

OPINIÃO

Atualizações sobre os programas governamentais do setor petrolífero – uma retrospectiva de 2019

*Por Daniel Lamassa e Pedro Neves**

O ano de 2019 foi atipicamente agitado para o setor de óleo e gás. Entre os acontecimentos principais, a Petrobras deslanchou de vez seu plano de desinvestimento, focando em áreas mais rentáveis para a empresa, como campos *offshore* de águas profundas e ultra profundas, especialmente do pré-sal. O *timing* do plano da estatal foi favorável em diversos modos, pois em 2019 foram realizadas quatro rodadas de licitações de áreas de exploração, além de todas as mudanças regulatórias e jurídicas para dar maior abertura e agilidade ao *downstream* e ao setor de gás natural.

Entre as rodadas de licitações, a maior e mais esperada foi a do Excedente da Cessão Onerosa, que ocorreu no dia 6 de novembro. O leilão teve o status de maior já realizado no mundo, devido aos valores dos bônus de assinatura (totalizado em R$ 106 bilhões) e os investimentos necessários ao desenvolvimento dos ativos. Porém, desse total esperado, só foram arrecadados R$ 70 bilhões. Das quatro áreas ofertadas nesse leilão, apenas duas foram arrematadas, com destaque para o campo de Búzios, o maior do certame, onde a Petrobras ganhou com 90% de participação, sendo o restante distribuído em 5% para a CNODC e os outros 5% para a CNOOC.

O resultado do leilão do ECO (Excedente da Cessão Onerosa) foi tido como aquém do esperado pelo governo e pelo mercado, assim como o da 6ª Rodada de Partilha. Tais resultados suscitaram discussões a respeito da necessidade de revisão do modelo e das exigências contratuais exercidas pelo governo federal em rodadas de licitação de áreas do pré-sal. Entre elas, está em trâmite e ganhando força o Projeto de Lei nº 3.178/2019 do senador José Serra, que revoga o direito de preferência da Petrobras nos leilões de partilha e garante ao CNPE, assessorado pela ANP, a decisão sobre qual

o melhor regime jurídico de leilões das áreas dentro do polígono do pré-sal. Os resultados e reflexões sobre os leilões foram amplamente discutidos no Boletim de Conjuntura dos meses de outubro[1] e novembro[2].

Outro ponto que merece destaque dentre as discussões do setor no ano de 2019 foi a questão da arrecadação de *royalties*. Apesar de as projeções apontarem para números crescentes derivados dos campos produtores do pré-sal e em boa medida da Bacia de Campos (a partir de seu programa de revitalização), conforme abordado na coluna opinião de novembro[3] da FGV Energia, a redução do percentual dos royalties sobre a produção incremental em áreas maduras também agregaria um montante significativo na arrecadação e na atividade econômica do país e necessita de maior atenção por parte dos órgãos federais.

No esteio de todas essas discussões e alterações regulatórias necessárias ao efetivo deslanche do setor, tanto no *up* quanto no *downstream*, o Governo Federal tem envidado seus melhores esforços por meio de programas governamentais para incentivar e organizar o setor petrolífero nacional. No contexto da gestão pública, um programa governamental é um instrumento de organização da Ação Governamental que articula um conjunto de iniciativas públicas e privadas – projetos, atividades, financiamentos, incentivos fiscais e normas – que visam à solução de um problema ou ao atendimento de uma demanda da sociedade, sendo mensurado por indicadores, metas regionalizadas e custos estabelecidos no Plano Plurianual (PPA), Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) e Lei do Orçamento Anual (LOA).

Os programas governamentais mais importantes de 2019 no setor petrolífero foram o REATE e o Novo Mercado de Gás, assim como a nova iniciativa dos desinvestimentos da Petrobras. Esse texto busca pontuar as atualizações destas iniciativas, seus espectros de atuação em 2019, suas principais contribuições e o estágio em que se encontram neste momento para alavancar o segmento no Brasil.

REATE 2020

Em agosto de 2019 foi lançado o programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - REATE 2020, programa que sucedeu o REATE, criado em 2017. O novo programa possui bases semelhantes às do antecessor: ampliar e revitalizar a exploração e produção de petróleo e gás natural em campos terrestres (*onshore*) no Brasil, estimular o desenvolvimento local e regional, e aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

De acordo com o MME, a ideia é criar sinergia entre produtores, fornecedores e financiadores do segmento *onshore*, resultando, entre outros benefícios, na geração de novos empregos (diretos e indiretos), além da movimentação da economia em diferentes municípios do país.

1 Boletim de Conjuntura do mês de outubro de 2019.
2 Boletim de Conjuntura do mês de novembro de 2019.
3 Coluna Opinião do mês de novembro de 2019.

O ministro Bento Albuquerque, estima "que os investimentos em exploração e produção de petróleo e gás terrestres saiam do atual patamar de R$ 1,6 bilhão anual para uma média de R$ 4 bilhões, um crescimento de 150%. Dessa forma, até 2030, o *onshore* receberá 40 bilhões de reais em novos investimentos".

A expectativa do governo é que, até 2030, a produção nacional *onshore* quase dobre, saindo de 270 mil para 500 mil barris por dia de óleo equivalente, enquanto a produção de gás natural deve aumentar de 25 MM para 50 MMm^3/d.

Dentre os feitos do programa em 2019 estão a inserção da atividade terrestre dentro da agenda regulatória da ANP e o enquadramento do Poço Transparente (perfuração de um poço horizontal e a aplicação da técnica de fraturamento hidráulico para a produção) para reservatório de baixa permeabilidade no Programa de Parceria de Investimento – PPI, com o objetivo de que o conhecimento adquirido seja a base para a formação de um marco regulatório para exploração não convencional *onshore* no país.

Para setembro de 2020, foi confirmada a realização de um leilão no qual serão oferecidas 263 áreas *onshore*, que contemplam 249 blocos exploratórios em sete estados do Nordeste – Alagoas, Bahia, Ceará, Maranhão, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe – e outros no norte do Espírito Santo.

Novo Mercado de Gás

Em julho de 2019, foi lançado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) o Novo Mercado de Gás. O projeto, que foi amplamente discutido por profissionais do setor no Boletim de Conjuntura do mês de julho[4], é uma continuação do Gás para Crescer, contando com medidas para acabar com o monopólio da Petrobras no setor de gás, abrindo espaço para outros *players* e criando maior competitividade.

O programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e desenvolvido em parceria com o Ministério da Economia, ANP, Cade e EPE. O programa está ancorado em quatro pilares básicos: a promoção da concorrência, a integração do gás natural com os setores elétrico e industrial, a harmonização entre as regulações estaduais e a federal e a remoção de barreiras tributárias. Com esses pilares, o programa deseja criar acesso às infraestruturas essenciais[5], aperfeiçoar o sistema de transporte e criar medidas de estimulo à competição, concluindo com a liberalização do mercado.

Entre as medidas criadas, algumas já estão em andamento:

- O TCC (Termo de Compromisso de Cessação) firmado entre a Petrobras e o Cade, a estatal brasileira já está cumprindo com suas obrigações. Até o fechamento deste boletim, a Petrobras já anunciou:
  - A venda, em junho, de 90% da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) para o grupo francês Engie e o fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ);
  - Em setembro, que prepara uma operação para um IPO (oferta pública de ações, em inglês) para os ativos das Rotas 1, 2 e 3;

4 Boletim de Conjuntura do mês de julho de 2019.
5 Escoamento, processamento e terminais de GNL.

- Em novembro, abrirá mão da exclusividade de acesso aos gasodutos de transporte das empresas Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e TAG, medida que libera cerca de 50% da capacidade nas duas transportadoras;
- Em dezembro, irá fazer um IPO para vender um conjunto de suas térmicas a gás, em que o objetivo é criar uma empresa de geração de energia elétrica com cerca de 15 térmicas integradas;
- Em dezembro, irá fazer um IPO para vender sua participação na Gaspetro, empresa que possui 51% de sua participação controlada pela Petrobras e que está em 20 das 27 distribuidoras estaduais de gás no país;
- Em dezembro, o início do arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL de Salvador, Bahia;
- Em dezembro, o *teaser* referente à venda dos 10% restantes da sua participação na TAG.

• Em novembro foram disponibilizados pela ANP os preços médios de venda e os volumes comercializados de gás natural no Brasil;

• O estado de Sergipe privatizou sua companhia distribuidora de gás natural. Essa privatização está em linha com os programas federais, como o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF) e o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE), que buscam promover equilíbrio fiscal e fortalecimento dos estados em troca de, entre outras medidas, incentivos a melhorias na regulação estadual do serviço de gás canalizado;

• Iniciativas de aprimoramento legislativo do marco setorial e ajustes tributários, com duas medidas já iniciadas:

- Publicação, em novembro, pela Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (Secap) do Ministério da Economia, de um boletim que propõe alterações legislativas para fomentar o Novo Mercado de Gás. As três propostas do boletim são: a incidência e fato gerador do ICMS no transporte – implantação do modelo Entrada e Saída; alíquotas interestaduais nas operações com gás natural; e tributação da cadeia de gás natural na geração em termelétricas;
- Aprovação, em novembro, da PL 6.407/2013, chamada de Nova Lei do Gás, que possui como principais pontos a alteração para o modelo de entrada e saída; acesso livre para a infraestrutura essencial; autorização para transporte e estocagem; e manutenção das autorizações.

Além das medidas citadas, outras mudanças estão acontecendo no mercado de gás natural no Brasil, como:

• Em novembro, a EPE publicou o PIPE – Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural, no qual constam projetos de desenvolvimento para sete novos gasodutos de escoamento do pré-sal (Rotas 4A, 4B, Rotas 5A, 5B, 5C e Rotas 6A e 6B), além de quatro rotas para gasodutos oriundos do pós-sal;

• Em outubro, a EPE publicou o primeiro estudo do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG, que apresentou análises quanto à implementação de novos gasodutos de transporte no país. Foram estudados aproximadamente 2.000 km de projetos de gasodutos de transporte, que representam um investimento de R$ 17 bilhões;

- Dois leilões de energia ocorreram em 2019:
  - Em maio, foi realizado o 1º leilão para o sistema isolado (que não está conectado a nenhuma rede de gasodutos de transporte), em que a empresa Eneva negociou a usina termelétrica (UTE) Jaguatirica II, de 117 MW de potência. O projeto irá gerar energia para Roraima a partir do gás natural produzido no campo de Azulão, na Bacia do Amazonas;
  - Em outubro, ocorreu o leilão de energia nova A-6, na qual das 91 novas usinas contratadas, três são UTE a gás natural. Entre elas, duas são para integrar a produção nacional de gás natural: Parnaíba II, da Eneva, no Maranhão, e Prosperidade II, da Imetame, na Bahia. A terceira foi a UTE Novo Tempo Barcarena, no Pará, que contará com um terminal de regaseificação de GNL. O empreendimento é desenvolvido pela Celba (Centrais Elétricas Barcarena S/A), Golar Power e EPP (Evolution Power Partners).

Conforme listado, houve progresso desde o início do Novo Mercado de Gás e já existem outras medidas programadas para os próximos anos.

O MME divulgou um cronograma para novas ações visando a regulamentação do Novo Mercado de Gás:

- 2020
  - Resolução sobre critérios de autonomia e independência dos transportadores;
  - Resolução sobre Interconexão entre gasodutos de transporte;
  - Revisão da Resolução ANP nº 15/2014 (que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte firme, interrompível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização).

- 2021
  - Diretrizes para a Elaboração Conjunta de Códigos Comuns de Acesso;
  - Revisão da Resolução ANP nº 51/2013 (que regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União);
  - Revisão da Resolução ANP nº 52/2011 (que regulamenta: a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União; o registro de agente vendedor, previsto no Decreto nº 7.382/2010; e o registro de contratos de compra e venda de gás natural);
  - Revisão da Resolução ANP nº 37/2013 (estabelece critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares);
  - Mecanismos de Repasse de Receita entre os Transportadores de Gás Natural Interconectados.

- 2022
  - 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).

- 2023
  - Solução de Conflitos Relativos ao Acesso aos Terminais de GNL (Conciliação e Arbitramento);
  - Caracterização do Sistema de Transporte de Gás Natural.

Além deste cronograma, o MME divulgou que haverá em 2020 um leilão A-4 e um A-5 para substituição de energia existente por energia nova.

O PROGRAMA DE DESINVESTIMENTOS DA PETROBRAS

O programa de desinvestimento da Petrobras pode ser visto como um programa governamental, uma vez que ele vem, dentre vários motes, como uma imposição do órgão nacional anti-truste, o Cade. A Petrobras assinou dois acordos com o órgão em 2019: um com o compromisso de vender 50% de sua capacidade instalada de refino e outro com o objetivo de estimular a concorrência no setor e impedir a ocorrência futura de condutas anticompetitivas.

Além disso, a estatal segue seu processo de consolidação como *player* de destaque no segmento de exploração e produção de petróleo em águas profundas. Os ativos negociados em 2019 chegam ao montante de US$ 21,3 bilhões, número 15 vezes maior que o do ano anterior. Os maiores negócios foram a oferta pública de ações da BR Distribuidora (US$ 9,6 bilhões), a venda da TAG - Transportadora Associada de Gás (US$ 8,6 bilhões) para a ENGIE e o fundo canadense CDPQ, e a venda do campo de Tartaruga Verde junto com o módulo III de Espadarte para a malaia Petronas (US$ 1,293 bilhões).

Os movimentos da estatal contribuem para a flexibilização e abertura do mercado de gás à iniciativa privada assim como para a entrada de novos agentes na exploração e produção de petróleo no território nacional, em ativos *onshore* e em águas rasas. A expectativa é de que o processo avance nos próximos anos, com a venda de 50% da capacidade atual de refino da empresa (já em fase não vinculante de ofertas) e outros ativos já anunciados. O Boletim de Conjuntura do mês de outubro discutiu sobre o assunto[6].

Os programas são muito oportunos e estão bem estruturados, mas alguns riscos precisam ser mitigados. Entre eles está o de judicialização, em que qualquer tentativa de alteração dos contratos vigentes poderia criar insegurança jurídica e instabilidade regulatória, sendo necessária uma regulação robusta. Além disso, é indispensável que haja segurança para o investidor, para que o desenvolvimento da infraestrutura aconteça. Outro fator de risco dos programas, principalmente para o Novo Mercado de Gás, é o de os estados não aderirem às medidas propostas.

6 Boletim de Conjuntura do mês de outubro de 2019.



Daniel Lamassa é Engenheiro de Petróleo formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e mestre em Oil and Gas Trade Management pela Regent's University London, no Reino Unido, onde obteve Distinção. Experiência como estagiário na Transportada Associada de Gás (TAG), em que trabalhou na área de integridade de dutos. Como pesquisador da FGV Energia, atua na área de Gás Natural.



Pedro Neves é mestrando em Engenharia Química pelo PPGEQ/UFF. Engenheiro Químico e de Segurança do Trabalho formado pela Universidade Federal Fluminense (UFF) e pela Universidade Cândido Mendes, respectivamente. Sua linha de pesquisa envolve a investigação de metodologias de auxílio a tomada de decisão dos impactos ambientais do descomissionamento de sistemas de produção offshore. Foi estagiário do laboratório de simulação de processos na Engenharia Química da UFF e participou de programa de iniciação científica no laboratório de físico-química computacional, também na UFF. Na FGV Energia, atua como pesquisador no setor de óleo e gás realizando análises setoriais, serviços de inteligência de mercado e é responsável pela linha de pesquisa sobre descomissionamento de instalações offshore.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.