



E-Book

Novo Mercado de Gás





Índice

Novo Mercado de Gás e GNL	3
O Novo Mercado de Gás e o Livre Acesso a UPGN's e Terminais de GNL.....	6
A Comercialização e o Transporte no Novo Mercado de Gás Natural.....	11
Investimentos no novo mercado de gás.....	19
Incentivos para o biometano: um detalhe que não pode ser esquecido.....	20
ARSESP atualiza norma que dispõe sobre serviços de gás canalizado em São Paulo	23
ANP aprova análise de impacto regulatório relativa aos teores de hidrocarbonetos do gás natural	24
Câmara dos Deputados aprova o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN)	26
Biometano é incluído no PL do Combustível do Futuro	27
O papel dos estados no fomento do mercado de biometano.....	29
Projetos de investimento em gás natural são enquadrados como prioritários para emissão de debêntures.....	32
ANP publica nova norma para regulamentação de GNL em pequena escala.....	34
Decreto estabelece estratégia nacional de bioeconomia: novos caminhos para fomento do biometano.....	36
A agenda regulatória da ANP para o setor de gás natural.....	38



Novo Mercado de Gás e GNL



Patricia
de Albuquerque
de Azevedo



Carolina do
Rêgo Lopes
Fonseca

A Nova Lei do Gás tem como um dos seus objetivos fomentar a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo.

A nova lei chega em um momento em que o cenário do setor de gás já é bem diferente do momento que o País vivia em 2009, quando entrou em vigor o antigo marco regulatório. Hoje diversos movimentos já estão em curso para alterar o cenário vigente até então, em que uma única empresa detinha um monopólio de fato em diversos segmentos do setor, com posição indiscutivelmente preponderante no mercado como um todo. Dentre esses movimentos, podemos citar: (i) desinvestimentos da Petrobras de suas subsidiárias dedicadas ao gás natural, (ii) propostas de contratos de transporte nos modelos de entradas e saídas, (iii) uso compartilhado de UPGNs, (iv) Projetos de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) em pequena escala (“*small scale LNG*”) para suprimento de gás natural em áreas que não são atendidas por gasodutos, (v) além da entrada em operação de novos terminais de GNL operados por empresas privadas e vinculados a térmicas, adicionados a vários outros projetos de terminais em fase de estudos e implantação.

Neste momento de transformação do mercado brasileiro de gás natural, o GNL tem papel relevante.

» As principais vantagens do GNL são:

- preços competitivos, uma vez que o produto é comercializado no mercado internacional. Este

aspecto foi comprovado pela preponderância de projetos de termelétricas a gás nos últimos leilões da ANEEL – de 41,0GW dos 45,5 GWs habilitados no Procedimento Competitivo Simplificado de 2021, correspondem a projetos de térmicas a gás;

- flexibilidade de origem e alternativa para a queda de produção ou importação por gasoduto, como é o caso da Bolívia,
- investimento em infraestrutura inferior à construção de dutovias,
- confiabilidade quando comparado com outras fontes renováveis.

Essas características levaram ao aumento na demanda de GNL no País nos últimos anos, atrelados, em especial ao seu uso para a geração de energia elétrica, com dois novos projetos de termelétricas vinculados a terminais de GNL (CELSE, Porto de Sergipe, que entrou em operação em 2019 e Gás Natural Açú, GNA em 2021) e outros confirmados, somando-se aos 11 projetos de terminais de GNL mapeados pela Empresa Planejamento Energético - EPE¹. Mais recentemente, os terminais de GNL são vistos ainda no Brasil como uma alternativa para a monetização de gás do pré-sal e para fornecer ainda mais flexibilidade na oferta de gás no País, favorecendo a consolidação de Novo Mercado de Gás, como objetiva a Nova Lei do Gás. Nesse sentido, o Projeto Marlim Azul, da Shell, pretende usar os gasodutos já instalados, em especial

¹ Plano Indicativo de Terminais de GNL – PITER 2021, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética.



a rota 3, para escoar o gás do seu campo offshore para uma planta de liquefação associada a um terminal de GNL. Esta configuração permitirá a interiorização do gás em momentos de aumento de demanda, inclusive termoelétrica, e exportação em situações sazonais de baixa demanda pelo combustível.

Os terminais de GNL atuam como a porto de entrada para GNL importado e alternativa para o desenvolvimento de projetos envolvendo a cabotagem e a comercialização do GNL em pequena escala (também chamado de “smallscale LNG”). O small-scale LNG visa resolver a questão da ausência de demanda de gás no interior do País, que é decorrente da ausência de oferta de gás de fontes confiáveis em tais localidades, em grande monta em razão da ausência de cobertura da malha dutoviária em tais regiões².

Esses projetos possuem configurações diversas, alguns envolvem embarcações menores e/ou barcaças, como é o caso do Projeto da CELBA em Barcarena, outros logísticas modais integradas de GNL conteneurizado, estruturados na integração dos transportes fluvial e rodoviário, como no caso do Projeto da ENEVA, que consiste na liquefação do gás natural do campo de Azulão, no Amazonas, e o seu transporte por caminhões até Roraima, onde será

regaseificado e utilizado como combustível para a geração de energia elétrica na UTE Jaguaririca II em Boa Vista.

Do ponto de vista econômico, a presença do GNL importado no mercado brasileiro serve de benchmark para os preços praticados no mercado internacional.

É por identificar essa importância do GNL que a nova lei dá atenção especial aos terminais de GNL e expressamente os inclui dentre as infraestruturas que deverão ter seu acesso a terceiros garantido. A alteração faz sentido, uma vez que os terminais são considerados elos essenciais da cadeia e podem ser necessários para equilibrar a malha³, em diversos países da Europa, os terminais de GNL, bem como a infraestrutura de estocagem é coordenada em conjunto com a infraestrutura de transporte.

No entanto, é importante destacar que o acesso de terceiros aos terminais de GNL é assunto dos mais intrincados tanto do ponto de vista regulatório quanto técnico e comercial. Não por outro motivo, o marco regulatório anterior (art. 45 da Lei 11.909) estabelecia expressamente que os terminais de GNL não estavam obrigados a permitir o acesso de terceiros.

O acesso a terceiros aos terminais de GNL também encontram obstáculos na legislação tributária vigente. Diferente da maior parte das mercadorias, o gás tem natureza fungível e sua trajetória física no transporte por gasodutos não necessariamente corresponde às operações comerciais e aos fluxos contratuais. Além disso, destacamos a dificuldade do ponto de vista prático de comprar uma carga parcial de GNL, o que resulta na necessidade de integração e compras conjuntas entre os usuários do terminal ou realização de swaps entre eles. Hoje não há na legislação ou na regulamentação o tratamento fiscal específico, inclusive no que tange ao cumprimento de obrigações acessórias pelo Terminal e seus usuários.



² Odone (2019)

³ Contribuição da ABRACE para o Novo Mercado de Gás. [Saiba mais](#)



Na seara aduaneira, um dos obstáculos é o descasamento temporal entre o **recebimento da carga e o prazo previsto na regulamentação para o documento de suporte relativo à perícia da carga a ser desembaraçada.**

Hoje é feita medição e descarga a bordo do navio importador, com uma autorização da Secretaria da Receita Federal do Brasil para disponibilidade e uso pelo Terminal antes do final do prazo de verificação das autoridades aduaneiras. Quando o operador do Terminal é o proprietário da carga, isso não é um problema. No entanto, se o proprietário da carga não for o operador do Terminal, teria que fazer a remessa da carga para o Terminal, o que não é possível antes da finalização da importação.

A conexão de diversos terminais à térmicas, que estão sujeitas a elevadas multas em caso de indisponibilidade, torna a definição de capacidade ociosa tema bem complexo. Da mesma forma as dificuldades no âmbito tributário e regulatório na aquisição de carga compartimentada e cálculos de boil-off dentre outros, demanda que esse aspecto específico do novo marco regulatório seja objeto de estudos mais aprofundados pelo setor e pelo órgão regulador para que possa ser devidamente regulamentado de forma a permitir que atinja o seu papel na competitividade do setor.

O mercado de GNL também pode se beneficiar de outros aspectos do PL que não foram especificamente pensados para o GNL, como é o caso da possibilidade de escolha dos consumidores dos seus fornecedores e a existência de uma cadeia integrada. A existência de um mercado mais competitivo, em que consumidores podem escolher os seus fornecedores e a existência de uma cadeia integrada de gás, possibilita que mais consumidores potencialmente escolham a utilização de gás natural para suas indústrias ou térmicas.

O GNL por suas características intrínsecas contribui e muito para o desenvolvimento desse mercado mais competitivo de gás. O GNL nada mais é do que, gás natural liquefeito e, portanto, condensado, tornando mais econômico o seu transporte a longas distancias. Assim, não apenas o GNL e os gasodutos virtuais servem para garantir a oferta de GNL em áreas não atendidas pelos gasodutos, mas também a flexibilidade de origem do GNL torna a migração de grandes consumidores para o gás mais segura, posto que o risco de falta de oferta é significativamente reduzido, se não eliminado.

Nesse sentido, consumidores poderiam eleger comprar gás oriundo de importações por GNL, independentemente de sua localização, afinal, os terminais de GNL nada mais são do que o ponto de entrada de gás na malha nacional.

O Novo Mercado de Gás e o Livre Acesso a UPGN's e Terminais de GNL



Paulo
Campos
Fernandes



Patricia
de Albuquerque
de Azevedo

» Direitos de Acesso de Terceiros à Infraestruturas

As principais infraestruturas da indústria de gás natural são: gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural (UPGN), gasodutos de transporte, instalações de estocagem e terminais de gás natural liquefeito (GNL).

A Nova Lei do Gás estabelece os direitos de acesso de terceiros a estas infraestruturas, sendo que as regras variam em função do tipo de infraestrutura.

O livre acesso às infraestruturas está em linha com o Programa Novo Mercado de Gás, uma vez que é vital para que o mercado de gás se torne aberto, dinâmico e competitivo.

No caso dos gasodutos de transporte, a Nova Lei do Gás estabelece que os transportadores não poderão ter relação societária, direta ou indireta com empresas que exerçam funções em outras posições na cadeia de valor de gás, cabendo dentre estas destacar as funções de carregador (parte contratante no contrato de transporte de gás natural) e a de comercializador de gás natural.

Tal medida faz com que toda a capacidade de transporte esteja disponível para o mercado,

uma vez que o transportador não poderá ter gás de sua propriedade para movimentação na malha.

Ocorre que, no caso dos gasodutos de escoamento, das UPGNs e dos terminais de gás natural liquefeito (GNL), o legislador não estabeleceu a mesma exigência de independência e autonomia do titular da instalação em relação aos demais agentes da cadeia de valor, podendo comercializadores e produtores serem proprietários deste tipo de instalações.

No entanto, para assegurar o direito de acesso de terceiros, a nova lei estabelece que o seu acesso deve ser não discriminatório e negociado¹.

» O regramento de tal acesso é bastante complexo, uma vez que é necessário:

- Equilibrar o direito de uso do proprietário com o direito de acesso do terceiro interessado;
- Remunerar adequadamente o proprietário pelo uso da instalação por terceiros.

Dada a complexidade do assunto, o legislador estabeleceu que caberá ANP, na regulação do acesso de terceiros, observar as seguintes premissas:

¹ No caso das instalações de estocagem, o legislador estabeleceu que o direito de acesso de terceiros será estabelecido em regulação da ANP.



- O proprietário das instalações terá preferência no uso de suas instalações (direito de preferência);
- O proprietário das instalações deverá elaborar código de conduta e prática de acesso à infraestrutura, bem como assegurar a publicidade e transparência desses documentos;
- A remuneração a ser paga ao proprietário das instalações pelo terceiro interessado, bem como o prazo de duração do instrumento contratual, será objeto de acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso às instalações.

Ocorre que além destes aspectos, existem outros que tratam de questões operacionais, contratuais e tributárias afetas ao acesso de terceiros interessados, que também precisam ser tratados na regulação.

Neste artigo serão apresentadas as especificidades que existem para se regular o livre acesso às unidades de processamento de gás natural e aos terminais de GNL.

» Especificidades para Estabelecer o Livre Acesso à UPGNs

Embora a contratação de capacidade de UPGNs já seja uma realidade em outros países, não há no Brasil nenhuma experiência anterior.

Além do que está previsto na Nova Lei do Gás, tendo em vista a experiência obtidas nas operações em outros países bem como das peculiaridades das operações no Brasil, diversos outros aspectos devem ser considerados na regulação e/ou minutas de contratação de capacidade de UPGNs, conforme indicado a seguir.

O gás a ser processado deve atender as especificações operacionais da UPGN. Não é tarefa fácil definir a faixa de tolerância para cada parâmetro do gás não processado. Especificações muito rígidas criarão dificuldades para o acesso de terceiros. Além disso, a depender da situação, o gás que não atender a especificação de entrada na UPGN não poderá ser processado, o que causará a interrupção na produção de óleo e/ou gás.

Caso não haja interrupção na operação da UPGN, o processamento do gás que não atender a especificação de entrada na UPGN, acarretará custos adicionais que precisam ser contemplados, como por exemplo aqueles decorrentes da desidratação do gás ou da remoção de CO₂ ou H₂S.

A medição da quantidade de gás a ser processado, parâmetro esse que serve de base para a remuneração da UPGN também é uma questão sensível. Por razões intrínsecas ao processo de escoamento do gás e da tecnologia de medição, a quantidade medida na cabeça do poço é diferente daquela medida na UPGN, razão pela qual esta questão precisa ser adequadamente tratada.

Outro aspecto operacional relevante na contratação de capacidade diz respeito a retirada do interior da UPGN do gás processado e dos derivados

produzidos no processamento do gás. Caso a retirada não seja feita, a UPGN poderá parar a operação, trazendo como consequência, a paralisação da produção de óleo e gás das produções conectadas a UPGN. Deverá ser previsto na regulação e/ou na minuta de contrato um sistema de prevenção a esta ocorrência bem como de responsabilização para tal situação.

Ademais, a forma contratual para o acesso às UPGNs, bem como para as demais infraestruturas



compartilhadas, pode ser relevante para definir a tributação aplicável na operação. O propósito do livre acesso é permitir o uso compartilhado da infraestrutura, sem que necessariamente exista uma operação comercial transferindo a propriedade do gás natural e dos seus derivados, e/ou uma prestação de serviços entre as partes. No entanto, para evitar discussões com o fisco, seria necessário ajustar a legislação dos tributos aplicáveis, em especial do ICMS e do ISS.

Nesse sentido se destaca que em 12/04/2021 foi publicado o Ajuste SINIEF n. 01/2021 que dispõe sobre o tratamento diferenciado concedido aos contribuintes do Imposto sobre Operações de Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de comunicação – ICMS – para cumprimento de obrigações tributárias relacionadas ao processamento de gás natural. O tratamento diferenciado disposto no referido Ajuste SINIEF aplica-se aos autores da encomenda e industrializadores localizados nos Estados de Alagoas, Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Santa Catarina, São Paulo e Sergipe.

O referido Ajuste estabelece entre outros o procedimento fiscal nas remessas de gás natural não processado para processamento e nos retornos dos produtos resultantes da industrialização por encomenda e o uso de mútuos de gás natural não processado e de derivados líquidos de gás natural para compatibilizar as quantidades alocadas aos autores da encomenda, pelo processador no ponto de entrada, com as quantidades efetivamente remetidas, informadas pelos usuários do sistema de escoamento.

Por fim, cumpre ressaltar que o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, publicou o documento “Caderno de Boas Práticas – Diretrizes para Acesso à Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN”, que orientações baseadas nas

melhores práticas internacionais e adota como referência o “Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure on the UK Continental Shelf”².

» Especificidades para Estabelecer o Livre Acesso à Terminais de GNL

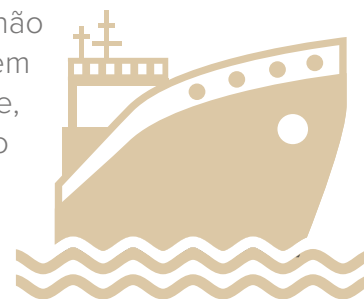
Os terminais de GNL podem ser classificados como convencionais e não convencionais.

Convencionais são os terminais dotados de berços de atracação e instalações em terra para armazenamento do GNL e regaseificação (caso dos terminais de importação) ou de liquefação (caso dos terminais de exportação).

Os terminais de importação de GNL que fazem uso de unidades flutuantes de regaseificação (floating storage regasification unit – FSRU) são classificados como não convencionais.

Também não são convencionais os terminais flutuantes de liquefação.

O uso de terminais não convencionais de GNL tem crescido acentuadamente, em função do menor custo de capital e prazo para implantação.



A tecnologia avançada significativamente na concepção de terminais não convencionais de GNL, oferecendo soluções variantes das que foram mencionadas anteriormente.

O livre acesso para terminais convencionais de GNL, seja de exportação ou importação, não apresenta complexidade em face da multiplicidade de tanques de armazenamento existentes em suas instalações.

No entanto, o estabelecimento da regulação do livre acesso para terminais não convencionais de GNL e o estabelecimento de minuta padrão de

² Acesso pelo [site](#), em 24/01/2022.



contrato representa um grande desafio, em face das suas características operacionais e também pelas variações nas tecnologias empregadas nos diversos projetos conhecidos.

Neste artigo serão comentados alguns aspectos operacionais afetos ao tema, em relação aos terminais de GNL que fazem uso de FSRU.

Tipicamente, os terminais de regaseificação de GNL, que fazem uso de FSRU, são empregados para importação de GNL. A exportação de GNL a partir deste tipo de terminal (operação conhecida como reloading) só é tecnicamente viável se os tanques de carga do FSRU forem projetados para operar com pressão superior a 500 mbar (comumente navios transportadores ou FSRUs são projetados para pressão de operação de 200 mbar).

Além disso, é necessário que as condições de temperatura e pressão do GNL a ser exportado estejam adequadas (temperatura mínima de -160o C e pressão máxima de 100 mbar). O acondicionamento do GNL que não tem atenda a esta condição tem custo e prazo elevado, que, em muitos casos, inviabiliza a operação de exportação pretendida.

Outro aspecto operacional relevante sobre o tema diz respeito à capacidade de armazenamento do FSRU. A maior parte da frota mundial de navios FSRU tem capacidade volumétrica entre 135.000 e 174.000 m³. Tipicamente os lotes de carga de GNL comercializados no mercado tem volume da ordem de 150.000 e 170.000 m³. Portanto, caso o titular do terminal mantenha carga armazenada a bordo, haverá dificuldade para o terceiro interessado programar o acesso de sua carga. As alternativas são a compra de carga em lote menor, o que não é comum, ou, fazer com que o navio importador faça sucessivas descargas parciais, até que todo o lote de carga de GNL comprado seja descarregado. Ambas

alternativas, a depender das condições podem ser comercialmente inviáveis ou de elevado custo.

A capacidade de segregação de cargas de GNL a bordo do FSRU é bastante limitada. Deve-se ter em mente que tipicamente estes navios tem somente 4 tanques.

A distribuição de cargas a bordo do navio está sujeito ao limite máximo do navio para os esforços estruturais causados pela distribuição de cargas bem como aos limites de calado da embarcação. Além disso, se destaca que o carregamento de cargas de GNL distintas em um mesmo tanque está sujeita a avaliação de suas densidades. A depender das condições das cargas, não há segurança para se fazer a mistura, de modo a evitar a ocorrência de acidente (roll-over). Sendo assim, há necessidade de se reservar tempo para o planejamento operacional e comercial do acesso de terceiro ao terminal de GNL dotado de FSRU.

O recebimento de carga de terceiros em terminal de GNL dotado de FSRU também tem complexidades tributárias e aduaneiras. Além dos comentários acima em relação ao compartilhamento da infraestrutura, há ainda outros pontos a serem abordados pela legislação e regulamentação fiscal, como por exemplo: (i) o prazo previsto para desembarço aduaneiro da carga, que pode impactar os casos nos quais o importador não seja o titular do terminal; e (ii) incidência tributária na operação de regaseificação do GNL, se ICMS (por se considerar industrialização por encomenda) ou ISS (por se considerar beneficiamento).

³ Acesso pelo [site](#), em 24/01/2022

Na estruturação do livre acesso de terceiros a terminais de GNL dotados de FSRU, é oportuno conhecer a experiência do Terminal de GNL de Klaipeda, localizado na Lituânia, operado pela empresa Klaipedos Nafta³.

O acesso de terceiros a este terminal é concedido através de um processo de alocação anual de capacidades do terminal, onde interessados podem contratar as capacidades disponibilizadas. Para fazer frente as questões mencionadas anteriormente, o terminal adota as seguintes soluções: (i) uso de swap de cargas de GNL entre os contratantes do terminal; (ii) instalações projetadas para operação de reloading.

» Conclusão

O regramento do acesso de terceiros interessados às infraestruturas de gás natural é de capital importância para o sucesso do Novo Mercado de Gás.

Neste mister, o regramento do acesso à UPGNs e Terminais de GNL são de elevada complexidade.

O êxito depende, em grande escala, de regulação adequada a ser elaborada pela ANP.

As experiências internacionais sobre o assunto seriam de grande valia para a superação deste desafio.





A Comercialização e o Transporte no Novo Mercado de Gás Natural



Paulo
Campos
Fernandes

» O Novo Mercado de Gás

O mercado de gás natural no Brasil tem elevado potencial de crescimento. Estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica que a demanda deverá crescer 58% até 2030. Tal demanda será sustentada, sobretudo, pelo aumento da produção de gás oriunda da exploração no pré-sal.

Para o melhor aproveitamento deste crescimento, o Governo Federal lançou em julho/2019, o programa Novo Mercado de Gás que visa fomentar a formação de um mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. Segundo a EPE, a transformação para um mercado concorrencial pode elevar ainda mais a demanda, sendo estimado que neste cenário, em 2030, a demanda seria 67% maior do que se não houvesse tal mudança.

Foi neste contexto que foi publicada em abril de 2021 a Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134 de 8 de abril de 2021), que cria um novo marco regulatório para a exploração das atividades econômicas de gás natural no país.

O amadurecimento do mercado brasileiro de gás natural passa pela transformação do mercado vigente, caracterizado pelo predomínio de contratos de longa duração de compra e venda do produto e seu transporte, com a presença de um agente dominante em todos os segmentos da cadeia produtiva, para um mercado em que as operações de curto prazo (mercado spot) terão cada vez mais relevância.

Outro aspecto relevante nesta mudança diz respeito ao ambiente de negociações. Atualmente as contratações são bilaterais (mercado de balcão, com partes identificadas). Já no mercado spot, as negociações ocorrerão em plataformas eletrônicas (mercado de bolsa, sendo a identificação das partes desconhecida uma da outra), onde os comercializadores terão visibilidade das ofertas e demandas de produto, havendo integração da comercialização do produto com o seu transporte, tornando assim as negociações bastante dinâmicas.

A criação do mercado spot favorece a todos os agentes da cadeia produtiva, uma vez que permite uma mitigação mais eficiente dos riscos logísticos e econômicos.

Tal mitigação ocorre por meio da criação de estratégia para construir um portfólio de contratos de comercialização e transporte, mesclando posições de longo e curto prazo.

Tal estrutura otimiza as necessidades logísticas dos agentes, adequando-as às sazonalidades, oportunidades comerciais e contingências. Além disso, o portfólio de contratos permite que os agentes possam melhorar seus resultados econômicos, por meio de diversas combinações de compras e vendas. É oportuno ainda comentar que está prevista a comercialização em mercado futuro, permitindo assim a formação de hedge para posições contratadas, bem como a captação de margens adicionais.

O novo modelo regulatório brasileiro para o gás natural está baseado no mercado europeu, no qual o mercado spot tem grande relevância.

O mercado europeu, embora integrado, é dividido em diversas regiões, denominados hubs. Um dos indicadores usados para medir o desempenho dos hubs é o churn rate. Este indicador mede a razão entre os volumes negociados e os volumes efetivamente movimentados no sistema, sendo portanto uma medida de liquidez. Quanto maior o churn rate, mais dinâmico e líquido é o mercado. A título de ilustração se observa que no hub TTF (Title Transfer Facility), localizado na Holanda, em 2019, o churn rate foi 97,1. A maior parte dos demais hubs europeus operou com churn rate superior a 2,0.

Outro dado interessante a ser observado, é o número de participantes dos hubs. O TTF operou, em 2019, com 167 participantes, enquanto o NBP (National Balancing Point), hub localizado no Reino Unido, operou com 135 participantes. Os hubs de menor porte operaram com aproximadamente 50 participantes.

Estes dados fazem ver o quanto a dimensão spot robustece e dinamiza o mercado, gerando cada vez mais interesse de empresas no setor. Nesse sentido se ressalta que no mercado spot atuam não só as empresas que manuseiam fisicamente o gás, mas também agentes financeiros que têm interesse em captar margens no trade do produto.



O sucesso na criação e fortalecimento do mercado spot brasileiro depende, do esforço conjunto dos agentes de mercado e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O mercado spot está sendo criado para o benefício dos próprios agentes, razão pela qual não haverá êxito em sua construção, se os agentes não tiverem interesse.

O papel da agência reguladora nesta construção é criar os fundamentos regulatórios para que haja: acesso não discriminado dos agentes ao mercado; transparências nas regras de funcionamento no mercado; simetria de informações quanto à oferta, demanda, preços e liquidez.

A regulação sobre o mercado spot está em fase de elaboração, tendo a agência colocado em consulta pública o documento “Modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento” em que são apresentadas as bases para o mercado spot. Além disso, a ANP realizou três workshops para debater com o mercado a sua proposta e assim poder elaborar a nova regulamentação.

» Estrutura do Mercado *Spot*

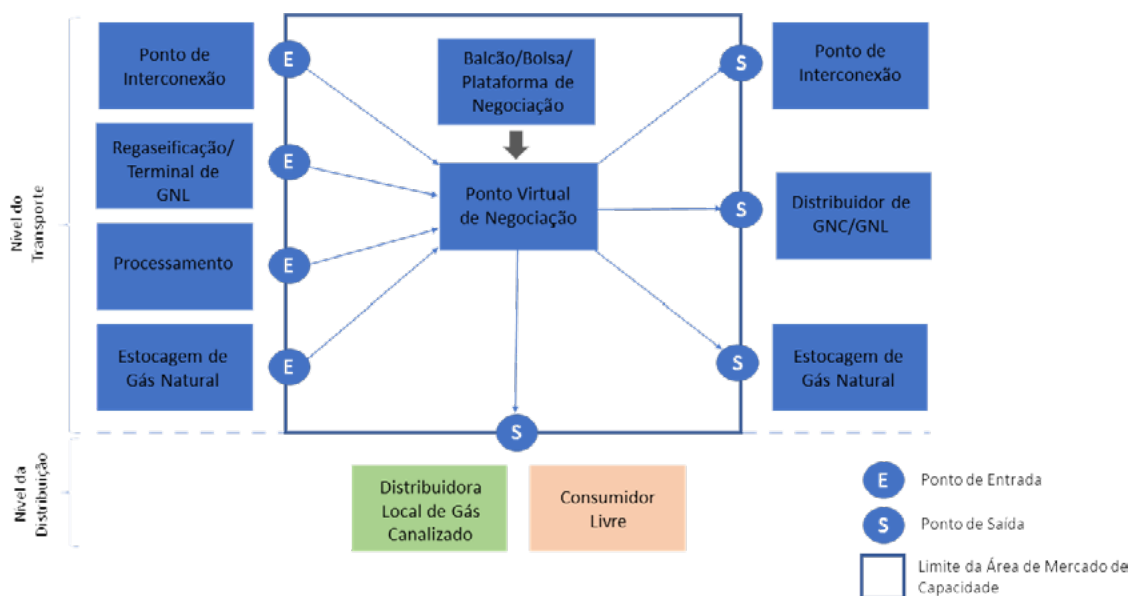
O primeiro passo para a viabilização do mercado spot foi dado antes da publicação da Nova Lei do Gás, por intermédio do Decreto n. 9.616 de 2018, que revisou a regulamentação da antiga Lei do Gás, e estabeleceu que “os serviços de transporte de gás natural serão oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em que a entrada e a saída poderão ser contratadas de forma independente”. A Nova Lei do Gás ratificou esta disposição, evidenciando assim a relevância que esta modalidade de contratação de transporte tem para o mercado.

O mercado spot será construído a partir de Pontos Virtuais de Negociação (PVN) ou hubs,

relacionados a pontos de entrada e saída da malha de transporte, em torno do qual os agentes comprarão e venderão livremente gás natural. A transferência de titularidade do gás ocorrerá no PVN.

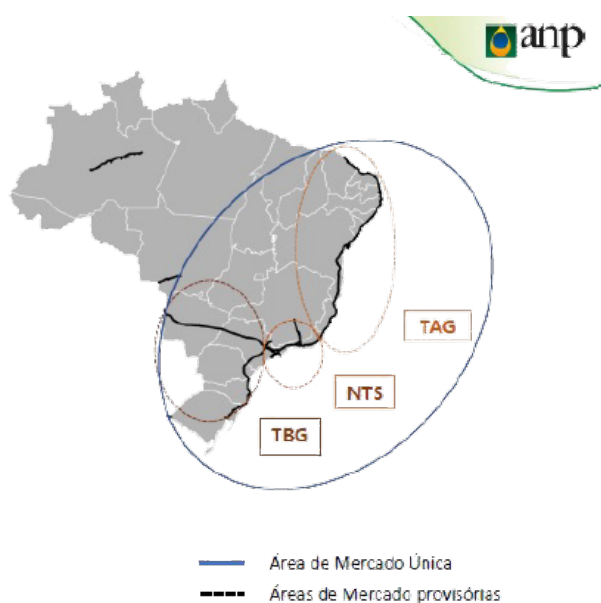
A comercialização do gás poderá ser em balcão (com identificação das partes) ou em bolsa (sendo as partes desconhecidas uma da outra).

A figura a seguir, elaborada pela ANP, ilustra este conceito.



O mercado spot de gás natural integra a comercialização do gás ao seu transporte.

Os PVNs serão estabelecidos por áreas de mercado. Não há ainda uma definição sobre quantas áreas de mercado haverá no Brasil. A tendência, na medida em que o mercado amadurece, é que haja no país uma única área de mercado. No entanto, inicialmente, é esperado que cada transportadora estabeleça sua área de mercado, havendo interconexão entre as áreas, conforme ilustra a figura a seguir, elaborada pela ANP.



» Comercialização

A comercialização será organizada pela Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural, conforme estabelece a Nova Lei do Gás. Caberá a agência reguladora definir quantas Administradoras poderá haver em cada área de mercado. Observa-se que na Europa existem áreas de mercado em que atuam mais de uma Administradora. Nesses casos, as empresas têm liberdade de escolher com qual(is) Administradoras irão se associar.

A comercialização será feita por meio de produtos padronizados definidos pela Administradora. Tais produtos se referem a volumes pré-definidos de gás oferecidos por curta ou longa duração. Como exemplo podemos citar: intradiário, dia seguinte,



balanceamento do mês, trimestre seguinte, ano seguinte, etc.

A comercialização, como não poderia deixar de ser, será celebrada por meio de contratos padronizados, que serão previamente aprovados pela ANP.

A negociação ocorrerá por meio de plataformas eletrônicas, conferindo agilidade e segurança nas transações.

Tendo em vista a possibilidade de compra em ambiente de bolsa, as Administradoras deverão providenciar um serviço de garantia financeira das transações (clearing house) de forma garantir que não haja inadimplência nos pagamentos.

Caberá ainda a Administradora organizar a comercialização do gás natural em mercado futuro. Não há definição se haverá vínculo da comercialização do mercado futuro com o mercado físico, tal como ocorre na comercialização de outras mercadorias (Exchange of Futures for Physical – EFP).

» Transporte

Os compradores e vendedores deverão informar ao Operador do PVN as transações realizadas para que este promova a transferência de propriedade do gás comercializado.

Além disso, deverão ser informadas as transportadoras as movimentações de gás a serem realizadas. Nos casos em que mais de uma transportadora operar na área de mercado, deverá ser nomeado um Gestor de Área de Mercado, o qual será responsável pela gestão da interface dos carregadores (agentes compradores ou vendedores que contrataram capacidade de transporte de entrada ou saída na malha de transporte).

Haverá plataformas eletrônicas para agilizar e trazer segurança para todos estes processos.

A regulação a ser criada detalhará o papel do Operador do PVN, do Gestor de Área de Mercado e das transportadoras neste processo.

» Desafios

É possível perceber que os desafios para a implantação do mercado spot de gás natural são muito grandes.

Neste artigo destacamos os principais:

- Participação ativa na construção do novo mercado dos grandes agentes produtores e consumidores de gás;
- Ampliação da quantidade de empresas interessadas em participar do mercado spot;
- Presença de Entidade Administradora de Mercado de Gás Natural com capacitação e experiência para estruturar a comercialização nas áreas de mercado;
- Integração de todos os agentes na construção do mercado spot, com capacidade de autoregulação;
- Revisão das normas tributárias vigentes, compatibilizando-as com as características do mercado spot;
- Criação de plataformas eletrônicas para comercialização de gás e contratação de transporte, com interface de integração entre estas;
- Elaboração de códigos comuns de rede, que viabilizem o acesso universal e facilitado dos usuários interessados a malha de transporte;
- Integração das transportadoras para viabilização das tarifas de interconexão, compartilhamento de informações operacionais, etc.;

- Criação de contratos e produtos padrão para comercialização de gás natural;
- Criação de base regulatória que fomente o desenvolvimento do mercado;
- Harmonização das regulações dos Estados com a regulação federal, favorecendo a atuação dos agentes livres, porém sem criar desincentivos às distribuidoras.

» **Avanços**

A indústria vem trabalhando na construção do novo mercado de gás desde antes da publicação da Nova Lei do Gás.

Vale destacar as seguintes ações: as empresas transportadoras de gás vêm realizando chamadas públicas para a contratação de transporte para períodos de curta duração, fazendo uso de plataformas eletrônicas; a Petrobras, a maior produtora de gás do país, informou ao mercado a criação de novos modelos de contratos de venda de gás, no qual são oferecidas vendas de curta duração; o número de empresas autorizadas pela ANP para operar como agente comercializador teve um crescimento expressivo entre 2019 e 2021.

Não menos importante é a consulta prévia, aberta pela ANP, para discutir com a sociedade o modelo conceitual para o novo mercado de gás, contemplando operações spot, conforme mencionado anteriormente.

Os desafios para a implantação do mercado spot de gás natural são muito grandes, porém a altura dos benefícios para o setor e também para a sociedade como um todo. As evidências apontam que com empenho e organização os objetivos serão atingidos.



Investimentos no novo mercado de gás



Paulo
Campos
Fernandes

INVESTIMENTOS NO NOVO MARCO REGULATÓRIO

O mercado de gás natural no país tem elevado potencial de crescimento. A publicação “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 – Gás Natural”, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), indica que a oferta potencial de gás natural para o mercado de brasileiro pode chegar em 2031 a 273 milhões de m³/dia, haja vista a produção esperada no pré-sal, enquanto que a demanda poderá chegar a 239 milhões de m³/dia. Estes números representam uma variação de 43 % na oferta e 53 % e demanda em relação a 2021.

Para viabilizar o crescimento do mercado, haverá necessidade de grandes investimentos. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, publicado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a EPE indica oportunidades de investimentos em gasodutos de escoamento, gasodutos de transporte, terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) e unidades de processamento de gás natural (UPGN), para entrada em operação nos próximos 10 anos. O montante estimado para todos investimentos indicados é de R\$ 117,63 bilhões.

FINANCIAMENTO DE INFRAESTRUTURAS PARA GÁS NATURAL

A primeira etapa na viabilização dos investimentos é a estruturação do financiamento dos projetos. Trata-se de um processo de elevada complexidade por conta do custo de

capital elevado, do prazo de construção longo, prazo longo de operação, riscos da fase de construção maiores do que da fase de operação, forte influência regulatória, dos impactos ambientais relevantes e da complexa engenharia.



» Modelo de Negócio do Empreendimento

O empreendedor deverá considerar com cuidado o modelo de negócio do empreendimento que pretende investir. As primeiras questões que se abrem são:

- Composição da sociedade empreendedora – Por se tratar de investimento de capital intensivo, comumente o empreendedor busca parceiros para se associar ao empreendimento. Devem ser definidos quem serão os parceiros que tomarão parte no investimento, considerando o seu perfil, se empresas do setor ou sócios de capital, bem como a sua capacidade financeira. A constituição da sociedade empreendedora requer longas negociações, pois envolve temas sensíveis como a participação dos sócios no capital da empresa e sua governança.

- Estrutura de Recebíveis - Os recebíveis se constituem em garantias essenciais para o financiamento do empreendimento. Para tanto, é necessário que já no início da estruturação do projeto sejam celebrados contratos de longo prazo, com perfil tal que cubram pelo menos a maior parte dos custos de financiamento. A



negociação de tais contratos é demorada e está sujeita ao que dispõe a norma regulatória, havendo envolvimento do órgão regulador.

» Estrutura de Capital do Empreendimento

Para os empreendedores é desejável que o empreendimento tenha a maior parte dos seus custos financiados, minimizando assim o capital próprio dos empreendedores. A estrutura de capital do empreendimento tem relação umbilical com as soluções de financiamento adotadas.

O volume de capital oferecido pelos financiadores depende sobretudo da(o): fonte do capital; sua disponibilidade; rentabilidade do empreendimento; seu perfil de riscos, e; garantias oferecidas para o financiamento, cabendo reiterar aqui a importância que os recebíveis tem nesta questão.

Tipicamente, a relação Dívida/Capital Próprio é 70/30, porém esta relação pode ser outra a depender do que foi exposto no parágrafo anterior.

As fontes de capital para financiamento dos empreendimentos de gás natural podem ter origem nos mercados de dívidas ou de capitais.

» Mercado de Dívidas

A utilização de financiamentos públicos por empréstimo é sempre uma opção a ser considerada, cabendo destacar linhas de crédito que o BNDES comumente oferece para financiamentos de infraestrutura. Ocorre que, em princípio, o Governo Federal prefere que tais financiamentos sejam realizados com capital privado. Nesse sentido se destaca que, o Presidente da República vetou os dispositivos do projeto de lei aprovado pelo Congresso Nacional, que havia criado o Brasduto (Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e de Escoamento da Produção, destinado ao financiamento destas instalações). Na mensagem do veto, entre outros aspectos, foi destacado que as infraestruturas para operação de gás natural devem ser financiadas com recursos do setor privado.

Ao se considerar o mercado privado de dívidas, deve-se pensar não só na disponibilidade de recursos no país, mas também na sua captação no mercado estrangeiro. Destaca-se ainda que o financiamento privado de projetos de infraestrutura, incluindo aqueles analisados neste artigo, goza do incentivo de isenção de imposto de renda, tornando-o bastante atraente para investidores. Nesse sentido se observa que as emissões de debêntures incentivadas têm ocupado um papel cada vez mais relevante no mercado privado de dívidas.

Comumente a estrutura de empréstimos conjuga contratos de longo prazo com de curto prazo, sendo este último meio de transição para a captação por meio de debêntures ou empréstimos subordinados (mezzanine debt).

A dívida corporativa tem uso restrito, uma vez que em regra, os empreendedores segregam o empreendimento em concepção de outros ativos corporativos, modelando o financiamento na forma de Project Finance, fazendo uso de Sociedade com Propósitos Específicos (SPE).

Em muitos casos, a estruturação de financiamento pelo mercado de dívidas requer oferecimento de





outras garantias, além dos recebíveis, o que cria dificuldade na negociação da captação.

» Mercado de Capitais

O mercado de capitais também é uma fonte bastante conveniente para o financiamento de infraestruturas para gás natural.

Em primeiro lugar, a depender do caso, pode-se procurar sócios privados de capital para participação no empreendimento.

Também devem ser considerados, como forma de atração de capital, o uso de dívidas subordinadas.

Além disso, em muitos casos, a depender da qualidade dos recebíveis, é feita abertura do capital do empreendimento para o mercado, uma vez que o valor do empreendimento pode ser considerado atraente. Quando isso ocorre, o novo capital é empregado para o pagamento de dívidas contraídas na fase de concepção e construção do projeto, tornando o empreendimento ainda mais rentável.

CASO PRÁTICO

Para ilustrar o que está sendo discutido, é apresentada a estrutura de financiamento do gasoduto Nord Stream, na Europa.

» Descrição do Projeto

O sistema de gasodutos Nord Stream é composto por dois gasodutos em paralelo, que atravessam o Mar Báltico, conectando Vyborg (Rússia) a Greifswald (Alemanha). Cada linha tem extensão de 1.222 km, diâmetro 48 polegadas e capacidade de 75 milhões de m³/dia.

A construção da primeira linha começou em abril/2010, tendo entrado em operação em novembro/2011. A segunda linha começou a ser construída em maio/2011 e entrou em operação

em outubro/2012. As primeiras negociações do projeto começaram em 1997.

» Estrutura de Financiamento

O empreendimento é composto pelas seguintes participações: Gazprom, 51%; BASF/Wintershall Holding GmbH, 20%; E.ON Ruhrgas AG, 20%, e; N.V. Nederlandse Gasunie, 9%).

O projeto foi financiado em duas fases.

Em ambas as fases, contratos de transporte foram usados como garantia, tendo relevância as cláusulas de ship or pay.

» Fase 1

Na fase I, 70% dos custos foi financiado e os 30% restantes tiveram origem em capital próprio, aportado segundo a participação de cada sócio do empreendimento.

Foram financiados 3,9 bilhões de Euros no mercado de Project Finance.

Vinte e seis bancos participaram do syndication do empréstimo. Dois bancos líderes (bancos de exportação) ofereceram juntos 3,1 bilhões de Euros enquanto o restante dos bancos (bancos comerciais) ofereceu 800 milhões de Euros.

» Fase 2

A estrutura de capital da fase II do projeto foi a mesma da fase I.

Foram financiados 2,5 bilhões de Euros no mercado de Project Finance.

Vinte e quatro bancos participaram do syndication do empréstimo. Dois bancos líderes (bancos de exportação) ofereceram juntos 1,75 bilhões de Euros enquanto o restante dos bancos (bancos comerciais) ofereceu 750 milhões de Euros.

CONCLUSÃO

A Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134 publicada em 09/04/2021) tem como objetivos fomentar a indústria de gás natural no Brasil e contribuir para o aumento da concorrência, promovendo assim uma ampla abertura do mercado.

O mercado de gás natural no Brasil é um mercado de elevado potencial de crescimento.

No entanto, para transformar este potencial em realidade, é necessário que as empresas, existentes ou novas, interessadas em explorar o novo mercado de gás natural, iniciem o quanto antes a estruturação de seus projetos.

O caso prático apresentado mostrou que foram necessários 13 anos para que o empreendimento fosse concluído. É possível implantar projetos com prazos menores, no entanto, este resultado depende do porte do empreendimento e da sua estruturação. Quanto mais rápida a implantação, melhores são os resultados do projeto.



Incentivos para o biometano: um detalhe que não pode ser esquecido

Publicado em 01/12/2023 na [epbr](#)



Paulo
Campos
Fernandes



Patricia
de Albuquerque
de Azevedo

Regra proposta pelo GHG Protocol inviabiliza o aproveitamento dos atributos ambientais do biometano, desestimulando assim o uso do energético, avaliam Paulo Fernandes e Patrícia de Azevedo

Diversas empresas, no Brasil e no exterior, têm adotado o uso do biometano em suas cadeias produtivas tendo em vista seus atributos ambientais. Segundo a publicação *World Energy Outlook 2022* (em inglês), publicado pela Agência Internacional de Energia (IEA), diversos países estão estabelecendo alvos ambiciosos para produção e consumo de biogás e biometano.

A publicação informa que a demanda mundial de biometano pode crescer de 8 bcme (bilhões de metros cúbicos equivalentes) em 2021 para 143 a 267 bcme em 2050, conforme o cenário analisado. A taxa média de crescimento anual até 2050 é estimada em 11%.

No Brasil, por sua vez, a produção atual de biogás, conforme dados publicados pelo CIBiogás no Panorama do Biogás no Brasil 2022, que complementa o BiogasMap, é de 0,64 bilhões de m³.

Nesse sentido se destaca que houve aumento significativo no número de plantas de biogás dedicadas ao biometano. Acompanhando esta tendência, estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica que a produção de biometano pode alcançar 19,2 bilhões de m³ em 2032.

O biometano pode ser usado em substituição ao gás natural ou também misturado. Nesse sentido, o energético é utilizado como combustível para: geração de energia elétrica; geração de energia térmica; transporte; uso residencial. Além disso, o biometano pode ser usado para geração de hidrogênio, produção de aço, amônia e metanol.

Uma das principais vantagens de se utilizar o biometano é que ele pode ser movimentado nas redes de gasodutos de transporte e distribuição sem que seja necessário modificar essas infraestruturas.

Na perspectiva ambiental, o potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) pelo biometano é significativo. Em alguns casos, quando em substituição a combustíveis fósseis, a redução das emissões pode chegar a 80%.

Esta redução considera que durante o ciclo de vida do biometano (fases de produção, distribuição e consumo), gases de efeito estufa deixaram de ser emitidos ou foram removidos. Vale destacar que é na fase de produção do biometano que se observa a maior parte das reduções de emissões.

Os benefícios ambientais resultantes do uso do biometano são considerados a partir da elaboração do inventário de emissões de GEE da empresa inventariada. O inventário é feito segundo as regras em que a estratégia de descarbonização se insere, podendo ser em mercado regulado de permissões (allowances) ou voluntário de crédito de carbono.

A variável utilizada para apurar as emissões de GEE é o fator de emissão, que considera a quantidade de CO₂ equivalente gerada pelo uso do produto.

Considerando que o biometano tem composição química equivalente ao gás natural, o seu fator de emissões, na fase de consumo é o mesmo do combustível fóssil. Sendo assim, as regras de inventário incluem provisões específicas para capturar os atributos ambientais do biometano originados na fase de produção.

Nesse sentido, é oportuno conhecer como algumas normas internacionais o consideram o fator de emissões do biometano:

1. Agência de Energia da Dinamarca: 0 kg CO₂ eq/GJ;
2. Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial do Reino Unido: varia em função do tipo de biomassa e da tecnologia de produção do biometano, podendo ser entre 100 e 73 g CO₂ eq/GJ;
3. Departamento de Alteração do Clima, Energia, Meio Ambiente e Água da Austrália: 0,13 kg CO₂ eq/GJ;
4. Autoridade de Pesquisa e Desenvolvimento de Energia do Estado de Nova York: 0 t CO₂/MM BTU;
5. Ministério do Meio Ambiente e Alterações Climáticas de British Columbia – Canadá: 0,2932 kg CO₂ eq/GJ.

É importante destacar que o fator de emissões do gás natural é 55 kg CO₂ eq/GJ, o que evidencia o benefício ambiental trazido pelo uso do biometano.

Mecanismo “baseado no mercado” para biometano

As normas citadas anteriormente, se referem ao mercado regulado de controle de emissões de GEE. No entanto, nos locais em que não há mercado regulado é comum que as empresas inventariantes façam uso de protocolos

voluntários para controle de suas emissões, como por exemplo o GHG Protocol.

Tal como nas normas dos mercados regulados, a metodologia do GHG Protocol também considera os benefícios ambientais do biometano.

No entanto, no final de 2022, a entidade colocou em consulta pública uma minuta de procedimento relativo ao cálculo das emissões geradas pelo biometano, que estabeleceu que os atributos ambientais do uso do biometano só poderão ser considerados se o seu fornecimento se der através de tubulação exclusiva de biometano ou por meio rodoviário.

Ocorre que, raramente, os consumidores de biometano estão localizados próximos às usinas produtoras. Sendo assim, tipicamente, a entrega do produto é feita através de redes de transporte e/ou distribuição de gás. Vale ressaltar que o fornecimento de biometano por rede é forma mais eficiente tanto do ponto de vista ambiental como econômico.

Sendo assim, a regra proposta inviabiliza o aproveitamento dos atributos ambientais do biometano, desestimulando assim o uso do energético e criando entraves para o crescimento da produção e consumo do produto.





Preocupada com esta possibilidade, a Associação Internacional de Biogás em conjunto com diversas associações nacionais do setor de biogás, encaminhou carta aos dirigentes do GHG Protocol, em fevereiro de 2023, para solicitar que estas provisões fossem retiradas da proposta.

E que fosse considerado para o biometano, nas emissões relativas aos Escopos 1 e 3, a adoção do mecanismo “baseado no mercado”, que permite o uso dos atributos ambientais do energético baseado na apresentação de certificado de origem renovável, tal como previsto para as emissões do Escopo 2.

A carta destacou que o procedimento proposto não é consistente com a regulação europeia e, vale dizer, com as regulações de outros países, que permitem o uso de certificados de origem renovável para comprovar o uso do energético renovável, sem impor restrições ao fornecimento por dutos.

Em face destes questionamentos, o GHG Protocol publicou em agosto último, uma nota de esclarecimentos para informar que:

- os procedimentos relativos ao biometano na proposta de procedimento em consulta não farão parte da norma a ser publicada em 2024;
- que o tratamento a ser dado ao biometano será feito em conjunto com uma revisão geral dos procedimentos do GHG Protocol;
- e que na ausência de procedimentos específicos para o biometano, as empresas que adquirirem certificados poderão consultar seus auditores e considerar as regras fornecidas pelos programas relevantes de definição de metas ou pelos regimes regulamentares aplicáveis nas suas respectivas jurisdições, devendo seguir todos os princípios de contabilidade previstos no protocolo.

Segurança para inventário brasileiro de emissões é urgente

Esta questão tem aplicação imediata no Brasil, uma vez que o Programa Brasileiro GHG Protocol tem seus procedimentos baseados no protocolo internacional.

Haja vista a demanda de biometano no país, é urgente que os dirigentes do programa brasileiro se antecipem a questão e tragam solução para criar segurança na apuração do inventário de emissões de GEE pelo uso do biometano, permitindo assim que os investimentos no setor cresçam ainda mais.

No reboque desta discussão é importante ressaltar o Senado Federal aprovou em 18/10/2023 o Projeto de Lei n. 412/2022, que institui o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), estando previsto o uso de certificados de origem renovável para o cumprimento de metas de emissão.

O projeto de lei está sendo apreciado na Câmara dos Deputados em regime de urgência, em conjunto com outros projetos sobre a mesma matéria que tiveram início da referida casa. Sendo assim, seria conveniente que o programa brasileiro fosse ajustado com urgência para se alinhar ao texto de eventual futura lei.

Destacamos também a possibilidade de redução tributária para os biocombustíveis prevista na Proposta de Emenda Constitucional n.º 45/2019 sobre a Reforma Tributária sobre o consumo, aprovada pela Câmara dos Deputados em julho e recentemente aprovada pelo Senado Federal, com emendas, que retorna para apreciação da Câmara dos Deputados.

Enquanto se discute a necessidade de regulações e incentivos para promover uma inserção mais rápida do biometano na matriz energética brasileira, não se deve esquecer que os procedimentos para contabilização das emissões geradas pelo produto precisam ser equacionadas com urgência, pois tais regras trazem segurança para o aproveitamento dos atributos ambientais do produto.

ARSESP atualiza norma que dispõe sobre serviços de gás canalizado em São Paulo

Publicado em 29/01/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Paulo
Campos
Fernandes



Carolina do
Rêgo Lopes
Fonseca

A Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (“ARSESP”) publicou, no dia 2 de janeiro de 2024, a Deliberação ARSESP nº 1.485, de 29 de dezembro de 2023, promovendo alterações à Deliberação ARSESP nº 1.061/2020, que dispõe sobre as regras para prestação dos Serviços Locais de Gás Canalizado para os Usuários Livres, as condições para autorização do Comercializador e as medidas para fomentar o Mercado Livre de Gás no Estado de São Paulo.

A Deliberação ARSESP nº 1.485/2023 visa atualizar as regras do mercado livre de gás natural no estado, o qual vem sendo regulado desde 2011 pela Agência. O ato traz alterações à prévia Deliberação ARSESP de nº 1.061/2020, que disciplina as regras para distribuição do Gás para os Usuários Livres, para autorização do Comercializador e dá providências para promoção do Mercado Livre de Gás Canalizado. Dentre os principais objetivos da Agência com a publicação destaca-se o incentivo à livre concorrência no mercado livre e ao biometano.

Adicionalmente, a nova Deliberação introduz o Acordo Operacional, instrumento a ser celebrado entre os agentes envolvidos em uma operação de gás natural, no âmbito do mercado livre. A norma também estabelece nova regra a ser observada pelo transportador, ao qual caberá relatar à concessionária local as características do gás natural e biometano a ser injetado no sistema de distribuição.

Dentre as principais mudanças promovidas pela nova Deliberação, cumpre identificar a simplificação do procedimento para obtenção

de autorização de Comercializador de Gás Canalizado; a possibilidade de rescisão antecipada dos contratos de fornecimento com o mercado cativo, administrado pelas concessionárias do estado; a autorização para o usuário parcialmente livre permanecer com suprimento do mercado cativo, sem obrigação de migração total para o modelo livre; e, a possibilidade de rápido retorno do usuário livre ao mercado cativo, com a redução do prazo máximo de atendimento de 2 (dois) anos para 3 (três) meses.

Além disso, a nova norma altera a redação dos dispositivos e anexos da Deliberação ARSESP nº 1.061/2020 para a inclusão do termo “biometano” de forma a prever seu abarcamento na estrutura regulatória da ARSESP e reconhecer a importância do combustível no mercado livre de gás.

Destaca-se ainda que a referida Deliberação disciplina um novo regime de cobrança tarifária, no qual os consumidores do mercado livre de gás natural têm direito a tarifa menor pelo uso da rede de distribuição, que passa a ser calculada na proporção dos volumes contratados no sistema livre e no sistema cativo, nas respectivas categorias tarifárias, sendo essa uma medida que incentiva o consumidor a adquirir no mercado livre, principalmente, o gás renovável.

Por fim, Deliberação ARSESP nº 1.485/2023, ao incentivar a maior participação do Usuário Livre no atual momento de aquecimento do mercado e atualização regulatória do biometano, objetiva o aumento do consumo desse biocombustível que cada vez ganha mais protagonismo na matriz energética brasileira.

ANP aprova análise de impacto regulatório relativa aos teores de hidrocarbonetos do gás natural

Publicado em 18/03/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Paulo
Campos
Fernandes



Beatriz
Rossi
Mendonça
Costa

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) aprovou, no dia 07 de março de 2024, a Análise de Impacto Regulatório (“AIR”) referente aos teores de hidrocarbonetos no gás natural estabelecidos pela Resolução ANP nº 16/2008.

Destarte, foi realizada a avaliação das possíveis soluções para o enfrentamento do problema regulatório consubstanciado no fato de os teores de hidrocarbonetos presentes no gás natural de diferentes fontes e ofertantes não se enquadrarem na norma em epígrafe.

Importa destacar que a Resolução ANP nº 16/2008 estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importador, a ser comercializado em todo território nacional. Deste modo, são determinados os parâmetros como poder calorífico, Índice de Wobbe, teores dos componentes do gás natural, como metano, etano, propano, e gases inertes, entre outros. A título de exemplo, a mencionada resolução determina o limite máximo de 12% de etano na composição do gás natural a ser comercializado no Brasil e, caso a composição média apresente um conteúdo de etano maior do que o permitido, o excedente de etano deve ser separado antes da entrada no gasoduto e vendido separadamente.

Esta questão provocou sensíveis discussões entre produtores e demais agentes do mercado de gás natural, sobretudo consumidores e distribuidores, sobre os limites estabelecidos para os teores de hidrocarbonetos do gás natural, no que tange aos

limites de especificação do gás natural canalizado, em especial sobre o teor de hidrocarbonetos.

Neste particular, a problemática gira em torno do gás natural associado ao pré-sal, cada vez mais preponderante na oferta de produção nacional, que possui características intrínsecas que o diferem do gás do pós-sal, tradicionalmente explorado e produzido no Brasil. Tais características deste gás produzido refletem uma composição com elevado nível de etano, propano, butano e gasolina natural, excedendo os limites regulamentados na Resolução ANP nº 16/2008.

Contudo, os dados disponíveis ainda não permitem propor uma opção com valores diferentes dos vigentes para os teores de hidrocarboneto, capaz de contemplar as especificidades do pré-sal. Este fato pode ser observado na Autorização ANP nº 836/2020, concedida em caráter especial, permitindo a comercialização do gás natural com teor de metano diferenciado. Ocorre que as características composicionais específicas de teores de hidrocarbonetos não são adequadas tecnicamente aos demais casos preexistentes e futuros.

Assim, a complexidade do tema exigia a realização de estudos sobre os impactos de uma eventual flexibilização da especificação do gás para os produtores e para os demais agentes da cadeia do gás.

Conseqüentemente, a AIR avaliou as possíveis conseqüências do problema regulatório

identificado, considerando os impactos positivos ou negativos de alterações nas especificações do produto, de complexa mensuração, tendo como objetivo definir a especificação do gás natural quanto aos teores de hidrocarbonetos, frente às novas fontes de suprimento, com equilíbrio quanto aos impactos possíveis, desde a produção até o consumo.

Dentre as opções regulatórias vislumbradas, após análise dos possíveis impactos econômicos e ambientais, foi adotada a opção em favor da manutenção das especificações do gás natural prescritas na resolução vigente, no que diz respeito aos limites de hidrocarbonetos, e prever, adicionalmente, dispositivo no texto que possibilite alterações desses limites para casos específicos. Esta opção foi considerada como ponto mediano entre as demais opções, ao passo que mantém a especificação vigente e possibilita que, em situações especiais e sob condições e acompanhamento cabíveis, a Agência possa autorizar a comercialização do gás natural com parâmetros diferentes aos estabelecidos em norma.

O diretor relator votou pela aprovação da opção regulatória identificada, destacando a complexidade da matéria e que a opção adotada traz flexibilidade aos casos futuros e específicos quando devidamente amparados pela área técnica, sem prejuízos à regulação em vigor sobre a especificação de gás no país. O relator foi acompanhado pelos demais diretores, sendo o Relatório da AIR aprovado por unanimidade.

Esta questão se mostra importante para o setor de biometano, uma vez que este energético recebe o mesmo tratamento regulatório do gás natural. Há, portanto necessidade de se avaliar e refletir se sob o mesmo fundamento haveria

conveniência de se criar mecanismo semelhante nas Resoluções nos 886 e 906, ambas de 2022, que dispõem sobre a especificação do biometano.

Tendo em vista a deliberação da diretoria da ANP, segundo o rito regulatório, o próximo passo a ser cumprido será a publicação de consulta pública sobre proposta da nova resolução.





Câmara dos Deputados aprova o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN)

Publicado em 01/04/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Paulo
Campos
Fernandes



Louise
Bastos
Gomes

A Câmara dos Deputados aprovou o Projeto de Lei nº 5.174/23, que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (PATEN), cujo objetivo é incentivar projetos de desenvolvimento sustentável através de créditos que as empresas possuam com a União Federal.

A iniciativa estabelecida pelo PATEN vem em consonância com os compromissos assumidos pelo Governo Federal para a redução de emissão de gases do efeito estufa, posicionando o Brasil ativamente em favor da pauta verde e economia de baixo carbono.

O PATEN tem como referência projetos de aceleração de transição energética criados pelos Estados Unidos e pela União Europeia, quais sejam, o Inflation Reduction Act (IRA) e o RePowerEu, respectivamente.

De acordo com o PATEN, serão considerados como projeto de desenvolvimento sustentável: (i) obras de infraestrutura, expansão ou implantação de parques de produção energética de matriz sustentável; e (ii) pesquisa e inovação tecnológica que proporcionem benefícios socioambientais ou mitiguem impactos ao meio ambiente.

Nesse sentido, o PATEN pretende fomentar a expansão da produção e transmissão de energia solar fotovoltaica, eólica, biomassa e outras fontes renováveis de combustíveis como o etanol de segunda geração (E2G), bioquerosene de aviação, biodiesel, biometano e hidrogênio verde.

Para tanto, o PATEN prevê dois instrumentos para o financiamento de projetos referentes ao desenvolvimento sustentável, quais sejam o (i) Fundo Verde e a (ii) transação tributária.

O Fundo Verde será administrado pelo BNDES e composto por créditos que empresas com projeto de desenvolvimento sustentável aprovado tenham para receber da União. O Fundo Verde poderá ainda ser integralizado por precatórios e direitos creditórios decorrentes de decisões judiciais transitadas em julgado em face da União, bem como por créditos tributários relativo ao IPI, PIS, Cofins e ao PIS/Cofins-Importação.

Os recursos do Fundo Verde servirão como garantia para o financiamento dos projetos concedidos por instituições financeiras às empresas detentoras de projetos aprovados no PATEN.

Os estados, Distrito Federal e municípios também poderão aderir ao Fundo Verde através de convênio com a União Federal e mediante a criação de lei específica, instituída por cada ente, autorizando a integralização de precatórios estaduais e de créditos dos contribuintes referentes ao ICMS ao Fundo Verde.

No que concerne à transação tributária, o Projeto de Lei nº 5.174/23 estabelece que as empresas incluídas no PATEN poderão apresentar proposta de transação de débitos que tenham perante a União, suas autarquias e/o fundações públicas. Por meio desta transação, as referidas empresas poderão negociar descontos em multas, juros e encargos legais de suas dívidas com a Administração Direta Federal até o limite de 65%, com prazo máximo de quitação de 120 meses.

O Projeto de Lei nº 5.174/23 segue para tramitação, revisão e votação pelo Senado Federal.



Biometano é incluído no PL do Combustível do Futuro

Publicado em 01/03/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Paulo
Campos
Fernandes



Beatriz
Meneses
Frambach
Vieira

Em 18/09/2023 o Poder Executivo apresentou à Câmara de Deputados o Projeto de Lei (“PL”) no 4.516/2023, apelidado de PL do Combustível do Futuro, que dispõe sobre a promoção da mobilidade sustentável de baixo carbono, o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação, o Programa Nacional de Diesel Verde e o marco legal da captura e da estocagem geológica de dióxido de carbono. Em sua tramitação, o PL no 4.516/2023 foi apensado ao PL no 4.196/2023, que dispõe sobre tema correlato.

Por sua vez, ambos os PLs foram apensados ao PL no 528/2020, no qual estão apensados diversos outros PLs de teor semelhante.

Em 27/02/2024, o deputado relator do PL no 528/2020 apresentou à Comissão de Minas e Energia, o Parecer Preliminar do Plenário nº 1, na forma de um substitutivo ao PL. No PL substitutivo foi incluída disposição para instituir o Programa Nacional do Biometano, cujo objetivo é o incentivo à pesquisa, à produção, à comercialização e ao uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira, especialmente na matriz de transporte nacional.

O Programa visa atingir melhores resultados na redução de emissão de gases de efeito estufa, bem como promover o desenvolvimento da economia nacional no setor, por meio de medidas de incentivo e promoção do biometano.

Dentre as diretrizes do Programa se ressalta a obrigatoriedade de produtores ou importadores de gás natural, seja para consumo próprio ou para comercialização, comprovar a aquisição

ou a utilização de uma quantidade mínima de biometano no ano civil, ou ainda de adquirir Certificado de Garantia de Origem de Biometano (“CGOB”).

A provisão estabelece que a quantidade mínima deverá ser equivalente à 1% (um por cento) do volume total de gás natural comercializado, autoproduzido, ou autoimportado, podendo chegar até 10% (dez por cento), conforme deliberação do Ministério de Minas e Energia. A proposta dispõe ainda que a obrigatoriedade deverá entrar em vigor a partir de 1º de janeiro de 2026, com a projeção de alcançar os 10% (dez por cento) até 1º de janeiro de 2034. A comprovação quanto ao atendimento da obrigatoriedade, por sua vez, poderá ser feita através da demonstração da compra ou da utilização do biometano, ou também através da aquisição do respectivo CGOB.



O Programa prevê ainda que o biometano e o CGOB adquiridos poderão ser comercializados livremente até a sua aposentadoria, mas somente poderão ser utilizados, para fins de atendimento à quantidade mínima anual, uma única vez.

Por fim, está prevista a aplicação de multa superior ao benefício auferido com o descumprimento, que poderá variar entre R\$ 100.000,00 (cem mil reais) e R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais), para o agente que produza ou importe gás natural, mas que não atenda a obrigatoriedade de aquisição mínima, sendo que, em caso de reincidência, o agente estará sujeito à revogação de autorização de comercialização, autoprodução e/ou autoimportação.

O PL, que tramita sob o regime de urgência, deverá ser submetido em breve à apreciação do plenário da Câmara de Deputados, de modo que ainda estará sujeito a debates e novas alterações.



O papel dos estados no fomento do mercado de biometano

Publicado em 01/04/2024 no [epbr](#)



Camila
Mendes
Vianna
Cardoso



Paulo
Campos
Fernandes

Mercado de biometano no Brasil depende não apenas de esforços federais, mas também de legislações estaduais que incentivem seu uso e distribuição, avaliam Camila Mendes Vianna e Paulo Campos Fernandes

O biometano é um valioso componente nas estratégias de diversos países para a redução das emissões de GEE, conforme se verifica no documento Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector publicado pela Agência Internacional de Energia (IEA) em 2021 e atualizado em 2023.

É neste contexto que o mercado de biometano vem se desenvolvendo no Brasil.

No âmbito federal o biometano está presente em diversos dispositivos legais como a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e seu decreto regulamentador (Decreto nº 10.712/2021) que estabelecem que ele está sujeito a mesma regulamentação do gás natural, dada a equivalência destes produtos.

Na sequência, foram publicadas as Resoluções ANP nº 886/2022 e 906/2022 que estabelecem as especificações que o biometano oriundo de aterros sanitários e de estações de tratamento de esgoto e de resíduos orgânicos agrossilvopastoris, respectivamente, devem atender, assegurando assim a sua equivalência ao gás natural.

Tais dispositivos viabilizam a movimentação do biometano através das redes de transporte e distribuição e sua utilização pelos consumidores sem qualquer necessidade de modificação de suas instalações.

Ademais, outras legislações incentivam o mercado de biometano, como por exemplo a Lei nº 13.576/2017 (RenovaBio) que possibilita a geração de créditos de descarbonização (CBIOs) para a produção de biometano e o Decreto nº 11.003/2022, que institui a Estratégia Federal de Incentivo ao Uso Sustentável de Biogás e Biometano.

No âmbito fiscal, se destaca a Portaria Normativa nº 37/GM/MME, que incluiu a produção de biometano no rol de projetos de infraestrutura passíveis de enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi).

Cabe destacar a aprovação pela Câmara dos Deputados do Projeto de Lei no 528/2020 (PL do Combustível do Futuro), que entre outras providências institui o Programa Nacional de Biometano, contém diversos incentivos à produção, comercialização e consumo deste energético.

Ocorre que, do ponto de vista regulatório, o art. 25 da Constituição da República estabelece que cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, o que inclui o biometano.

Sendo assim, o fomento do mercado de biometano no Brasil requer não só esforços federais, mas também que cada um dos estados tenha legislação adequada não só para viabilizar, mas também para incentivar o uso do energético.

Panorama do biometano nos estados

Dos 27 estados brasileiros, incluindo o Distrito Federal, em somente 7 há legislação que estabelece política de incentivo para o biometano. Além disso se ressalta que nestes estados estão localizadas 19 plantas de produção de biometano, de um total de 27, conforme dados do Biogas Map, disponível no site da CIBiogás.

Observa-se que estes estados seguem avançando no fomento ao mercado de biometano, a saber: realização de chamadas públicas para aquisição de biometano pelas distribuidoras locais de gás; programas de ampliação da malha de distribuição em regiões em que há potencial de produção de biometano (corredores verdes), e; metas para mistura de biometano ao gás natural e incentivos fiscais.

Certamente os estados devem no futuro próximo revisar e atualizarem sua legislação para fomentar ainda mais o produto, considerando, entre outros, os seguintes aspectos:

- geração de facilidades para permitir a conexão da usina de biometano a malha de distribuição;
- adaptação das plantas de biogás existentes para produção de biometano de forma substitutiva, alternativa ou complementar, conforme o caso;
- uso de biometano no transporte público urbano;
- incentivos para valoração dos atributos ambientais do biometano;
- opção do consumidor cativo adquirir da distribuidora de gás somente biometano;
- e criação do mercado livre de biometano

Por outro lado, dentre os 20 estados que não possuem políticas de incentivo ao biometano, inclusive, alguns já possuem malha distribuição de gás com extensão superior a 500 km ou/e plantas de produção de biometano. Tais infraestruturas,

já disponíveis, podem favorecer o fomento do mercado de biometano nos respectivos estados.

O mercado aguarda a legislação estadual que será criada para inserir e incentivar o uso do biometano quando já existe infraestrutura.

Soluções para o lixo

Nos demais estados em que não há nenhuma infraestrutura para distribuição de gás, ainda assim é oportuno considerar o fomento do biometano a partir da produção originada em locais em que há grande concentração de resíduos, urbanos ou rurais e sua distribuição por meio rodoviário em locais próximos.

A depender do volume de produção, o consumo do energético pode ser direcionado ao transporte público e/ou prédios públicos. A viabilização destas ações iniciais de fomento ao uso de biometano requer a aprovação de legislação adequada.





Além da política de incentivo ao biometano brevemente comentada neste artigo, destaca-se que incentivos fiscais dos estados também têm importante papel no fomento ao mercado de biometano.

Por fim é oportuno comentar que o aproveitamento energético dos resíduos urbanos e rurais é um dos princípios da Política Nacional de Resíduos, conforme previsto na Lei nº 12.305/2010.

Neste sentido se destaca que os Planos Estaduais de Resíduos Sólidos em vigor contem metas para o aproveitamento energético dos gases gerados nas unidades de disposição final de resíduos sólidos. Sendo assim, a criação e o aperfeiçoamento das políticas de incentivo ao biometano também se contextualizam com as exigências da referida lei.

Como se pode ver, o crescimento do mercado de biometano estará limitado se não houver o engajamento de cada um dos estados em conjunto com as ações da União.

Políticas públicas estaduais para o uso do biometano e incentivos fiscais adequados são determinantes para que os estados se beneficiem do uso deste energético com preços competitivos, favorecendo o crescimento econômico dos estados em paralelo com o cumprimento das metas de descarbonização e dos Planos Estaduais de Resíduos.



Projetos de investimento em gás natural são enquadrados como prioritários para emissão de debêntures

Publicado em 12/04/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Patricia
de Albuquerque
de Azevedo



Carolina do
Rêgo Lopes
Fonseca

No dia 27 de março de 2024, foi publicado no Diário Oficial da União o Decreto nº 11.964/2024, que regulamenta os critérios e as condições para enquadramento e acompanhamento dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, para fins de emissão de debêntures incentivadas, previstas na Lei nº 12.431/2011, e de debêntures de infraestrutura, tratadas na recém publicada Lei nº 14.801/2024.

O decreto prevê um rol taxativo dos setores na área de infraestrutura que poderão ser enquadrados como prioritários. Destaca-se que o texto da norma estabelece expressamente a possibilidade de projetos de energia, majoritariamente de baixa ou sem emissões de carbono, serem enquadrados como prioritários para fins de emissão das referidas debêntures. Entre eles foram incluídos projetos de (i) geração por fontes renováveis, transmissão e distribuição de energia elétrica; (ii) gás natural; (iii) produção de biocombustíveis e biogás, exceto de fase agrícola; (iv) produção de combustíveis sintéticos com baixa intensidade de carbono; (v) hidrogênio de baixo carbono; (vi) captura, estocagem, movimentação e uso de dióxido de carbono; e (vii) dutovias para transporte de combustíveis, incluindo biocombustíveis e combustíveis sintéticos com baixa intensidade de carbono.

Especificamente no setor de gás natural e biogás, ressalta-se que tanto projetos de gás natural, quanto projetos de produção de biocombustíveis (neste caso, excluída a fase agrícola do processo nos projetos de geração de biomassa) foram enquadrados como projetos sujeitos a prioridade. Com relação ao biogás, também foram enquadrados como projetos sujeitos a prioridade a aquisição de ônibus elétricos e híbridos a biocombustível ou biogás, para sistema de transporte público coletivo urbano ou de caráter urbano. Por outro lado, no que se refere aos projetos de gás natural, entende-se que estes estariam restritos aqueles voltados para geração de energia. Contudo, não houve detalhamento de quais setores da cadeia do gás natural (desde que com a finalidade de geração de energia) poderiam ser contemplados com a prioridade.

Para fins de enquadramento como prioritário, é necessário que os referidos projetos atendam aos critérios e condições gerais estabelecidos no Decreto e em respectiva portaria ministerial setorial na data de apresentação do requerimento de registro da oferta pública dos valores mobiliários com benefícios fiscais. Note que nesse contexto, o regime tributário e benefício no investidor são distintos para as debentures incentivadas e para as debêntures de infraestrutura, sendo vedada a cumulação dos benefícios tributários previstos na Lei nº 12.431/2011 (debentures incentivadas) e na Lei nº 14.801/2024 (debentures de infraestrutura)



simultaneamente para uma mesma emissão. Entretanto, como não há vedação na emissão dos dois instrumentos para o mesmo projeto, poder-se-ia cogitar na respectiva emissão desde que o somatório dos valores captados em ambas as emissões não seja superior ao total das despesas de capital do projeto de investimento.

Assim, apesar de regulamentar o enquadramento e acompanhamento dos projetos de investimento considerados como prioritários, o Decreto deixa a critério das portarias ministeriais setoriais a serem publicadas os critérios e condições complementares para enquadramento nos setores prioritários, conferindo, ainda, a possibilidade de que tais normas limitem o enquadramento a determinados subsetores ou tipos específicos de projetos.

Neste aspecto, não foi incluído no texto do Decreto o procedimento para que seja garantida prioridade aos projetos, de modo que este ficará a critério dos respectivos Ministérios, através da regulamentação complementar.

Não obstante, a norma recém-publicada detalha providências a serem tomadas pelo interessado previamente ao requerimento do registro da oferta pública das debêntures para fins de acompanhamento e fiscalização pelo Ministério setorial e pelo Ministério da Fazenda (e suas Secretarias). Assim, enquanto a competência para acompanhamento e supervisão da implementação do projeto caberá aos Ministérios setoriais, ao Ministério da Fazenda e à Receita Federal caberá o acompanhamento e a avaliação dos benefícios fiscais concedidos à emissão dos valores mobiliários.

Apesar da participação ativa dos Ministérios setoriais na elaboração de regulamentação complementar e no acompanhamento da implementação dos projetos, o Decreto desburocratiza o procedimento ao dispensar a exigência de aprovação ministerial prévia para fins de obtenção da prioridade. Tal liberação, contudo, não se aplica aos projetos que envolvam serviços públicos de titularidade dos entes subnacionais.

Salienta-se que, muito embora o Decreto nº 11.964/2024 estabeleça taxativamente os setores na área de infraestrutura passíveis de enquadramento como prioritários para fins de emissão de debêntures incentivadas e de infraestrutura, a norma define, ainda, uma regra de prioridade entre tais setores durante a instrução processual. Desse modo, terão preferência na avaliação do requerimento de registro de oferta pública pela CVM e nos trâmites para aprovação prévia dos projetos nos Ministérios setoriais, quando exigida, os projetos que proporcionem benefícios ambientais ou sociais relevantes, desde que atestados por relatório de avaliação externa específica para o tipo de emissão.

Por fim, tendo em vista que o Decreto nº 11.964/2024 revogou expressamente o Decreto nº 8.874/2016, que regulava anteriormente a matéria, foi estabelecido como regra de transição que os projetos aprovados na vigência da regulamentação anterior e que não se enquadrem nos critérios e nas condições estabelecidas na nova norma poderão ser objeto de emissão de novas debêntures incentivadas no prazo de noventa dias, contados da data de publicação do Decreto. Findo este prazo, sem prejuízo da fruição dos benefícios fiscais para as debêntures já emitidas, não poderão ser emitidas novas debêntures destinadas à implementação de projetos que não se enquadrem nos novos critérios e condições estabelecidos no novo Decreto nº 11.964/2024.



ANP publica nova norma para regulamentação de GNL em pequena escala

Publicado em 19/07/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Paulo
Campos
Fernandes



Louise
Bastos
Gomes

Em 02/07/2024 foi publicada no Diário Oficial da União, a Resolução da ANP nº 971/2024 (“RANP 971”) que regulamenta outorga de autorização para as atividades de acondicionamento e de movimentação de Gás Natural Liquefeito (GNL) a granel, por modal que não seja dutoviário, operação esta conhecida como GNL em pequena escala (Small Scale LNG – SSLNG).

A nova de norma revogou a Portaria ANP nº 118/2000, que já tem vinte e quatro anos, ajustando-a aos modelos de negócios adotados atualmente, para favorecer o desenvolvimento de projetos de GNL de pequena escala, em especial em regiões que não são atendidas por gasodutos.

É importante ressaltar desde já que o biometano liquefeito (bioGNL) tem o mesmo tratamento dado ao GNL na nova norma, gerando assim oportunidade de negócios para o setor.

A atividade de acondicionamento de GNL está sujeita à autorização de operação de instalações de acondicionamento de GNL.

Por sua vez, a atividade de movimentação de GNL a granel por modais alternativos ao dutoviário, i.e. rodoviário, ferroviário ou aquaviário, está sujeita à autorização de distribuição de GNL a granel, ou de projeto para uso próprio ou de projeto estruturante de interesse de concessionária de gás canalizado.

Destaca-se que a atividade de distribuição de GNL a granel compreende a aquisição, o recebimento, o transvasamento, o acondicionamento para movimentação, armazenamento e o controle de qualidade do produto.

Vale ressaltar que o transporte relacionado com a atividade de distribuição de GNL a granel, incluindo o transporte aquaviário, deverá seguir as regras de licenciamento ou possuir autorização ambiental pertinente, editadas pelos respectivos órgãos competentes.

No tocante à operação de transvasamento, definidas como qualquer operação de carga ou descarga de GNL entre recipientes e veículos transportadores, ou entre veículos transportadores, poderá ser realizada em instalação de acondicionamento de GNL, unidade de liquefação, a partir de embarcação de transporte de GNL atracada em píer ou fundeada em zona portuária, em distribuidora ou em unidade consumidora final, permitindo assim múltiplas possibilidades de negócio com o produto.

Ainda, importante mencionar que a autorização para o exercício da atividade de comercialização de GNL deverá atender os requisitos da Resolução ANP nº 52, de 29 de setembro de 2011.

Não obstante, de acordo com a RANP 971, os agentes que já possuem autorização da ANP para



distribuição de GNL a granel não precisarão de nova autorização. Os novos agentes, interessados em obter autorização para movimentação e acondicionamento de GNL, deverão apresentar a documentação prevista no artigo 12 da nova resolução, competindo à ANP analisar o pedido no prazo máximo de 60 dias.

Dentre os requisitos para o exercício da atividade de distribuição de GNL em pequena escala, para uso próprio ou destinado a terceiros, o agente interessado deverá comprovar seu acesso a fonte supridora do gás, autorizada pela ANP, bem como a disponibilidade de local para instalação ou acondicionamento do combustível e de veículos para transporte do gás.

No caso de qualquer alteração do meio de acondicionamento do GNL ou do meio de transporte relativo à distribuição de GNL, o agente regulado deverá formular um novo pedido de autorização à ANP, fornecendo informações e dados cadastrais atualizados para a agência reguladora.

Quanto às obrigações dos agentes autorizados, destacam-se a promoção de inspeções periódicas em todos os equipamentos por eles instalados e operados e a inserção de dispositivos de medição de nível de líquido e alarmes sonoros e luminosos nos recipientes criogênicos.

Além do mais, os agentes autorizados deverão manter em dia o (i) plano de capacitação de colaboradores envolvidos diretamente nas atividades; (ii) a análise de riscos de suas atividades; (iii) o plano de resposta à emergência e (iv) os planos de inspeção e manutenção e (v) o sistema de garantia da qualidade.

A RANP 971 entrou em vigor na data de sua publicação.





Decreto estabelece estratégia nacional de bioeconomia: novos caminhos para fomento do biometano

Publicado em 19/07/2024 na Newsletter [CIBiogás Energias Renováveis](#)



Julia
Touriño
de Seixas

Foi publicado em 06/06/2024 o Decreto n. 12.044 que institui a Estratégia Nacional de Bioeconomia, com a finalidade de coordenar e implementar as políticas públicas destinadas ao desenvolvimento da bioeconomia, em articulação com a sociedade civil e o setor privado.

A nova norma define a criação da Estratégia Nacional de Bioeconomia, um dos mecanismos resultantes do Plano de Transformação Ecológica do Governo Federal, o qual tem por objetivo promover mudanças econômicas, tecnológicas e culturais, visando estabelecer relações sustentáveis com o meio ambiente.

O decreto define “bioeconomia” como sendo o modelo de desenvolvimento produtivo e econômico capaz de gerar produtos, processos e serviços de forma eficiente com vistas à agregação de valor, à geração de trabalho e renda, à sustentabilidade e ao equilíbrio climático.

Nesse sentido, a Estratégia Nacional de Bioeconomia procura promover, dentre outros: os negócios sustentáveis, a conservação da biodiversidade, o estímulo à agricultura regenerativa, a expansão do ambiente de inovação baseado nos ativos da biodiversidade, o estímulo às atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico e a avaliação de riscos.

Assim sendo, o Decreto traz em seu texto diretrizes para serem seguidas pela Estratégia Nacional de Bioeconomia, com destaque ao art. 3º, II, que trata, como supramencionado, sobre a descarbonização de processos produtivos e a promoção de sistemas de produção e de processamento de biomassa que não gerem conversão de vegetação nativa original. A referida vertente terá impacto direto no mercado de bioinsumos, materiais estes destinados, por exemplo, ao uso na produção e no armazenamento de produtos agropecuários.

Dessa forma, volta-se a atenção aos possíveis incentivos ao biometano que a Estratégia Nacional de Bioeconomia pode despender, pois este é um combustível bastante utilizado no mercado de bioinsumos. O novo rumo trazido pela Estratégia será implementado pela União em regime de cooperação com os Estados, com os Municípios, com o Distrito Federal, com organizações da sociedade civil e com entidades privadas por meio do Plano Nacional de Desenvolvimento da Bioeconomia, apoiado pelo Sistema Nacional de Informações e Conhecimento sobre a Bioeconomia, como determina o art. 6º do Decreto.

O Sistema Nacional de Informações e Conhecimento sobre a Bioeconomia se trata de um sistema de coleta, tratamento e armazenamento de informações e conhecimento

sobre bioeconomia e fatores intervenientes, dados esses que servirão para subsidiar a atuação do Poder Público na implementação da Estratégia Nacional de Bioeconomia e do Plano Nacional de Desenvolvimento da Bioeconomia.

Em consonância, o Plano Nacional de Desenvolvimento da Bioeconomia se trata do instrumento pelo qual serão estabelecidos os recursos, as ações, as responsabilidades, as metas e os indicadores para o desenvolvimento da bioeconomia, determinado a ser elaborado no prazo de sessenta dias contados da instituição da Comissão Nacional de Bioeconomia, grupo de governança que ainda há de ser estabelecido por ato conjunto do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços e do Ministério da Fazenda.

Portanto, ante o exposto, ainda se espera a divulgação de mais detalhes sobre a operacionalização da Estratégia Nacional de Bioeconomia, visto que o Decreto 12. 044/2024 traz apenas uma visão dos planos para a bioeconomia e para os produtos que integram essa indústria.



A agenda regulatória da ANP para o setor de gás natural



Paulo
Campos
Fernandes



João Pedro
Riff Goulart

A Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021), ao reestruturar o mercado de gás natural no Brasil, trouxe necessidade de profunda atualização no arcabouço regulatório da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Desta forma, em dezembro/2021, quando a agência publicou a Agenda Regulatória 2022-2023, que incorpora planejamento regulatório para conclusão até 2023, a inclusão de diversas medidas de adequação do estoque regulatório às provisões da Nova Lei do Gás.

A referida Agenda Regulatória passou por diversas atualizações, sendo a mais recente a 5ª Atualização, que apresenta o relatório consolidado das ações já realizadas e estende a data de conclusão de algumas ações até dezembro/2024.

Além disso, cumpre destacar que a ANP realizou entre 10/09/2024 a 25/10/2024 a Consulta Prévia n. 2/2024, que teve por objetivo o recebimento de contribuições para as propostas de ações da Agenda Regulatória para o período 2025-2026.

Sendo assim, no presente artigo, apresentaremos um balanço das ações realizadas até novembro/2024 e um levantamento das ações a serem realizadas.

Ações Regulatórias Concluídas até Novembro/2024

Isto é, em cumprimento ao biênio 2022-2023, até o momento, foram elaboradas as seguintes Resoluções:

Resolução n.	Título
961/2023	Altera as Resoluções ANP n. 51, de 26 de dezembro de 2013, e n. 11, de 16 de março de 2016, para fins de adequação da oferta e contratação de capacidade de transporte de gás natural à Lei n. 14.134, de 8 de abril de 2021.
971/2024	Regulamenta a autorização das atividades de acondicionamento e movimentação de gás natural liquefeito a granel, por modais alternativos ao dutoviário, e dá outras providências.
973/2024	Dispõe sobre requisitos e procedimentos para outorga de autorização das atividades de acondicionamento e de movimentação de gás natural comprimido a granel por modais alternativos ao dutoviário, e dá outras providências.



Ações Regulatórias Suspensas

Por determinação da Resolução de Diretoria nº 667/2024 foram suspensas as seguintes ações com início previsto para 2025:

Item	Título da Ação	Descrição da ação
2.10	Serviço de Transporte de Gás Natural	Revisão da Resolução ANP nº 11/2016 que regulamenta a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos de serviço de transporte de gás natural; e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural.
2.16	AIR para Eventual Programa de Redução de Concentração de Gás Natural – Gas Release	Avaliação de proposta de programa para a liberação progressiva de gás natural por parte de agente da indústria com participação relevante, a fim de evitar a concentração de mercado, com fundamento no art. 12 da Resolução CNPE nº 3/2022 e no art. 33 da Nova Lei do Gás, Lei nº 14.134/2021.

Ações Regulatórias Não Concluídas e com Cronograma Alterado

Por determinação da Resolução de Diretoria nº 667/2024 foram alterados os cronogramas das seguintes ações, ainda não concluídas:

Item	Título da Ação	Descrição da ação
2.7	Comercialização e Carregamento de Gás Natural	Revisar as resoluções existentes, buscando uma unificação da RANP nº 52/2011 e da RANP nº 51/2013, com a finalidade de adequar as normas às novas disposições contidas na nova Lei do Gás.
2.13	Autorização de Instalações de Movimentação	Revisão da Resolução ANP nº 52/2015, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.



4.6	Controle da Qualidade de Biometano	Revisão e consolidação das Resoluções ANP nº 886/2022 e nº 906/2022, que estabelecem as regras para aprovação do controle da qualidade e a especificação do Biometano oriundo de aterros sanitários e estações de tratamento de esgoto e resíduos agrossilvopastoris e comerciais, destinado ao uso veicular e às instalações residenciais, industriais e comerciais.
4.14	Qualidade do Gás Natural	Revisão da Resolução ANP nº 16/2008, que estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais e automotivos (GNV).
2.6	Autonomia e Independência no Transporte de Gás Natural	Elaboração de ato normativo que regulamenta os critérios de autonomia e de independência dos transportadores no mercado de gás natural.
2.9	Códigos Comuns de Acesso	Elaboração de ato normativo que estabelece as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso ao sistema de transporte de gás natural pelos diferentes agentes econômicos envolvidos.
2.8	Tarifas de Transporte de Gás Natural	Revisão de critérios para cálculo das tarifas e receitas de transporte; estabelecimento de procedimento para a aprovação das propostas de tarifa de transporte de gás natural; e estabelecer diretrizes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados. (a regulação desta última estava prevista, inicialmente, na ação II.9)
2.3	Interconexão e interoperabilidade	Elaboração de Resolução que regulamenta a interconexão e interoperabilidade de gasodutos de transporte



Itens a Serem Incluídos na Agenda Regulatória 2025-2026

- Serviço de Transporte de Gás Natural (esta ação já fazia parte da agenda anterior)
- AIR para Eventual Programa de Redução de Concentração de Gás Natural – Gas Release

Comentário Finais

Como se pode verificar há ainda muitas ações regulatórias relevantes para viabilizar o atendimento dos objetivos da Nova Lei do Gás, de modo a assegurar que o mercado de gás natural no país seja aberto, dinâmico e competitivo.

Além disso, é importante destacar que há necessidade de incluir na Agenda Regulatória 2025-2026, ações que visam endereçar as provisões do Decreto nº 12.153 publicado em 27/08/2024 que alterou o Decreto nº 10.172/2021, que regulamentou a Nova Lei do Gás.

Dentre as atualizações trazidas pelo referido decreto, cabe destacar:

- a.** Determinação que as atividades de escoamento, de processamento e tratamento de gás natural estão sujeitas, subsidiariamente, às normas estabelecidas para atividade de transporte de gás, no qual ressaltamos: restrição a verticalização; obrigação de permissão para interconexão; precificação dos preços relaciona a metodologia de receita máxima permitida; outorga de autorização mediante prévia chamada pública; definição de princípios a serem considerados para acesso não discriminatório e negociado às infraestruturas de escoamento, tratamento, processamento e estocagem de gás natural; regulação da ANP para fixar as condições e critérios para acesso de terceiros.
- b.** Adoção de medidas que garantam a transparência na formação dos preços do gás natural e biometano; estabelecer remuneração





justa e adequada para os titulares das infraestruturas, referente ao acesso de terceiros.

c. Monitorar a continuidade e a segurança do abastecimento com vistas ao atendimento à demanda de gás natural cada região do país.

d. Determinação que a ANP estabeleça, conforme o caso, o aumento da produção de gás natural para campos em produção, inclusive os campos maduros.

e. Determinação que a ANP estabeleça, conforme o caso, a redução da reinjeção de gás natural ao mínimo necessário, inclusive com o estabelecimento do volume máximo de gás natural a ser reinjetado.

Para se ter ideia do desafio posto diante da ANP para atender a Agenda Regulatória é importante ter em mente que, em regra, para que uma norma seja revisada ou criada é necessário realizar as seguintes tarefas:

- Realização de Consulta Prévia;
- Realização de workshop ou seminário;
- Elaboração do relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) ou da nota técnica de regulação;
- Elaboração da minuta de ato normativo;
- Realização de Consulta Pública;
- Realização de Audiência Pública; e
- Publicação do ato normativo.

Além disso, deve ser considerado ainda que a agenda regulatória se refere também a outras áreas da indústria de óleo e gás que estão sob a jurisdição regulatória da ANP.

Nesse sentido, convém lembrar que em 29/05/2024 foi publicada uma nota conjunta de todas as agências reguladoras federais, o que inclui a ANP, que alerta a sociedade que as agências estão enfrentando situação crítica orçamentária e de pessoal.

A nota informa que mais de 65% dos cargos do quadro de pessoal das agências estão vagos, sendo que o número de vagas autorizadas para a realização do concurso não é suficiente para recompor nem a metade desses cargos vagos.

O atingimento dos objetivos estabelecidos pela Nova Lei do Gás depende do atendimento da Agenda Regulatória da ANP.

Por sua vez, em razão do exposto na nota conjunta das agências, há risco de que o cumprimento de diversas ações regulatórias tenha que ser estendido para além de 2026.





KINCAID

MENDES VIANNA
ADVOGADOS

Nossa Equipe

Camila Mendes Vianna Cardoso | camila@kincaid.com.br

Paulo Campos Fernandes | paulo.fernandes@kincaid.com.br

Patricia de A. de Azevedo | patricia.azevedo@kincaid.com.br

Raphaela Esperança Lepsch | raphaela.esperanca@kincaid.com.br

Beatriz Rossi Mendonça Costa | beatriz.costa@kincaid.com.br

Carolina do Rêgo Lopes Fonseca | carolina.fonseca@kincaid.com.br

Julia Touriño de Seixas | julia.tourino@kincaid.com.br

João Pedro Riff Goulart | joao.riff@kincaid.com.br

Fique por dentro!

Se voce ainda nao recebe nosso **Clipping, Newsletter e Alertas**, envie um email para newsletter@kincaid.com.br