

GRUPO I – CLASSE VII – Plenário
TC 015.400/2018-2

Natureza: Desestatização.

Órgão/Entidade: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: DESESTATIZAÇÃO. 5ª RODADA DE LICITAÇÕES PARA OUTORGA DE BLOCO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREA DO PRÉ-SAL NO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO. EXAME DE PRIMEIRO ESTÁGIO NOS TERMOS DA IN-TCU 27/1998. ATENDIMENTO AOS REQUISITOS FORMAIS. RESTITUIÇÃO DOS AUTOS À UNIDADE TÉCNICA PARA EXAME DOS DEMAIS ESTÁGIOS.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução de mérito elaborada no âmbito da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (peça 30), já com a supressão de informações acobertadas por restrição de acesso conforme classificação promovida por aquela autarquia nos termos da Lei de Acesso à Informação, cuja proposta de encaminhamento foi integralmente acolhida pelo corpo dirigente daquela unidade técnica (peças 31-32):

I. Introdução

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

2. Durante as análises realizadas por esta SeinfraPetróleo foram detectadas inconsistências acerca da escolha dos estudos econômicos de referência para parte das áreas ofertadas na Licitação. Essas inconsistências determinaram a escolha dos parâmetros econômicos do certame, e quando identificadas por esta Unidade Técnica, foram tratadas, minimizando o risco de perda na arrecadação estatal total estimada para as áreas ofertadas.

II. Contextualização Acerca do Objeto da Licitação

3. 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, pelas Resoluções ANP (RANP) 18/2015 e 24/2013. Para as áreas do Polígono do Pré-sal e outras áreas estratégicas, a Lei que institui o Regime de Partilha de Produção (12.351/2010) e a RANP 24/2013, que aprovou o regulamento que trata dos procedimentos a serem adotados nas licitações sob o Regime de Partilha, estabelecem regras específicas.

4. A outorga de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural segue, além das diretrizes emanadas nas 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. A Agência já realizou quatro rodadas de licitação pelo Regime de Partilha, sendo que a última foi homologada em 28/6/2018.

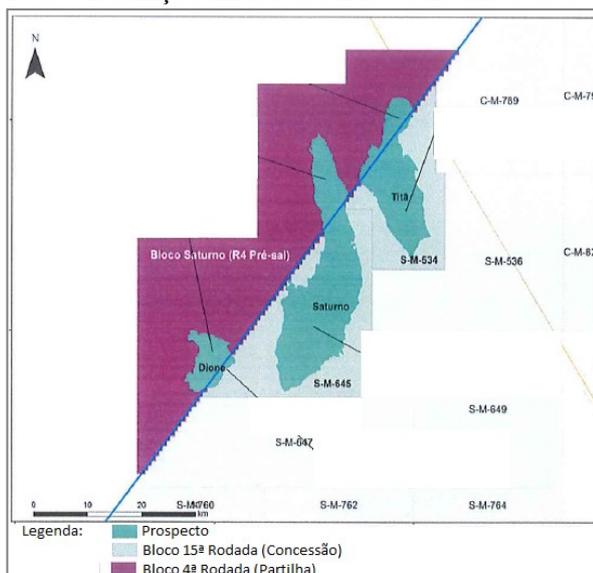
5. Com o intuito de promover a concessão de novas áreas para exploração, o CNPE autorizou a ANP, por meio da Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018, tendo sido alterada posteriormente pela Resolução CNPE 11/2018, de 27/7/2018, a realizar a Quinta Rodada de Licitações. As mesmas Resoluções definiram os parâmetros técnicos e econômicos do certame. Esta Rodada contempla quatro blocos, distribuídos em duas bacias sedimentares: Saturno, Titã e Pau-Brasil, na Bacia de Santos, e Sudoeste de Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

III. Histórico

A Quinta Rodada de Licitações não estava inicialmente prevista no planejamento plurianual de licitações de blocos e campos para exploração e produção de petróleo e gás natural do biênio 2018-2019. Esse planejamento foi definido pelas Resoluções do CNPE 10/2017 e 16/2017. Contudo, devido a atuação desta Corte de Contas por meio de medida cautelar, que impediu a oferta de algumas áreas no acompanhamento da 15ª Rodada de Concessão (TC 000.016/2018-7), a programação da Quinta Rodada no Regime de Partilha da Produção foi a medida implementada pelos gestores.

6. A Área de Saturno, que incluiu os prospectos de Dione, Saturno e Titã, foi originalmente planejada para ser ofertada na 15ª Rodada de Concessão e na Quarta Rodada de Partilha. A Figura 1 demonstra a divisão de blocos que foi inicialmente prevista para a Área: blocos S-M-534 e S-M-645, que seriam ofertados na 15ª Rodada, e o Bloco de Saturno, que seria ofertado na Quarta Rodada de Partilha. Como se vê pela Figura 1, a linha do Polígono do Pré-sal divide os prospectos em duas porções: interna e externa ao Polígono.

Figura 1 – Definição inicial dos Blocos na Área de Saturno



Fonte: Nota Técnica DG 1/2017/ANP (peça 17 do processo de acompanhamento da 15ª Rodada de Concessão - TC 000.016/2018-7)

7. A documentação recebida no acompanhamento da Quarta Rodada de Partilha, TC 003.403/2018-1, indicou que a ANP estava conduzindo, simultaneamente, duas licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural em regimes de contratação diferentes. Contudo, parte dos objetos das licitações configuravam prospectos de reservatórios de petróleo e gás natural compartilhados entre blocos para contratações distintas.

8. Assim, com base na documentação recebida por meio do processo de acompanhamento da Quarta Rodada de Partilha, esta SeinfraPetróleo prosseguiu no exame da documentação recebida no âmbito do processo de acompanhamento da 15ª Rodada, TC 000.016/2018-7, identificando risco de unitização entre áreas de um mesmo reservatório que seriam contratadas sob regimes distintos, sendo parte em concessão e parte em partilha de produção. Tal situação atentava contra as melhores práticas da indústria, indo inclusive de encontro a dispositivos regulamentares do setor. Implicava também, em risco econômico, pois tinha potencial de interferir negativamente na própria atratividade da parcela da Área de Saturno que remanesce na Quarta Rodada de Partilha.

9. Ademais, foi demonstrado que havia outro risco relevante, de viés regulatório, criado pela decisão de se ofertar, em licitações e regimes distintos, duas áreas para as quais as informações técnicas existentes sinalizavam, de forma bastante clara, a necessidade de unitização. Ao prosseguir os processos de outorga desses blocos, da forma configurada, poderia passar uma imagem negativa do País e de sua Agência Reguladora, por contratar áreas unificáveis, deliberadamente, assumindo o risco de adotar procedimento contrário às melhores práticas da indústria do petróleo.

10. Ficou também asseverado que a 15ª Rodada de Licitações revelava outros riscos, como a falta de tratamento estratégico para áreas cujos potenciais reservatórios encontravam-se no *play* do pré-sal (conjuntos de prospectos da Região do Pré-sal), fato que poderia se tornar mais frequente com o avançar das rodadas de licitação. O CNPE não havia avaliado, de forma sistemática, a pertinência da utilização da sua competência prevista no art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, para propor ao Presidente da República a expedição de um decreto para classificar áreas como estratégicas, mesmo havendo informações de que as áreas possuíam baixo risco exploratório e elevado potencial, como se demonstrou no tópico IV.3.3 da instrução preliminar à peça 37 do processo da 15ª Rodada (TC 000.016/2018-7). Foi também alertado que tal definição teria impacto na forma de apropriação da distribuição da renda petrolífera.

11. Na sequência das análises realizadas, ficou consignado que, além da falta de fundamentação para definição da divisão das áreas ofertadas para contratação e para a não extensão do Regime de Partilha de Produção para toda a Área de Saturno, a definição dos parâmetros técnicos e econômicos para os blocos escolhidos pelo MME/CNPE encontravam-se sem adequado suporte técnico, com riscos de prejuízos à União.

12. Tomando por base as decisões do CNPE relativas as rodadas de partilha já realizadas, observava-se a tendência de, dentro das alternativas apresentadas pela ANP para uma mesma carga fiscal, o Conselho deliberar escolhendo a opção que resultaria em maior valor de bônus de assinatura em detrimento do valor mínimo da alíquota de partilha, sem motivar tal escolha.

13. A ausência de maiores informações das avaliações econômicas (considerando que as notas técnicas apenas apresentavam os resultados finais das simulações), ou seja, sem detalhamento dos cálculos de cada parcela de participação governamental nos cenários distintos, incluindo os regimes fiscais, para os valores de bônus, alíquota de partilha e carga fiscal, não permitiam comparabilidade mais precisa das opções.

14. Utilizando os mesmos parâmetros econômicos definidos pelo CNPE para o Bloco de Saturno na Quarta Rodada de Partilha no cálculo do valor da Área de Saturno como um todo (incluindo a área ofertada na 15ª rodada), o resultado desfavorável para a União seria de R\$ 1,25 bilhão, apenas em bônus de assinatura, podendo se elevar significativamente se comparadas às cargas fiscais definidas nas duas rodadas para os blocos da Área de Saturno.

15. Tendo em vista o potencial lesivo e a gravidade das constatações realizadas, a urgência e a oportunidade desta Corte de Contas atuar tempestivamente para correção das possíveis irregularidades, que foram apontadas naquela instrução preliminar, com fundamento no art.17 c/c art. 9º, *caput*, ambos da IN TCU 27/1998, esta Unidade Técnica submeteu os autos, com proposta de adoção de medida cautelar, com oitiva prévia dos responsáveis, à imediata consideração do Relator da matéria, para apreciação dos fatos, antes do fim do Terceiro Estágio.

16. Como proposta de encaminhamento, a SeinfraPetróleo solicitou que os responsáveis se manifestassem sobre os riscos e as potenciais irregularidades indicadas na instrução à peça 37 do processo da 15ª Rodada (TC 000.016/2018-7). Ademais, elencou no parágrafo 228 da peça 37 em apreço uma lista de itens a serem apresentados, que se encontravam ausentes nos processos de outorga, e que seriam necessários para dar suporte às decisões que definiam as respectivas licitações.

17. Atendendo à proposta de encaminhamento da SeinfraPetróleo para a 15ª Rodada (peça 37/39), o Relator determinou, por meio de despacho (peça 40), a realização de oitiva prévia do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para que se manifestassem sobre os fatos apontados, no prazo de cinco dias úteis. As comunicações processuais pertinentes foram providenciadas e as respectivas respostas tempestivamente apresentadas pelo CNPE, MME e ANP, todas devidamente autuadas.

18. Uma segunda instrução preliminar no âmbito da 15ª Rodada, elaborada à peça 59 (TC 000.016/2018-7), tratou do mérito da proposta de medida cautelar por meio do exame das respostas dos

responsáveis à oitiva prévia (peças 48 e 49). Além dos riscos e das potenciais irregularidades apontadas na instrução à peça 37, ficou agravado o risco econômico de perda para a União. Para que a opção adotada pelo CNPE proporcionasse as mesmas receitas governamentais estimadas para o Regime de Partilha de Produção para toda a Área de Saturno, seria necessário obter um valor de bônus de assinatura para as áreas particionadas superior em R\$ 2,37 bilhões ao que estava sendo oferecido nos editais em andamento.

19. Desta forma, considerando que as manifestações em sede de oitiva prévia não afastavam os pressupostos do *fumus boni iuris* e do *periculum in mora*, e tampouco demonstravam a ocorrência do *periculum in mora* reverso, cujas análises foram demonstradas na instrução à peça 59 do TC 000.016/2018-7, com fundamento no art. 276, do Regimento Interno/TCU, esta Unidade Técnica submeteu os autos às considerações do Ministro Relator Aroldo Cedraz, com proposta de adoção de medida cautelar para que a ANP suspendesse os procedimentos de oferta pública dos Blocos S-M-534 e S-M-645, da 15ª Rodada de Licitações sob o Regime de Concessão, e do Bloco de Saturno, da Quarta Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção.

20. Seguindo parcialmente a proposta de encaminhamento desta SeinfraPetróleo (peças 59/61), o Voto do Relator levado à apreciação do Plenário do TCU, na sessão extraordinária do dia 28/3/2018, trouxe proposta de suspensão apenas dos procedimentos de oferta pública dos Blocos S-M-534 e S-M-645, da 15ª Rodada, nos seguintes termos (peça 66, p.4):

Desse modo, considerando os exames promovidos nestes autos, e em sede de cognição sumária, entendo presentes os requisitos para que este Plenário defira medida cautelar com o fito de determinar à ANP que suspenda os procedimentos de oferta pública dos blocos S-M-645 e S-M-534, incluídos na 15ª Rodada de Licitações, até pronunciamento de mérito deste Tribunal sobre a matéria.

21. O entendimento acima transcrito foi seguido das seguintes justificativas para denegar a suspensão do Bloco de Saturno da Quarta Rodada de Partilha de Produção (peça 66, p.4):

Deixo de acolher, nesse momento, a cautelar pleiteada pela SeinfraPetróleo quanto ao Bloco de Saturno, ofertado na 4ª Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção, haja vista que referida desestatização é acompanhada no TC 003.403/2018-1, também de minha relatoria, que não houve publicação do edital daquela licitação e que o cronograma da rodada prevê a sessão pública de ofertas apenas em 7/6/2018, o que afasta o perigo na demora.

22. De forma unânime, o Plenário seguiu o entendimento do Ministro Relator, manifestando-se por meio do Acórdão 672/2018 (peça 64).

23. Seguindo a determinação desta Corte de Contas e o cronograma estabelecido no Edital, a ANP promoveu a realização da oferta pública da 15ª Rodada de Licitações no dia 29/3/2018, excluindo a participação dos Blocos S-M-534 e S-M-645.

24. O cronograma da Quarta Rodada de Partilha previa a publicação do edital para o dia 29/3/2018. Todavia, diante da cautelar exarada, a ANP e/ou MME decidiram, antes da publicação do edital, realizar reunião técnica com o TCU em 2/4/2018, de forma a obter subsídios sobre a melhor forma de dar continuidade ao cronograma de leilões, face aos efeitos provocados pela medida cautelar.

25. Na Reunião ocorrida, os dirigentes da Agência Reguladora e do Ministério sinalizaram no sentido de retirar da Quarta Rodada da Partilha de Produção o Bloco de Saturno, indicando que a área seria provavelmente incluída em nova rodada de licitações, juntamente com os blocos retirados da 15ª Rodada de Concessão.

26. A solução de nova rodada de licitações, contemplando um só regime de contratação para a Área de Saturno, que seria oportunamente detalhada e anunciada pelo MME e pela ANP, tenderia a mitigar os riscos técnicos de unitização e de potencial perdas de arrecadação apontados pelo TCU. Essa nova rodada de licitações, denominada Quinta Rodada de Licitações, é o objeto de acompanhamento pelo Tribunal na presente instrução, nos termos da IN TCU 27/1998.

27. Após a realização da Reunião supramencionada com a Equipe Técnica do TCU, e de modo a manter o prazo estipulado para a realização do Leilão previamente anunciado, o MME por meio do Ofício 191/2018/GM-MME (peça 76 do processo da 15ª Rodada) solicitou à ANP a retirada do Bloco de Saturno da Quarta Rodada de Partilha de Produção.

28. Em face dessa solicitação, a ANP publicou no dia 5/4/2018 o Edital definitivo da Quarta Rodada de Partilha, excluindo o referido Bloco e mantendo os demais contidos no Pré-edital. Na sequência, em 7/6/2018, a ANP procedeu com a realização da oferta pública da Quarta Rodada de Licitações.

29. Desta forma, a presente instrução busca realizar o exame técnico do Primeiro Estágio da Quinta Rodada de Partilha de Produção, cujo Edital e Modelos dos Contratos foram publicados em 10/8/2018. A sessão de oferta pública da Licitação, por sua vez, está sendo planejada pela ANP para ocorrer em 28/9/2018.

IV. Exame Técnico do Primeiro Estágio

30. No âmbito do Tribunal de Contas da União, a matéria está disciplinada pela IN TCU 27/1998, que dispõe sobre o acompanhamento dos processos de outorga de concessão em quatro estágios, mediante análise da documentação remetida pelo poder concedente. Conforme dispõe o art. 7º, inciso I, dessa norma, no primeiro estágio devem ser analisados os seguintes elementos:

- a) Relatório sintético sobre os estudos de viabilidade técnica e econômica do empreendimento, com informações sobre objeto, área e prazo de concessão;
- b) Estudos vinculados à outorga, de utilidade para a licitação, realizados ou autorizados pelo órgão ou pela entidade federal concedente, quando houver;
- c) Relatório sintético sobre os estudos de impactos ambientais, indicando a situação do licenciamento ambiental.

31. Tendo em vista que parte das áreas desta Licitação tinham previsão inicial de serem ofertadas na 15ª Rodada de Concessão e na Quarta Rodada de Partilha, bem como foram objeto de medida cautelar no âmbito da 15ª Rodada, esta SeinfraPetróleo se antecipou ao prazo previsto pela IN TCU 27/1998 para o envio de documentos e requereu da ANP as notas técnicas e documentos necessários para avaliação das áreas da Quinta Rodada. Deste modo, em atendimento aos Ofícios de Requisição de informações 1-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 4) e 2-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 5), de 20/6/2018 e 25/6/2018, respectivamente, a ANP encaminhou os Ofícios 39/2018/AUD (peça 6) e 42/2018/AUD (peça 7), contendo parte da documentação referente à análise do Primeiro Estágio do certame em tela. Os Ofícios contêm a lista dos documentos técnicos que foram encaminhados.

32. Necessitando de dados mais detalhados acerca dos estudos apresentados, esta Unidade Técnica requisitou novas informações por meio dos Ofícios 3-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 9) e 4-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 10), de 11/7/2018 e 13/7/2018, respectivamente. Em relação ao Ofício 3-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo, a ANP encaminhou novas informações por intermédio do Ofício 45/2018/AUD (peça 23), de 19/7/2018, e do Ofício 47/2018/AUD (peça 26) e da Nota Técnica complementar 8/2018/Assessoria/DG (peça 26, itens não digitalizáveis), ambos de 26/7/2018. Já em resposta ao Ofício 4-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo, a Agência encaminhou planilhas eletrônicas complementares de cálculo acerca dos estudos técnicos e econômicos das áreas ofertadas na Licitação.

33. A análise da documentação de suporte à Licitação encaminhada e os desdobramentos que se procederam são tratados nos tópicos subsequentes.

IV.1. O Regime de Partilha de Produção

34. Diferentemente do Regime de Concessão, em que a lavra da produção é destinada ao próprio concessionário, no Regime de Partilha de Produção adotado para o Pré-sal, o óleo extraído é partilhado entre o consórcio ou empresa contratada e a União.

35. Desta forma, o Regime de Partilha de produção se difere substancialmente da forma em que é realizada a arrecadação do governo sobre a produção de óleo e gás presentes nos campos explorados. Do mesmo modo, são diferenciadas as regras licitatórias aplicadas para as áreas que serão contratadas sob esse regime no Pré-sal.

36. Em processos de outorga sob o Regime de Partilha de Produção, a Lei 12.351/2010 manteve sob a responsabilidade da ANP a condução do certame licitatório, todavia, os artigos 9º e 10º da referida lei reservaram competências específicas ao CNPE e ao MME, no que diz respeito às definições dos parâmetros técnicos e econômicos que devem balizar os processos.

37. Ademais, enquanto no Regime de Concessão diversos critérios podem ser aplicados para a avaliação das propostas dos ofertantes nas licitações de áreas exploratórias, como o bônus de assinatura e o Programa Exploratório Mínimo (PEM), para o Regime de Partilha de Produção, a Lei 12.351/2010 define, em seu art. 18, apenas um critério para o julgamento da licitação: a maior oferta de excedente em óleo para a União. Além disso, essa Lei determinou também que o edital indique o valor do bônus de assinatura, não sendo mais este um dos critérios de classificação das ofertas nas licitações.

38. Desta forma, nas licitações de áreas sob o Regime de Partilha de Produção adotado para o Pré-sal, as ofertas serão julgadas e classificadas segundo a ordem decrescente do valor percentual de partilha para a União do excedente em óleo resultante da produção.

39. A denominação excedente em óleo decorre da conceituação estabelecida no art. 2º da Lei 12.351/2010, de que a produção a ser partilhada entre o consórcio ou empresa contratada e a União corresponde ao lucro, ou excedente de produção, já considerado o volume de produção reservado para reembolso dos custos de todos os investimentos e operações necessárias à produção do respectivo campo (chamado custo em óleo), bem como para o pagamento dos *royalties* devidos. A Figura 2 resume essa dinâmica:

Figura 2 – Modelo de divisão de custos e apropriação do lucro no modelo de partilha de produção



Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha> (Acesso em 26/7/2018)

40. Como comentado anteriormente, a regra para o Regime de Partilha de Produção define como único critério de classificação na licitação o percentual de partilha que será repassado para a União, já que o valor do bônus de assinatura a ser pago pelo licitante vencedor é fixo, determinado pelo CNPE. Assim, com fundamento em análises técnicas elaboradas pela ANP, o CNPE delibera pela carga fiscal desejada, apontando para uma combinação de bônus de assinatura definido e alíquota mínima de partilha do excedente em óleo.

41. A alíquota mínima estabelecida pode ser majorada, como resultado da competição na sessão pública de oferta das áreas. Ao final, as maiores alíquotas serão eleitas como as alíquotas de oferta vencedoras para cada área que irão compor os contratos.

42. Registra-se, todavia, que as alíquotas de oferta vencedoras são alíquotas de partida, ou seja, tendo como base essas alíquotas a ANP utiliza uma tabela móvel progressiva, ao longo da execução contratual, que as modifica em função do preço do barril de petróleo *Brent* e da produtividade média dos poços dos respectivos campos contratados. À medida em que ao menos um desses parâmetros aumenta/diminui de valor, a alíquota de excedente em óleo da União também apresenta incremento/decremento, conforme indica a Tabela 1 extraída do item 8.3 do Pré-edital.

Tabela 1 – Faixas de alíquotas

		Média de Produtividade dos Poços Produtores (bbid)													
De	até	0	2.001	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	24.001	> 24.001
		0	20	1%	-54,96pp	-27,12pp	-16,24pp	-10,64pp	-6,81pp	-4,10pp	-2,19pp	-1,05pp	+0,16pp	+0,87pp	+1,89pp
20,01	40	-97,49pp	-38,18pp	-17,56pp	-9,51pp	-5,44pp	-2,51pp	-0,63pp	+0,79pp	+1,65pp	+2,66pp	+3,09pp	+3,90pp	+4,17pp	
40,01	60	-75,31pp	-28,37pp	-11,96pp	-5,58pp	-2,40pp	OFERTA	+1,40pp	+2,53pp	+3,23pp	+4,11pp	+4,39pp	+5,08pp	+5,22pp	
60,01	80	-61,74pp	-22,12pp	-8,52pp	-3,18pp	-0,36pp	+1,41pp	+2,87pp	+3,79pp	+4,33pp	+4,82pp	+5,26pp	+5,66pp	+6,02pp	
80,01	100	-45,92pp	-15,10pp	-4,53pp	-0,37pp	+1,82pp	+3,20pp	+4,33pp	+5,05pp	+5,47pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp	
100,01	120	-35,85pp	-10,64pp	-1,99pp	+1,41pp	+3,20pp	+4,34pp	+5,26pp	+5,85pp	+6,19pp	+6,50pp	+6,78pp	+7,03pp	+7,26pp	
120,01	140	-28,88pp	-7,55pp	-0,23pp	+2,65pp	+4,16pp	+5,12pp	+5,91pp	+6,40pp	+6,69pp	+6,95pp	+7,19pp	+7,41pp	+7,60pp	
140,01	160	-23,77pp	-5,28pp	+1,06pp	+3,56pp	+4,87pp	+5,70pp	+6,38pp	+6,81pp	+7,06pp	+7,29pp	+7,49pp	+7,68pp	+7,85pp	
>160,01		-15,47pp	-1,60pp	+3,16pp	+5,03pp	+6,01pp	+6,64pp	+7,14pp	+7,47pp	+7,66pp	+7,83pp	+7,98pp	+8,07pp	+8,25pp	

Fonte: Pré- edital (peça 7, itens não digitalizáveis)

43. Os valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas do excedente em óleo para a União inicialmente previstos para esta rodada encontram-se conforme as diretrizes estabelecidas pelo CNPE por meio da Resolução CNPE 4/2018, tendo sido alterada posteriormente pela Resolução CNPE 11/2018. Conforme será visto à frente, em função de inconsistências nos estudos econômicos da Licitação detectadas por esta SeinfraPetróleo, o MME/CNPE decidiram por propor ao Presidente da República, por meio da Resolução CNPE 11/2018, alterações nas alíquotas mínimas de duas das quatro áreas ofertadas: Saturno e Titã.

44. Os estudos realizados pela ANP para o cálculo desses valores estão contidos nas Notas Técnicas Assessoria DG 4/2018 e 7/2018 (peça 6, itens não digitalizáveis), bem como na Nota Técnica complementar 8/2018/Assessoria/DG (peça 26), de 26/7/2018.

IV.2. Análise dos Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental

IV.2.1. Objeto, Área e Prazo de Concessão

45. Como dito, a realização da Quinta Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, a ser realizada pela ANP em 28/9/2018, conforme cronograma contido no Pré-Edital, foi autorizada pelo CNPE por meio da Resolução 4/2018, de 4/5/2018, tendo sido alterada posteriormente pela Resolução CNPE 11/2018, de 27/7/2018. O Pré- edital e as Minutas dos Contratos foram publicados em 28/6/2018, trazendo as regras para o certame. Já o Edital e os Modelos dos Contratos foram publicados em 10/8/2018, trazendo as alterações previstas pela Resolução CNPE 11/2018, bem como as contribuições trazidas pela Consulta Pública, Audiência Pública e Seminário Técnico, realizados entre 28/6/2018 e 11/7/2018, em 13/7/2018 e na data de 15/8/2018, respectivamente, de acordo com o cronograma previsto da Licitação.

46. As contribuições trazidas pela Consulta Pública, pela Audiência Pública e pelo Seminário Técnico não afetam a análise da viabilidade técnica, econômica e ambiental realizadas por esta Unidade Técnica ainda na fase do Pré- edital e das Minutas dos Contratos. Assim, essas contribuições serão verificadas em etapa posterior, por meio do exame do Segundo Estágio da IN TCU 27/1998.

47. A Licitação tem por objeto a outorga de contratos, sob o Regime de Partilha de Produção, para o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em quatro blocos com risco exploratório, localizados em três setores de duas bacias sedimentares brasileiras: Saturno, Titã e Pau-Brasil, na Bacia de Santos, e Sudoeste de Tartaruga Verde, na Bacia de Campos.

48. A Tabela 2, extraída do item 2.1 do Pré- edital, consolida algumas informações atinentes às áreas ofertadas.

Tabela 2 – Áreas ofertadas

Bacia	Setor	Modelo exploratório	Bloco ¹	Área em oferta (km ²)	Fase de Exploração ou Avaliação (anos) ²	Qualificação mínima requerida ³
Santos	SS-AUP1	Elevado Potencial	Saturno	1.100,19	7	A
		Elevado Potencial	Titã	453,48	7	A
	SS-AUP2	Elevado Potencial	Pau-Brasil	1.183,68	7	A
Campos	SC-AP5	Elevado Potencial	Sudoeste de Tartaruga Verde	127,15	7	A

Fonte: Pré- edital (peça 7, itens não digitalizáveis)

49. O prazo previsto para as concessões decorrentes da Quinta Rodada é estabelecido nas minutas dos contratos. Conforme a cláusula quarta (vigência), o contrato entrará em vigor na data de sua assinatura e terá duração de 35 anos, sendo dividido em duas fases: a) Fase de Exploração, para toda a Área do Contrato, com duração prevista no Anexo II; e b) Fase de Produção, para cada campo, que terá início na data da apresentação da Declaração de Comercialidade e duração limitada pela vigência do Contrato.

50. De acordo com a Nota técnica SPL 35/2018 da ANP (peça 7, itens não digitalizáveis), as fases de exploração definidas para todos os blocos ofertados terão duração de sete anos. Quanto à fase de produção, ela tem seu início marcado pela eventual data da apresentação da declaração de comercialidade – se assim indicar o resultado da exploração – e duração limitada pela vigência do Contrato (35 anos da data de assinatura).

51. Conforme item 2.1 do Pré-edital apresentado, os blocos oferecidos nesta rodada de licitações foram selecionados em bacias de elevado potencial, no Polígono do Pré-sal, e em área declarada como estratégica, nos termos do art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010, com o objetivo de recompor e ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural e atender à crescente demanda interna.

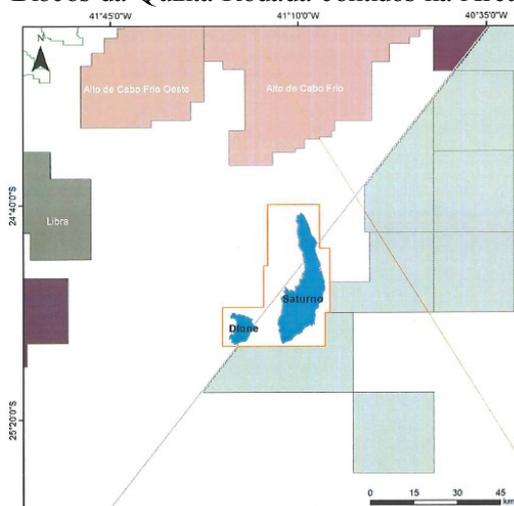
52. A Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018, que autorizou o certame e definiu seus parâmetros técnicos e econômicos, também renomeou os Blocos correspondes à Área de Saturno, originalmente ofertada na 15ª Rodada de Concessão e na Quarta Rodada de Partilha. Além disso definiu, por meio do art. 1º da Resolução, toda a Área de Saturno como estratégica. O Anexo I da Resolução contém as coordenadas geográficas da nova área definida. Esse procedimento é previsto no art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010 e decorre da competência do CNPE de propor ao Presidente da República a delimitação de algumas áreas, fora do Polígono do Pré-sal, como estratégicas. Isso possibilita que toda a Área de Saturno seja licitada sob o Regime de Partilha de Produção. Cabe lembrar que a oportunidade e a conveniência do Conselho propor ao Presidente da República tal medida foi discutida no âmbito do acompanhamento da 15ª Rodada de Concessões (TC 000.016/2018-7).

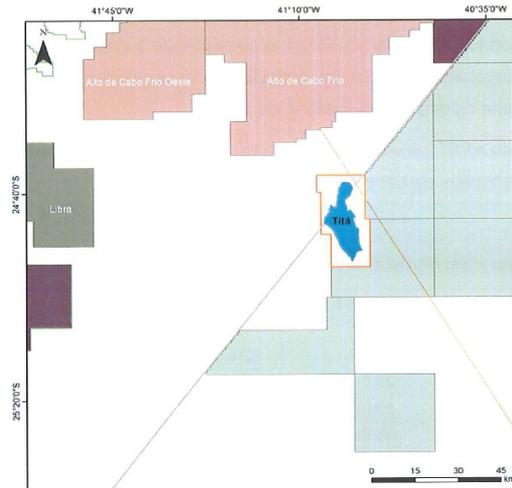
53. Os Blocos definidos por meio da Resolução CNPE 4/2018 teve por base a Nota Técnica 12/2018/SDB/ANP-RJ (peça 6, itens não digitalizáveis), de 9/4/2018, que propôs a divisão da Área de Saturno em dois blocos. A Nota, aproveitando a oportunidade da realização do novo certame, trouxe a proposição de inclusão dos blocos de Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde, ofertados e não arrematados nas licitações realizadas em 2017. O Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde foi ofertado por meio da Segunda Rodada de Partilha. Já o Bloco de Pau-Brasil havia sido oferecido na Terceira Rodada de Partilha. Ambas as Rodadas ocorreram em 27/10/2017.

54. A proposta contida na Nota Técnica 12/2018/SDB/ANP-RJ, supracitada, foi analisada pela Diretoria Colegiada da ANP no âmbito da Proposta de Ação 209/2018, que deferiu a propositura, produzindo a Resolução de Diretoria 189/2018. Posteriormente, a decisão da Diretoria foi encaminhada à apreciação do MME por meio do Ofício 51/2018/DG-ANP (peça 6, itens não digitalizáveis), de 13/4/2018.

55. Os novos blocos definidos para a Área de Saturno estão descritos na Figura 3. O Bloco de Saturno (superior) contém os prospectos de Dione e Saturno. Por sua vez, o Bloco de Titã (inferior) engloba o prospecto de mesmo nome.

Figura 3 – Blocos da Quinta Rodada contidos na Área de Saturno

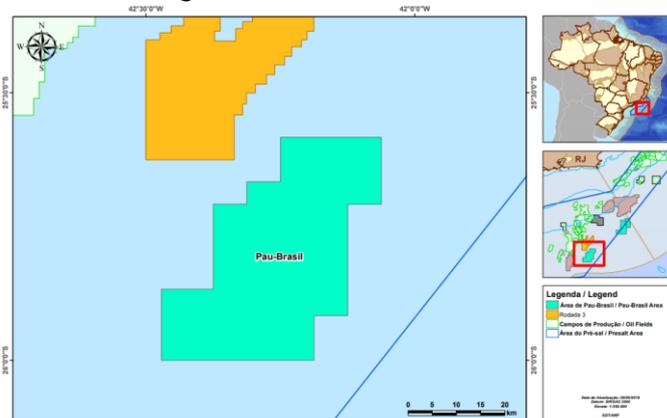




Fonte: Nota Técnica 17/2018/SDB/ANP-RJ (peça 6, itens não digitalizáveis)

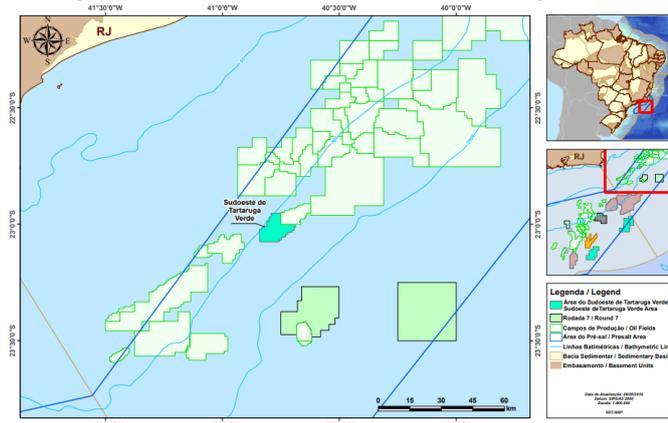
56. As Figuras 4 e 5 demonstram a localização dos demais blocos ofertados.

Figura 4 – Bloco de Pau-Brasil



Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/5-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/areas-oferecidas> (acesso em 25/7/2018)

Figura 5 – Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde



Fonte: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/5-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/areas-oferecidas> (acesso em 25/7/2018)

57. Uma diferença em relação ao Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde, ofertado na Segunda Rodada de partilha, é que para a Quinta Rodada foi proposta uma extensão dos limites do Bloco, que passou a incluir novos prospectos exploratórios identificados, e de acordo com a ANP, a mudança visa ampliar a atratividade do Bloco. O Bloco agora inclui, além de parcela do prospecto de Tartaruga Mestiça que é compartilhado com o Bloco de Tartaruga Verde, os prospectos de Donatello, Michelangelo, Leonardo e Rafael. A Figura 6 demonstra a disposição dessas novas estruturas.

Figura 6 – Prospectos do Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde
Omissis

IV.3. Avaliação Geológica das Áreas Ofertadas

58. A Nota Técnica 17/2018/SDB/ANP-RJ (peça 6, itens não digitalizáveis) fundamenta a avaliação geológica, volumétrica e de risco exploratório das áreas ofertadas, apresentando os resultados para as seguintes variáveis: *Volume In Place* (VOIP), fator de chance e VOIP-riscado. O VOIP-riscado é variável de entrada nos estudos de avaliação econômica que determinam os parâmetros da licitação como o bônus de assinatura e a alíquota mínima de partilha.

59. O VOIP (ou VOIP-não riscado) representa a estimativa de volume de hidrocarbonetos (óleo) na jazida estudada. Para seu cálculo são levados em consideração parâmetros associados a uma determinada estrutura geológica mapeada, obtidos por exemplo, por meio de sísmica. Por seu turno, o fator de chance (ou fator de risco) representa a probabilidade de sucesso, ou seja, a probabilidade de haver petróleo na área licitada. Para o seu cálculo são levados em consideração fatores geológicos determinantes para a existência de petróleo em uma dada jazida, como por exemplo, geração, migração, reservatório, selo e trapa. Assim, quando a área já conta com poços perfurados que encontraram petróleo, o fator de chance é igual a um. Por fim, o produto dessas duas variáveis, ou seja, o VOIP-riscado, nada mais é que a estimativa de volume de hidrocarbonetos ponderada pelo risco de existência de petróleo.

60. De acordo com a ANP, para a determinação do *Volume In Place* (VOIP) foi utilizado o método de simulação estatística Monte Carlo, seguindo o modelo de volume dado pela Equação 1 da página 27 da Nota 17/2018/SDB/ANP-RJ, que considera as seguintes variáveis: área de cada prospecto, *net pay* (espessura eficaz produtora de um reservatório), porosidade, saturação de óleo e fator de volume de formação. Já o fator de chance “foi estimado por meio da análise dos elementos do sistema petrolífero seguindo os conceitos apresentados por Rose (2001)” (Nota Técnica 17/2018/SDB/ANP-RJ, p. 17).

61. A Nota trouxe as seguintes considerações acerca dos prospectos de Saturno, Dione e Titã (peça 6, itens não digitalizáveis, p. 6):

Em razão do tempo exíguo para a realização dos estudos, não houve tempo suficiente para a reinterpretação do levantamento sísmico tridimensional 0264_BM_SANTOS/-FASE_VII_B, atualmente disponível com o processamento final, para atualizar o mapeamento dos prospectos Saturno, Dione e Titã.

62. Assim, a ANP compilou a avaliação geológica dos Blocos de Saturno e Titã da Quinta Rodada a partir das análises realizadas na ocasião da 15ª e Quarta Rodadas de Licitação, tendo como referência as Notas Técnicas 24/2018/SDB/ANP-RJ e 30/2018/SDB/ANP-RJ (peças 28 e 29 do TC 000.016/2018-7).

63. Devido à informação trazida pela ANP no trecho acima transcrito sobre a não atualização do mapeamento dos prospectos de Saturno, Dione e Titã, em função do reprocessamento final dos dados sísmicos das áreas, esta Unidade Técnica demandou a Agência por meio do Ofício 3-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo, item “a”, para que encaminhasse análise de impacto nos estudos geológicos, nos valores obtidos para as variáveis VOIP, VOIP-riscado e fator de chance, bem como nos estudos econômicos, devido à não atualização do mapeamento dos prospectos, em função da reinterpretação do levantamento sísmico tridimensional 0264_BM_SANTOS_FASE_VII_B.

64. Em resposta, a ANP encaminhou o Ofício 45/2018/AUD, trazendo as seguintes considerações acerca da requisição (peça 23, p. 1-2):

A esse respeito, a Superintendência de Definição de Blocos (SDB) destaca que os volumes de óleo *in Place* (VOIP) e os fatores de chance estimados para as estruturas em apreço podem variar a partir da nova interpretação sísmica da versão do levantamento 0264_BM_SANTOS_FASE_VII_B com processamento final. Contudo, somente será possível realizar a análise de impacto posteriormente à interpretação sísmica integral do referido levantamento.

Esclarece, ainda, que a entrega dos dados sísmicos com o processamento final para o Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (BDEP) está prevista para agosto de 2018. Portanto, o BDEP ainda não dispõe da versão final dos dados do levantamento em apreço.

Por demanda da própria Superintendência foi solicitado informalmente à EAD (Empresa de Aquisição de Dados) uma versão desses dados, porém as atividades de interpretação estão em estágio embrionário.

Por fim, a SDB elucida que alterações significativas nos dados sísmicos devem ocorrer posteriormente à perfuração de poços exploratórios, pois o levantamento sísmico em comento foi processado com base em dados estimados e inferidos (e.g. tipos de rochas existentes em subsuperfície e velocidade de propagação das ondas sonoras nessas rochas). Posteriormente à perfuração de poços, os dados sísmicos serão reprocessados com base nos dados reais coletados nos poços e a configuração das estruturas possivelmente será modificada.

65. Como salientado pela ANP, a reinterpretação dos dados pode afetar a estimativa volumétrica dos prospectos. Sabe-se também que as estimativas volumétricas são base para o cálculo dos parâmetros econômicos das áreas, como o bônus de assinatura e a alíquota de partilha, pois estão diretamente relacionadas à estimativa de produção das jazidas. Essa foi a razão que motivou a requisição de informações. Contudo, diante da não conclusão dos trabalhos pela empresa contratada pela ANP, e ainda, diante dos esclarecimentos prestados pela Agência, entende-se que a SDB se utilizou das melhores informações disponíveis para realizar o mapeamento da volumetria dos prospectos de Saturno, Dione e Titã, tendo em vista a oferta de blocos com risco exploratório ao mercado.

66. No que tange à avaliação geológica e volumétrica do Bloco de Pau-Brasil, a Nota 17/2018/SDB/ANP-RJ destaca que esta foi compilada a partir da Nota Técnica 6/2018/SDB/ANP-RJ (peça 27, p. 4), cuja avaliação foi realizada à época da proposta de inclusão dessa área na Oferta Permanente de Áreas, datada de fevereiro de 2018. O procedimento de Oferta Permanente de Áreas foi aprovado pela Resolução CNPE 17, de 8/6/2017, e será objeto de acompanhamento específico pelo TCU no curso do TC 015.331/2018-0.

67. Por fim, a avaliação geológica, volumétrica e de risco exploratório do Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde, considerando apenas a porção da jazida de Tartaruga Mestiça contida no bloco, aproveitou a avaliação realizada na Nota Técnica 14/SDB/2016/ANP-RJ (peça 1, itens não digitalizáveis, TC 021.357/2017-0), produzida no âmbito da Segunda Rodada de Partilha. Para o restante dos prospectos contidos no Bloco a ANP se utilizou de uma avaliação inédita que foi apresentada na Nota Técnica 17/2018/SDB/ANP-RJ.

68. A Tabela 4 da Nota 17/2018/SDB/ANP-RJ consolida os fatores de chance de sucesso estimados para os prospectos mapeados nos Blocos de Saturno, Titã e Pau-Brasil, com vistas à Quinta Rodada. A ANP considerou, para esses prospectos, as seguintes variáveis para o cálculo do fator de chance: geração e migração, reservatório, selo e trapa. A combinação dessas variáveis gera o fator de chance de sucesso de existência de petróleo. Por sua vez, a Tabela 5 da Nota traz a consolidação dos volumes *in situ* não riscados estimados, ou seja, que não consideram a chance de sucesso, para as estruturas avaliadas nos blocos de Saturno, Titã e Pau-Brasil.

69. Como mencionado, para o Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde foram incluídos quatro novos prospectos: Michelangelo, Donatello, Rafael e Leonardo, que estão indicados na Figura 6. Desta forma, a Tabela 6 da Nota consolida os fatores de chance para esses prospectos avaliando as seguintes variáveis: geração, migração, reservatório, trapa, selo e sincronismo. Por fim, a Tabela 8 da Nota resume os volumes *in situ* não riscados estimados para os quatro prospectos incluídos e para a parcela da jazida de Tartaruga Mestiça contida na área do Bloco.

70. *Omissis.*

Tabela 3 – Volumes *in situ* consolidados dos Blocos ofertados
Omissis

IV.4. Avaliação Econômica das Áreas Ofertadas

IV.5. Identificação Inicial de Riscos nas Avaliações Econômicas das Áreas

71. Ressalta-se, inicialmente, alguns elementos de risco que foram identificados e que guiaram as análises dos estudos econômicas das áreas ofertadas.

72. Diante da publicação da Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018, foram tornadas públicas as alíquotas mínimas de partilha e os bônus de assinatura pretendidos para os quatro blocos ofertados na Quinta Rodada de Partilha. Esses valores são apresentados no Tabela 4.

Tabela 4 – Alíquotas mínimas e bônus de assinatura para a Quinta Rodada

Quinta Rodada de Partilha (Resolução CNPE 4/2018)		
Bloco	Alíquota mínima	Bônus (R\$)
Saturno	9,56%	3.125.000.000,00
Titã	5,80%	3.125.000.000,00
Pau-Brasil	24,82%	500.000.000,00
Sudoeste de Tartaruga Verde	10,01%	70.000.000,00

Fonte: Resolução CNPE 4/2018

73. Especialmente em relação às alíquotas dos blocos de Saturno e Titã, a Tabela 5 permite a comparação das alíquotas e dos bônus de assinatura previstos de serem aplicados na Quinta Rodada, de acordo com a Resolução CNPE 4/2018, com as alíquotas e os bônus de assinatura que seriam aplicados, nas mesmas áreas, na proposta alternativa (Saturno Total) que foi estudada como uma das opções para a Quarta Rodada de Partilha (TC 003.403/2018-1). Para ambas as situações foi estabelecida uma carga fiscal de 75%.

 Tabela 5 – Alíquotas de partilha para a Área de Saturno – proposta da Quarta Rodada *versus* proposta da Quinta Rodada

Quinta Rodada de Partilha (Resolução CNPE 4/2018) - CF 75%		
Bloco	Alíquota mínima	Bônus (R\$)
Saturno (prospectos de Dione e Saturno)	9,56%	3.125.000.000,00
Titã (prospecto de Titã)	5,80%	3.125.000.000,00
Média/Total	7,68%	6.250.000.000,00
Proposta Alternativa para a Quarta Rodada de Partilha - CF 75%		
Bloco	Alíquota mínima	Bônus (R\$)
Saturno Total (prospectos de Dione, Saturno e Titã)	15,42%	6.250.000.000,00

Fonte: Resolução CNPE 4/2018 e Nota Técnica DG 1/2017 (peça 17, p. 43, TC 000.016/2018-7)

74. Como se vê pelo Tabela 5, a alíquota proposta para toda a área (Saturno Total) na proposta alternativa da Quarta Rodada era de 15,42%. Já a alíquota média para a mesma área na Quinta Rodada corresponde a 7,68%. Esse valor corresponde à média simples entre as alíquotas previstas para os blocos de Saturno e Titã. A comparação das alíquotas nos dois casos indicava risco de subavaliação da área de Saturno para a Quinta Rodada, o que guiou parte dos procedimentos de análise econômica realizados por esta Unidade Técnica para mitigá-lo.

75. Nesta esteira, destaca-se também que, de acordo com a Resolução CNPE 4/2018, os bônus de assinatura dos dois blocos da Área de Saturno correspondem a aproximadamente 92% do total do bônus ofertado na presente licitação, conforme indica o Tabela 4. Assim, o critério da materialidade em relação aos bônus de assinatura das áreas ofertadas também foi considerado pela Equipe Técnica da SeinfraPetróleo, direcionando os trabalhos realizados.

76. Um último ponto a se destacar, e que também acionou uma *red flag* em relação às áreas ofertadas, foi o fato de os novos prospectos incluídos no Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde não terem sido considerados no fluxo de caixa econômico que determina os parâmetros da licitação para o Bloco. Apesar da baixa materialidade econômica associada à Área, esse fato também indicava risco de subavaliação. Portanto, utilizou-se o critério da oportunidade para se verificar as razões que levaram ao desvio da metodologia tradicionalmente aplicada pela Agência para áreas do Pré-sal.

77. Cabe destacar que, embora um dos objetivos de acompanhamento de curto prazo da IN TCU 27/1998, neste caso específico, seja corrigir inconsistências, por exemplo nas alíquotas ou mesmo nos bônus de assinatura, o que se busca a médio e longo prazo é a indução de um comportamento de consistência metodológica nos procedimentos realizados pela Agência. Esse objetivo alinha-se à missão desta Corte de Contas no aprimoramento da Administração Pública, bem como a recentes decisões, exaradas pelo Plenário

deste Tribunal, na apreciação de leilões anteriores. Tem-se como exemplo as determinações 9.2 e 9.3 e as recomendações 9.4.1 e 9.4.2, constantes do Acórdão 816/2018-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz. Além disso, a consistência buscada permite a ANP evoluir em sua tarefa institucional de regulação. Desta forma, esse risco também guiou a aplicação de procedimento específico para mitigá-lo.

78. Assim, ambos os riscos, identificados como altos e relevantes, foram avaliados e tratados pela SeinfraPetróleo, sendo os procedimentos realizados demonstrados nos tópicos que se seguem.

IV.5.1. Metodologia de Avaliação Econômica das Áreas

79. A partir dos volumes *in situ* riscados estimados para cada área, a ANP realiza simulações econômico-financeiras de desenvolvimento das jazidas para se chegar aos valores de bônus de assinatura e de excedente em óleo para a União que são sugeridos para cada bloco. As Notas Técnicas Assessoria DG 4/2018 e 7/2018, juntamente com as planilhas eletrônicas de cálculo em formato Excel, demonstram as avaliações econômicas que foram realizadas. Posteriormente, em função de inconsistências verificadas nos estudos por esta SeinfraPetróleo, que serão demonstradas em tópico subsequente, a ANP elaborou complementarmente a Nota Técnica 8/2018/Assessoria/DG, de 26/7/2018, tratando especificamente dos estudos econômicos da área de Sudoeste de Tartaruga Verde.

80. A metodologia utilizada pela ANP nas modelagens técnico-econômicas das Licitações de Partilha baseia-se na elaboração de um fluxo de caixa descontado que considera a aplicação de um projeto de produção hipotético para as áreas a serem ofertadas. Tais projetos são definidos a partir de avaliações geológicas preliminares das áreas que determinam quais os volumes de óleo e gás mais prováveis de serem recuperados das jazidas em licitação. Essas avaliações foram descritas no tópico IV.3 desta instrução.

81. Baseadas nesta metodologia, as avaliações econômicas têm como variáveis de saída o Valor Presente Líquido do Projeto (VPL); a Taxa Interna de Retorno do Projeto (TIR); a Arrecadação Estatal a Valor Presente, contendo todas as receitas governamentais (Bônus de Assinatura e *Royalties*), a Alíquota Mínima de Partilha e o total de Tributos Recebidos a Valor Presente (Indiretos, Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido). Importante mencionar que para o cálculo destas variáveis o modelo considera a definição de uma Carga Fiscal Estatal sobre o Projeto, que corresponde basicamente à parcela das receitas líquidas do projeto que são capturadas pelo Estado Brasileiro.

82. O percentual da Carga Fiscal é determinado, por sua vez, pela razão entre a Arrecadação Estatal a Valor Presente e a soma das variáveis VPL e Arrecadação Estatal a Valor Presente. Ou seja, do total das receitas líquidas geradas pelo projeto (= receitas brutas – *Capital Expenditure (Capex)* – *Operational Expenditure (Opex)*), o Estado Brasileiro se apropria da Arrecadação Estatal e a empresa/consórcio do VPL.

83. Além disso, para uma mesma Arrecadação Estatal a Valor Presente, é possível se ter diferentes combinações de bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha. Tais combinações são também possíveis para diferentes patamares de Carga Fiscal Estatal sobre o Projeto.

84. A identificação das possíveis combinações de bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha requer a estimativa da potencialidade econômico-financeira das áreas que serão ofertadas, traduzida em uma projeção para o fluxo de caixa do projeto. Para tanto, a ANP estima as receitas e despesas futuras a partir do arbitramento de diversos parâmetros do projeto, tais como: investimentos, custos operacionais, taxa de desconto, preços (aos quais serão comercializados o óleo e gás produzidos pela área), entre outros. Com as curvas de produção estimadas, pode-se prever a receita futura, que representarão as entradas financeiras no fluxo de caixa. Do mesmo modo, os custos e investimentos que serão necessários representarão as saídas financeiras no fluxo.

85. A primeira informação de entrada para a estruturação do fluxo de caixa é a curva de produção ao longo do contrato, elaborada com base em estimativas calculadas pela ANP de VOIP- riscado, fator de recuperação, curva de produção típica de um poço na área do pré-sal e configuração do conjunto de unidades de produção e respectivos poços de produção e de injeção de água e gás natural a serem instalados. O volume recuperável das áreas é obtido pelo produto do VOIP-riscado pelo fator de recuperação atribuído à cada área. De acordo com as Notas Técnicas Assessoria DG 4/2018 e 7/2018, foram atribuídos os seguintes fatores de recuperação para as áreas, determinando os volumes recuperáveis indicados na Tabela 6. Como se depreende da Tabela, o total de volume recuperável estimado para as áreas ofertadas corresponde a quase 2,4 bilhões de barris de óleo.

Tabela 6 – Volumes recuperáveis dos Blocos ofertados
Omissis

86. *Omissis.*
87. *Omissis.*
88. Calculados os investimentos que definem as saídas do fluxo de caixa, as entradas (receitas) foram estimadas pelo cronograma de produção e pelo desempenho esperado dos poços e da capacidade técnica das unidades de produção, bem como pelos preços fixados para o barril de petróleo e para o metro cúbico de gás natural. Além disso, a ANP calculou os impactos tributários, a aplicação da alíquota de *royalties*, o pagamento do bônus de assinatura e o percentual estimado do excedente em óleo para a União.
89. *Omissis.*
90. O preço do petróleo é uma das variáveis utilizadas na geração das receitas do fluxo de caixa. As simulações consideraram o petróleo tipo *Dated Brent* fixo em US\$ 50,00/barril, da mesma forma como foi utilizado nas avaliações da Quarta Rodada de Partilha. Naquela ocasião, segundo a ANP, prevaleceu o valor de US\$ 50,00/barril por estar mais alinhado com os valores praticados no mercado internacional no momento da licitação. Como foi consignado na avaliação da Quarta Rodada, essa posição denota uma postura conservadora da Agência em relação às receitas, já que adotou o piso da faixa e não um ponto médio de referência.
91. Para os valores associados aos investimentos e aos custos, a ANP adotou referências extraídas dos laudos da certificadora Gaffney-Cline & Associates (GC&A), contratada pela ANP para o processo de Revisão da Cessão Onerosa.
92. *Omissis.*
93. Além dos valores estimados para os custos e para os preços, a ANP considerou ainda os aspectos fiscais nas simulações, parâmetros subjacentes ao Contrato de Partilha de Produção (CPP), sob o qual as áreas serão contratadas. Estes parâmetros determinam a forma pela qual se dará a receita da União, impactando tanto no valor quanto no momento em que a receita ocorrerá.
94. Como carga fiscal total, o Estado conta com sua parcela do excedente em óleo, com as receitas governamentais (*royalties* e bônus de assinatura) e com os tributos indiretos e diretos. Esses parâmetros estão detalhados na referida Nota Técnica, e apresentados de forma resumida abaixo:
- Tributos Indiretos: 30% a serem aplicados como tributos no valor dos ativos não considerados no Repetro por meio da metodologia “por dentro” (conhecida como *grossup*);
 - Imposto de Renda (IR): Definido em 34%, corresponde ao Imposto de Renda propriamente dito, com alíquota de 25% e à Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) de 9%;
 - Royalties: Alíquota fixada em 15% conforme determina a Lei 12.351/2010. Os valores monetários correspondentes aos *royalties* são descontados do excedente em óleo, sem se confundir com o custo em óleo.
95. Além disso, assumiu-se que o teto do custo em óleo seja de 80% da receita bruta. Com isso, espera-se garantir que o Estado tenha sempre receita com o projeto (concatenado com o piso para alíquota de partilha) e evitar o encerramento prematuro do projeto, estimulando a geração de riqueza. Esse teto máximo de 80% foi inserido como item do edital e como cláusula dos modelos dos contratos.

IV.5.2. Implicações da Prorrogação do Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo (Repetro) – Lei 13.586/2017 – nas Avaliações Econômicas

96. Em decisão pretérita relacionada ao Processo TC 003.403/2018-1, esta Corte de Contas havia determinado à ANP e ao CNPE que justificassem a adoção ou não, na modelagem econômica das próximas licitações sob o regime de partilha de produção, da carga tributária resultante da Lei 13.586/2017, publicada em 28/12/2017. Tal decisão encontra-se assentada no item 9.3 do Acórdão 816/2018-TCU-Plenário, de Relatoria do Ministro Aroldo Cedraz:

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;

97. Em síntese, a Lei 13.586/2017, além de tratar da extensão do Regime Aduaneiro Especial para a Indústria do Petróleo (Repetro), também implementou outras modificações. Uma grande mudança trazida pela nova Lei foi relativa às condições para aplicação da isenção tributária: antes o regime tratava apenas da admissão temporária de bens importados, como plataformas e equipamentos de exploração de petróleo, por um período limitado e com utilização econômica, com suspensão dos tributos aduaneiros incidentes na importação, desde que utilizados exclusivamente nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Isso implicava na necessidade de afretamento ou arrendamento de grande parte dos investimentos utilizados. Assim, na modelagem das licitações realizadas pela ANP considerava-se que a maioria dos investimentos seria feito sob a forma de *Opex*.

98. Com o advento da Lei, passou-se a contar com outras modalidades dentro do mesmo regime, como consigna o art. 2º da Instrução Normativa (IN) 1.781 da Receita Federal do Brasil (RFB), de 29 de dezembro de 2017, que regulamenta o tema:

99. Art. 2º A aplicação do Repetro-Sped compreende a utilização dos seguintes tratamentos aduaneiros:

I - exportação, sem que tenha ocorrido a saída do bem do território aduaneiro, e posterior aplicação de uma das modalidades de importação previstas nos incisos III a V, no caso de bens principais de fabricação nacional vendidos a pessoa jurídica domiciliada no exterior;

II - exportação, sem que tenha ocorrido a saída do bem do território aduaneiro, e posterior aplicação do regime, no caso de partes e peças de reposição, nacionais ou estrangeiras, destinadas a bens principais já admitidos em uma das modalidades de importação previstas nos incisos III a V;

III - importação de bens para permanência definitiva no País com suspensão do pagamento dos tributos federais incidentes na importação, prevista no inciso IV do art. 458 do Decreto no 6.759, de 5 de fevereiro de 2009;

IV - admissão temporária para utilização econômica com dispensa do pagamento dos tributos federais proporcionalmente ao tempo de permanência dos bens no território aduaneiro, prevista na alínea “a” do inciso I do art. 376 do Decreto no 6.759, de 2009;

V - admissão temporária para utilização econômica com pagamento dos tributos federais proporcionalmente ao tempo de permanência dos bens no território aduaneiro, prevista no art. 373 do Decreto no 6.759, de 2009; e

VI - importação ou aquisição no mercado interno de matérias-primas, produtos intermediários e materiais de embalagem a serem utilizados integralmente no processo produtivo de produto final destinado às atividades de que trata o art. 1o.

100. Para ocorrer a suspensão dos tributos por meio da permanência definitiva, condição do inciso III do artigo 2º da IN mencionada, os bens devem passar a ser de propriedade das empresas. Em princípio, isso implica em considerar na modelagem das licitações a possibilidade de que a maioria dos investimentos possam se dar sob a forma de *Capex*.

101. Por outro lado, no caso de admissão temporária compreendida pelo inciso IV do artigo supratranscrito, também poderá ocorrer a dispensa do pagamento dos tributos federais proporcionalmente ao tempo de permanência dos bens no território aduaneiro. Essa é a aplicação tradicional do Repetro e que iria se exaurir em 2020. Contudo, com as mudanças ocorridas em 2017, dentre elas as alterações no Decreto 6.759, de 2009, e posteriormente na Lei 13.586 de 2017, tal benefício foi estendido até 2040.

102. Desta forma, atualmente tanto a regra do inciso III quanto a do inciso IV estão vigentes, podendo ser aplicadas pelas empresas ou consórcios.

103. A ANP, em resposta à determinação constante no item 9.3 do Acórdão 816/2018-TCU-Plenário, realizou a avaliação técnica e econômica das quatro áreas ofertadas na Quinta Rodada, tendo em vista dois cenários: o primeiro considerando que as empresas ou consórcios irão aderir ao regime tributário especial trazido pela Lei 13.586/2017, adquirindo a propriedade dos bens (inciso III da IN 1.781/2017 da RFB), e o segundo considerando a avaliação das mesmas áreas sob a abordagem tradicional do Repetro. Nas avaliações,

para o primeiro cenário, a maior parte dos investimentos foram modelados sob a forma de *Capex*. Já no segundo, a maior parte dos investimentos estão modelados sob a forma de *Opex*.

IV.5.3. Resultados das Avaliações Econômicas

104. A ANP auxilia o Ministério de Minas e Energia e o CNPE na escolha dos parâmetros técnicos e econômicos do certame, em cumprimento ao art. 9º, inciso IV, art. 10, inciso III, e art. 11, inciso I, ambos da Lei 12.351/2010. Desta forma, os resultados das avaliações econômicas são encaminhados ao MME, que posteriormente os encaminha ao CNPE, propondo qual a carga fiscal mais adequada, bem como quais bônus de assinatura e quais alíquotas mínimas de partilha devem ser levadas ao Edital para cada uma das áreas ofertadas.

105. Como mencionado, para a Quinta Rodada, os estudos de avaliação econômica da ANP foram apresentados por meio das Notas Técnicas Assessoria DG 4/2018 e 7/2018, e posteriormente, pela Nota Técnica complementar 8/2018/Assessoria/DG, em função de inconsistências verificadas pela SeinfraPetróleo. A Nota Técnica Assessoria 7/2018 complementa a Nota 4/2018 trazendo algumas justificativas para a adoção do bônus de assinatura para o Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde. Essas Notas, acompanhadas de suas planilhas de cálculo, trazem os fluxos de caixa contendo as análises para as áreas ofertadas considerando os dois cenários mencionados para os investimentos nos projetos: *Capex* e *Opex*. Para cada um dos cenários foram gerados dois conjuntos de tabelas contendo combinações de carga fiscal, bônus de assinatura e alíquota mínima de partilha para as áreas ofertadas.

106. As Figuras 7 e 8 demonstram esses resultados. Nas Figuras é possível verificar quais foram as combinações de carga fiscal, bônus de assinatura e alíquotas mínimas indicadas como sendo as mais adequadas pela ANP. Todas as indicações da Agência priorizaram um patamar de carga fiscal de 75%. Cumpre ressaltar que as indicações contidas na Figura 7 são as mesmas que foram apontadas pelo MME e finalmente escolhidas pelo CNPE por meio da Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018.

Figura 7 – Resultados das simulações e das sugestões da ANP priorizando o uso de *Capex* nos investimentos (após a Lei 13.586/2017)

Omissis

Figura 8 – Resultados das simulações e das sugestões da ANP priorizando o uso de *Opex* nos investimentos (antes da Lei 13.586/2017)

Omissis

107. Desta forma, as Notas Técnicas contendo os dois conjuntos de tabelas foram encaminhados ao MME para deliberação.

108. Em seguida, o encaminhamento do MME ao CNPE se deu por meio da Nota Técnica MME 12/2018/DEPG/SPG (peça 6, itens não digitalizáveis). A Nota somente apresentou os resultados das combinações de bônus de assinatura e alíquota mínima para diferentes cargas fiscais considerando apenas o Cenário 1 (nova lei e investimentos sob a forma de *Capex*). Entretanto, não fez consideração alguma sob as demais variáveis do fluxo de caixa como o VPL dos projetos e a Arrecadação Estatal.

109. Por fim, o CNPE definiu os bônus e as alíquotas mínimas das áreas por meio da Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018, tendo como premissa as indicações feitas pelo MME por meio da Nota Técnica MME 12/2018/DEPG/SPG. Ressalta-se novamente que os parâmetros escolhidos pelo CNPE são os mesmos apontados pela Figura 7, correspondendo ao Cenário 1 de análise (vigência da Lei 13.586/2017 com a utilização de *Capex* para os investimentos), ou seja, com alíquotas inferiores às obtidas com o Cenário 2.

IV.5.4. Identificação de Inconsistências na Modelagem Econômica das Áreas Ofertadas

110. A partir da documentação encaminhada pela ANP, em cumprimento ao art. 7º da IN TCU 27/1998, esta Unidade Técnica realizou análises comparativas, tendo como direcionador os riscos inicialmente identificados no item IV.5, e considerando ainda as principais variáveis de saída dos fluxos de caixa, nos dois cenários avaliados pela Agência: investimentos sob a forma de *Capex* e *Opex*.

111. A partir dessas análises, foi elaborada a instrução preliminar à peça 11 tratando das inconsistências identificadas. Como proposta de encaminhamento daquela instrução, esta Unidade Técnica propôs diligenciar a ANP, o MME, o CNPE e, facultativamente, a Secretaria do Programa de Parceria de Investimentos (SPPI), de

modo que prestassem esclarecimentos sobre pontos indicados na instrução. As inconsistências identificadas são reproduzidas abaixo.

112. As Tabelas 7 e 8 resumem os principais parâmetros técnicos e econômicos gerados nos fluxos de caixa dos dois cenários avaliados pela ANP. Todas as variáveis foram extraídas das planilhas eletrônicas e das Notas Técnicas Assessoria DG 4/2018 e 7/2018 encaminhadas a esta Unidade Técnica. Ademais, para todas as variáveis utilizadas nas Tabelas foram considerados seus valores presentes nos fluxos de caixa.

Tabela 7 – Cenário 1 – após a Lei 13.586/2017 – Maioria dos investimentos como *Capex*
Omissis

Tabela 8 – Cenário 2 – antes da Lei 13.586/2017 – Maioria dos investimentos como *Opex*
Omissis

113. Devido ao fato de as simulações nos dois cenários gerarem produções de petróleo equivalente (boe) e durações de projetos distintas, e com isso diferentes VPLs e Arrecadações Estatais, calculou-se nas Tabelas 9 e 10 os valores de VPL e Arrecadações gerados para cada unidade de barril equivalente de petróleo produzido em cada um dos cenários.

Tabela 9 – Cenário 1 – após a Lei 13.586/2017 – VPL e Arrecadação por produção equivalente
Omissis

Tabela 10 – Cenário 2 – antes da Lei 13.586/2017 – VPL e Arrecadação por produção equivalente
Omissis

114. A Tabela 11 demonstra as diferenças percentuais do Cenário 2 em relação ao Cenário 1. Como se depreende da Tabela, as diferenças oscilam entre 5,54% e 17,11%, com diferença média de 12,05%.

Tabela 11 – Cenários 1 e 2 – diferenças percentuais entre os Cenários 1 e 2 nas variáveis VPL/produção equivalente e Arrecadação/produção equivalente

Bloco	Diferença % de VPL/Produção (U\$/boe) - Cenário 1 e Cenário 2	Diferença % de Arrecadação/Produção (U\$/boe) - Cenário 1 e Cenário 2
Saturno	15,30%	15,30%
Titã	17,11%	17,11%
Pau-Brasil	5,54%	5,54%
Sudoeste de Tartaruga	10,26%	10,26%
Médias	12,05%	12,05%

Fonte: elaboração própria com base na Nota Técnica Assessoria 4/2018 e nas planilhas eletrônicas de fluxo de caixa

115. Ressalta-se que as métricas comparativas utilizadas nas Tabelas 9 e 10 (VPL e Arrecadação por barril produzido) para a avaliação dos cenários são apenas exemplos de como podem ser comparados dois projetos distintos. Poder-se-ia considerar também o projeto de maior VPL absoluto ou de maior TIR. Contudo, independentemente do parâmetro a se utilizar, esse deve prezar pela racionalidade econômica, ou seja, não é de se esperar um projeto de referência, para a definição dos parâmetros econômicos do certame, que reflita uma opção para obtenção de menores ganhos por determinado agente econômico.

116. Como se depreende das Tabelas, os resultados econômicos obtidos no Cenário 2 (considerando as métricas definidas nas Tabelas 9 e 10) demonstram que esse é o cenário que produz o melhor resultado econômico para o projeto e também para a participação governamental. Com base na Nota Técnica Assessoria 4/2018, contudo, o cenário escolhido e que determinou os parâmetros de bônus de assinatura e alíquota mínima para as áreas da Licitação foi o Cenário 1, com menores resultados de VPL e das participações governamentais por barril produzido. Tal opção demonstra-se inconsistente com a racionalidade econômica para a escolha do projeto de referência, base dos parâmetros da licitação. Não é de se esperar que seja adotada a modelagem econômica que estimou VPL menor para o projeto.

117. Um ponto importante para essa análise é que os cenários comparados pareciam ter sido elaborados em bases distintas de aplicação do regime tributário Repetro. Aparentemente, apenas o primeiro cenário (*Capex*) levava em consideração a aplicação da nova Lei 13.586/2017. O segundo cenário (*Opex*) parecia ter sido elaborado antes das análises dos efeitos da nova legislação para o benefício tributário.

118. Desta forma, na instrução preliminar à peça 11 salientou-se que para proceder a adequada comparação de cenários (Opex x Capex), as estimativas de VPL dos projetos deveriam se valer das mesmas premissas tributárias, ou seja: da regra atualizada pela nova Lei 13.586/2017. Portanto, os estudos não demonstravam, com clareza, qual condição poderia gerar resultados de VPLs e de participações governamentais mais altos, tornando-se a escolha econômica mais adequada. A princípio, na visão desta Unidade Técnica, somente o cenário de priorização do Capex havia sido considerado na vigência da nova legislação tributária, o que demonstrava ser menos eficiente economicamente do que a condição anterior à mudança legislativa.

119. Em contato com a Área Técnica da ANP e analisando a legislação em vigor, contudo, descobriu-se que o cenário que considerou o uso de Opex nos investimentos já estava atualizado à luz da nova legislação, portanto, poderia ser utilizado para fins de comparação com o cenário que utilizou Capex. Restava, entretanto, solucionar a inconsistência de se adotar o estudo econômico para a determinação dos parâmetros da licitação que possuía os menores indicadores de VPL e Arrecadação Estatal por barril produzido. Uma escolha inadequada do projeto de referência indicava risco de subavaliação da área de Saturno (demonstrada pelas diferenças percentuais contidas na Tabela 11), estando refletida nas alíquotas mínimas de partilha propostas para os Blocos compreendidos na Área.

120. Ainda com relação às avaliações econômicas para os parâmetros da licitação, destacou-se também, naquela instrução preliminar, que para a Área de Sudoeste de Tartaruga Verdade havia sido agregado quatro novos prospectos ao Bloco em relação à licitação anterior em que foi ofertado: Donatello, Michelangelo, Leonardo e Rafael. A Nota Técnica de avaliação geológica 17/2018/SDB/ANP-RJ destaca as áreas agregadas. Entretanto, os estudos de avaliação econômica produzidos por meio das Notas 4/2018 e 7/2018 não consideraram os volumes adicionais destes prospectos no fluxo de caixa descontado do bloco.

121. *Omissis.*

IV.5.5. Tratamento das Inconsistências Identificadas na Modelagem Econômica das Áreas Ofertadas

122. Diante das duas inconsistências identificadas, esta Equipe Técnica diligenciou a ANP, o MME e o CNPE e, facultativamente, a SPPI, para que prestassem esclarecimentos para os pontos indicados na instrução preliminar à peça 11.

123. O MME, de posse da instrução, solicitou uma reunião com esta Equipe Técnica no dia 23/7/2018. Na reunião estavam presentes representantes do MME, ANP, CNPE e da SPPI.

124. Em síntese, o MME apresentou justificativas no sentido de que os projetos que fornecem os parâmetros econômico-financeiros para as áreas em licitação são hipotéticos e que os indicadores de VPL e Arrecadação Estatal não são de fato reais, pois no momento da execução dos projetos a empresa ou consórcio vencedor muito provavelmente implementará um projeto que levará à obtenção de VPLs e Arrecadações Estatais diferentes. Por outro lado, defendeu também que a escolha do estudo econômico que levava a menores alíquotas de partilha tinha como intuito diminuir as barreiras de entrada do certame, visando atrair o maior número de licitantes.

125. Diante das justificativas apresentadas, esta Equipe Técnica salientou que a escolha pelo estudo econômico que apresentava menores alíquotas de partilha e que era resultado de fluxos de caixa que possuíam menores VPLs e Arrecadações Estatais não poderia ser a escolha econômica natural diante de alternativas com melhor eficiência econômica. Para que pudesse ser utilizada como projeto de referência, implicaria em atribuir uma menor carga fiscal para as Áreas ofertadas. Nesta linha, deveria estar acompanhada de justificativa expressa do CNPE de que havia decidido por aplicar uma menor carga fiscal para as áreas em prol do aumento de atratividade do certame. A Reunião encerrou-se com o compromisso do MME/CNPE de encaminhar justificativas para adoção de uma menor carga fiscal.

126. Ainda no dia 23/7/2018, após a reunião, o MME entrou em contato novamente com a SeinfraPetróleo solicitando uma nova reunião, para o dia seguinte, para tratar do tema.

127. Na segunda reunião, em 24/7/2018, o MME apresentou uma nova solução para sanear as inconsistências detectadas, após entendimento interno da questão entre a ANP, MME e a Secretaria Executiva do CNPE. Basicamente, a Equipe Técnica do MME propôs a modificação das alíquotas de partilha dos Blocos de Saturno e Titã, levando-as novamente para os patamares no cenário Opex, ou seja, 17,54% e 9,53%, respectivamente. A justificativa seria a adoção do critério de escolher o estudo que apontava para as maiores

Arrecadações Estatais a Valor Presente. Como se depreende das Tabelas 7 e 8, as maiores Arrecadações Estatais coincidem com os projetos que possuem os maiores VPLs. Assim, não seria necessário alterar as alíquotas dos blocos de Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde, pois para estas áreas o cenário que apontava para uma maior Arrecadação Estatal era o de *Capex*.

128. Essa solução apontada pelo MME sanearia a inconsistência de escolha dos parâmetros econômicos apontada por esta Equipe Técnica, pois se estaria selecionando o projeto de referência para a definição dos parâmetros econômicos a partir de uma escolha racional economicamente esperada. Ademais, essa era a escolha que apontava para uma maior arrecadação estatal e para uma maior valorização dos recursos da União, indo ao encontro do interesse público.

129. *Omissis*.

130. Por fim, a solução alternativa apresentada mitigaria o risco de não se alcançar uma carga fiscal teórica de 75%, inicialmente prevista para o Bloco de Saturno na Quarta Rodada de Partilha, e que também foi desenhada para ser alcançada na Quinta Rodada sob o cenário de *Opex*.

131. Diante das reuniões técnicas realizadas entre a SeinfraPetróleo e o corpo técnico da ANP, do MME e do CNPE, foram encaminhadas as respostas à Diligência consignada na instrução preliminar à peça 11.

132. O CNPE e o MME encaminharam manifestação por meio do Ofício 498/2018/GM-MME (peça 25), de 27/7/2018, trazendo as seguintes considerações:

A esse respeito, cabe informar a Vossa Senhoria que o Presidente do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE encaminhou ao Excelentíssimo Senhor Presidente da República a Resolução nº 11, de 27 de julho de 2018, propondo alteração das alíquotas mínimas do excedente em óleo para a União para os blocos de Saturno e Titã para 17,54% e 9,53%, respectivamente.

133. Além disso, encaminharam também a Nota Técnica 44/2018/DEPEG/SPG, da Secretaria de Petróleo e Gás Natural do MME, justificando a indicação de alteração das alíquotas de partilha das áreas de Saturno e Titã, a minuta da Resolução *ad referendum* CNPE 11/2018, trazendo proposta de alteração das alíquotas mencionadas, bem como Exposição de Motivos, encaminhada ao Presidente da República, submetendo a aprovação da Resolução CNPE 11/2018.

134. A Nota Técnica 44/2018/DEPEG/SPG registrou as seguintes considerações para justificar a alteração das alíquotas dos Blocos de Saturno e Titã (p. 2-3):

3.4 Tal demanda do TCU decorre do entendimento de que as alterações promovidas pela Lei nº 13.586, de 2017, ampliam as alternativas para tratamento tributário das atividades de exploração e produção. Com base nos estudos realizados pela Agência, entende-se que cabe destaque basicamente para os impactos decorrentes da alternativa de afretamento de unidades de produção (inclusão dos gastos como OPEX – *Operational Expenditure*), que passou a ser passível de aplicação somente entre partes não relacionadas, frente à opção de aquisição de unidade de produção pela própria empresa (inclusão dos gastos como CAPEX – *Capital Expenditure*). Pelas novas regras do REPETRO, o afretamento de unidades de produção de propriedade de empresas coligadas passa a ter o mesmo tratamento tributário para as unidades próprias (CAPEX).

(...)

3.7. Segundo o TCU, a análise das informações relativas à Arrecadação Estatal constantes nas tabelas 2 e 3 tornaria direta a seleção, pelo CNPE, das alíquotas mínimas relativas aos blocos a serem ofertados, indicando a adoção da modelagem CAPEX para os blocos de Pau-Brasil e Sudoeste de Tartaruga Verde e OPEX para os blocos de Saturno e Titã. Entretanto, reconhece-se que as discussões na apresentação ao Conselho realçaram outros fatores, além da modelagem econômica dos leilões, que afetam a competição pelo arremate das áreas no leilão como o risco de descoberta e de tipo de fluido, dado que não existem poços em nenhum dos prospectos dos blocos Saturno, Titã e Pau-Brasil.

3.8. A análise dos resultados das rodadas de partilha previamente realizadas mostra que a competição tem efeitos positivos para a participação da União no resultado desses projetos no médio longo prazo, enquanto que a adoção de valores extremos de parâmetros econômicos pode resultar na falta de interesse pelas áreas ofertadas, dado que a interpretação do potencial petrolífero, tipo de fluido e risco de cada um dos prospectos, além da visão de futuro para o setor, bem como parâmetros corporativos e estratégicos, são elementos chave para determinar a forma de participação das empresas nesse tipo de leilão.

3.9. No caso de descoberta de petróleo e gás, as empresas farão suas escolhas em relação à proposição de desenvolvimento de acordo com sua conveniência e oportunidade à época, buscando atender a requisitos considerados de maior relevância, dentre os quais estão os custos operacionais e condições de investimento.

3.10. Apesar da forma de contratação das unidades de produção, como próprias (CAPEX) ou afretadas (OPEX), ser uma decisão estratégica de cada empresa frente aos cenários para cada projeto, entende-se que as discussões levantadas pelo TCU são uma oportunidade de melhoria para o trabalho de definição de parâmetros econômicos dos blocos que sejam ofertados, em futuras rodadas e até mesmo nessa Quinta Rodada de Partilha de Produção. Assim, tal forma de análise, com base nas estimativas dos valores a serem arrecadados pela União, devem ser parte da informação a ser disponibilizada aos conselheiros do CNPE na oportunidade da definição dos valores de bônus de assinatura e alíquota mínima do excedente em óleo para a União.

3.11. Por fim, em consonância com as análises realizadas pelo TCU, considera-se oportuno apresentar ao CNPE as análises dos valores estimados para a arrecadação de cada um dos blocos a serem ofertados. Como medidas saneadoras sugere-se para os blocos de Saturno e Titã a alteração da alíquota mínima do excedente em óleo para a União para 17,54% e 9,53%, respectivamente. Para tal, propõe-se a edição de resolução alterando os valores previamente aprovados para os blocos citados, mantendo a mesma Carga Fiscal de 75% já utilizada como base na avaliação prévia dos blocos relativos a esse certame.

(grifo nosso)

135. No que tange à Exposição de Motivos, encaminhada ao Presidente da República, destaca-se os seguintes trechos (peça 25, itens não digitalizáveis):

A esse respeito, o Tribunal de Contas da União - TCU, nos autos do Processo TC-015.400/2018, apontou inconsistências relativas à definição das Alíquotas Mínimas do Excedente em Óleo para a União. A Egrégia Corte de Contas entendeu que as definições desses parâmetros econômicos, conforme aprovado pelo CNPE, não teriam refletido maior eficiência econômica à luz da modelagem para o desenvolvimento da produção dos campos que sejam descobertos. Esse entendimento foi fruto da comparação dos resultados econômicos considerando a possibilidade de afretamento de unidades de produção (OPEX – *Operational Expenditure*) com os valores relativos à aquisição de equipamento de produção próprio (CAPEX – *Capital Expenditure*).

4. Nesse contexto, a análise do Tribunal indica que os projetos de desenvolvimento das descobertas que ocorram nos blocos de Saturno e Titã poderiam resultar em maior arrecadação estatal, no caso de o operador decidir pelo uso de unidades de produção afretadas (OPEX).

5. Dessa forma, de acordo com os argumentos apresentados pelo TCU e em benefício da previsão de maior arrecadação estatal, torna-se oportuno alterar os valores previamente aprovados da Alíquota Mínima do Excedente em Óleo para a União para os blocos de Saturno e Titã para 17,54% e 9,53%, respectivamente. Assim, essas medidas sanariam as inconsistências apontadas pelo TCU, em consonância com a busca da maior valorização dos recursos para a União.

(grifo nosso)

136. Cabe aqui ressaltar que, apesar de as comunicações do MME e do CNPE citarem as tratativas preliminares direcionadas a esses órgãos como deliberações do Tribunal de Contas da União, ressalva-se que até este momento, por não ter havido ainda apreciação de mérito do Primeiro Estágio da Quinta Rodada de Partilha pelo Plenário desta Corte de Contas, a atuação do Tribunal se deu, de fato, apenas por meio de medidas saneadoras realizadas por esta Unidade Técnica.

137. Posteriormente, por meio de Edição Extra do Diário Oficial da União (DOU), de 8/8/2018, tornou-se pública a Resolução CNPE 11/2018, de 27/7/2018, confirmado o conteúdo de sua minuta com as alterações previstas para as alíquotas mínimas de partilha dos Blocos de Saturno e Titã, da seguinte forma:

(...) considerando a manifestação do Tribunal de Contas da União - TCU nos autos do Processo TC-015.400/2018, que teceu recomendações relativas ao critério empregado na definição das Alíquotas Mínimas do Excedente em Óleo da União; e

os ajustes no percentual das alíquotas mínimas das áreas de Saturno e Titã foram efetuados em benefício da previsão de maior arrecadação estatal, resolve:

Art. 1º A Resolução CNPE nº 4, de 4 de maio de 2018, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

§ 2º

I - na área de Saturno, 17,54% (dezesete inteiros e cinquenta e quatro centésimos por cento);

II - na área de Titã, 9,53% (nove inteiros e cinquenta e três décimos por cento);

.....” (NR)

Art. 2º Nos termos do art. 4º, §1º, da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, fica a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras notificada a se manifestar, em um prazo máximo de trinta dias contados da publicação desta Resolução, sobre o direito de preferência que lhe assiste nos blocos de Saturno e Titã nas condições previstas nesta Resolução.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

(grifo nosso)

138. Em relação à segunda inconsistência identificada, que advém da não inclusão dos volumes dos novos prospectos do Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde no fluxo de caixa de avaliação econômica do Bloco, esta Unidade Técnica, antes mesmo da Diligência da instrução preliminar à peça 11, já havia demandado a Agência por meio do Ofício 3-226/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 9), item “b”, para que encaminhasse avaliação completa para o Bloco, incluindo os volumes dos novos prospectos no fluxo de caixa.

139. A ANP, em resposta ao Ofício e à Diligência da instrução preliminar, elaborou novos estudos econômicos para o Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde incluindo os volumes dos novos prospectos. Esses estudos foram encaminhados por meio da Nota Técnica 8/2018/Assessoria/DG e pela planilha de cálculo correspondente ao Bloco (peça 26).

140. *Omissis.*

141. *Omissis.*

142. *Omissis.*

143. Destaca-se, também, que em relação à manifestação facultativa da SPPI, aquela Secretaria se pronunciou em relação à duas inconsistências identificadas pela SeinfraPetróleo por meio do Ofício 121/2018/SPPI (peça 24), de 27/7/2018. No Ofício, a SPPI se manifestou de acordo com as conclusões apresentadas, respectivamente, pelo MME, conforme a Nota Técnica 44/2018/DEPG/SPG, e pela ANP, conforme Nota Técnica 8/2018/Assessoria/DG.

144. Por fim, cabe enaltecer a participação inovadora da SPPI nesta Rodada, que atuou como agente indutor de boas práticas desde a autorização da Licitação, e procurou estabelecer um diálogo com esta Corte de Contas para facilitar junto à ANP o encaminhamento tempestivo e completo do conjunto de informações para análise do Primeiro Estágio, de acordo com a IN TCU 27/1998. Da mesma forma, cabe mencionar que, diante das inconsistências identificadas, todos os agentes envolvidos na Licitação, MME, ANP, CNPE e SPPI, procuraram trabalhar de forma integrada e tempestiva para sanear os pontos de desvio relevantes apontados por esta Unidade Técnica. Essa sinergia observada entre os órgãos responsáveis pela elaboração da Licitação tornou possível, em um curto intervalo de tempo, corrigir as inconsistências identificadas, não demandando medidas mais enérgicas por parte desta Corte de Contas (como ocorreu na 15ª Rodada de Concessão), tornando possível, desta forma, dar continuidade ao cronograma do Certame.

IV.5.6. Relação Entre Inconsistências e Benefícios na Fiscalização dos Estudos Econômicos da 15ª Rodada de Concessão com os Encontrados na Quarta e na Quinta Rodadas de Partilha

145. Como dito, a proposta inicial da 15ª Rodada de Concessão (TC 000.016/2018-7) era ofertar parte da Área de Saturno por meio de dois blocos no Regime de Concessão (S-M-534 e S-M-645) a uma carga fiscal de 70%. Já para a Quarta Rodada de Partilha (TC 003.403/2018-1) pretendia-se levar a leilão a parcela restante da Área de Saturno por meio de um bloco no Regime de Partilha (Bloco de Saturno) a uma carga fiscal de 75%. Como se observa pela Figura 1, partes dos prospectos de Dione, Saturno e Titã iriam compor o Bloco de Saturno. Por outro lado, as parcelas restantes dos prospectos comporiam os Blocos S-M-534 e S-M-645. Nesta esteira, naquela ocasião observou-se a inconsistência de se adotar duas cargas fiscais distintas para partes de um mesmo reservatório.

146. No acompanhamento do Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Concessão, contudo, identificou-se uma diferença de R\$ 2,37 bilhões, que correspondia a diferença entre a soma dos bônus de assinatura dos Blocos S-M-534 e S-M-645 para os dois patamares de cargas fiscais distintos: 70% e 75%. Essa comparação foi

apresentada pela Tabela 3, página 40, da instrução preliminar à peça 59 do processo de acompanhamento da 15ª Rodada de Concessão. Ou seja, quando se elevava a carga fiscal dos Blocos S-M-534 e S-M-645 para o mesmo patamar de carga fiscal do Bloco de Saturno (75%), apresentava-se uma diferença financeira de bônus de assinatura da ordem de R\$ 2,37 bilhões.

147. Naquela comparação, a carga fiscal no patamar de 75% foi tomada como referência pois nos estudos econômicos elaborados para a Quarta Rodada de Partilha, além de se adotar uma carga fiscal de 75% para o Bloco de Saturno, havia sido desenhado um cenário alternativo em que se ofertaria toda a Área de Saturno (Saturno Total) no Regime de Partilha de Produção a uma carga fiscal também de 75%. Na instrução preliminar à peça 37 do processo da 15ª Rodada de Concessão, já havia sido demonstrada uma diferença inicial percebida de R\$ 1,25 bilhão entre a configuração que se pretendia ofertar (três blocos, dois em Concessão e um em Partilha) e o cenário de Saturno Total. Desta forma, tal cenário alternativo serviu de critério para se verificar, posteriormente, na instrução preliminar à peça 59 do acompanhamento da 15ª Rodada de Concessão, a diferença financeira mencionada no valor de R\$ 2,37 bilhões.

148. Assim, a atuação desta Corte de Contas nas fiscalizações da 15ª Rodada de Concessão e da Quarta Rodada de Partilha geraria um benefício de controle potencial da ordem da diferença financeira encontrada nos estudos econômicos: R\$ 2,37 bilhões.

149. Seguindo para o acompanhamento da Quinta Rodada de Partilha em tela, como demonstrado nos tópicos anteriores, ao se realizar a análise do Primeiro Estágio desta Rodada percebeu-se que a adoção do cenário *Capex* para os Blocos de Saturno e Titã implicaria na assunção de um risco de perda financeira de arrecadação estatal total (que inclui bônus, impostos diretos e indiretos, *royalties* e alíquota mínima) correspondente a aproximadamente R\$ 3,95 bilhões. Como se vê, o risco de perda financeira potencial desta rodada é maior que o benefício de controle gerado pela atuação na 15ª Rodada de Concessão e na Quarta Rodada de Partilha.

150. Ou seja, devido ao fato de se tratar da mesma Área de Saturno, todo o benefício de controle potencialmente gerado por meio da fiscalização das Rodadas supracitadas poderia ter sido deteriorado e passando a ser impactado negativamente em R\$ 1,58 bilhão, caso se adotasse um cenário de referência para a licitação (*Capex*) mais ineficiente economicamente.

151. Desta forma, conclui-se que o acompanhamento conjunto das três Rodadas é essencial para garantir o benefício de controle esperado na fiscalização dos recursos petrolíferos da Área de Saturno.

IV.5.7. Definição do Programa Exploratório Mínimo

152. Os Programas Exploratórios Mínimos (PEM) da Fase de Exploração estão detalhados e justificados na Nota Técnica 36/2018/SPL (peça 7, itens não digitalizáveis), que teve por objetivo a definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) das áreas em oferta, visando estimular investimentos exploratórios que possam agregar maior valor e permitir a avaliação do potencial das áreas ofertadas. O PEM tem como objetivo final determinar ou confirmar uma estrutura favorável à acumulação de hidrocarbonetos, assim como o local mais propício à perfuração e à avaliação de um poço exploratório. Desta forma, a ANP entende que o PEM deverá ser suficiente para mapear uma estrutura favorável à perfuração e avaliação ou permitir avaliar o potencial de um prospecto.

153. Assim, considerando as premissas elencadas na Nota supracitada e a ampla cobertura de dados sísmicos nas áreas da Quinta Rodada de Partilha disponíveis no mercado, a Agência considerou para o PEM a perfuração de pelo menos um poço exploratório ou de avaliação em cada Bloco para melhor avaliar o potencial das áreas.

154. A Tabela 24 do Anexo XX do Pré-edital resume o PEM para a Quinta Rodada. A Figura 9 reproduz a Tabela.

Figura 9 – PEM e garantias do PEM para a Quinta Rodada

Localização	Bacia/Setor/Bloco	Extensão da Área do Contrato (km ²)	Poço Exploratório (unidade)	Objetivo Exploratório Mínimo	Valor da Garantia Financeira da Fase de Exploração (R\$)
Águas Profundas/Ultraprofundas	Santos/ SS-AUP1/ Saturno	1.100,19	1	Formação Barra Velha (Aptiano)	250.000.000,00
	Santos/ SS-AUP1/ Titã	453,48	1	Formação Barra Velha (Aptiano)	250.000.000,00
	Santos/ SS-AUP2/ Pau-Brasil	1.183,68	1	Formação Itapema (Barremiano/ Eocaptiano)	250.000.000,00
	Campos/ SC-AP5/ Sudoeste de Tartaruga Verde	127,15	1	Formação Quissamã (Albiano)	250.000.000,00

Fonte: Pré-Edital da Quinta Rodada (peça 7, itens não digitalizáveis)

155. A Tabela 24 do Pré-edital demonstra também os valores das garantias financeiras da fase de exploração (ou do PEM). A Nota Técnica 34/2018/SPL/RJ tratou do cálculo dessas garantias. A Nota destaca que “o valor foi adequado visando ao alinhamento com a recomendação contida no Acórdão 816/2018-TCU-Plenário, de 18 de abril de 2018” (Nota Técnica 34/2018/SPL/RJ, p. 2).

156. A recomendação citada, contida no item 9.4.2 do Acórdão 816/2018-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, foi exarada no âmbito do acompanhamento do Primeiro Estágio da Quarta Rodada de Partilha (TC 003.403/2018-1).

157. Além disso, de acordo com a Nota 34/2018/SPL/RJ, a metodologia consistiu no cálculo do valor do custo de uma perfuração a partir da média ponderada do histograma relativo aos custos das perfurações de poços exploratórios em águas profundas/ultraprofundas e que atingiram as formações geológicas do pré-sal. O custo médio aferido alcançou o valor de R\$ 248.267.165,90, o que levou as garantias financeiras a serem fixadas em R\$ 250.000.000,00/bloco.

IV.5.8. Definição do Conteúdo Local

158. Trata-se de um dispositivo contratual que tem o objetivo de incrementar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. O nível percentual de conteúdo local firmado no contrato representa a medida mínima do grau de nacionalização dos bens e serviços utilizados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, conforme suas fases de execução.

159. Dessa forma, a cobrança de conteúdo local para a presente rodada manteve os índices estipulados para a rodada anterior, seguindo a nova política de conteúdo local exercida pelos órgãos competentes.

160. Mantendo assim o critério, em decorrência das discussões e acordos realizados no âmbito do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor), o Conteúdo Local (CL) não é mais utilizado como critério de julgamento das ofertas pelos licitantes nas rodadas a serem realizadas na modalidade de concessão. No caso das rodadas no sistema de partilha de produção, o CL também não é utilizado como critério de definição dos vencedores dos certames. Dessa forma, as exigências a esse título deverão constar dos contratos a serem assinados pela ANP, de acordo com as exigências propostas pelo citado Programa. Portanto, as regras de CL do certame em análise seguirão a Resolução Pedefor n. 1 de 28 de março de 2017, publicada no DOU de 7 de abril de 2017.

161. Ademais, os percentuais de Conteúdo Local para a Quinta Rodada estão consolidados na Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018, bem como no Pré-edital. A Figura 10 demonstra os percentuais de Conteúdo Local definidos para esta Rodada, reproduzindo a Tabela 4 do item 2.6 do Pré-edital.

Figura 10 – Percentuais de Conteúdo Local para a Quinta Rodada

Bloco	% CL Mínimo Fase de Exploração	% CL Mínimo Etapa de Desenvolvimento		
		Construção de Poço	Sistema de Coleta e Escoamento	Unidade Estacionária de Produção
Saturno	18	25	40	25
Titã				
Pau-Brasil				
Bloco	% CL Mínimo Fase de Exploração	% CL Mínimo Etapa de Desenvolvimento		
Sudoeste de Tartaruga Verde	55	65		

Fonte: Pré-Edital da Quinta Rodada (peça 7, itens não digitalizáveis)

162. Desta forma, para os blocos de Saturno, Titã e Pau-Brasil, será exigido um mínimo de 18% de CL global obrigatório para a fase de exploração e exigências de CL mínimo obrigatório para três macrogrupos da etapa de desenvolvimento da produção, quais sejam: construção de poços (mínimo de 25%), sistemas de coleta de produção (mínimo de 40%) e unidade estacionária de produção (UEP) (mínimo de 25%). Definiu-se ainda pela não aplicabilidade do mecanismo de isenção de cumprimento dos compromissos assumidos relativos aos percentuais mínimos de Conteúdo Local obrigatórios citados (*waiver*), que integrarão os respectivos contratos.

163. Já para o bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde, o CL mínimo obrigatório a ser exigido nesta área utilizável será igual às condições exigidas a esse título no contrato de concessão da área adjacente, chamada de Tartaruga Verde, incluindo os percentuais contratados para os itens e subitens das tabelas de compromisso e as demais condições constantes, a esse título, desse contrato. Cabe lembrar que os blocos de Tartaruga Verde (arrematado na sétima rodada de concessão) e Sudoeste de Tartaruga Verde, além de serem contíguos, compartilham o prospecto de Tartaruga Mestiça.

164. Desta forma, o contrato de partilha de produção para o Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde também conterá a tabela geral com os percentuais mínimos do conteúdo local para cada um dos itens e subitens a serem realizados.

IV.5.9. Participação da Petrobras na Exploração e Produção das Áreas Ofertadas

165. Inicialmente prevista no art. 20, § 3º, da Lei 12.351/2010, a participação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras) como operadora era obrigatória nas áreas do Pré-sal, devendo possuir percentual mínimo de 30% nos consórcios firmados. Desta forma, no consórcio do primeiro contrato de partilha de produção (Libra), esse percentual foi estabelecido em 30%, de acordo com o art. 1º, § 3º, da Resolução CNPE 5/2013.

166. No entanto, com a promulgação da Lei 13.365/2016, que alterou a Lei 12.351/2010, a obrigatoriedade da Petrobras atuar como operadora única e deter participação mínima de 30% nos contratos de partilha de produção foi modificada para facultar à Empresa a escolha dessas possibilidades, como direito de preferência.

167. Posteriormente, o Decreto 9.041, de 2/5/2017, regulamentou a Lei 12.531/2010, para dispor sobre o direito de preferência da Petrobras atuar como operadora nos consórcios formados para exploração e produção de blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

168. De acordo com o novo mandamento legal, o CNPE, considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras o exercício do direito de preferência para ser operadora dos blocos a serem contratados sob o Regime de Partilha de Produção.

169. Desta forma, a Petrobras tem o direito de se manifestar sobre esse direito de preferência em cada um dos blocos ofertados, no prazo de até trinta dias a partir da comunicação do CNPE, devendo ainda apresentar as suas justificativas.

170. Após a manifestação da Petrobras, o CNPE propõe à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela Empresa, indicando sua participação mínima no consórcio previsto no art. 20, que não poderá ser inferior a 30%.

171. Nesta esteira, a Resolução CNPE 4/2018, inicialmente, nos termos do art. 2º, § 2º, notificou a Petrobras a se manifestar no prazo máximo de 30 dias sobre o direito de preferência que lhe assistia em cada uma das áreas ofertadas.

172. De acordo com a manifestação da Petrobras, ficou estabelecido por meio da Resolução CNPE 6/2018, de 5/6/2018, que o Edital da Quinta Rodada de Partilha da Produção deveria indicar a participação da Petrobras, como operadora, com 30% na composição do futuro consórcio vencedor da área de Sudoeste de Tartaruga Verde.

173. Com a publicação da Resolução CNPE 11/2018, e devido às mudanças nas alíquotas dos blocos de Saturno e Titã, por meio de seu art. 2º a Resolução reabriu o prazo para a manifestação da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), previsto no art. 4º, § 1º, da Lei 12.351/2010, sobre o direito de preferência que lhe assiste nas áreas ofertadas no Pré-sal.

174. Como a Petrobras não manifestou interesse no direito de preferência para esses blocos, o Edital da Licitação, publicado em 10/8/2018, seguiu o Pré-Edital indicando a preferência da Empresa apenas para o Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde.

IV.5.10. Parcela de Bônus para a PPSA

175. Para a Quinta Rodada de Licitação de Partilha, a Resolução CNPE 4/2018 definiu em seu artigo 3º, § 10º, que a partir do resultado da licitação, será destinado à Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) a parcela do bônus de assinatura no valor de até R\$ 59.850.000,00. Deste modo, o Pré-edital previu no Anexo XIX a destinação da parcela do Bônus nos valores que foram aprovados pelo CNPE.

IV.6. Avaliação Ambiental das Áreas Ofertadas

176. No início do processo de escolha das áreas, a ANP realiza uma análise preliminar visando identificar questões críticas com relação ao estabelecimento de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural (E&P) e à conservação do meio ambiente. Para isso, utiliza informações que constam em base de dados oficiais de áreas protegidas junto aos órgãos competentes em cada estado, bem como na esfera federal.

177. A Nota técnica 116/SSM/2018 (peça 7, itens não digitalizáveis), de 15/6/2018, apresenta uma análise do parecer ambiental emitido pelo Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) visando à oferta de áreas na Quinta Rodada de Partilha. De acordo com a Nota Técnica, o GTPEG não identificou incompatibilidade das áreas propostas com os objetivos estratégicos de proteção de qualidade ambiental.

178. De acordo com art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, que estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, o planejamento para a outorga de áreas deverá considerar os resultados das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). No entanto, para áreas que ainda não tenham sido concluídos tais estudos, como é o caso das áreas da Quinta Rodada aprovadas pela Resolução CNPE 4/2018, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério do Meio Ambiente (MMA).

179. Assim percebe-se a ampla participação dos órgãos ambientais no processo decisório da escolha das áreas que serão objeto da licitação. Deste modo, tal participação inicia-se por meio de um parecer ambiental que, posteriormente, é transformado em uma manifestação conjunta.

180. Neste contexto, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (Ibama) vem realizando a análise prévia das áreas a serem licitadas pela ANP desde a 6ª Rodada de Licitações, em 2004. Após a divisão das atribuições do Ibama com o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), o Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás (GTPEG) foi criado, incluindo representantes do MMA, do Ibama, do ICMBio e da Agência Nacional de Águas (ANA).

181. Assim, o GTPEG tem o objetivo de apoiar tecnicamente a interlocução com o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural, em especial no que se refere às análises ambientais prévias à definição de áreas para outorga e às recomendações estratégicas para o processo de licenciamento. Apesar da competência

estadual para o licenciamento em áreas terrestres, o GTPEG apresenta contribuições e recomendações gerais para o processo, de acordo com a Lei Complementar 140/2011.

182. Desta forma, a partir do contato estabelecido entre a ANP e o GTPEG foi elaborado o Parecer Técnico GTPEG 5/2018 (peça 7, itens não digitalizáveis) que apresenta a análise para os blocos localizados nas bacias marítimas e nas bacias terrestres da Quinta Rodada.

183. As manifestações dos órgãos para a Quinta Rodada de Licitações estão baseadas em uma análise preliminar da sobreposição dos blocos em estudo com áreas ambientalmente sensíveis, tais como: unidades de conservação e áreas de entorno; zoneamentos; áreas prioritárias para conservação da biodiversidade; presença de cobertura vegetal significativa e experiência pretérita dos processos de licenciamento. Ressalta-se na Nota que as informações dos pareceres, usualmente chamadas de diretrizes ambientais, são fundamentais para que as empresas interessadas possam propor Programas Exploratórios Mínimos compatíveis com a sensibilidade ambiental dos blocos.

184. Assim, a análise da NT SSM 116/2018 permite concluir que não houve necessidade, por parte da ANP, de adequar ou excluir blocos propostos para a Quinta Rodada de Licitações.

185. Já a Manifestação Conjunta MME-MMA, exigida pelo art. 6º da Resolução CNPE 17/2017, repisa o posicionamento do GTPEG para cada uma das áreas ofertadas. Como mencionado, nenhum bloco proposto pela ANP sofreu necessidade de adequação ou exclusão. Após análise conjunta, MME e MMA concordaram com a apresentação dos quatro blocos para oferta na Quinta Rodada de Licitações. O MMA salienta que, apesar de não existirem impeditivos para a oferta das áreas objeto da Quinta Rodada, deve-se atentar para as recomendações e observações constantes do Parecer Técnico GTPEG 5/2018.

186. Previamente à realização da Rodada, será realizado o Seminário Técnico-Ambiental, com o intuito de orientar os participantes da Quinta Rodada de Licitações a definirem suas ofertas com o conhecimento das exigências que deverão nortear os processos de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de óleo e gás natural.

187. Esses procedimentos visam dar maior visibilidade aos interessados nas áreas em licitação acerca das possíveis questões ambientais envolvidas e, também, evitar a licitação de áreas com possibilidades de restrições ambientais mais significativas.

V. CONCLUSÃO

188. A presente instrução teve por objetivo o acompanhamento do Primeiro Estágio da Quinta Rodada de Licitações, sob o Regime de Partilha de Produção, em cumprimento ao art. 7º, inciso I, e art. 8º, inciso I, ambos da IN TCU 27/1998.

189. A Quinta Rodada de Licitações tem como objeto a oferta de quatro blocos exploratórios oferecidos em mar, a saber, Blocos de Saturno, Titã e Pau-Brasil, na Bacia de Santos, e Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde, na Bacia de Campos, com o objetivo de recompor e ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural e atender à crescente demanda interna.

190. Inicialmente destacou-se, por meio de breve histórico, o contexto em que se encontra inserida a área de Saturno, inicialmente prevista para ser ofertada na 15ª Rodada de Concessões e na Quarta Rodada de Partilha. Devido à medida cautelar exarada no âmbito da 15ª Rodada e da retirada do Bloco de Saturno da Quarta Rodada, foi necessária a programação de rodada extra para proporcionar a oferta dessas áreas, dessa vez por meio de dois blocos sob o Regime de Partilha de Produção.

191. No decorrer das análises realizadas, em relação à avaliação geológica das áreas, esta Unidade Técnica necessitou dirimir dúvidas acerca de uma possível reinterpretação dos dados sísmicos da área de Saturno. A não utilização de nova interpretação poderia implicar em alterações do VOIP da área, impactando, em última instância, no cálculo dos parâmetros econômicos do certame. Contudo, por meio de novas informações fornecidas pela Agência, foi possível identificar que a ANP se utilizou das melhores informações disponíveis na Agência para o cálculo da volumetria da Área.

192. No que tange à avaliação econômica dos blocos ofertados, detectou-se que a ANP não havia indicado os parâmetros econômicos do certame com base no melhor estudo econômico de referência. Tal fato indicava subavaliação para algumas áreas ofertadas. Com a postergação do Repetro, realizada por meio da Lei

13.586/2017, a Agência procedeu a elaboração de estudos econômicos para as áreas considerando dois cenários para a realização dos investimentos nos projetos: *Capex* e *Opex*. Tais cenários apresentaram diferentes resultados para as variáveis VPL, TIR e Arrecadação Estatal estimados. Contudo, tais variáveis não foram consideradas no encaminhamento dos resultados dos bônus de assinatura e das alíquotas mínimas para o MME/CNPE.

193. Esses órgãos, da mesma forma, atentaram-se apenas para os resultados finais, e não exploraram, em suas avaliações, a melhor escolha econômica diante dos dois cenários elaborados. Diante disso, esta Unidade Técnica diligenciou os órgãos mencionados que, ao final, reconheceram a necessidade de ajustes, decidindo por propor ao Presidente da República a alteração das alíquotas mínimas de partilha para os Blocos de Saturno e Titã, majorando-as para os patamares de 17,54% e 9,53% (cenário *Opex*), respectivamente. A falha em questão expunha a União ao risco de uma perda financeira da ordem de R\$ 3,95 bilhões a valor presente.

194. Assim, por meio de Edição Extra do DOU de 8/8/2018, foi publicada a Resolução CNPE 11/2018, de 27/7/2018, alterando as alíquotas mínimas de partilha dos Blocos de Saturno e Titã, previstas inicialmente por meio da Resolução CNPE 4/2018, de 4/5/2018.

195. Desta forma, foi demonstrado que a atuação desta Corte de Contas, neste contexto, mitigou o risco de subavaliação dos Blocos, proporcionando uma minimização do risco de perda de Arrecadação Estatal da ordem de R\$ 3,95 bilhões a valor presente. Além disso, demonstrou-se também que a fiscalização da presente Rodada foi essencial para não permitir que o benefício de controle gerado na 15ª Rodada de Concessão e na Quarta Rodada de Partilha, da ordem de R\$ 2,37 bilhões, se deteriorasse totalmente e passasse a ser impactado negativamente em R\$ 1,58 bilhão.

196. Em relação ao Bloco de Sudoeste de Tartaruga Verde, foi identificado que a ANP não havia considerado os novos prospectos incluídos ao bloco no fluxo de caixa da área como um todo. Assim, aparentemente, a desconsideração dessas áreas no fluxo de caixa indicava um risco de subavaliação do Bloco ofertado. Da mesma forma, a Agência foi demandada a realizar novos estudos, incluindo a totalidade dos prospectos. Ao final, ficou demonstrado que os parâmetros inicialmente previstos para o Bloco não necessitavam ser alterados, mitigando o risco inicialmente identificado.

197. Por fim, não foram encontradas ressalvas na análise dos estudos ambientais que foram realizados pela ANP. Percebeu-se um diálogo constante entre a Agência e os órgãos ambientais responsáveis por cada bacia que contém os blocos a serem licitados, sendo possível adequar de maneira mais respaldada por esses órgãos os blocos a serem ofertados na Quinta Rodada de Licitações.

198. Desta forma, propõe-se a esta Corte de Contas considerar que a ANP atendeu, sob o ponto de vista formal, os requisitos previstos no artigo 7º, inciso I, e artigo 8º, inciso I, ambos referentes ao Primeiro Estágio da IN TCU 27/1998.

199. Por fim, acerca da classificação de confidencialidade da informação, fundamenta-se uma proposta no mesmo sentido da deliberação prolatada no Acórdão 3.343/2015-TCU-Plenário, de relatoria do Ministro Vital do Rêgo. No voto condutor daquele *decisum* defendeu-se ser de amplo interesse público que a apreciação da matéria não seja afastada do escrutínio social e, ainda, que não se poderia olvidar que a publicidade deve ser a regra e a confidencialidade a exceção, motivo pelo qual o próprio relatório da fiscalização deveria ser tornado público. Tomando como base tal deliberação, propõe-se que a presente instrução seja tornada pública, à exceção dos parágrafos 70, 86, 87, 89, 92, 121, 129, 140, 141 e 142; das Tabelas 3, 6, 7, 8, 9 e 10; e das Figuras 6, 7 e 8.

200. Dessa forma, os trechos classificados como sigilosos no parágrafo anterior foram suprimidos desta instrução, sendo que a instrução completa, sem omissões, se encontra na peça 29 deste processo.

201. Aguarda-se, desta forma, a análise do Segundo Estágio, que se iniciou com a publicação do Edital e dos Modelos dos Contratos.

202. De posse do resultado da licitação, essa instrução inclui o Volume de Recursos Fiscalizados (VRF).

VI. VOLUME DE RECURSOS FISCALIZADOS E BENEFÍCIOS DO CONTROLE

203. 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”.

204. Desse modo, o VRF neste processo deve ser calculado pelo somatório dos valores de Bônus Mínimo de Assinatura dos blocos licitados (R\$ 6,8 bilhões) e do total do PEM a ser realizado (R\$ 1,0 bilhão), totalizando aproximadamente R\$ 7,8 bilhões de reais, consoante previsto no Pré-edital de licitação (peça 7, itens não digitalizáveis).

205. A atual sistemática de quantificação e registro sobre os benefícios das ações de controle externo está regulamentada pela Portaria-Segecex 17/2015. Neste processo, os benefícios potenciais que se estimam deste acompanhamento dizem respeito à minimização do risco de perda de arrecadação estatal em relação ao somatório das parcelas governamentais associadas à oferta e produção nos Blocos de Saturno e Titã. Como demonstrado nos itens IV.5.5 e IV.5.6 desta instrução, a minimização do risco de perda de arrecadação é da ordem da diferença financeira encontrada entre as variáveis Arrecadação Estatal, contidas nas Tabelas 7 e 8, correspondentes aos Cenários 1 (*Capex*) e 2 (*Opex*), respectivamente, elaborados pela Agência Reguladora como estudos econômicos de referência para a Licitação. Destá forma, o benefício potencial encontrado alcança o montante de R\$ 3,95 bilhões a valor presente.

VII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

206. Ante o exposto, uma vez que as inconsistências detectadas foram saneadas, e que não foram verificadas irregularidades nos procedimentos ora analisados relativos ao Primeiro Estágio de avaliação da Quinta Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o Regime de Partilha de Produção, submetem-se os autos à consideração superior, com posterior encaminhamento ao gabinete do Excelentíssimo Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo:

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 I, e art. 8º, inciso I, referente ao Primeiro Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da Quinta Rodada de Licitações;

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), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e à Secretaria do Programa de Parceria de Investimentos (SPPI), informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos, e que o inteiro teor dos acórdãos, incluindo os relatórios e os votos, pode ser obtido no dia seguinte ao de sua oficialização;

c) tornar a presente instrução pública, com exceção dos parágrafos 70, 86, 87, 89, 92, 121, 129, 140, 141 e 142; das Tabelas 3, 6, 7, 8, 9 e 10; e das Figuras 6, 7 e 8, e fazer incidir sobre as peças deste processo a classificação proposta no aplicativo “Classificação de peças do e-TCU com restrição de acesso”, de modo que a concessão de vistas e cópias destes autos seja feita de acordo com as restrições ou permissões ali constantes;

d) restituir os autos à SeinfraPetróleo para acompanhamento da análise do Segundo Estágio previsto na IN TCU 27/1998.”

É o Relatório.