante de oferta, em alternativa aos contratos de longo prazo. E esse papel do “provedor de flexibilidade” poderá ser reduzido até tornar-se desnecessário.

Como exemplo de *benchmarking*, no Reino Unido, no final da década de 90, a British Gas (BG) assumiu a responsabilidade em prover ao mercado produtos flexíveis durante a transição para o mercado OTC (*On-the-day Commodity*). Essa flexibilidade era ofertada pela BG diariamente (*day-ahead*) por um preço determinado pela empresa dentro de uma faixa de preços previamente estabelecida pelo regulador. A intenção dessas operações era permitir que a BG obtivesse lucro pelo *spread* nas ações de compra e venda, mas sem impor um custo demasiado ao mercado.

De qualquer modo, até que haja alternativas de contratação de flexibilidade, tanto o custo da flexibilidade operacional a ser ofertada implicitamente na tarifa pelos operadores do transporte como da flexibilidade comercial a ser provida pela Petrobras, durante o período transitório, devem ser definidas e publicizadas previamente à oferta de capacidade de transporte. A transparência destas informações é fundamental para que o mercado possa conhecer e mensurar adequadamente os custos relativos ao balanceamento da rede antes de assumir responsabilidades (de longo prazo ou não) ao contratar molécula.

1. Serviços de *backup:*

Além da necessidade de configurar a oferta e produtos de flexibilidade, destaca-se outro tipo de serviço (ou produto) igualmente necessário para o desenvolvimento do mercado e à operação comercial por novos agentes (entrantes): os serviços de *backup*. Na ausência de um mercado diverso e líquido ou de outras ferramentas que possibilitem a gestão do portifólio por um novo supridor ou através da (reação da) demanda pelo consumidor, dificilmente uma nova oferta conseguirá chegar ao mercado sem este tipo de serviço *backup*, que visa atender a operações mais estruturadas na negociação de contratos entre novos supridores e consumidores.

Este mecanismo é importante quando o abastecimento precisa ser garantido para além do curto prazo. E, ao contrário dos serviços (ou produtos) de flexibilidade que tem um caráter normativo, os serviços de *backup* são mais específicos. Sendo assim, sugerimos que o MME inclua no modelo transitório a oferta deste tipo de produto. Não que consideramos que deva ser regulada, mas seria desejável que o MME ou mesmo a ANP estabelecesse diretrizes para garantir isonomia na negociação. Ainda nesta acepção, ter regras de arbitragem e de resolução de conflitos previamente definidas darão respaldo e maior segurança durante as contratações deste serviço.

1. Desconcentração da oferta (Programas de *Gas Release*):

A experiência internacional, notadamente a reforma estrutural da indústria do gás na Europa, demonstra que nem sempre a regulação setorial, por si só, consegue promover os efeitos desejados para garantir competição na oferta. Muitas vezes é preciso conjugá-la com medidas de desconcentração do mercado. Contudo, tais políticas devem partir de modelos adequados e estruturados para a oferta/compra competitiva e eficiente de gás, em volume e preços, observando o portfólio e o perfil da oferta do(s) agente(s) que possui(em) relevância no mercado e não apenas com base em contratos ou mercados específicos.

Igualmente os *cases* internacionais nos ensinam que o sucesso destes programas é função da quantidade e dos preços em que os recursos serão ofertados (de forma competitiva e com o objetivo de reduzir os riscos suportados pelos novos entrantes – consumidores e supridores – em um mercado ainda concentrado e com elevadas assimetrias de informação), além de serem ótimos instrumentos para avaliar a elasticidade preço-demanda.

Se houver oferta inflexível, por exemplo, a exigência de prazos longos ou de lotes com volumes estritamente alto com base no volume mínimo estabelecido para consumo livre em alguns estados brasileiros, haverá restrição à participação de agentes. Do mesmo modo que é importante opções para suprimentos de curta duração e para permitir o balanceamento da oferta, principalmente porque, neste primeiro momento, poderá não haver um mercado secundário desenvolvido para ajustes entre os agentes.

Diante do exposto, importa mencionar o movimento comercial recente divulgado pela Petrobras, que indicou que não mais suprirá os mercados do nordeste com a justificativa de “abrir” oportunidades de negócio para outros supridores. No entanto, alertamos que, embora seja desejável a diversificação da oferta com a redução do volume ofertado pela Petrobras em troca do aumento de transações por agentes alternativos – algo que este Fórum sempre apoiou – o impacto que esta decisão unilateral pode trazer em termos de custos e incertezas/riscos para os consumidores cativos, e o mercado de uma forma geral, é enorme.

Isso porque, os custos e condições para acesso ao transporte não são conhecidos, tampouco são conhecidas informações operacionais básicas – capacidade ociosa, taxa de uso, contratos e tarifas de acesso, por exemplo – a instalações de produção e importação de gás natural que poderiam permitir maior concorrência na oferta com reflexo positivo nos preços. Ainda, é difícil precificar alguns riscos para o gerenciamento de contratos – flexibilidade e *backup* – dentro de uma estrutura monopolística, devido a ausência de agentes com condições de acesso ao mercado para ofertar estes produtos.

Como se não bastasse tantas incertezas, os contratos entre a Petrobras e as distribuidoras do nordeste terminam em dezembro deste ano, o que aumenta ainda mais a complexidade de negociação de novos contratos em condições mais atrativas pelas distribuidoras e também pelos consumidores que ainda têm incertezas adicionais em relação aos custos/benefícios para migração ao mercado livre, uma vez que muitos estados ainda estão regulando este ambiente.

Deste modo, sugerimos ao MME avaliar a inclusão de medidas de desconcentração da oferta na política a ser construída para orientar a transição para o Novo Mercado de Gás. Esta situação pode trazer riscos ao abastecimento do mercado de gás natural brasileiro ou, no mínimo, riscos de preço a determinada Região, pela escolha do agente monopolista em “desconcentrar” a sua atuação por uma decisão unicamente estratégica: manter a atratividade do arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia, mesmo considerando o tempo reduzido pela demora na condução do processo.

Para finalizar, consideramos, dento deste contexto, que as condições transitórias devam ser conduzidas pelo MME no âmbito de uma política energética estruturada para que o mercado de gás possa migrar para um ambiente mais competitivo, assumindo custos e riscos inerentes desta contratação, ao mesmo tempo em que poderão contar com informações e previsibilidade suficientes para tomarem decisões com o mínimo de segurança.

Dentro desta política transitória, e de forma independente da política de desconcentração, destacamos a necessidade de prevenir que condições contratuais mais atrativas estejam associadas a contratações de mais longo prazo, sob o risco de adiar ainda mais a transição para um mercado concorrencial. Neste aspecto, sugerimos para o período de transição, que os contratos a serem ofertados pela Petrobras junto às Distribuidoras contemplem cláusulas de redução do montante contratado no caso de migração de consumidores livres da base da concessionária estadual.

1. **Previsibilidade na disponibilização de plataformas e sistemas indispensáveis à criação e evolução do mercado atacadista de gás natural**

Em mercados mais desenvolvidos e líquidos os carregadores buscam produtos no próprio mercado para realizarem as ações de balanceamento, por exemplo, através de uma plataforma de negociação. Esta plataforma é importante para dar celeridade às contratações, pois muitas vezes o gás natural contratado para este fim precisará ser entregue no mesmo dia ou no dia seguinte.

No entanto, em mercados que transitam para um ambiente concorrencial, um dos grandes desafios é estabelecer funções e responsabilidades aos agentes neste tipo de operação. Os riscos de um novo mercado impedem, muitas vezes, que produtores independentes desenvolvam novas relações comerciais, por exemplo, pela dificuldade em se comprometerem com contratos de longo prazo, sem contar com ferramentas de gerenciamento de riscos, ou por não terem a confiança de que o mercado irá se desenvolver em um prazo razoável. Por outro lado, a dificuldade de acessar o mercado e a falta de transparência dos preços impedem que grandes consumidores criem flexibilidade (reação da demanda) ou tornam mais difícil avaliar diferentes oportunidades de oferta e, assim, reduzir a demanda por flexibilidade.

Essas dificuldades aumentam o valor da flexibilidade, que geralmente é mantida pelo operador histórico, no caso brasileiro, a Petrobras. Isso porque, diferentes agentes até podem ter condições de ofertar produtos de curto prazo em um dia ou outro, mas podem ter dificuldade em garantir essa flexibilidade por muito tempo, ininterruptamente. A falta de concorrência, portanto, pode impactar de forma expressiva os custos do balanceamento e as tarifas de transporte.

Para contornar estes desafios, pode ser necessário estabelecer regras claras para o balanceamento e de como o mercado deve receber as informações necessárias – com periodicidade e formato adequados – para que os carregadores consigam antecipar opções eficientes para balancear seus portfólios. O acesso à informação operacional do transporte é fundamental para que os carregadores possam entender a situação do sistema e tomarem as ações necessárias ao balanceamento.

Também é importante a definição de um conjunto de produtos padronizados de curto prazo a ser negociado no *hub* de negociação. No início, até que o mercado não tenha o mínimo de liquidez adequado para justificar a criação de uma plataforma de negociação, é comum que os transportadores ofereçam uma plataforma de balanceamento para que as negociações de molécula para esta finalidade aconteçam. Dentro desta plataforma de balanceamento os transportadores serão a contraparte de todas as operações, mas ela se configura como uma etapa importante para a criação de um mercado atacadista líquido.

No Reino Unido, por exemplo, a solução identificada pelos reguladores e formuladores de política pública foi introduzir mecanismos de mercados para que os próprios agentes pudessem ter condições de se responsabilizar por suas necessidades de balanceamento. Os carregadores poderiam ofertar em leilão todo o volume de gás natural não alocado anteriormente, para que fossem utilizados para fins de balanceamento.

No início, estas operações, chamadas de “mecanismos de flexibilidade”, dependiam das ações e de ferramentas disponíveis para realizar o balanceamento físico da rede. Mas com o passar do tempo as trocas evoluíram para negociações comerciais, dando lugar para arranjos de mercado mais sofisticados, a fim de melhorar os sinais de preços, a partir das condições entre oferta e demanda.

Com regras claras e previamente estabelecidas no Network Code – Código Comum de Redes – os agentes negociavam gás natural a um preço relacionado ao Preço Médio do Sistema (SAP), que atualemente é formado pelas operações realizadas na plataforma On-the-day Commodity Market (OCM). Assim, o *hub* NBP inicialmente introduzido como parte de uma plataforma simples de balanceamento, evoluiu e se tornou uma referência de preço para o mercado atacadista europeu.

Entendemos, portanto, que a plataforma de balanceamento é uma medida necessária à transição porque ela tem o condão de facilitar as operações entre carregadores e transportadores com transparência dos custos de balanceamento. No entanto, até que o mercado justifique a criação de uma plataforma de negociação, a plataforma de balanceamento poderia permitir que carregadores com excedentes possam transacionar entre si. Nota-se que a plataforma de balanceamento está prevista desde a primeira minuta do contrato da TBG divulgada em 2019, mas ainda não está operacional.

1. **Integração das redes em um sistema de transporte e a comercialização de gás natural utilizando Ponto(s) Virtual(is) de Negociação (PVNs)**

A divisão do sistema de transporte leva a uma complexidade operacional relevante aos carregadores com impactos importantes no desenvolvimento da liquidez e na precificação do acesso. Ademais, o acesso pode ser dificultado ou encarecido caso haja a necessidade de firmar vários contratos de entradas e saídas para transações inter-mercado com possibilidade de empilhamento dos custos.

Neste sentido, levando em consideração a operacionalidade do modelo por entradas e saídas, a cooperação entre as transportadoras e a transparência das informações a serem compartilhadas com o Regulador e com o mercado são fundamentais para estabelecer uma interconexão segura, eficiente e fluida entre as redes de transporte, considerando uma tarifa de acesso que não represente barreira às transações inter-mercado. E para promover a interconexão, até que seja possível ocorrer a total fusão entre as áreas, será preciso um esforço regulatório para coordenar a operação e a troca de informações entre os operadores de transporte e o mercado.

A European Federation of Energy Traders (EFET) em contribuição à European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) acerca do Modelo Conceitual para o Mercado de Gás Europeu[[1]](#footnote-1) trouxe algumas considerações importantes. Segundo a EFET, para estabelecer um modelo funcional e eficiente é preciso considerar um conjunto de princípios básicos, dentre os quais destacam-se: i) os operadores do transporte devem buscar coordenar a operação, de forma a otimizar a oferta de capacidade e facilitar as negociações. Isso poderá ser feito através de um acordo operacional a ser construído em conjunto com o Regulador; e ii) o Regulador deve se certificar que a capacidade de interconexão será alocada e utilizada com eficiência, de acordo com as necessidades do mercado e assegurar que as principais condições operacionais sejam padronizadas, por exemplo: regras para o balanceamento e publicidade das informações.

Estes princípios alicerçam as ações regulatórias necessárias para que a integração ocorra organicamente, além de estimular a concorrência dentro das áreas de mercado e, de certa forma, a convergência de preços por meio de um nível eficiente de arbitragem. Um caso interessante a ser analisado dentro desta proposta é a estratégia de integração entre as áreas de mercado dos países Bálticos e Finlândia iniciada em 2017 com o objetivo de formar um mercado regional de gás natural e promover a liquidez e a concorrência na compra e venda de molécula entre estes países. Para organizar as discussões os quatro países formaram o Regional Gas Market Coordination Group (RGMCG) que se reúne periodicamente para discutir questões relacionada à integração e coordenação operacional entre estes mercados.

As discussões sobre a decisão do modelo de integração partiram da análise minuciosa entre dois cenários alternativos de desenhos de mercado: i) a integração completa entre os mercados – *full market merger*; ou ii) a instituição de uma área tarifária comum – *common tariff area*. A escolha inicial foi pela segunda opção: a instituição de uma área tarifária comum, que se justificou por oportunizar o aproveitamento, no curto prazo, dos benefícios de uma integração mesmo “incompleta” e com alterações mínimas nas regulações e sistemas em vigor. Esta opção “conservadora” permitiria a continuidade das análises e discussões para que o processo fosse conduzido de forma gradual e progressiva, de modo a tornar factível a primeira opção. Do contrário, seria necessário esperar que os investimentos necessários à completa integração fossem concluídos para que os mercados pudessem, enfim, iniciar a operação coordenada em uma área única.

Assim, foi instituída uma zona tarifária regional a partir do acordo tarifário estabelecido entre estes países. O acordo eliminou as tarifas de interconexão – *cross-border* – e harmonizou as tarifas nos pontos de entrada nas fronteiras destes países – *external borders*. Nota-se que a tarifa de interconexão é nula, mas a alocação de capacidade segue um procedimento pré-definido que pode ser por ordem de chegada (*first-come-first-served*), *pro-rata* ou por meio de leilões de capacidade.

No Balticconnector, ponto de interconexão entre a Finlândia e a Estônia, por exemplo, a capacidade é atribuída de forma implícita, sem reserva antecipada e com base nas nomeações e renomeações dos carregadores. Isto é, as nomeações são processadas e alocadas através de um mecanismo de alocação pré-determinado e em caso de capacidade técnica insuficiente as nominações são ajustadas de forma *pro-rata*. O modelo então possibilita um efeito positivo sobre a concorrência, ao mesmo tempo que permite “manter sob controle” os fluxos comerciais que estão limitados, por definição, à capacidade física da interconexão. Dessa forma, os carregadores ajudam a manter cada sistema de transporte balanceado.

Algo análogo poderia ser aplicado no Brasil para promover a integração operacional entre as áreas de mercado e evitar o empilhamento tarifário, otimizando fluxos e facilitando que as transações sejam direcionadas e concentradas no Ponto Virtual de Negociação com fomento à liquidez.

1. European Federation of Energy Traders (EFET). **Response to ERGEG call for evidence (Ref: C10-GWG-70-03) on a Conceptual Model for the European Gas Market**. 2011. [↑](#footnote-ref-1)