

VOTO

Conforme consignado no Relatório precedente, este processo de desestatização cuida do acompanhamento da Terceira Rodada de Licitações para outorga de blocos, em áreas do pré-sal, para exploração e produção de petróleo e gás natural em regime de partilha de produção, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2. No âmbito desta Corte de Contas, a matéria está disciplinada pela Instrução Normativa TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento concomitante dos processos de outorga de concessão de serviços públicos, realizado em quatro estágios, por meio de análise da documentação remetida pelo Poder Concedente. A rigor, a exploração e a produção de petróleo e gás natural não configuram serviços públicos abrangidos pelo art. 175 da Constituição Federal. No entanto, a sistemática de acompanhamento de desestatizações normatizada pela IN-TCU 27/1998 tem sido aplicada a essa atividade econômica desde a realização da 1ª Rodada de Licitações no regime de concessão, ocorrida em 1999, sobre a qual foram proferidas as Decisões 351/1999-TCU-Plenário e 493/1999-TCU-Plenário (rel. Ministro Adhemar Paladini Ghisi). Portanto, há cerca de duas décadas consolidou-se a pacífica jurisprudência desta Corte de Contas quanto à plena aplicabilidade do citado normativo como disciplina para a fiscalização exercida sobre concessões de blocos de petróleo e contratos de partilha.

3. Aprecia-se, nessa oportunidade, o primeiro, segundo e terceiro estágios de desestatização, que englobam, respectivamente, os estudos de viabilidade técnica e econômica utilizados na modelagem e na precificação dos blocos a serem outorgados, o edital e a minuta de contrato, e os procedimentos afetos à habilitação e ao julgamento das propostas.

4. Considero que o exame dos elementos do processo foi adequadamente realizado pela Unidade Técnica, podendo ser acolhido como minhas próprias razões de decidir, sem prejuízo das considerações que passo a tecer.

5. A Terceira Rodada de Licitação de Partilha de Produção abrange as áreas de Alto de Cabo Frio Central, na Bacia de Campos, e Alto de Cabo Frio Oeste, Peroba e Pau-Brasil, na Bacia de Santos. A execução contratual terá duração de 35 anos, em que estão incluídas as Fases de Exploração e de Produção. Foram arrematados três blocos: Peroba, com ágio de 454,07% para o excedente em óleo; Alto de Cabo Frio Central, com ágio de 254,82%; e Alto de Cabo Frio Oeste, sem ágio. O bônus de assinatura arrecadado alcançou R\$ 2,85 bilhões, mas restou deserto o certame para o bloco Pau Brasil.

6. Quanto aos estudos que integram o primeiro estágio, conforme apontado pela unidade instrutiva, adotou-se a mesma metodologia empregada na Primeira Rodada de Licitação sob o regime de partilha, em 2013. Ressalto que referida metodologia sofreu escrutínio por esta Corte no acompanhamento daquela desestatização, resultando no Acórdão 2736/2013-TCU-Plenário (rel. Ministro José Jorge).

7. Mais recentemente, este Plenário reapreciou a referida metodologia, igualmente empregada na Quarta Rodada de Licitação sob o regime de partilha, por intermédio do Acórdão 816/2018-TCU-Plenário, por mim relatado e cujo excerto transcrevo abaixo:

9.1. considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7º, inciso I, e 8º, inciso I,

referentes ao 1º Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998 para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 4ª Rodada de Partilha da Produção;

9.2. com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que, para as próximas rodadas de licitação do regime de partilha de produção, demonstre as análises de impactos e fundamente as motivações da escolha da carga fiscal, dos valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha para os blocos destinados à exploração e produção de petróleo e gás natural a serem licitados;

9.3. com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, determinar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e ao CNPE que justifiquem a utilização, ou não, na modelagem das próximas rodadas de licitação do regime de partilha de produção, da carga tributária resultante da Lei 13.586/2017, demonstrando a sua influência nos estudos de viabilidade, em especial nos valores da carga fiscal, do bônus de assinatura e da alíquota mínima de partilha;

9.4. com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, recomendar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que:

9.4.1. reavalie continuamente a metodologia utilizada para o cálculo do valor de alíquota mínima de partilha de produção a ser aplicada nos respectivos contratos, visando o seu aperfeiçoamento, em especial quanto ao melhor aproveitamento dos intervalos da progressividade da alíquota de partilha pretendida pela sistemática até então adotada e ao estímulo à maior eficiência para a utilização de técnicas construtivas para obtenção de poços de maior produtividade;

9.4.2. estabeleça procedimento de revisão contínua relativa à metodologia de cálculo do valor referente ao Programa Exploratório Mínimo (PEM), o qual serve como base de cálculo para a garantia financeira atrelada ao seu cumprimento, de forma a refletir custos mais realistas e atualizados de perfuração de poços;

8. O exame conduzido pela SeinfraPetróleo apontou, na mesma linha da análise efetuada no primeiro estágio da Quarta Rodada de Partilha, que a escolha pelo CNPE de bônus de assinatura e de percentual mínimo de partilha careceu de fundamentação aprofundada, o que mitigaria o risco de que necessidades fiscais momentâneas de governo influenciassem tal decisão de modo a comprometer uma visão de receita global ao longo de todo o período da contratação. Igualmente, identificou oportunidade de melhoria na metodologia de cálculo da alíquota mínima de partilha, referente ao aproveitamento dos intervalos da progressividade. Assinalou ainda que os estudos consideraram carga fiscal posteriormente alterada pela Medida Provisória 795/2017, convertida na Lei 13.586/2017. Considerando que as determinações exaradas no Acórdão 816/2018-TCU-Plenário já endereçaram referidas questões, com os mesmos fundamentos, deixo de acolher a proposta de determinação ofertada pela unidade instrutiva.

9. A Unidade Técnica relata ainda incertezas sobre a capacidade de a PPSA deter plenas condições para a gestão dos contratos de partilha que vierem a ser assinados em decorrência desta rodada, devido à ausência de regularidade no fluxo financeiro afeto àquela estatal e à ausência de operacionalidade da comercialização da parcela da União da produção nas áreas do pré-sal. Considerando que o assunto tem caráter que transcende o exame pontual dessa desestatização e que há processos específicos autuados para tratar a questão (TC 003.487/2016-4 e TC 032.740/2017-4), entendo desnecessária a adoção de quaisquer medidas nesse momento.

10. Portanto, concluo, em conformidade com os exames ora efetuados, que foram atendidos os requisitos formais do primeiro, do segundo e do terceiro estágios desta desestatização pelo Poder Concedente.



Ante o exposto, VOTO no sentido de que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto à apreciação deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 13 de junho de 2018.

AROLDO CEDRAZ
Relator