INFORME DPG-SPG-E&P 01/2017

Resultados da 2ª e 3ªRodadas de Licitações de Partilha da Produção

Rio de Janeiro
Novembro de 2017

Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

BRASIL GOVERNO FEDERAL

RESULTADOS DA 2ª E 3ªRODADAS DE LICITAÇÕES DE PARTILHA DA PRODUÇÃO

No dia 27 de outubro de 2017, aconteceram a 2ª e a 3ª Rodadas de Licitações de Partilha da Produção. Na 2ª Rodada de Partilha foram ofertados os prospectos de Norte de Carcará e de Sul de Gato do Mato e o Entorno de Sapinhoá, na Bacia de Santos, e a área Sudoeste de Tartaruga Verde, na Bacia de Campos. Todas essas áreas eram não contratadas, unitizáveis e adjacentes a áreas concessionadas. Na 3ª Rodada de Partilha, foram ofertadas as áreas de Pau Brasil, Peroba e Alto de Cabo Frio-Oeste, na Bacia de Santos, e a área de Alto de Cabo Frio-Central, nas Bacias de Santos e Campos, conforme apresentado na Figura 1.

No total, considerando a 2ª e 3ª Rodadas de Partilha da Produção, 75 % dos blocos foram arrematados, com cerca de 6.800km² de área total. Apenas as áreas Sudoeste de Tartaruga Verde e Pau Brasil, nas bacias de Campos e Santos, respectivamente, não receberam lances. A Figura 1 apresenta as áreas ofertadas e arrematadas, além das concessões já existentes.

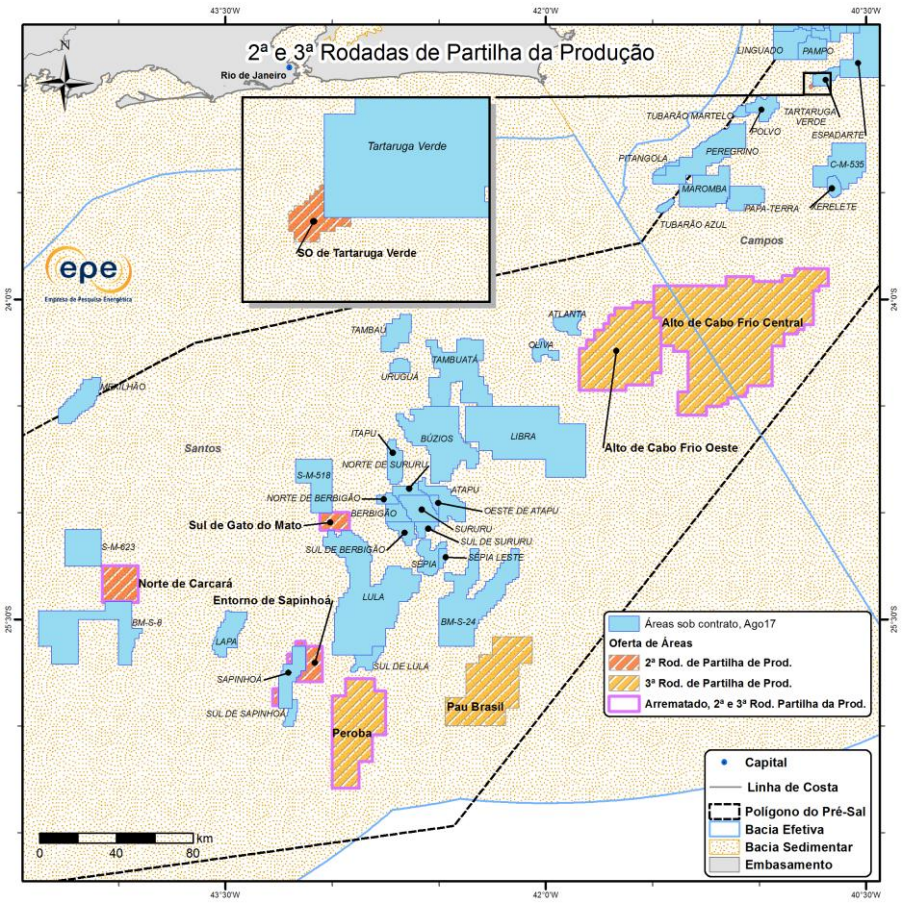

Figura 1 – Áreas ofertadas na 2ª e 3ª rodadas de licitações de partilha da produção

O bônus de assinatura corresponde ao montante, a ser pago pelas licitantes vencedoras, em parcela única, como condição para assinatura do contrato de partilha de produção. No Regime de partilha da produção esse bônus tem valor previamente determinado e fixo, não constituindo meio de

disputa no certame, e não integra o custo em óleo. Nos eventos do dia 27 de outubro, a arrecadação associada ao bônus de assinatura em todas as áreas arrematadas alcançou R$ 3,30 bilhões na 2ª Rodada e R$ 2,85 bilhões na 3ª Rodada, totalizando R$ 6,15 bilhões.

As 2ª e 3ª Rodadas de Licitações de Partilha da Produção despertaram o interesse de 12 empresas de E&P, sendo 10 de países estrangeiros. As ofertas foram compostas exclusivamente com a indicação do percentual de excedente em óleo para a União, respeitado o percentual mínimo definido para cada bloco. O volume de gás natural produzido será partilhado com o mesmo percentual aplicado à partilha do volume de petróleo. A Tabela 1 consolida os percentuais mínimos e os oferecidos de excedente em óleo pelo consórcio vencedor.

Tabela 1 – Percentuais mínimos e os oferecidos de excedente em óleo pelo consórcio vencedor.

Bloco	**Rodada de partilha**	**Percentual mínimo de excedente em óleo (%)**	**Consórcio vencedor (*operador)**	**Excedente em óleo ofertado pelo consórcio vencedor (%)**	**% Adicional**
Norte de Carcará	2ª	22,08	Statoil Brasil O&G (40%)*; Petrogal Brasil (20%); ExxonMobil Brasil (40%)	67,12	45,04
Sul de Gato do Mato	2ª	11,53	Shell Brasil (80%)*; Total E&P do Brasil (20%)	11,53	-
Entorno de Sapinhoá	2ª	10,34	Petrobras (45%)*; Repsol Sinopec (25%); Shell Brasil (30%)	80,00	69,66
Peroba	3ª	13,89	Petrobras (40%)*; CNODC Brasil (20%); BP Energy (40%)	76,96	63,07
Alto de Cabo Frio Oeste	3ª	22,87	Shell Brasil (55%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	22,87	-
Alto de Cabo Frio Central	3ª	21,38	Petrobras (50%)*; BP Energy (50%)	75,86	54,48

Pelas estimativas da EPE, baseadas em volumes *in situ* divulgados pela ANP, as áreas arrematadas propiciarão um incremento nas reservas brasileiras entre 3 e 5 bilhões de barris de óleo equivalente.

Segundo a ANP, a projeção inicial de arrecadações governamentais totais ao longo da produção das áreas arrematadas era de cerca de R$400 bilhões, respeitadas as incertezas do setor, considerando o percentual mínimo de excedente em óleo. Entretanto, com base no percentual adicional (ágio) do excedente em óleo oferecido em algumas áreas, estima-se que haja um incremento nas arrecadações governamentais ao final dos projetos de aproximadamente R$200 bilhões. Ou seja, o Brasil ganha com o percentual de excedente em óleo para a União, que é pago durante todo o período do contrato de partilha de produção. Algumas áreas tiveram ofertas significativamente

altas com relação ao percentual mínimo de excedente em óleo estabelecido, alcançando ágios de 204% (Norte de Carcará), 255% (Alto de Cabo Frio Central), 454% (Peroba) e 674% (Entorno de Sapinhoá). Importante ressaltar que esta parte do excedente em óleo oferecido pelo consórcio vencedor, destina-se à União no regime de partilha da produção.

Outro ponto importante refere-se ao fato de que as companhias operadoras nas concessões adjacentes às áreas ofertadas na 2ª e 3ª Rodadas de Partilha da Produção, obtiveram êxito nas licitações de 27 de outubro de 2017, mantendo-se também como operadoras nestas novas áreas. Neste caso temos a Shell, operadora da concessão onde se localiza o prospecto de Gato do Mato, adjacente ao arrematado Sul de Gato do Mato e a Statoil, operadora da concessão denominada Carcará, que manteve o posto na área adjacente denominada Norte de Carcará.

A Petrobras, nos termos da Resolução CNPE nº 13/2017, tem o direito de preferência para atuar como operadora nos blocos do pré-sal, e desse modo, manifestou interesse pela operação da área Entorno de Sapinhoá, unitizável ao campo de Sapinhoá, também sob responsabilidade da estatal. A Petrobras também manifestou interesse pelas áreas de Peroba e Alto de Cabo Frio Central. Os consórcios liderados pela Petrobras foram os vencedores nas três áreas em que a empresa manifestou interesse em ser operadora.

As áreas de Alto de Cabo Frio Central e Alto de Cabo Frio Oeste, arrematadas pela Petrobras e pelo consórcio liderado pela Shell, respectivamente, não são adjacentes a concessões com descobertas.

Para estas duas rodadas do pré-sal, a EPE estima investimentos na ordem de US$ 40 bilhões no próximo decênio e, com base no cálculo da Abespetro[12], a possibilidade de geração de mais de 500 mil postos de trabalho diretos e indiretos. A previsão de geração de empregos ocorre devido ao tamanho da cadeia de produção do petróleo e do gás natural, que abrange uma grande variedade de setores econômicos. Um exemplo é a necessidade de construção de aproximadamente 20 sondas de perfuração.

Como no Regime de Partilha de Produção a União receberá sua parte em óleo e gás natural, o governo poderá, além de comercializá-los, utilizá-los, principalmente o gás natural, como instrumento de políticas públicas. Além de mudanças econômicas e regulatórias nas licitações, cabe destacar a aprovação pelo CNPE, em reunião extraordinária no dia 11 de abril de 2017, do calendário plurianual de rodadas de licitações de blocos exploratórios, concessão e partilha, e de campos terrestres maduros, previstas para acontecer entre 2017 e 2019.

---

1 Abespetro: Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo.

No ano de 2017 foram realizadas a 4ª Rodada de Acumulações Marginais, a 14ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, na modalidade de concessão e a 2ª e 3ª Rodadas de partilha da produção, sendo a 2ª com áreas unitizáveis do pré-sal.

Para 2018 e 2019, foram aprovadas as seguintes rodadas:

- 2018: 4ª Rodada de Partilha de Produção; 15ª Rodada de Licitações de Blocos Para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, na modalidade de concessão; 5ª Rodada de Campos Terrestres Maduros (áreas ainda não definidas).

- 2019: 5ª Rodada de Partilha de Produção; 16ª Rodada de Licitações de Blocos Para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, na modalidade de concessão; 6ª Rodada de Campos Terrestres Maduros (áreas ainda não definidas).

A Figura 2 apresenta as áreas previstas para licitações no período de 2017 a 2019.

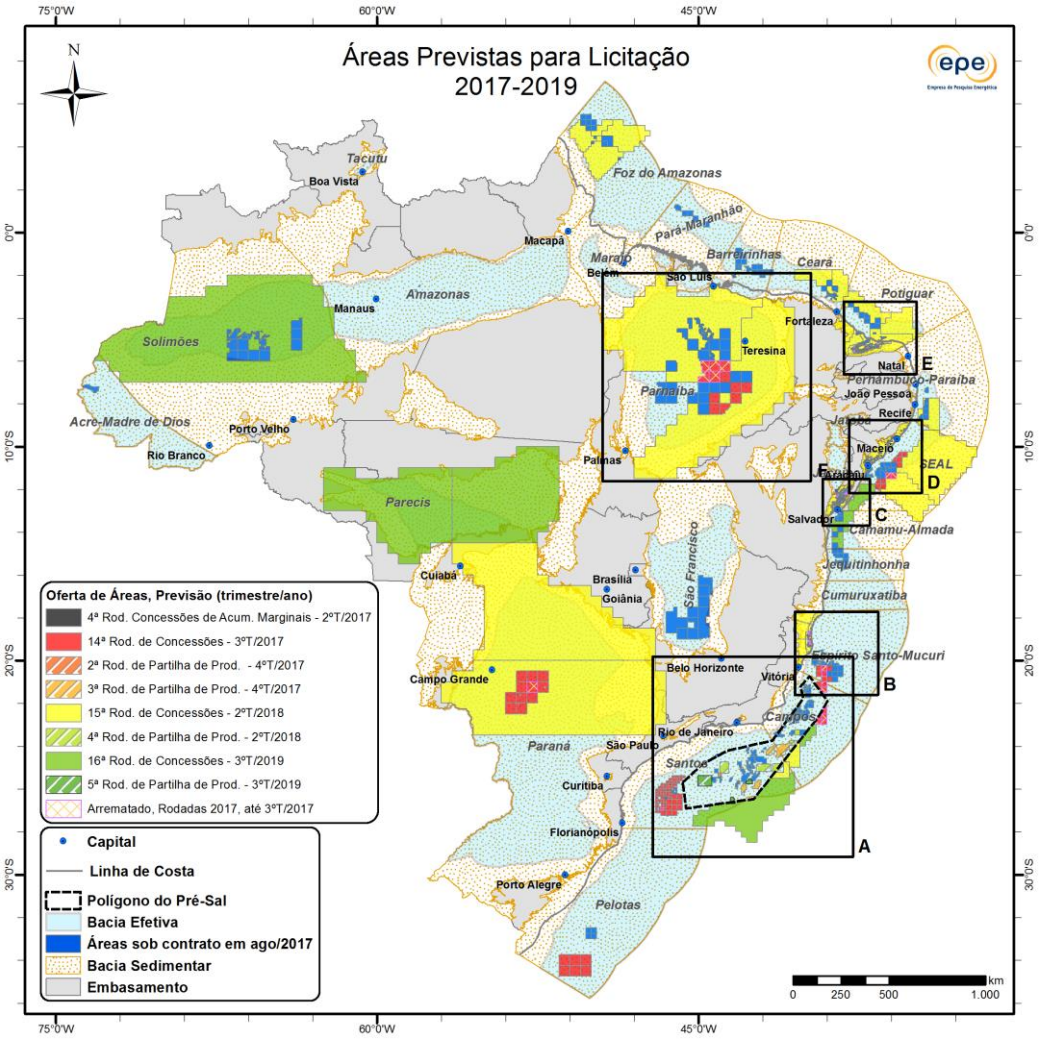

Figura 2 – Áreas Previstas para Licitação 2017-2019

Autores: José Mauro Coelho, Marcos Frederico, Regina Fernandes, Roberta Cardoso, Pedro Mariano e Péricles Brimati.