

TC 021.361/2017-7

Tipo: Desestatização.

Unidade jurisdicionada: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Responsável: Décio Fabrício Oddone da Costa, Diretor-Geral da ANP.

Procurador: não há.

Proposta: de mérito.

1. INTRODUÇÃO

1. Trata-se de processo de acompanhamento da Terceira Rodada de Licitações sob Regime de Partilha de Produção, com vistas à outorga de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas do Pré-sal, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998.

2. As licitações para a outorga de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pela Lei 9.478/1997 e pela Lei 12.351/2010, que estabelece regras específicas para as áreas do Polígono do Pré-sal.

3. Cabe destacar que as regras para o regime de partilha de produção estabeleceram novos procedimentos para a elaboração da licitação, diferenciados do regime de concessão. Apesar da promoção da licitação permanecer na competência da ANP, os artigos 9º e 10 da Lei 12.351/2010 reservaram competências específicas ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME) para definições dos parâmetros técnicos e econômicos que devem ser estabelecidos no contrato de partilha de produção.

4. No âmbito do Tribunal de Contas da União, os procedimentos para outorga estão disciplinados pela IN-TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente.

5. A presente instrução visa apresentar análise técnica acerca do quarto estágio de acompanhamento da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção.

2. HISTÓRICO

6. As licitações para a concessão de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural são regidas pelo art. 177 da Constituição Federal de 1988, pela legislação setorial específica, especialmente pelas Leis 9.478/1997, 12.351/2010 e, ainda, pela Resolução ANP 18/2015. Para as áreas do polígono do Pré-sal e outras áreas estratégicas, a Lei 12.351/2010 estabelece regras específicas.

7. A outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural segue, além das diretrizes emanadas pelas mencionadas normas, estratégias definidas pela Presidência da República e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A ANP é responsável pelas atividades operacionais inerentes ao planejamento e execução da outorga, tais como desenvolver estudos visando à delimitação de blocos e também promover as licitações das áreas a serem ofertadas.

8. Dessa forma, em 27/4/2017, o CNPE, por meio da Resolução 9/2017, autorizou a ANP a realizar a 3ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção e aprovou ainda os parâmetros técnicos e econômicos das áreas ofertadas.

9. A 3ª Licitação de Partilha de Produção teve como objeto as áreas localizadas em águas ultraprofundas e profundas, de Alto de Cabo Frio Central, Alto de Cabo Frio Oeste, Peroba e Pau-Brasil, na bacia de Santos.

10. De acordo com a ANP, a seleção dessas áreas licitadas na 3ª Rodada de Partilha de Produção, em bacias de elevado potencial sob o regime de partilha de produção, tem como objetivos principais a ampliação da reserva e da produção brasileira de petróleo e gás natural, a ampliação do conhecimento do Polígono do Pré-sal, a promoção de investimentos no país visando ao desenvolvimento do pré-sal, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

11. Conforme as etapas definidas pela Instrução Normativa TCU 27/1998, o primeiro, segundo e terceiro estágios relativos à 3ª Rodada foram analisados em instrução anterior (peça 7) e sob o ponto de vista formal, atenderam aos requisitos previstos na referida IN de acordo com o Acórdão 1.389/2018 TCU-Plenário de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz.

12. Dessa forma, a ANP realizou, no dia 27 de outubro de 2017, na cidade do Rio de Janeiro, a sessão pública de apresentação de ofertas da 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção.

13. No total, três blocos foram arrematados (Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central) por seis licitantes vencedoras. A área total arrematada foi de 6.130,78 km² e o percentual de excedente em óleo para a União médio foi de 58,56%, o que representou um ágio médio de 202,18% em relação aos valores mínimos estabelecidos no edital. O bônus de assinatura arrecadado foi de R\$ 2,85 bilhões e o Programa Exploratório Mínimo (PEM) dos blocos arrematados totaliza investimentos da ordem de R\$ 456 milhões.

3. EXAME TÉCNICO

3.1 QUARTO ESTÁGIO

14. O exame do quarto estágio tem por objetivo verificar se os contratos de concessão assinados estão de acordo com as características pré-definidas do empreendimento. Cada contrato assinado deverá, portanto, estar em consonância com a minuta previamente aprovada, integrante do edital, e o resultado do leilão. Conforme disposto no inciso IV do art. 7º da IN TCU 27/1998, os documentos objeto de análise são:

- a) ato de outorga;
- b) contrato de concessão ou de permissão.

15. A tabela a seguir traz os valores ofertados de Alíquotas, bem como os valores de bônus de assinatura arrecadados para as áreas que foram arrematadas:

Tabela 1– Resultados Finais da 3ª Rodada de Partilha da Produção

ÁREA	BÔNUS DE ASSINATURA	ALÍQUOTA OFERTADA
Pau Brasil	Não houve oferta	Não houve oferta
Peroba	R\$ 2,00 Bilhões	76,96%
Alto de Cabo Frio Oeste	R\$ 350,00 milhões	22,87%
Alto de Cabo Frio Central	R\$ 500,00 milhões	75,86%

Fonte: ANP

16. Em atendimento ao disposto na IN TCU 27/1998, a ANP encaminhou por meio do Ofício 12/2018/AUD (peça 10) a cópia dos três contratos de partilha de produção supracitados, referentes a blocos arrematados na 3ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, devidamente assinados, além de extratos dos mesmos contratos, publicados no Diário Oficial da União (DOU) de 2 de fevereiro de 2018.

17. Conforme prazo previsto no inciso IV do art. 8º da IN TCU 27/1998, a documentação relativa ao quarto estágio deverá ser encaminhada a este Tribunal no prazo de até cinco dias após a assinatura do termo contratual.

18. Considerando que os extratos dos contratos foram publicados no dia 2 de fevereiro, o prazo legal para o envio da documentação foi atendido de forma tempestiva dado que os documentos foram enviados no dia 8 de fevereiro a este Tribunal.

19. Verificou-se, portanto, a aderência dos contratos com a minuta encaminhada previamente a este Tribunal (peça 3, em anexo), a qual foi submetida à análise durante o segundo estágio, sem que fossem identificadas irregularidades nos seus procedimentos (Acórdão 1.389/2018-TCU-Plenário).

20. A tabela a seguir resume os dados dos contratos assinados que decorrem da 2ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção:

Tabela 2 - Contratos decorrentes da 3ª Rodada de Licitações do Regime de Partilha de Produção

Bacia	Bloco	Área (Km²)	Data de Assinatura	Número do Contrato	Empresa/Consórcio Vencedor (*operador)	Bônus (R\$)
Santos	ALTO DE CABO FRIO CENTRAL	3.674,37	31/01/2018	48610.012962/2017-14	Petrobras (50%)*; BP Energy (50%)	500.000.000,00
Santos	ALTO DE CABO FRIO OESTE	1.383,00	31/01/2018	48610.012963/2017-51	Shell Brasil (55%)*; CNOOC Petroleum (20%); QPI Brasil (25%)	350.000.000,00
Santos	PEROBA	1.073,41	31/01/2018	48610.012960/2017-17	Petrobras (40%)*; CNODC Brasil (20%); BP Energy (40%)	2.000.000.000,00
TOTAL						2.850.000.000,00

Fonte ANP

21. Além dos valores dos bônus arrecadados, integram os contratos supra valores de investimentos no Programa Exploratório Mínimo (PEM) dos blocos arrematados da ordem de R\$ 456 milhões.

22. Essa análise demonstrou que não houve alterações dos fundamentos dos contratos resultantes da 3ª Rodada de Licitações do Regime de Partilha em relação à minuta previamente estabelecida no edital do certame, estando, assim, em consonância com os propósitos desta fase de acompanhamento.

4. CONCLUSÃO

23. A 3ª Rodada de Partilha da Produção teve como objetivo a oferta de quatro áreas localizadas no polígono do Pré-Sal, quais sejam: Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Central.

24. O percentual de excedente em óleo para a União médio foi de 58,56%, o que representou um ágio médio de 202,18% em relação aos valores mínimos estabelecidos no edital. Além disso, o bônus de assinatura arrecadado perfaz um total de R\$ 2,85 bilhões e o Programa Exploratório Mínimo (PEM) dos blocos arrematados totaliza investimentos da ordem de R\$ 456 milhões.

25. Os contratos foram assinados no dia 2 de fevereiro de 2018 e enviados de forma tempestiva para o Tribunal no dia 8 de fevereiro de 2018. Além disso, encontram-se aderentes às minutas que foram enviadas anteriormente para análise de 2º Estágio.

26. Tendo em vista que os contratos de concessão estão de acordo com a legislação aplicável à matéria e com a minuta de contrato analisada anteriormente, propõe-se considerar que a ANP atendeu os requisitos previstos nos art. 7º, inciso IV, e 8º, inciso IV referentes ao 4º Estágio da Instrução Normativa – TCU 27/1998.

27. Pelo exposto, propõe-se ainda o arquivamento do processo, com base no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

5. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

28. O Volume de Recursos Fiscalizados (VRF), nos processos de fiscalização deste Tribunal, tem seus critérios para cálculo e registro determinados pela Portaria TCU 222/2003. Consoante item 1.2 dessa Portaria, “quando forem examinados procedimentos licitatórios que ainda não tenham resultado no empenho da despesa, o VRF corresponderá ao valor estimado pelo órgão com base na pesquisa prévia de mercado”.

29. Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pelo somatório dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura dos blocos licitados (Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste e Alto de Cabo Frio Centrao) que totalizou R\$ 2,85 bilhões de reais e dos valores do PEM calculados em R\$ 456 milhões, atingindo VRF de R\$ 3,306 bilhões.

30. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo foi instituída pela Portaria TCU 17/2015. Neste processo, os benefícios potenciais que se estimam deste acompanhamento diz respeito à manutenção da expectativa de controle gerada pela atuação continuada desta Corte de Contas.

31. Ademais, ao longo do acompanhamento das rodadas de licitações anteriores, é possível identificar várias recomendações e determinações destinadas à Agência reguladora que contribuiram no aprimoramento, ao longo dos anos, das licitações de blocos exploratórios.

6. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

32. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao gabinete do Ministro Aroldo Relator Cedraz, propondo em relação à Terceira Rodada de Licitações de Partilha da Produção (3ª Rodada):

- a) 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 IV, e 8º, inciso IV, referentes ao 4º Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998 para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 3ª Rodada de Partilha da Produção;
- b) encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos; e
- c) encerrar o processo, em observância ao art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

À consideração superior,

SeinfraPetróleo, 2ª Diretoria, em 17/7/2018.

Assinado eletronicamente
Yuri de Araújo Carvalho
AUFC 10187-7