

OPINIÃO

O Megaleilão do Excedente da Cessão Onerosa: frustação ou estratégia?

*Por Fernanda Delgado e Pedro Neves**

Em seis de novembro, ocorreu o leilão do Excedente da Cessão Onerosa. Apesar da expectativa acerca do certame, o resultado foi aquém do prospectado pelo Governo Federal e até pelos analistas menos otimistas. O montante arrecadado foi de quase R$ 70 bilhões, 65 % do total ofertado.

As áreas arrematadas tiveram participação massiva da Petrobras e uma contribuição singela de duas estatais chinesas em uma delas, Búzios, a 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. Com relação a porcentagem do excedente em óleo ofertado, as duas áreas licitadas foram arrematadas com percentual mínimo de excedente para a União.

O contrato de cessão onerosa foi firmado entre a Petrobras e o Governo Federal em 2010 e autorizava a estatal a explorar jazidas de petróleo em seis áreas[1] na região conhecida do pré-sal em até cinco bilhões de barris. Entretanto, devido a avanços tecnológicos e a estudos específicos na região, descobriu-se que o volume contido nas áreas contratadas era significativamente maior que o acordado no leilão[2]. Dessa forma, e contando com a já prevista revisão quando da declaração de comercialidade das áreas, optou-se por licitar o volume de óleo remanescente em quatro áreas específicas: Búzios, Itapu, Atapu e Sépia.

O momento era oportuno do ponto de vista governamental, uma vez que a arrecadação com o leilão poderia reduzir significativamente o déficit primário

1 Sul e Nordeste de Tupi (Sépia), Entorno de Iara (Atapu), Franco (Búzios), Sul de Guará (Sapinhoá), Florim (Itapu) e a área contingente de Peroba.

2 Adicionalmente aos 5 bilhões contratados, a certificadora Gaffney and Cline Associates (GCA) estimou os volumes excedentes entre 6 e 15 bilhões de barris de petróleo equivalente.

brasileiro. Portanto, iria contribuir para o ajuste de contas do Governo Federal. Dessa forma, iniciou-se uma força tarefa envolvendo os principais atores públicos e privados com o objetivo de realizar o leilão ainda em 2019.

Foi preciso revisar o contrato original da Cessão Onerosa (2010), decidindo se a Petrobras era ou não credora e, em caso afirmativo, de quanto seria o ressarcimento, definir e esquematizar a distribuição dos recursos provenientes do leilão, o que envolvia definição do regime de licitação, bônus de assinatura das áreas, distribuição de participações governamentais (como *royalties* e participações especiais), repasse dos recursos entre a União, os entes federativos e os municípios, assim como os estados limites da fronteira da exploração mineral, entre outros.

O governo federal não mediu esforços e conseguiu aprovar todos os detalhes do leilão, após intensa articulação nas casas federativas (congresso e senado federal), além de todas as definições técnicas e suas respectivas auditorias. Com as regras na mesa, optou-se por licitar o excedente das quatro áreas sob regime de partilha de produção, mesmo modelo dos blocos licitados dentro do polígono do pré-sal. Acordou-se também que não somente a Petrobras era credora na revisão do contrato (no montante de US$ 9,058 bilhões) assim como deveria ser ressarcida pela atividade exploratória já desempenhada na região (especificamente nas quatro áreas licitadas).

Às vésperas do leilão, analistas expectavam cenários contraditórios: se uns viam as áreas como altamente atrativas do ponto de vista técnico e volumétrico e, portanto, prospectavam sucesso absoluto do leilão, outros enxergavam uma série de empecilhos pouco mencionados, como os altíssimos valores de bônus mínimo acordados, o ressarcimento conflitante que deveria ser pago à Petrobras pelas empresas vencedoras das áreas (os parâmetros técnicos que delimitavam os valores eram no mínimo, confusos), além da possibilidade vista pelas empresas de inclusão das áreas em licitações futuras sob normas um pouco mais amenas.

Acertaram aqueles que apostaram no cenário menos promissor. Apenas duas áreas que tiveram demonstração de interesse prioritário exercido pela Petrobras foram licitadas, e o país acabou arrecadando R$ 70 bilhões dos R$ 106 bilhões esperados. A frustração dos resultados abre flanco para discussões sobre o direito de preferência da Petrobras, a manutenção do contrato de partilha e a revisão da metodologia de ressarcimento da fase exploratória, assim como faz com que as áreas que não receberam ofertas sejam recolocadas em um próximo leilão à valores menores de bônus e ressarcimentos. Apesar da frustração em não se alcançar o objetivo integral do leilão, mesmo com toda a articulação e trabalho exercidos, o montante arrecadado será crucial para diminuição do déficit primário do país e para demonstrar a capacidade de articulação de entes diversos que comandam o país em torno de um bem maior para a sociedade.

ATUALIZAÇÕES PÓS-LEILÃO

História similar ocorreu durante a sexta rodada de Partilha da Produção, quando uma oferta única foi feita dentre as cinco áreas disponíveis. O bloco de Aram, maior descoberta oferecida no leilão, foi arrematado pela Petrobras (80% do consórcio mais a operação) em parceria com a CNODC (20% do consórcio) por um bônus de R$ 5,05 bilhões e percentual de óleo ofertado para a União de 29,96%. Vale mencionar que a Petrobras manifestou direito de preferência em outras duas áreas, mas não o exerceu.

O resultado corrobora a necessidade de revisão do modelo e exigência contratual exercidos pelo governo federal em rodadas de licitação de áreas do pré-sal. 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 em áreas dentro do polígono do pré-sal.

Com relação ao leilão dos excedentes, a ANP e o MME já cogitam incluir as áreas não licitadas (Sépia e Atapu) sob regras mais suaves em leilões no primeiro semestre de 2020.

As IOCs afirmam seguir interessadas em construir uma posição sólida no país contanto que as regras e exigências contratuais sejam melhor adequadas à dimensão das oportunidades. O caso do direito de preferência da Petrobras, por exemplo, poderia inibir às empresas que gostariam de ser operadoras dos ativos oferecidos, não apenas na condição de sócias.

Talvez os únicos negativamente afetados, estados e municípios terão uma arrecadação de apenas metade do previsto em cálculos que consideravam a aquisição de todas as áreas no leilão da ECO. Os governos esperavam receber cerca de R$ 22 bilhões e levarão R$ 11,7 bilhões. Fica a dúvida de se os governos estaduais e municipais se prepararam para este resultado.



Professora e Coordenadora de Pesquisa na FGV Energia. Professora do Programa de Pós-Graduação da Escola de Comando e Estado Maior do Exército, via convênio com a FGV. Doutora em Planejamento Energético, Mestre em Tecnologia da Informação e dois livros publicados sobre Petropolítica. Experiência profissional em empresas relevantes, no Brasil e no exterior, como Petrobras, Deloitte, Vale SA, Vale Óleo e Gás, Universidade Gama Filho e Agência Marítima Dickinson. Na FGV Energia é responsável pela coordenação do MBA em Gestão no Setor de Óleo e Gás e pelas linhas de pesquisa em petróleo, gás, biocombustíveis e transição energética, destacando-se: Descomissionamento, *Downstream*, Reservatórios de baixa permeabilidade, Reservas de gás natural, Planejamento energético e Geopolítica dos recursos energéticos.



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.

* Esse texto foi parcialmente publicado no site institucional da FGV em 6 de novembro de 2019.

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