

NOVO  
MERCADO  
DE GÁS



## 2º Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural

*Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural*

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DA  
ECONOMIA



# 2º Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural



## MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Titular: Bruno Eustáquio Ferreira Castro de Carvalho

Suplente: Symone Christine de Santana Araújo



## MINISTÉRIO DA ECONOMIA

Titular: Gustavo Gonçalves Manfrim

Suplente: Mauricio Marins Machado



## CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

Titular: Daniela Ferreira Marques

Suplente: José Cruz Filho



## CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA

Titular: Alexandre Barreto de Souza

Suplente: Guilherme Mendes Rezende



## AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Titular: Helio da Cunha Bisaggio

Suplente: Mario Jorge Figueira Confort



## EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

Titular: Marcelo Ferreira Alfradique

Suplente: Gabriel de Figueiredo da Costa

27 de dezembro de 2019

# 1. Introdução

O Decreto nº 9.934<sup>1</sup>, de 24 de julho de 2019, instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), com a finalidade de “monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural”, entre outras disposições. O Comitê é formado pelo Ministério da Economia, pelo Ministério de Minas e Energia, pela Casa Civil da Presidência da República, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com dois representantes (um titular e um suplente) por órgão participante.

O CMGN tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2021, permitida a prorrogação por um ano, desde que devidamente motivada, e deverá publicar relatórios trimestrais abordando a evolução da abertura do mercado de gás natural. Sendo assim, este documento consiste no segundo Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural, referente ao período de outubro a dezembro de 2019.

Este Relatório está estruturado em mais 5 capítulos, além deste capítulo introdutório. O capítulo 2 trata do eixo de “Promoção da Concorrência”, abordando o acompanhamento da execução do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC), firmado entre a Petrobras e o Cade, e as ações, eventos e ocorrências do setor de gás natural que possam influenciar a abertura do mercado de gás natural no Brasil rumo a um Novo Mercado de Gás. O capítulo 3 trata do eixo de “Harmonização das regulações estaduais e federal”, apresentando as principais ações e eventos realizados no período para promover a harmonização regulatória. O capítulo 4 relata os avanços e discussões sobre o aprimoramento da legislação tributária. O capítulo 5 aborda o andamento das atividades dos grupos de trabalho formados para discutir as questões do eixo “Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial”. Por fim, o capítulo 6 apresenta as considerações finais, destacando os principais pontos do relatório.

Em anexo, estão ainda os principais documentos relacionados às atividades do CMGN no trimestre de referência.

---

<sup>1</sup> Vide: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2019/decreto/D9934.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/D9934.htm)

## 2. Promoção da Concorrência

Incluídos no Eixo “Promoção da Concorrência” estão as atividades que concernem ao TCC assinado pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) e pelo Cade, além das evoluções no segmento de *Upstream* (entrada de novos agentes no segmento de E&P) e *Midstream* (acesso aos gasodutos de transporte e UPGNs), e da Agenda Regulatória definida pela ANP que permitirá o funcionamento do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) com maior liquidez e diversidade de agentes.

### Termo de Compromisso de Cessação de Prática - TCC

No que tange à reserva de capacidade nos gasodutos de transporte, em 31 de outubro foi suspensa temporariamente a chamada pública do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Este procedimento deveu-se à necessidade de alinhamento entre o processo e o andamento observado em relação ao TCC assinado entre Petrobras e Cade, além de confirmações acerca dos volumes de compra e venda de gás natural negociados entre agentes brasileiros e bolivianos. De posse das informações atualizadas, no dia 23 de dezembro foi celebrado termo de compromisso para retomada do processo<sup>2</sup>. Na ocasião, a ANP aprovou a retomada do processo de Chamada Pública, autorizando a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), por meio do Ofício ANP nº 245/2019/SIM-CGN/ANP-RJ-e, a divulgar o resultado da Etapa de Proposta Garantida e seguir com os trâmites cabíveis para a assinatura dos contratos de serviço de transporte. A TBG divulgou o resultado em sua página oficial também no dia 23 de dezembro de 2019 por meio do Comunicado nº 30/2019<sup>3</sup>. Esses resultados se encontram anexos ao presente Relatório Trimestral.

Conforme comunicado conjunto ANP-Cade, tendo em vista a notória situação política da Bolívia, que se caracteriza como caso fortuito, para a retomada do processo, foi necessário celebrar Termo de Compromisso entre ANP, Petrobras e TBG. Esse termo obrigou a Petrobras a renunciar a capacidade de transporte que exceder o volume de gás natural indicado no item 2.5.4 do TCC, e determinou a realização de nova Chamada Pública pela ANP, em momento oportuno, para contratação da capacidade de transporte renunciada pela Petrobras. No novo processo, a Petrobras não poderá participar e os participantes que arrematarem a capacidade renunciada firmarão contratos de transporte com a TBG com vigência até 31 de dezembro de 2020.

O Termo dispôs ainda que, caso não consiga aditar o contrato de compra de gás natural (*Gas Sales Agreement* - GSA) firmado com a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) em razão da crise política boliviana, a Petrobras se compromete a realizar oferta de gás natural boliviano ao mercado, a ser supervisionada pela ANP, no ponto de recebimento de Mutum, em condições pactuadas entre ANP e Petrobras.

Outro compromisso assumido pela Petrobras junto ao Cade foi o arrendamento do terminal de regaseificação de GNL (gás natural liquefeito) da Bahia e seu gasoduto

<sup>2</sup> Vide: <https://chamadapublica.tbg.com.br/#/home>

<sup>3</sup> Vide: <https://chamadapublica.tbg.com.br/#/home> e resultados relativos ao Volume Alocado, Total Por Carregador e Tarifas de Transporte nos Anexos do presente Relatório Trimestral.

integrante, que teve seu processo iniciado na segunda semana de dezembro de 2019<sup>4</sup>. A etapa de pré-qualificação das empresas interessadas começou no dia 9 de dezembro e a inscrição no processo pode ser realizada seguindo-se os procedimentos indicados no site eletrônico.

No dia 11 de dezembro, a Petrobras iniciou a etapa de divulgação da oportunidade (*teaser*), referente à venda de sua participação remanescente (10%) na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)<sup>5</sup>. Esta iniciativa está alinhada ao TCC Cade/Petrobras, que abrange em seu escopo o processo de alienação suas participações societárias remanescentes de 10% na Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e TAG.

No dia 23 de dezembro, foi protocolada pela Petrobras uma petição em atendimento ao disposto no TCC acerca da negociação, de boa fé e de forma não discriminatória, do acesso de terceiros às unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Esta petição encontra-se atualmente em avaliação para que possa ser encaminhada às próximas etapas e para que o acesso negociado seja colocado em prática.

### **Instrumentos Legais e Infralegais**

No dia 20 de novembro, terminou o prazo de 5 sessões para apresentação de emendas ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 na Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviço (CDEICS), que deve passar para as próximas etapas de tramitação na Câmara. O PL havia sido aprovado na Comissão de Minas e Energia (CME) no dia 23 de outubro e teve um requerimento de urgência protocolado no dia 20 de novembro, o que irá agilizar sua tramitação nas etapas seguintes na Câmara dos Deputados.

### **Regulação**

No dia 14 de novembro, a ANP iniciou a divulgação das informações relativas ao preço médio do gás natural e volume comercializado no Brasil, discriminadas por tipo de mercado atendido e região do cliente do contrato, em seu site eletrônico. Esta ação visa aumentar a transparência sobre as informações de contratos do setor de gás natural, não infringindo critérios de confidencialidade por tratar de dados consolidados por Região e por Segmento, reduzindo a assimetria de informações e facilitando os processos de negociação junto aos agentes.

Além disso, em consonância com o disposto no § 6º do artigo 11 da Resolução ANP nº 52/2011, a ANP deu publicidade integral aos contratos de compra e venda de gás natural firmados entre os agentes vendedores e as distribuidoras locais de gás canalizado para atendimento a mercados cativos de forma a facilitar o acesso dos consumidores a tais informações<sup>6</sup>.

Oportuno comentar que, em 26 de dezembro de 2019, a Petrobras divulgou nota informando que renovou contrato com 12 distribuidoras estaduais e que, com base em uma nova fórmula de preço da molécula de gás indexada ao preço do petróleo, o custo

---

<sup>4</sup> Vide: <http://www.petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/arrendamento-tr-ba/>

<sup>5</sup> Vide: [https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16136/9512\\_725941.pdf..pdf](https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16136/9512_725941.pdf..pdf)

<sup>6</sup> Vide: <http://www.anp.gov.br/carregamento-comercializacao-autoprodutor-autoimportador-consumo-em-refinarias-e-fafens/5477-publicidade-de-contratos-de-compra-e-venda>

de aquisição do gás pelas distribuidoras teria uma redução média imediata estimada em 10% em relação aos contratos anteriores<sup>7</sup>.

### **Segmento *Upstream***

No que toca ao segmento *Upstream*, foram realizados no último trimestre alguns avanços importantes no sentido de permitir a entrada de novos agentes no mercado brasileiro de exploração e produção de gás natural.

No dia 10 de outubro, a ANP realizou a sessão pública de apresentação de ofertas da 16ª Rodada de Licitações, na cidade do Rio de Janeiro, com a oferta de 36 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Campos, Camamu-Amada, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Santos, totalizando 29,3 mil km<sup>2</sup> de área. Nesta ocasião, 11 empresas apresentaram ofertas e 10 delas arremataram blocos individualmente ou em consórcio.

Além disso, nos dias 6 e 7 de novembro foram realizadas as apresentações de ofertas da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa e da 6ª Rodada de Partilha de Produção, respectivamente, com arrecadação de cerca de R\$ 75 bilhões em bônus de assinatura, sendo arrematados por consórcios liderados pela Petrobras os blocos Búzios, Itapu e Aram.

Entre os dias 26 e 28 de novembro, foi realizado em Mossoró/RN um evento que reuniu o “IV Fórum *Onshore* Potiguar” e o “Mossoró Oil & Gas Expo”<sup>8</sup>. Este evento teve como tema principal de discussão a evolução do segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural no Rio Grande do Norte, além das oportunidades e desafios para desenvolvimento de novos projetos e revitalização dos projetos atualmente maduros. O CMGN realizou, nesta ocasião, uma apresentação abordando o tema “Novo Mercado de Gás e o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN)”, com foco na comercialização de gás natural e perspectivas para sua monetização, principalmente no caso de projetos *onshore*. Também foram abordadas as interfaces entre os programas Novo Mercado de Gás e REATE 2020, além dos principais aprimoramentos observados no setor de gás desde a criação do programa Novo Mercado de Gás.

### **Segmento *Midstream***

No caso dos gasodutos de escoamento e unidades de processamento, observaram-se evoluções na construção do gasoduto de escoamento da Rota 3 e da UPGN em Itaboraí/RJ, que são previstos para entrar em operação no ano de 2021. Estas infraestruturas têm o potencial de promover a entrada de maiores volumes de gás natural da Petrobras e de novos agentes no mercado, principalmente os que possuem participação no ambiente do Pré-Sal.

No final de outubro, entre os dias 22 e 24, foi realizado em Brasília o “Workshop IEA: Mercado de Gás Natural no Brasil”<sup>9</sup>. Este evento contou com apresentações da ANP, do MME e da EPE, além de outros agentes nacionais e internacionais, sobre a evolução do

<sup>7</sup> Vide: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=981477](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981477)

<sup>8</sup> Vide: <https://mossorooilgas.com.br/>

<sup>9</sup> Vide: [http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9lcdBICN/content/mme-sedia-workshop-sobre-gas-natural-promovido-pela-agencia-internacional-de-energia-ai-1](http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/mme-sedia-workshop-sobre-gas-natural-promovido-pela-agencia-internacional-de-energia-ai-1)

mercado de gás natural no Brasil e sobre a Experiência internacional na reforma do setor de gás natural considerando maior abertura e diversidade de agentes, principalmente no que toca aos gasodutos de transporte, estocagem subterrânea e distribuição de gás natural.

A construção do terminal de GNL em Barra dos Coqueiros/SE foi finalizada e o terminal foi inaugurado em evento realizado no dia 9 de dezembro. Este terminal, pertencente a um agente privado, permitirá a entrada de novos agentes comercializadores e de novos volumes de gás natural no mercado, promovendo maior liquidez e flexibilidade aos consumidores.

Por fim, como já exposto, foram divulgados os resultados finais da Chamada Pública nº 01/2019, para contratação de capacidade no Gasoduto Bolívia-Brasil, operado pela TBG, os quais se encontram anexos. Essa Chamada Pública é um marco para o novo desenho do mercado de gás natural no Brasil, por introduzir o modelo de contratação do serviço de transporte por entrada e saída. Além disso, apesar da situação política da Bolívia, que dificultou a negociação do gás boliviano, o processo ainda se destaca pela contratação do serviço de transporte um novo agente da indústria distinto da Petrobras, demonstrando a possibilidade de acesso à infraestrutura de transporte a novos interessados.

### **Planejamento do Setor de Gás Natural**

Em termos de planejamento no setor de gás natural, a EPE publicou diversos estudos e relatórios, incluindo os seguintes planos: o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE)<sup>10</sup>, e o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte - PIG<sup>11</sup>. Estes estudos buscam consolidar os projetos anunciados e indicativos de escoamento, processamento e transporte de gás natural, além de outras infraestruturas que podem vir a ser construídas no País nos próximos anos, incluindo análises técnicas, econômicas e socioambientais para cada alternativa.

No PIPE, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, sendo 7 deles baseados em volumes de gás natural provenientes do pré-sal e 4 baseados em volumes de gás natural provenientes do pós-sal. Os gasodutos somam cerca de 2.100 km de extensão, sendo que alguns destes projetos constituem-se em diferentes alternativas para escoamento do gás natural *offshore* das mesmas bacias sedimentares (Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri e Sergipe-Alagoas). Considerando a construção de apenas uma alternativa para cada Bacia, estes projetos podem vir a acrescentar mais de 70 milhões de m<sup>3</sup>/dia de capacidade de escoamento em ambiente offshore no País, além de UPGNs com capacidade total de processamento de gás natural de mais de 70 milhões de m<sup>3</sup>/d.

No PIG, foram mapeados pela EPE 11 projetos indicativos de gasodutos de transporte, sendo 2 deles baseados em projetos de gasodutos autorizados, 1 baseado na ampliação de gasoduto existente, e 8 com a finalidade de interligar novas ofertas à malha integrada de gasodutos de transporte. A soma dos investimentos referentes a todos os

---

<sup>10</sup> Vide: <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe>

<sup>11</sup> Vide: <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>

projetos estudados alcança o patamar de R\$ 17 bilhões, sendo que sua extensão somada alcança cerca de 2.000 km.

No estudo “Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil”<sup>12</sup>, foi abordado pela EPE o panorama dos principais projetos de terminais anunciados, previstos e em estudo no País, com análises sobre seus graus e maturidade, etapas de desenvolvimento e *status* de cada empreendimento. O documento discute ainda alguns pontos relevantes na tomada de decisão da construção dessas infraestruturas, como a diferença entre a construção de terminais em portos públicos ou terminais de uso privado fora da área de Porto Organizado, e as principais etapas para obter as licenças e autorizações para este tipo de terminal.

Também foi disponibilizado pela EPE o “Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2017-2019”<sup>13</sup>. Este documento é um estudo contínuo realizado em ciclos pela EPE para apoiar o Ministério de Minas e Energia - MME na elaboração do planejamento energético do País. Seu objetivo geral é a obtenção de uma base de informações georreferenciadas, construída sob aspectos geológicos e econômicos, que permita representar zonas de importância petrolífera relativa das diversas áreas do país. Trata-se de uma ferramenta que possibilita conectar e avaliar a contribuição do setor de petróleo e gás natural ao desenvolvimento econômico nacional. Nesta versão, é apresentado um capítulo complementar sobre o teor de CO<sub>2</sub> nas bacias sedimentares brasileiras, com foco no Pré-Sal das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

Foi disponibilizado pela EPE o relatório “*Brazilian Oil & Gas Industry Report 2018/2019*”<sup>14</sup>, que visa apresentar, em inglês, as principais evoluções na indústria de óleo e gás brasileira no biênio de referência. Este relatório tem como objetivo reduzir a assimetria de informação sobre o setor de óleo e gás no Brasil, auxiliando na tomada de decisão e facilitando o acesso aos principais dados e informações pelas empresas estrangeiras que já atuam ou podem vir a investir futuramente no País.

Terminando no dia 22 de novembro, a Consulta Pública do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029) recebeu diversas contribuições dos agentes que atuam em todas as etapas da cadeia produtiva e em todas as fontes energéticas. Este plano apresenta as principais conclusões do planejamento energético nacional elaborado pela EPE para o período de 2020 a 2029, integrando as diversas fontes de energia. O PDE 2029 apresenta um cenário de referência, que inclui os projetos já anunciados e previstos para entrada em operação no Brasil no horizonte do estudo.

Além deste cenário de referência, foram apresentadas algumas análises de sensibilidade, como por exemplo uma análise da oferta e demanda adicionais que poderiam vir a ser conectadas à malha integrada de gasodutos de transporte devido aos desdobramentos da iniciativa Novo Mercado de Gás, além de novos projetos que poderiam ser feitos de forma isolada com decisão posterior de conexão à malha dependendo da estratégia dos agentes.

---

<sup>12</sup> Vide: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/terminais-de-regaseificacao-de-gnl-no-brasil-panorama-dos-principais-projetos>

<sup>13</sup> Vide: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2017-2019>

<sup>14</sup> Vide: <http://epe.gov.br/en/press-room/news/brazilian-oil-gas-industry-report-2018-2019>

No capítulo sobre Demanda de Energia do PDE 2029, é mencionado que as diversas iniciativas para a modernização do mercado podem melhorar consideravelmente a competitividade do gás natural no Brasil. É apresentada uma trajetória alternativa de demanda potencial de gás natural, a partir da premissa de aumento de oferta. Neste sentido, novas demandas podem ser viabilizadas em um cenário de maior competitividade do gás natural, como nos segmentos de metanol e de fertilizantes nitrogenados, onde o preço do gás natural é fator determinante para viabilidade do investimento<sup>15</sup>. É dado destaque ao impacto positivo que o Novo Mercado de Gás pode trazer de forma adicional ao cenário base, evidenciando com clareza a oportunidade trazida por essa política governamental.

Já no Capítulo sobre Geração Elétrica do PDE 2029, é ressaltado que, com uma maior oferta de gás natural a preços mais competitivos, é esperada no horizonte do estudo uma maior participação de termelétricas, inclusive com níveis de inflexibilidade, quando comparado ao caso de Referência. Adicionalmente, espera-se também um menor custo total de investimento e operação para o sistema. Outro ponto importante mencionado é o impacto que a expansão proporcionada por essas termelétricas com gás nacional mais barato pode causar na operação dos reservatórios. Se, por um lado, a inflexibilidade tende a aumentar o vertimento do sistema, justamente por ser uma geração compulsória quando pode haver excedentes de recursos naturais, por outro lado, ao preservar os níveis dos reservatórios, ela garante a disponibilidade de potência nas UHE. Esse efeito é muito importante para o sistema e vem sendo estudado pela EPE, bem como os parâmetros adequados para sua implementação.

No Capítulo sobre Gás Natural do PDE 2029, por fim, é realizada uma comparação entre as perspectivas de oferta e demanda adicionais, além dos projetos indicativos que poderiam ser esperados no horizonte de estudo (e que se mostram prováveis de serem implementados em um primeiro ciclo de análise), associados ao Novo Mercado de Gás. Cabe ressaltar que a previsão de investimentos adicionais provenientes do Novo Mercado de Gás foi realizada com base nos empreendimentos com maior probabilidade de realização nos próximos anos. Esta análise será atualizada de forma gradual nos ciclos seguintes do Plano, podendo ter novos volumes incorporados ao cenário de referência, e contando com a estimativa de novos volumes adicionais em estágio indicativo ou potencial.

---

<sup>15</sup> Vide: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-competitividade-do-gas-natural-estudo-de-caso-na-industria-de-fertilizantes-nitrogenados> e <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-competitividade-do-gas-natural-estudo-de-caso-na-industria-de-metanol>.

### 3. Harmonização das regulações estaduais e Federal

O eixo de “Harmonização das regulações estaduais e federal” inclui iniciativas que levem a uma maior integração entre o STGN e os sistemas de distribuição local de gás natural, permitindo a realização de transações em um mercado com diversidade de agentes e diversos comercializadores, principalmente as que dizem respeito às regulações estaduais e sua harmonização com o arcabouço legal e infralegal de abrangência nacional. Também trata de indicadores que permitem analisar a abertura do mercado de gás natural no âmbito dos estados, para que seja realizado um acompanhamento mais completo da evolução do setor de gás natural no Brasil.

Como já mencionado, o TCC assinado pela Petrobras e Cade inclui o compromisso de colocar em processo de alienação a participação acionária indireta da Petrobras em companhias distribuidoras, o que deverá promover uma maior desverticalização do mercado de gás natural no segmento *downstream*. A redução das transações entre partes relacionadas (*self-dealing*) também poderá contribuir para uma maior liquidez e isonomia nas negociações realizadas no setor.

Foram ministradas palestras pelos integrantes do CMGN abordando perspectivas do setor de gás natural específicas para diversos estados, além das evoluções trazidas pelo programa Novo Mercado de Gás. Neste sentido, a EPE participou no dia 15 de outubro do “2º *Workshop* Petróleo e Gás - Desenvolvimento do novo mercado de gás natural”<sup>16</sup>, promovido pelo Instituto de Engenharia da USP/SP com apoio da Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente do Estado de São Paulo. Nesta ocasião, foram abordados os principais resultados dos estudos de planejamento do setor de gás natural elaborados pela EPE, além do andamento do programa Novo Mercado de Gás.

Neste trimestre, o CMGN teve diversas reuniões com agentes acerca do segmento de distribuição de gás natural, buscando obter sugestões e opiniões sobre ações que incentivassem uma maior abertura e entrada de novos consumidores no mercado. Neste sentido, foram realizadas reuniões com a Companhia Potiguar de Gás (Potigás) e com outras companhias distribuidoras de gás natural da Região Nordeste, para alinhamento das expectativas do programa Novo Mercado de Gás, esclarecimentos sobre a evolução para o Sistema de Transporte de Gás Natural com reserva de capacidade por entradas e saídas, além do andamento do programa em geral.

---

<sup>16</sup> Vide: <https://www.youtube.com/watch?v=BhUZQ9setBg>

## 4. Remoção de barreiras tributárias

No caso do eixo “Remoção de barreiras tributárias”, estão incluídas diversas iniciativas que buscam analisar e propor adequações nas regras relativas ao sistema tributário para permitirem a realização de transações em um mercado aberto e com diversidade de agentes, formando assim um STGN mais dinâmico e com maior liquidez.

No trimestre anterior, a revisão do Ajuste SINIEF nº 03/2018 havia sido aprovada pelo SubGT Swap de Gás e, em seguida, pelo GT-05. Subsequentemente, foi aprovada pela Cotepe/ICMS em reunião no início de setembro de 2019, sendo encaminhada para o Confaz. Posteriormente, em reunião extraordinária do Confaz, o texto foi aprovado e publicado como Ajuste SINIEF nº 17/19, de 10 de outubro de 2019.

Na sequência, no dia 30 de outubro, foram publicados 4 Atos Cotepe de regulamentação do Ajuste SINIEF nº 03/2018. Os Atos Cotepe nº 55 e 56, de 29 de outubro de 2019, aprovam, respectivamente as especificações do Sistema de Informação (SI) e o Manual de Instrução com orientações para o preenchimento das informações no SI. Já os Atos Cotepe nº 57 e 58, também de 29 de outubro de 2019, dispõem, respectivamente, sobre o credenciamento dos contribuintes e sobre as especificações do período transitório previamente à implantação do SI. Além do Ajuste SINIEF, outros aprimoramentos tributários podem apresentar vantagens na formação de um mercado de gás natural com liquidez e diversidade de agentes no Brasil. Uma das possibilidades seria a adoção de um novo modelo de tributação do serviço de transporte, mais aderente à dinâmica do modelo de entrada e saída. De acordo com a proposta, o fato gerador da tributação seria a injeção ou a retirada do gás do sistema de transporte, não havendo a necessidade de identificação do fluxo contratual do gás natural dentro da malha de transporte (como é previsto após a aprovação do Ajuste SINIEF), já que este irá ocorrer entre um número muito elevado de agentes, com possível troca de contratos entre agentes em escala de tempo até mesmo intradiária. Porém, esta proposta exigiria alterações em lei complementar.

No caso do escoamento, já houve a publicação do Protocolo ICMS nº 18/2017, de 22 de junho de 2017, que concede tratamento diferenciado para o escoamento, por meio do Sistema Integrado de Escoamento (SIE), do gás natural não processado, produzido em águas jurisdicionais confrontantes aos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo. O SIE, conforme definição no Protocolo ICMS, é o conjunto de ativos de infraestrutura que, integrados, viabilizam o escoamento do gás natural produzido em águas jurisdicionais confrontantes aos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo. Considerando que há possibilidade de produção de gás natural em outros Estados ou conexão das malhas, especialmente *offshore*, tratamento semelhante poderia ser analisado futuramente com uma abrangência regional maior, senão nacional.

No caso de uso compartilhado de infraestruturas de processamento de gás natural e de terminais de GNL (gás natural liquefeito), é necessária maior clareza sobre o tributo (ICMS, de competência estadual, ou ISS, de competência municipal) sobre elas incidente, em caso de estas atividades serem realizadas para terceiros.

Em relação aos terminais de GNL, existem ainda questões aduaneiras para viabilizar o compartilhamento. Os terminais de GNL existentes ou em implantação preveem a operação a partir da importação de GNL. Assim, tornam-se relevantes os procedimentos aduaneiros para liberação da carga. A legislação atual exige a emissão de um documento fiscal para a remessa do GNL para o terminal, quando o titular do GNL e o proprietário do terminal não forem o mesmo agente. Entretanto, para emissão desse documento, é necessária a formalização da disponibilidade de uso da carga importada, que depende da apuração a ser feita após a conclusão do transbordo da carga. Em outras palavras, o descasamento temporal dos procedimentos inviabiliza o compartilhamento dos terminais de GNL quando envolve importação de GNL. Existem outras questões envolvendo o GNL, em função das suas particularidades, como a padronização do tratamento aplicável para a apuração da quantidade de gás naturalmente evaporado nos tanques (*boil-off*) e da parcela mínima a ser mantida nos tanques (*heel-on-board*) e a exigência de informações pelo Regulamento Aduaneiro que não são fornecidas pelos fornecedores estrangeiros.

É importante ressaltar que há outras questões tributárias relevantes para promover o desenvolvimento do mercado de gás, especialmente em relação a acúmulo de créditos de ICMS e estornos. Nesse sentido, podem ser citadas a cumulatividade do ICMS na cadeia do gás natural para uso em geração termelétrica e a cumulatividade decorrente das diferentes alíquotas de ICMS nos segmentos da indústria do gás natural. Para o desenvolvimento do *hub* virtual, também é necessária uma uniformização de tratamento tributário do ICMS, com critérios de apuração da base de cálculo e de alíquota que independa da identificação do comprador e do vendedor.

## 5. Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial

O eixo de “Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial” busca avaliar as necessidades do mercado em termos de diversos parâmetros que devem ser harmonizados entre os setores de gás natural, elétrico e industrial, para o pleno funcionamento do Novo Mercado de Gás. Entre os temas associados, podem ser citadas a composição do gás natural especificado, as características de flexibilidade e competitividade de preços, entre outros.

Foram realizadas diversas reuniões para estruturação das discussões, sendo formados dois grupos de trabalho com participação de integrantes do CMGN: o Grupo de Trabalho de Integração do setor de Gás Natural com o setor Industrial e o Grupo de Trabalho de Integração do setor de Gás Natural com o setor Elétrico.

No caso do Setor Industrial, as primeiras discussões realizadas em reuniões durante este trimestre tiveram como foco a qualidade do gás natural. Foram avaliadas questões acerca da influência do teor de etano, entre outros parâmetros de qualidade regidos pela Resolução ANP nº 16/2008, sobre o funcionamento das plantas industriais que utilizam o gás natural como matéria-prima, principalmente em reformadores para produção de hidrogênio.

Já no caso do Setor Elétrico, o foco dos trabalhos do grupo neste trimestre foi principalmente a atualização das recomendações que haviam sido trazidas pelo Subcomitê nº 8 da iniciativa Gás para Crescer. Neste âmbito, foram realizadas também diversas reuniões com agentes do setor, visando avaliar os modelos de negócio de geração termelétrica a gás e identificar pontos de aperfeiçoamento na integração entre os setores. Este grupo contará também com análises sobre o planejamento integrado entre os setores de gás natural e geração elétrica, o levantamento de custos e riscos e seu particionamento entre os dois setores, e a eliminação de barreiras ao desenvolvimento de usinas termelétricas a gás natural com base em diferentes parâmetros operacionais e modelos de negócio.

Oportuno comentar que no leilão de energia A-6 de outubro de 2019, três usinas termelétricas a gás natural foram contratadas. Duas delas serão supridas com gás natural de campos terrestres. A terceira será suprida por um novo terminal de regaseificação de GNL, a ser instalado em Barcarena, no Pará.

## 6. Considerações Finais

Conforme apresentado no relatório, foram mapeados diversos acontecimentos relevantes para a abertura do mercado de gás natural de outubro a dezembro de 2019, além de ações preconizadas no programa Novo Mercado de Gás, tanto no que toca a aspectos legais, infralegais e tributários deste setor, quanto aos segmentos *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*.

Nesse período, a conclusão da chamada pública para contratação de serviço de transporte no Gasbol foi um marco para o setor, ao introduzir o modelo de contratação de capacidade por entrada e saída. Esse modelo permite que agentes distintos contratem a entrada e a saída, criando condição para que surja um mercado em que o gás seja negociado independentemente da localização física das contrapartes, promovendo a liquidez e competição.

Nos resultados da chamada pública observa-se a contratação do serviço de transporte por um novo agente distinto da Petrobras, o que demonstra a possibilidade de acesso às infraestruturas de transporte a novos interessados.

Em que pese a dificuldade de negociação do gás boliviano no período, a chamada pública representou também a oportunidade para estruturar novos negócios no setor. Para que essa dificuldade não prejudique o desenvolvimento do setor no Brasil, foi firmado Termo de Compromisso entre ANP, Petrobras e TBG, que permite a realização de nova chamada pública do Gasbol em momento oportuno ainda em 2020, podendo ter também disponibilização do gás do contrato da Petrobras com YPFB ao mercado, se determinadas condições forem observadas.

Importante passo para o novo mercado de gás foi também a publicidade de informações dos contratos de compra e venda de gás natural. A ANP está divulgando mensalmente as informações relativas ao preço médio do gás natural e volume comercializado no Brasil, discriminadas por tipo de mercado atendido e região do cliente do contrato. No caso dos contratos firmados com as distribuidoras locais de gás canalizado, a ANP está dando publicidade integral aos contratos. Essa etapa é relevante para a transparência na formação do preço do gás natural, especialmente para os consumidores cativos.

Ainda em relação ao preço do gás, a Petrobras divulgou, no final de dezembro de 2019, que renovou contrato de compra e venda de gás com 12 distribuidoras de gás canalizado, com estimativa de redução de 10% no preço da molécula comparado aos contratos anteriores. É importante que a transparência dos preços permita que essa redução chegue até o consumidor final, lembrando que o preço final inclui não só o preço da molécula, mas também a parcela de transporte, a margem da distribuidora e tributos.

No período, os eventos realizados demonstraram o crescente interesse de agentes na exploração e produção de gás em terra. Vale comentar que duas novas térmicas supridas com gás *onshore* venceram o leilão de energia elétrica A-6 realizada em

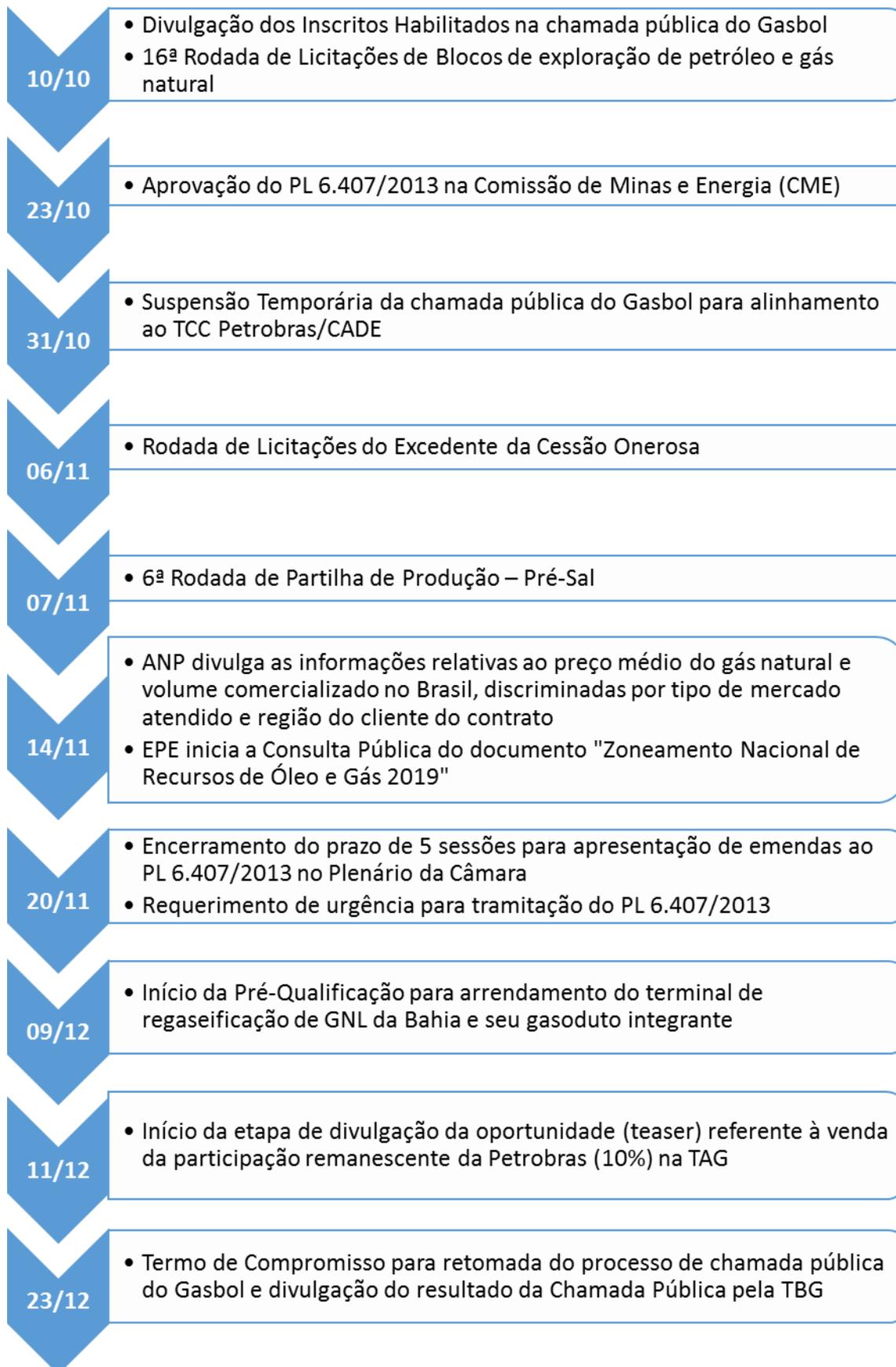
outubro de 2019. Ainda nesse leilão, uma térmica a ser suprida por um novo terminal de regaseificação de GNL também saiu vencedora. Esse novo terminal a ser implantando em Barcarena, no Pará, poderá permitir o atendimento de outros segmentos na região.

Releva comentar que vários novos empreendimentos com gás natural estão sendo viabilizados com a revisão das legislações estaduais para os serviços locais de gás canalizado. Esse movimento dos estados fica evidente nos diversos eventos realizados no período. A efetiva liberalização do mercado de gás depende da adoção de boas práticas regulatórias relacionadas à prestação dos serviços locais de gás canalizado.

Os estudos realizados pela EPE apresentam possibilidades de novos investimentos no setor de gás natural. No documento disponibilizado para consulta pública do PDE 2029 verifica-se que há expectativa de investimentos em infraestrutura no setor de gás natural da ordem de R\$ 43 bilhões no horizonte decenal. Com o Novo Mercado de Gás, prevê-se uma demanda não-termelétrica potencial adicional de cerca de 17 MMm<sup>3</sup>/dia, bem como produção líquida adicional de cerca de 19 MMm<sup>3</sup>/dia, ambas em relação ao cenário de referência.

No que tange aos próximos passos a serem acompanhados na abertura do mercado de gás natural, podem ser citados os compromissos assumidos no TCC assinado entre a Petrobras e o Cade, que possuem prazos específicos dada sua maior ou menor complexidade. Além disso, será acompanhada a tramitação do Projeto de Lei 6407/2013 na Câmara dos Deputados, uma vez que seu Substitutivo estabelece diversos dispositivos com potencial de aprimorar a abertura do mercado de gás natural em todos os seus segmentos. Deve ser ainda dada continuidade às ações para promoção da harmonização das regulações estaduais e federal e para remoção das barreiras tributárias.

Na Figura 1, é apresentada uma linha do tempo que consolida as principais atividades relacionadas ao Novo Mercado de Gás no quarto trimestre de 2019.



**Figura 1. Linha do Tempo apresentando as principais atividades relacionadas ao Novo Mercado de Gás no 4º trimestre de 2019**

## Anexos

- Plano de Trabalho
- Programação do *Workshop* IEA: Mercado de Gás Natural no Brasil
- Resultados finais da Chamada Pública ANP nº 01/2019 do Gasbol
  - Volume Alocado
  - Total por Carregador
  - Tarifas de Transporte Resultantes da Chamada Pública ANP nº 01/2019