TC 000.016/2018-7

Tipo: Desestatização.

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

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

Procurador: não há.

Proposta: de mérito.

I. Introdução

1. Trata-se do processo de desestatização para acompanhamento do Primeiro, Segundo, Terceiro e Quarto Estágios, nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, da 15ª Rodada de Licitações de Blocos Terrestres e Marítimos, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2. Em sede cautelar, conforme Despacho de peça 40, foi determinada a oitiva prévia da ANP e do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) acerca dos aspectos apontados nas manifestações de peças 37-39.

3. Após a realização das oitivas prévias, e por meio do Acórdão 672/2018/TCU/Plenário (peça 64) foi determinada "a suspensão cautelar dos procedimentos de oferta pública dos blocos S-M-645 e S-M-534, no âmbito da 15ª Rodada de Licitações".

4. A instrução à peça 80 promoveu o exame técnico preliminar do Primeiro Estágio, bem como o exame técnico de mérito do Segundo e do Terceiro Estágios da IN TCU 27/1998.

5. Na análise do Primeiro Estágio realizada naquela instrução, por meio dos itens IV.1 a IV.4, foram identificados indícios de irregularidades associados à elaboração e ao encaminhamento ao TCU da documentação técnica que fundamenta a fase interna da licitação, a saber, encaminhamento incompleto, intempestivo e fragmentário do conjunto de documentos necessários à análise de Primeiro Estágio da licitação (itens IV.1 e IV.2); e a elaboração de estudos técnicos e econômicos incompletos e temerários de suporte à licitação (item IV.3 e IV.4).

6. Tendo em vista tais constatações, esta SeinfraPetróleo propôs a manifestação preliminar da ANP, de modo a obter evidências adequadas e suficientes para propor, ou não, a realização de audiência de responsáveis e para subsidiar, à época, o encaminhamento de mérito do Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Licitações.

7. O Relator, com fulcro no art. 250, inciso V, do Regimento Interno, por meio de Despacho à peça 85, determinou a oitiva da Agência Reguladora, para que, no prazo de quinze dias, se manifestasse acerca dos indícios de irregularidades apontados. Em face da oitiva promovida, não foi realizada, naquela assentada, a apreciação dos Segundo e do Terceiro Estágios da IN TCU 27/1998 por esta Corte de Contas.

8. Os aspectos objetos da medida em análise encontram-se transcritos a seguir:

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

> Encaminhamento intempestivo, incompleto e fragmentário do conjunto de documentos necessários ao exame da viabilidade técnica, econômica e ambiental da 15ª Rodada de Licitações.
>
> (...)
>
> O encaminhamento tardio e deficiente das informações culminou em descumprimento de norma de natureza patrimonial, por meio de infrações a dispositivos da IN TCU 27/1998, bem como de recomendações e determinações pretéritas desta Corte de Contas sobre o tema, impedindo e frustrando a atuação deste Tribunal na detecção de riscos técnicos de unitização e de perdas financeiras para a União, como será descrito nos tópicos que se seguem.
>
> Elaboração de Estudos Técnicos e Econômicos Incompletos e Temerários de Suporte à Licitação.
>
> (...)
>
> SeinfraPetróleo detectou que a Diretoria Geral da ANP possuía conhecimento de que a divisão da Área de Saturno em dois regimes distintos de Licitação acarretaria na aceitação de riscos técnicos e econômicos de perdas financeiras para a União. Apesar disso, tais riscos não foram indicados e tratados nas notas técnicas de avaliação geológica e econômica das áreas, produzidas pelas áreas técnicas da ANP e pela Assessoria da Diretoria Geral, que fundamentaram a modelagem da Licitação e que serviram de base para a tomada de decisão final do CNPE de não considerar toda a Área de Saturno como estratégica.

9. Deste modo, esta instrução visa realizar a análise da manifestação da ANP acerca da oitiva no âmbito do Primeiro Estágio da Licitação, bem como concluir acerca do mérito deste e dos demais Estágios da IN TCU 27/1998 em relação a 15ª Rodada de Licitações, tendo em vista a conclusão de seus elementos técnicos.

II. Exame Técnico do Primeiro Estágio

10. Conforme mencionado, seguindo proposta desta Unidade Técnica, o Relator determinou à peça 85 a oitiva da ANP para que se coletassem esclarecimentos acerca dos indícios de irregularidades identificados à peça 80, referentes à elaboração e ao encaminhamento da documentação relacionada no inciso I do art. 7º da IN TCU 27/1998. Desta forma, são apresentadas a síntese e a análise da oitiva nos itens que se seguem.

II.1. Síntese da Resposta à Oitiva da ANP

11. A ANP, de acordo com a proposta de encaminhamento contida na instrução preliminar à peça 80, bem como no Despacho do Relator à peça 85, foi instada a se manifestar nos seguintes termos (peça 80, p. 46):

> 186.1.3. Com fulcro no art. 157, caput, do RITCU, diligenciar a ANP para que apresente, no prazo de quinze dias, manifestação preliminar em relação aos indícios de irregularidades apontados nos itens IV.1, IV.2, IV.3 e IV.4, e em seus subitens, incluindo as informações abaixo relacionadas:
>
> a) Fluxograma demonstrando o processo de formação, nas diversas áreas técnicas que participam da fase interna da licitação, até sua chegada no setor de Auditoria da ANP, do pacote de informações a ser encaminhado ao TCU, destacando as funções, competências e áreas técnicas responsáveis, de modo a dar cumprimento ao art. 7º, inciso I, e art. 8º, inciso I, da IN TCU 27/1998, bem como às determinações e recomendações exaradas pelo Tribunal;
>
> b) Procedimentos adotados pela Auditoria Interna da ANP, ou de outra área responsável, para certificar-se de que o pacote de documentos a ser encaminhado ao TCU atende aos requisitos de integralidade, tempestividade e não fragmentação, estabelecidos no art. 7º, inciso I, e no art. 8º, inciso I, ambos da IN TCU 27/1998, bem como nas determinações e recomendações exaradas pelo Tribunal;
>
> c) outros documentos/informações que julgar pertinentes para justificar as possíveis irregularidades apontadas ou que possa suprimir as dúvidas que ainda persistem sobre a situação encontrada.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

12. A Agência Reguladora, por meio do Ofício 2/2018/AUD-e-ANP (peça 88), de 11/12/2018, solicitou prorrogação de prazo até 31/1/2019 para atendimento da oitiva em tela. A SeinfraPetróleo, por intermédio do Ofício 214/2018-TCU/SeinfraPetróleo (peça 89), de 18/12/2018, e tendo em vista a delegação de competência revista na Portaria Min-AC 1/2017, concedeu dilação de prazo até 31/12/2018, para atendimento da demanda. Na sequência, a Agência Reguladora encaminhou o Ofício 67/2018/DG-e-ANP (peça 90), reiterando a solicitação de postergação de prazo requerida anteriormente, para realizar o cumprimento do atendimento até 31/1/2019. Em resposta, a SeinfraPetróleo, por meio do Ofício 1/2019-TCU/SeinfraPetróleo (peça 91), de 3/1/2019, concedeu a prorrogação de prazo solicitada. A ANP, necessitando de um prazo ainda maior para a produção da resposta à oitiva em destaque, requereu (peça 94) a extensão por mais vinte e dois dias em relação ao prazo final previamente concedido, de 31/1/2019.

13. A SeinfraPetróleo, considerando que o pleito em análise ultrapassava os termos da delegação de competência prevista na Portaria MIN-AC 1/2017, submeteu os autos ao gabinete do Ministro Aroldo Cedraz, propondo, por meio do Pronunciamento à peça 95, o deferimento do pedido de prorrogação de prazo, tendo como prazo final a data de 22/2/2019. O Ministro Relator, por intermédio do Despacho à peça 96, acolheu a proposta desta Unidade Técnica, concedendo prazo final para o cumprimento da oitiva até o dia 22/2/2019.

14. Por fim, em resposta às solicitações descritas na instrução preliminar à peça 80, a ANP encaminhou à SeinfraPetróleo o Ofício 17/2019/DG-ANP (peça 97), de 22/2/2019, contendo documento com a manifestação da Agência acerca dos indícios de irregularidades apontados naquela instrução preliminar. A manifestação da Agência contém ainda os seguintes anexos (peça 97, itens não digitalizáveis):

a) Anexo I: Fluxograma do processo licitatório;
b) Anexo II: Relação dos documentos enviados pela Auditoria;
c) Anexo III: Alteração do cronograma da 15ª Rodada de Licitação;
d) Anexo IV: Ata da reunião de planejamento de 12/12/2017;
e) Anexo V: Memorando 31/2018/SPL, de 2/3/2018;
f) Anexo VI: Memorandos 136/2015/SPL/RJ e 139/2015/SPL/RJ;
g) Anexo VII: Correspondência eletrônica enviada ao MME em 6/11/2017.

15. Desta forma, passa-se a sintetizar a manifestação da ANP, também evidenciada por meio dos documentos acima descritos.

16. A presente manifestação da Agência Reguladora (peça 97, itens não digitalizáveis) é estruturada em quatro partes. Na primeira, é demonstrada, na visão da Agência, a impossibilidade jurídica de dar prosseguimento a uma análise individualizada de condutas, para fins sancionatórios, com base nas normas citadas na instrução preliminar à peça 80. Já na segunda parte, apresentam-se os argumentos da ANP para sustentar que o envio de documentos pela Agência ao TCU ocorreu como sempre ocorria e exatamente de acordo com a prática cooperativa entre as instituições. Em sequência, e na terceira parte da manifestação, a Agência Reguladora busca esclarecer a divisão de atribuições entre a ANP, o CNPE e o Ministério de Minas e Energia (MME), e como transcorreu, na visão do Órgão Regulador, suas contribuições ao longo do processo decisório. Por fim, na quarta parte, a ANP aborda os riscos apontados à peça 80 e o potencial prejuízo financeiro registrado naquela instrução, argumentando a negativa da sustentação nos fatos dos argumentos técnicos enunciados pela SeinfraPetróleo.

II.1.1. Resposta à Oitiva: Parte I

17. No que tange à primeira parte da manifestação (item II - Falta de base jurídica para acolher as recomendações técnicas para o primeiro estágio), a ANP alega que, do ponto de vista jurídico, por vários motivos, não se mostra cabível o prosseguimento de um processo sancionador. Na perspectiva

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

da Agência, não há base legal explícita e unívoca para apuração de responsabilidades e aplicação de sanções.

18. Em essência, a Agência Reguladora argumenta que a IN TCU 27/1998 não pode ser aplicada aos processos de fiscalização de licitações para celebração dos contratos de exploração e produção petrolíferas (peça 97, itens não digitalizáveis, p. 2, §§ 16-18). Vejamos:

> 16. A Instrução Normativa TCU nº 27/1998, de forma bem clara, tem por objeto a fiscalização de "processos de desestatização". Seu âmbito de aplicação, que vem bem definido no art. 1º, §1º, envolve uma série de instrumentos jurídicos que nada tem a ver com os contratos de concessão e de partilha de blocos de petróleo e gás natural regulados pela ANP com base nas Leis nº 9.478/97 e 12.351/2010. Essa incongruência entre o texto normativo e as peculiaridades que envolvem as licitações para celebração dos contratos de exploração e produção petrolíferas, é que ocasionam a suposta "incompletude" e "intempestividade" apontadas pela SeinfraPetróleo na manifestação datada de 28.09.2018.
>
> 17. Conforme declarado na própria norma, o contexto de edição da IN foi operacionalizar, pelo TCU, o acompanhamento das privatizações realizadas no âmbito do Programa Nacional de Desestatização - PND (Lei nº 9.491/1997). Nada na lei faz menção aos contratos regulados pela ANP; ao contrário, o conceito legal fixado pelo art. 2º, §1º afasta, por exclusão, essas avenças do conceito de "desestatização".
>
> 18. A norma, como se vê, nunca se enquadrou aos processos licitatórios da ANP, especialmente diante do claro limite regulamentar imposto pela Lei nº 9.491/1997 e pelo PND.

19. Nesta linha, a ANP discorre que o envio prévio de informações ao Tribunal, antes de uma imposição legal, é uma salutar prática de coordenação e cooperação entre as instituições. Assim, do ponto de vista da ANP, a praxe administrativa desenvolvida por meio de atuação consensual e de acolhimento de determinações e recomendações expedidas por meio de Acórdãos não basta para o requisito de legalidade e tipicidade inerentes a procedimentos de responsabilização e aplicação de sanções.

20. A Agência afasta ainda a possibilidade de responsabilização por descumprimento direto de um Acórdão veiculando uma ordem específica. Indica também que, na visão da Agência Reguladora, a aplicação do art. 258, inciso II, do Regimento Interno do Tribunal, limita-se a processos de desestatização realizados pela administração federal, compreendendo as privatizações de empresas, incluindo instituições financeiras, e as concessões, permissões e autorizações de serviço público, previstos no art. 175 da Constituição Federal e nas normas legais pertinentes.

21. Com este raciocínio a ANP defende a impossibilidade da aplicação de sanção por meio do art. 58, inciso II, da Leio Orgânica do TCU.

22. A Agência Reguladora destaca que a redação da IN 27 TCU/1998 possui vagueza e abstração que são totalmente incompatíveis com qualquer pretensão sancionatória, pois as alegadas características de completude, integralidade e ausência de fragmentação não são extraíveis da letra da Instrução Normativa, que se limita a exigir o envio de relatório sintético sobre os estudos e projetos (art. 7º, Inciso I, alínea "a", da IN TCU 27/1998).

23. Defende que a ANP enviou muito mais que relatório sintético dos estudos e análises que embasaram a modelagem da 15ª Rodada de Concessão. Ressalta que a SeinfraPetróleo requereu o envio de ainda mais documentos, embora o ponto central (opções licitatórias para área cortada pelo Polígono Legal do Pré-sal) estivesse informado desde o envio do primeiro material em 20/12/2017.

24. Desta forma, argumenta que o Tribunal emprega um conceito subjetivo de completude, que é incompatível com a IN TCU 27/1998, bem como com o histórico dos certames anteriores. Na mesma linha informa que o critério de não fragmentação utilizado na instrução à peça 80 é contrário a alguns julgados desta Corte de Contas. Nesta esteira transcreve trechos dos Acórdãos 184/2018 e

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

2.195/2018, ambos do Plenário, de Relatoria dos Ministros Augusto Sherman e Bruno Dantas, respectivamente.

25. Por fim, informa que a ANP exerceu com zelo e tempestividade a parcela que lhe coube, tanto na prestação de informações ao MME e ao CNPE, quanto na interlocução com esta Corte de Contas.

II.1.2. Resposta à Oitiva: Parte II

26. A segunda parte da manifestação da Agência (item III – Correto envio de documentos referentes ao primeiro estágio do acompanhamento), notifica o encaminhamento do fluxograma do processo licitatório contemplando as atividades desempenhadas por cada unidade organizacional da ANP (peça 97, itens não digitalizáveis, Anexo I).

27. Destaca que as competências da Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) compreendem a coordenação do planejamento, promoção e execução das rodadas de licitações. Assim, informa que os documentos são compilados pela SPL e encaminhados à Auditoria Interna da ANP, a quem compete coordenar o atendimento aos órgãos de controle externo, incluindo as determinações e recomendações exaradas pelo Tribunal. Deste modo, foi adotado pela Agência o procedimento de que a própria Auditoria encaminhasse os ofícios com as informações. Ressalva, contudo, que a atuação da Auditoria da ANP está limitada a coordenar o encaminhamento das informações, não tendo domínio técnico sobre os elementos enviados, portanto, sua atuação está limitada à consolidação e ao repasse das informações técnicas recebidas. Assim, a ANP aduz que a função de coordenação de sua Auditoria Interna deve ser compreendida no seu sentido limitado.

28. A Agência apresenta o Anexo II (peça 97, itens não digitalizáveis), que contém a relação de documentos encaminhados pela Auditoria, buscando constatar que a Auditoria Interna não reteve documentos repassados a ela. Alega que a Auditoria não seria responsável por certificar se o pacote de documentos encaminhados ao TCU atende aos requisitos de integridade, tempestividade e não fragmentação descritos pelo Tribunal.

29. Deste modo, ressalta que em nenhum momento do processo licitatório da 15ª Rodada de Concessão a ANP omitiu informações, ou dados, de forma a impedir a atuação do Tribunal.

30. A partir desse ponto, a manifestação da ANP rememora alguns eventos que fizeram parte do planejamento da Licitação, incluindo solicitações e encaminhamento de documentações demandados pela SeinfraPetróleo.

31. Para um desses eventos, a Agência Reguladora destaca que foi solicitada uma antecipação do planejamento da Rodada pelo MME, o que impactou a elaborações dos estudos, nos seguintes termos (peça 97; p. 7, § 41):

> O certame da 15ª Rodada estava originalmente planejado para maio de 2018, conforme divulgado após a Reunião Extraordinária do Conselho Nacional de Política Energética realizada em 11/04/2017. Contudo, em outubro de 2017, o Ministério de Minas e Energia solicitou antecipação do certame, o que ensejou a compressão do cronograma, dos prazos para elaboração dos estudos e a antecipação da aprovação dos certames no Conselho Nacional de Política Energética (Anexo III).

32. Informa que em 20/12/2017, por meio do Ofício 59/2017/AUD (peça 1, itens não digitalizáveis), a ANP enviou ao TCU os documentos relativos ao primeiro estágio da IN TCU 27/1998, com base na experiência adquirida nos processos licitatórios mais recentemente analisados pelo Tribunal, quais sejam a 13ª e a 14ª Rodadas de Blocos Exploratórios, ambas aprovadas sem ressalvas.

33. Ainda, em 30/1/2018, relembra que foram realizadas apresentações técnicas, tanto sobre as áreas da 15ª Rodada de Licitações quanto as da Quarta Rodada de Partilha, no Auditório do Centro Cultural da Fundação Getúlio Vargas, na cidade do Rio de Janeiro. Destaca que o seminário técnico

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

foi amplamente divulgado e aberto ao público, o que reforça, na visão da Agência, a transparência dada pela ANP sobre questões técnicas relativas às áreas envolvidas nas referidas licitações.

34. Um outro evento relevante informado pela ANP, diz respeito ao encaminhamento realizado em 5/3/2018, que por meio do Ofício 16/2018/AUD (peça 22), em atenção ao Ofício de Requisição TCU 2-28 (TC 003.403/2018-1, peça 5), de 28/2/2018, e às solicitações apresentadas na videoconferência realizada na mesma data, enviou ao TCU documentos complementares relativos ao primeiro estágio da IN TCU 27/1998, como segue (peça 97; p. 10, § 55):

> a) Nota Técnica nº 030/SDB/2017 da Superintendência de Definição de Blocos sobre a avaliação geológica e volumétrica dos blocos C-M-657, C-M-709, S-M-534, S-M-645, Campos e Santos (Processo nº 48610.011628/2017-35 - secreto);
>
> b) Nota Técnica nº 032/SDB/2017 da Superintendência de Definição de Blocos sobre a avaliação geológica e atratividade dos blocos de Ceará, Potiguar, Sergipe-Alagoas, Campos, Santos, Paraná e Parnaíba (Processo secreto nº 48610.011628/2017-35 - secreto);
>
> c) Planilhas de acatamento acerca das contribuições recebidas sobre o pré-edital e minuta de contrato durante a consulta e audiência públicas;
>
> d) Apresentações realizadas no Seminário Técnico em 30/01/2018, no Auditório do Centro Cultural da Fundação Getúlio Vargas, na cidade do Rio de Janeiro, das 09h15 às 16h30.

35. Aponta que os documentos acima referenciados não foram necessários para a análise do TCU quando do exame da 13ª e da 14ª Rodadas de Licitações, ambas aprovadas sem ressalvas pelo Tribunal. Ressalta que a observância da IN TCU 27/1998 se pautou, ao longo dos anos, pela construção de um referencial empírico acerca do conjunto de documentos que deveriam ser encaminhados ao Tribunal devido à inexatidão do texto normativo.

36. Informa também que, em 13/3/2018, por meio do Ofício 20/2018/AUD (peça 44, itens não digitalizáveis), em atenção ao Ofício de Requisição TCU 2-55 (peça 18), de 6/3/2018, a ANP enviou ao TCU a Nota Técnica Assessoria DG/SDB 1/2018, acompanhada de outras Notas Técnicas sobre as áreas a serem licitadas na 15ª Rodada de Licitações, quais sejam: Notas Técnicas SDB 4, 13, 14, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 32, 033 e 35, todas de 2017.

37. Aponta que o Tribunal de Contas da União indicara tais documentos como importantes para a análise, ocasião em que, inclusive, o edital do certame já havia sido publicado - em estrito cumprimento às solicitações feitas pelo MME. Além disso, salienta que a ANP sempre se apresentou totalmente colaborativa e disposta a esclarecer todas as dúvidas e questionamentos do Tribunal e a aprimorar o processo de encaminhamento de documentos para as futuras rodadas.

38. Contudo, ressalta que a IN TCU 27/1998 não é clara quanto aos tipos de documentos que seriam realmente necessários ou imprescindíveis para a análise do Tribunal, afirmando que tanto a alínea "a" quanto a "b", ambas do inciso I do artigo 7º da Norma, abordam diretrizes gerais e carecem de interpretações por ambas as partes. Assim, informa que a ANP, em parceria com este Tribunal, sempre procurou buscar o melhor entendimento para a correta instrução e encaminhamento dos documentos de todos os estágios da mencionada IN.

39. No que tange ao não recebimento de subsídios que viabilizassem a identificação dos riscos decorrentes do desmembramento da Área de Saturno em áreas com regimes contratuais diferentes, a ANP afirma que essa alegação não se verifica de fato, já que, de acordo com a Agência, ao menos desde 20/12/2017, o TCU dispunha de informação suficiente para caracterizar a contratação em duplo regime.

40. Na visão da ANP, a Nota Técnica Assessoria DG 3/2017 (peça 1, itens não digitalizáveis), enviada no prazo regular e constante da documentação do primeiro estágio, oferecia a informação de forma clara, direta, precisa e inequívoca. Para embasar tal argumentação, a Agência faz referência ao seguinte trecho da nota (peça 1, itens não digitalizáveis, p. 15):

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

> "É importante mencionar que a Área de Saturno, composta pelos reservatórios de Saturno, Dione e Titã, na Bacia de Santos é dividida pela linha do polígono do pré-sal, o que significa que parte de seu reservatório é interna ao polígono e parte externa".

41. E assim prossegue, aduzindo que (peça 97; p. 12, § 70):

> Se parte do potencial reservatório cuja oferta se avaliava no regime de concessão (15ª Rodada de Licitações de Blocos) é interna ao polígono do pré-sal, é óbvia a conclusão de que seria oferecido sob dois regimes (já que no polígono vige, por força da Lei nº 12.351/2010, o regime de partilha), com possível necessidade de unitização. Do contrário, haveria descumprimento da legislação pertinente.

42. Explica, também, que o CNPE havia avaliado a escolha de qualificar a parcela externa ao polígono da Área de Saturno como estratégica ou seguir com o processo licitatório sob os dois regimes (peça 97; p. 12, § 72):

> O fato de a Área de Saturno estar situada parcialmente no polígono do pré-sal conferiu alternativas ao CNPE, que poderia: ou recomendar que a parcela externa ao polígono fosse classificada como área estratégica, o que permitiria que toda a Área de Saturno fosse licitada sob o RPP [Regime de Partilha de Produção]; ou, que a parcela interna ao polígono fosse licitada sob o RPP e a parcela externa sob o Regime de Concessão. (Nota Técnica Assessoria DG nº 03/2017, p. 16)

43. Desta forma, a ANP repisa que o texto é claro ao afirmar que o CNPE avaliou licitar em regime único ou manter a sistemática decorrente do polígono legal, do que decorreria a licitação em dois regimes. Assim, não teria faltado alguma informação no pacote de documentos encaminhado ao TCU em 20/12/2017.

44. A Agência Reguladora também ressalta que a IN TCU 27/1998 não impunha, à época, a quem quer que seja, exposição detalhada de quaisquer riscos, além de não indicar quais riscos devem ser considerados e externados ao Tribunal, e quais não deveriam sê-lo.

45. Afirma que licitação de área sob duplo regime de contratação, envolvendo unitização, já havia ocorrido recentemente, no caso da Segunda Rodada de Partilha de Produção, sem que houvesse despertado o interesse do TCU. Deste modo, afirma que a SeinfraPetróleo criou uma necessidade posterior ao envio da documentação, o que acabou gerando um hipotético descumprimento.

46. De outro modo, a ANP argumenta que não há qualquer definição do que o TCU ou a Equipe Técnica entenda por completo. Assim, se utilizada a acepção comum do termo, novamente, haveria a criação de uma obrigação impossível de ser cumprida (tanto para a ANP quanto para o próprio TCU). Afirma que as atividades estão todas interconectadas e tramitam por várias instâncias, o que forçaria, no limite, o envio de toda a documentação existente na ANP, ou mesmo no Governo Federal. Portanto, o Tribunal estaria aplicando o critério de forma seletiva.

47. Ainda concernente aos riscos envolvidos no processo licitatório, a ANP relata que mesmo que se pudesse extrair da IN TCU 27/1998 o obrigatório envio de uma altamente detalhada análise de riscos, é certo que não se poderia chegar ao conceito de completude, tal como espelhado na instrução preliminar à peça 80. Isso porque a atividade de exploração e produção de petróleo sujeita-se a uma miríade de parâmetros, cada qual representando um risco específico. Desta forma, lista (peça 97; p. 15, § 103) uma série de riscos que estão sujeitas as atividades de exploração e produção, afirmando que a análise aprofundada de cada um desses parâmetros demandaria muito tempo e traria resultados inconclusivos devido às diferentes percepções de risco sobre os temas.

48. Por fim, destaca o seguinte trecho da instrução preliminar à peça 80 (p. 13, § 106):

> Contudo, a Nota insiste em considerar "imprescindível que os estudos técnicos e econômicos elaborados pela ANP considerem quaisquer riscos que possam conduzir a potenciais perdas financeiras para a União e a um uso irracional das reservas petrolíferas" (p. 21, § 88).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

49. E conclui afirmando que não havia como a ANP adivinhar qual risco o TCU esperava que fosse analisado, em especial porque, na visão da ANP, a unitização não é um risco relevante para o processo licitatório.

II.1.3. Resposta à Oitiva: Parte III

50. A terceira parte da manifestação da Agência (item IV – Impossibilidade de imputar à Agência responsabilidades não previstas na legislação e endereçadas a outros órgãos) inicia tratando da divisão de competências entre CNPE, MME e ANP, tendo em vista a indicação, na instrução preliminar à peça 80, de que a ANP não havia consignado, em suas notas técnicas, informação suficiente para subsidiar o MME/CNPE na tomada de decisão quanto aos riscos da divisão da Área de Saturno em dois regimes distintos de contratação.

51. A ANP alega que, por meio da instrução à peça 80, o Tribunal a responsabiliza pela negativa da declaração da Área de Saturno como estratégica. De modo a demonstrar a incompatibilidade desse pensamento, transcreve os incisos III e V, do art. 9º, bem como o inciso II do art. 10, ambos da Lei que instituiu o Regime de Partilha de Produção (Lei 12.351/2010). Os citados dispositivos definem competências ao CNPE (propor ao Presidente da República as áreas a serem definidas com estratégicas e os blocos a serem ofertados no regime de Partilha de Produção), e ao MME (propor ao CNPE, ouvida a ANP, a definição dos blocos que serão objeto de concessão ou de partilha de produção).

52. De acordo com a Agência, as questões são separadas. A delimitação de área estratégica depende da convicção do CNPE sobre dois critérios exclusivos - baixo risco e elevado potencial (nos termos do inciso V do art. 2º da Lei de Partilha), e de decisão política do Presidente da República de considerar a área como de interesse para o desenvolvimento nacional. Já a delimitação dos blocos depende da avaliação que o CNPE faz sobre a proposta do MME, ouvida a ANP. Nessa linha, a ANP defende que as atribuições tanto para definir blocos quanto para delimitar áreas estratégicas são, respectivamente, do CNPE e do Chefe do Poder Executivo, e não da Agência Reguladora.

53. Também destaca que o apoio técnico ao Conselho não é uma obrigação da ANP. Isto posto, ao modo de ver da Agência, há uma faculdade auto atribuída pelo CNPE, na Resolução que trata do seu regimento interno (Resolução CNPE 7/2009), que determina que o apoio técnico ao Conselho deverá ser prestado pelas Secretarias do Ministério de Minas e Energia e que poderão ser indicados servidores da Agência Nacional de Águas (ANA), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e ANP para tal suporte. Ademais, informa que tal faculdade tem sido cumprida integralmente pelas Secretarias do MME.

54. Assim, em essência, a ANP entende que não lhe caberia avaliar riscos de uma ação a ser efetivada pelo Presidente da República, para a qual este já conta com a assessoria técnica do CNPE. Ressalta ainda, a negativa da identificação de um processo de unitização como um risco que mereça análise, tanto pela ANP, como pelo CNPE (peça 97; p. 18, § 128):

> É bom ressaltar que a ANP não entende a unitização como um risco que mereça análise neste processo. Da mesma forma entenderam, aparentemente, o MME e CNPE. É precisamente este o motivo pelo qual não há na informação encaminhada ao TCU análise de risco de unitização. Caso o CNPE, responsável legal por propor a delimitação de área estratégica entendesse o risco de unitização como algo relevante para sua análise, certamente constaria dos documentos da ANP. Mas o CNPE, no uso de suas atribuições legais, não entendeu este risco como relevante.

55. Nesta esteira, a ANP alega que a manifestação da SeinfraPetróleo ignora a hipótese de o CNPE, sendo capacitado para a função que lhe foi atribuída, e de posse de todas as informações necessárias, ter voluntária e conscientemente decidido por não recomendar ao Presidente da República sua delimitação e declaração como área estratégica.

56. No que tange às contribuições da ANP ao MME e ao CNPE, ao longo do processo licitatório, a Agência afirma que apesar de não possuir a competência para a avaliação de riscos

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

associada a uma declaração de área estratégica, ao realizar os estudos para seleção de blocos que submeteria à avaliação do MME, obviamente identificou as grandes estruturas e a provável unitização.

57. Assim, alega que ao identificá-las, e ciente da possibilidade de que o CNPE pudesse entender as áreas como de baixo risco e elevado potencial, fez um cenário hipotético indicando quais seriam os parâmetros licitatórios caso o leilão ocorresse em regime único. Destaca que este cenário foi enviado ao MME, através da Nota Técnica 22/2017/SDB/ANP-RJ (peça 53, p. 12-15), para que avaliasse a oportunidade de submetê-lo ao CNPE.

58. A Agência Reguladora comunica que durante a execução deste estudo, foram realizadas a Segunda e a Terceira Rodadas de Partilha, que foram alvo de diversas ações judiciais – entre as quais uma de fato logrou obter, em primeiro grau, a suspensão liminar dos certames (processo n.1002469-44.2017.01.3200, com decisão posteriormente sustada pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região na Suspensão de Segurança n. 0044683-67.2017.4.01.0000).

59. Portanto, na visão da ANP, o temor de igual ocorrência para a Quarta Rodada de Partilha ratificou a preferência da ANP pela licitação em regime único, o que motivou a redação, pela Diretoria-Geral do Ofício 132/2017/DG-ANP, recomendando ao MME que discutisse o assunto junto ao CNPE.

60. Deste modo, afirma que, mesmo sem a obrigação legal, avaliou os efeitos de eventual delimitação de área estratégica, encaminhando os resultados ao MME, recomendando que debatesse o assunto junto ao CNPE.

61. A ANP informa que o Ofício foi enviado ao MME por correspondência eletrônica datada de 6/11/2017 (peça 97, itens não digitalizáveis, Anexo VII). Afirma, deste modo, que não procede a alegação de que só teria sido recebido pelo Ministério em 13/11/2017, como registrou a SeinfraPetróleo à peça 80, nem que essa informação técnica tenha sido omitida ao CNPE, especialmente no que tange à Segunda Reunião Extraordinária do CNPE realizada em 9/11/2017. Assim, de acordo com a Agência, não houve omissões de informações ao Conselho.

62. No que tange ao recebimento de informações, a ANP alega que o CNPE sempre teve amplo acesso à mais variadas informações. Nesta linha, destaca o Ofício 32/2018/SPG-MME (peça 63), de 27/3/2018, encaminhado pelo MME ao TCU, explicando o contexto decisório no âmbito do CNPE, sobretudo diante do discutido na Reunião Extraordinária realizada em 9/11/2017. Assim, tenta demonstrar que não houve a alegada omissão por parte da agência, e que não há base fática, ou jurídica, para sustentar acusação de irregularidade.

63. Quanto à indicação de mudanças de posicionamentos técnicos por parte da Agência, apontado na instrução à peça 80, a ANP busca rebater cada uma das alterações indicadas pela SeinfraPetróleo.

64. Em relação ao primeiro posicionamento, a Agência afirma que a Nota Técnica 4/2017/SDB/ANP não representou qualquer entendimento técnico da ANP pela inclusão total da área de Saturno como proposta para a Quarta Rodada de Partilha. Ressalva que, na realidade, essa manifestação tinha por objetivo tão somente apresentar as áreas exploratórias que seriam estudadas com vistas às futuras rodadas, sobretudo porque os estudos geológicos dessa região ainda não haviam sido realizados. Indica que, após a aprovação pelo CNPE, a ANP iria estudar as áreas indicadas e realizar a interpretação sísmica para, posteriormente, definir os limites dos blocos para o leilão.

65. Quanto ao segundo posicionamento, a ANP indica que a Nota Técnica 22/2017/SDB/ANP tampouco representa uma opinião técnica. Afirma que não se recomendou que a área externa ao polígono fosse licitada no regime de concessão, nem que houvesse licitação de toda região pelo regime de partilha. Assinala que, o que houve, foi sugestão para que a matéria fosse analisada pelo CNPE. Assinala que a possibilidade de dupla contratação também foi registrada na

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

Nota Técnica 24/2017/SDB, de 25/10/2017. Afirma ainda que a ANP somente poderia alterar a configuração dos blocos S-M-534 e S-M-645 - delimitados pela Nota Técnica 22/SDB/2017 - caso houvesse proposta pelo CNPE e declaração de área estratégica pelo Presidente da República, pois não se poderia propor uma configuração que desrespeitasse a legislação vigente.

66. Assim, por conta disso, a Agência destaca que essa matéria foi deliberada pela Diretoria Colegiada por meio da Resolução de Diretoria 593/2017, a qual aprovou a proposta de blocos exploratórios para a 15ª Rodada de Licitações.

67. Em relação à competividade do certame e à atratividade das áreas envolvidas na licitação, a Agência Reguladora manifesta que a SeinfraPetróleo não compreendeu a ANP quanto a essa questão. Na instrução preliminar à peça 80, esta Unidade Técnica se manifestou da seguinte forma (peça 80, p. 26-27, §§ 113-114):

> Já a Nota Técnica 22/2017/ANP (peça 53) (Evento 4), de 29/9/2017, produzida pela SDB, propõe a oferta dos Blocos S-M-534 e S-M-645 na 15ª Rodada. Indica, na conclusão da nota, que a divisão de áreas implicaria em maior atratividade para o certame (peça 53, p. 25):
>
> 'Saturno e Titã são gigantescas estruturas no play Pré-sal que ocorrem majoritariamente adiante do polígono do Pré-sal. Nesse sentido, a inclusão dos blocos S-M-534 e S-M-645 na 15ª Rodada de Licitações ampliará significativamente a atratividade e a competitividade pelas áreas. Contudo, é necessária a análise e deliberação do CNPE a respeito da forma de contratação dos blocos S-M-534 e S-M-645, pois parte dessa área foi originalmente indicada para a 4ª Rodada do Pré-Sal.' (grifo nosso)
>
> Estranha-se a proposta técnica contida na Nota, indicando uma suposta maior atratividade para o certame caso parte do reservatório fosse licitado no regime de concessão. Repisa-se que em 29/9/2017 a Diretoria Geral já possuía ciência dos riscos inerentes à divisão de um mesmo reservatório em dois regimes distintos de contratação, devido a sua experiência na elaboração da 2ª Rodada de Partilha. Portando, deveria ter informado e instruído a SDB sobre os impactos de sua escolha técnica. A Nota em tela é o primeiro documento que propõe a divisão da Área, inaugurando, assim, um segundo posicionamento técnico da Agência.

68. Tendo por base o trecho transcrito acima, a Agência afirma que a SeinfraPetróleo entendeu, equivocadamente, que a ANP reputava a maior atratividade à dupla contratação. Contudo, a ANP indica que a maior atratividade que se refere sustenta-se no fato de que as estruturas têm características que indicam a probabilidade de ocorrência de petróleo.

69. A Agência ainda declara que essa probabilidade atrairia mais interesse à 15ª Rodada de Concessão. Defende que não se estava fazendo juízo de valor acerca da potencial atratividade comparando os dois contextos possíveis, nem levando em conta a Quarta Rodada de Partilha. Alega que o que se afirmou, de fato, foi que a inclusão dos Blocos S-M-534 e S-M-645 tornaria mais interessante e traria maior competição ao leilão da 15ª Rodada de Concessão.

70. Igualmente, quanto ao terceiro posicionamento, indicado como manifestado por meio do Ofício 132/2017/DG-ANP, a ANP ressalva que não pode ser considerado um posicionamento. Indica que foi uma recomendação da Diretoria-Geral da ANP, enviada ao MME, para que debatesse o assunto no CNPE, em função da suspensão judicial da Segunda e Terceira Rodadas de Partilha. Assim, afirma que a suspensão serviu como um alerta de que a complexidade trazida pela dupla contratação pudesse gerar compreensão equivocada sobre riscos de perda financeira para União.

71. Por fim, em relação ao quarto posicionamento técnico - indicado como registrado por meio da Nota DG 1/2018/ANP, a Agência Reguladora afirma que não representou avaliação sobre modalidade de contratação. Indica que se buscou esclarecer, em resposta à provocação cautelar do TCU, o trâmite que ensejou a formatação da 15ª Rodada de Concessão e da Quarta Rodada de Partilha, em seus termos originais, e o papel exclusivo do CNPE nesse tipo de decisão.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

72. Destaca que a única opinião da Agência propriamente dita foi pela inexistência de tempo suficiente para que se licitasse a área sob duplo regime e, em caso de fracasso, fosse reapresentada a área em regime único na Quinta Rodada de Partilha de Produção. Neste contexto, reclama da crítica realizada pela SeinfraPetróleo, à peça 80 (p. 27, § 119), de que a declaração de área estratégica poderia ser feita de modo simplificado por meio de Reunião Extraordinária do Conselho.

73. Nesta esteira, para justificar a inexistência de tempo suficiente para a declaração de área estratégica, a ANP busca demonstrar que as reuniões do Conselho demandam um intenso trabalho de análise e redação das propostas, envio a diversos agentes de diversas instâncias, realização de reuniões preparatórias, alinhamento das agendas de vários Ministros de Estado, deliberação pelos integrantes do Conselho, envio da proposta à Casa Civil, análise dos documentos quanto ao mérito e adequação jurídica para, eventualmente, publicá-los.

74. Quanto à elaboração de estudos incompletos e temerários, relacionado à ausência de registro nas Notas Técnicas de todas as informações necessárias a uma melhor avaliação, por parte do CNPE, do cenário de unitização em um duplo regime de contratação, bem como à falta de supervisão da Diretoria Geral, das áreas técnicas envolvidas, diante do conhecimento destas informações, a ANP procura evidenciar o processo de avaliação geológica das áreas, assinalando que não ocorreram falhas.

75. Desta forma, destaca (peça 97; p. 26, §§ 185-186):

> A avaliação geológica e volumétrica dos blocos S-M-534 e S-M-645, bem como os respectivos fatores de chance geológica, estão discutidos na Nota Técnica nº 030/2017/SDB/ANPRJ. A atratividade exploratória dos blocos em oferta na 15ª Rodada, que é o principal parâmetro para definição do bônus de assinatura, está registrada em detalhe na Nota Técnica nº 032/2017/SDB/ANP-RJ, sendo que o método de definição da atratividade está discutido nas páginas 4 a 11.
>
> Os estudos realizados por esta Autarquia dependem da qualidade dos dados empregados na análise. Na região dos blocos S-M-534 e S-M-645 não existem poços perfurados que tenham atingido a seção Pré-Sal. Desse modo, os dados sísmicos foram processados com dados estimados e, posteriormente à perfuração de poços exploratórios, os dados sísmicos serão reprocessados com base nos dados reais coletados nos poços e a configuração das estruturas possivelmente será modificada.

76. Deste modo, alega que é precipitado enfrentar os problemas de uma possível futura unitização diante da incerteza quanto à própria existência de petróleo e gás nas estruturas mapeadas em Saturno. Repisa, ainda, que a extensão das estruturas e sua localização sempre estiveram expostas de forma clara nas Notas Técnicas 24/2017/SDB e 30/2017/SDB.

II.1.4. Resposta à Oitiva: Parte IV

77. A última parte da manifestação da Agência (item V – Inconsistências da análise registrada na nota) busca tratar de forma mais específica o risco de unitização e enfrentar o prejuízo potencial de R$ 2,37 bilhões, ambos apontados na instrução preliminar à peça 80.

78. Inicialmente a Agência defende que a própria Lei de Partilha concretizou o desmembramento da Área de Saturno. Informa que a ANP pode alterar os limites dos blocos desde que não sejam dados por imposições legais, como é o caso da linha definida pela Lei. Assim, argumenta que a divisão da Área pelo Polígono do Pré-sal foi um dado de entrada para a definição dos blocos. Desta forma, na visão da ANP, a decisão de afastar o risco de unitização apontado na instrução à peça 80 caberia ao Presidente da República, condicionado às manifestações do CNPE e do MME.

79. Destaca, deste modo, na perspectiva da ANP, o comportamento diligente empregado pela Agência na segurança do processo concorrencial (peça 97; p. 27, § 199):

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

> Por outro lado, a Agência foi suficientemente diligente para, preocupada com a segurança do processo concorrencial, submeter especificamente a questão da união/separação das áreas à avaliação do MME, demonstrando ao Ministério sua preocupação em que se licitasse a área de forma separada – não pelos motivos elencados pelo TCU, mas pela dificuldade de compreensão que poderia trazer e que, de fato, acabou trazendo.

80. Um segundo ponto abordado pela Agência Reguladora, na quarta parte de sua manifestação, foi a afirmação de que a metodologia empregada pela SeinfraPetróleo para o cálculo do prejuízo potencial de R$ 2,37 bilhões, advindo da escolha em dividir a Área de Saturno em dois regimes distinto de contratação, seria insubsistente do ponto de vista estatístico.

81. O ponto fulcral da crítica da ANP à análise realizada pela SeinfraPetróleo para obtenção do valor reside na tese de que as estimativas realizadas pela Agência se condicionam, inexoravelmente, à ocorrência simultânea de todas as inúmeras variáveis de entrada do modelo. Assim, de acordo com a Agência, a utilização de um dos resultados gerados pelo modelo implica a assunção da ocorrência simultânea de todas as variáveis que levaram àqueles valores. A ANP argumenta que a afirmação de uma pretensa perda financeira de R$ 2,37 bilhões só poderia ser feita a partir do pleno conhecimento do futuro e do que teria sido o futuro se o evento alternativo ocorresse. Na visão da ANP, os modelos de fluxo de caixa não têm esse poder.

82. Nesta linha a Agência Reguladora propõe um breve adendo estatístico, com intuito de apresentar a teoria básica sobre a probabilidade de ocorrência de eventos simultâneos de variáveis independentes.

83. Deste modo, destaca que (peça 97; p. 28, § 206):

> A partir desta teoria estatística é fácil perceber que a probabilidade de ocorrência do valor de R$ 2,37 bilhões é zero, uma vez que pressupõe a ocorrência de inúmeros eventos simultâneos, muitos dos quais improváveis por si.

84. Por fim argumenta também que o modelo utilizado pelo TCU em nenhum momento deixa claro alguns pressupostos, como por exemplo, que o preço de petróleo utilizado foi fixado em US$ 50,00 por barril entre os anos de 2018 a 2053, que na visão da ANP é um evento improvável.

85. Um terceiro ponto atacado pela Agência diz respeito à desconsideração da hipótese de ágio na rodada de concessão. A ANP afirma que a SeinfraPetróleo, na aplicação do modelo do cálculo do prejuízo potencial, desconsiderou a probabilidade de ocorrência de bônus de assinatura superiores a R$ 2,37 bilhões, ou seja, a possibilidade de ágio, para a parcela das áreas que seriam inicialmente licitadas sob o Regime de Concessão (Blocos S-M-534 e S-M-645). Para sustentar esse argumento, a ANP utiliza, para efeito de comparação, o menor ágio médio obtido entre os setores ofertados na 14ª Rodada de Concessão, a saber, de 109% para o Setor SC-AP1. A ANP aplicou esse ágio médio sobre os valores de bônus mínimo estipulados para os Blocos S-M-545 e S-M-534. O montante das diferenças para os dois blocos equivaleria a R$ 3,87 bilhões. Essa comparação é demonstrada pela ANP à página 27, parágrafo 212.

86. Portanto, a Agência conclui que a utilização do critério único de bônus de assinatura para o cálculo do prejuízo potencial na verdade fez a União deixar de obter um saldo positivo de R$ 3,87 bilhões, gerando uma diminuição de receita para o Estado na ordem de R$ 1,17 bilhão em relação aos bônus mínimos de referência para a oferta dos blocos no Regime de Concessão (peça 97; p. 29, § 213):

> Assim, sob hipótese consideravelmente pessimista, já se verifica, sob o próprio critério adotado na Nota, a superioridade da licitação em duplo regime em detrimento da licitação em regime único, caso considerado unicamente o critério de arrecadação do "bônus de assinatura". Nessa linha de raciocínio, a retirada do bloco às vésperas da rodada com a intenção de impedir um suposto prejuízo de 2,7 bilhões, possivelmente fez a União deixar de obter um saldo positivo de R$ 3,87 bilhões, gerando uma diminuição de receita para o Estado na ordem de R$ 1,17 bilhão.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

87. A Agência argumenta que, diferentemente do edital de partilha, que define o valor fixo do bônus, o edital de concessão indica seu valor mínimo. Assim, quanto maior o interesse pelas áreas, maiores os bônus. Defende que caso fossem mantidos os blocos externos ao polígono no regime de concessão, os bônus não estariam limitados pelo valor do edital - como ocorre no contrato de partilha de produção, podendo elevar-se, significativamente, como os processos licitatórios vinham revelando.

88. Há também indicação, por parte da ANP, de que o modelo adotado pela SeinfraPetróleo desconsidera a possibilidade de não haver descoberta comercial de petróleo nas Áreas e a imprevisibilidade do preço do barril de petróleo durante o prazo de execução do contrato.

89. Em relação à desconsideração de descoberta comercial, a ANP registra que a maior das estruturas, Saturno, demonstra probabilidade de existência de Petróleo de 48% - probabilidade de 52% de que não contenha petróleo. Nesta esteira, consigna os seguintes argumentos (peça 97; p. 30, §§ 224-226):

> A situação é mais grave. O suposto benefício pode se converter em prejuízo, caso, de fato, não haja petróleo, pois no regime de partilha o efeito para o caixa da União ocorre apenas anos depois do processo licitatório, através da captura do "excedente em óleo" (que é o critério de concorrência na licitação).
>
> Já no regime de concessão, a disputa pelo bloco é por meio dos "bônus de assinatura". Não se condiciona, portanto, à efetiva descoberta de petróleo e à comercialidade da exploração.
>
> Estas dinâmicas concorrenciais diferentes impõem mais uma incoerência: o "benefício" fictício de R$ 2,37 bilhões pode se converter em prejuízo colossal caso não se confirme a existência de petróleo. A elevada probabilidade de ocorrência de ágios significativos protegeria a União do risco da inexistência de petróleo.
>
> (grifo nosso)

90. Assim, de acordo com a Agência, a ocorrência de ágios significativos no Regime de Concessão protegeria a União da inexistência de óleo comercial nos reservatórios, fato que não poderia ocorrer no Regime de Partilha, pois, nesse caso, os bônus são fixos, e a disputa ocorre por meio das alíquotas de excedente em óleo que são capturadas apenas após a declaração de comercialidade das reservas aliadas às suas consequentes produções.

91. No que tange à utilização de um cenário fixo para o preço do barril em US$ 50,00, a Agência ressalta que também faz uso dessa premissa de preços fixos para a execução contratual, buscando a simplificação analítica. Contudo, critica a negativa da explicitação dessa premissa no modelo de cálculo utilizado pela Unidade Técnica. Informa que a simplificação é positiva para a análise, mas prejudica a precisão do modelo. Assim, destaca que é importante que os números resultantes deste processo sejam informados com a qualificação de que resultam de simplificação.

92. Nesta linha, a ANP aponta uma série de outras variáveis que o TCU considerou como certas para alcançar o montante de R$ 2,37 bilhões de prejuízo potencial. Essas variáveis seriam as elencadas à página 29, parágrafo 230. Deste modo, afirma que violada qualquer uma das centenas de hipóteses assumidas, a conclusão acerca do suposto prejuízo de R$ 2,37 bilhões fica invalidada. Desta forma, a Agência acredita que essa incerteza desqualifica a utilização do número como sustentáculo de qualquer decisão.

93. No tópico V.f da manifestação - Especificação das cargas fiscais não pode considerar apenas "Bônus de Assinatura", a Agência apresenta a tese de que bônus elevados, necessários para garantir cargas fiscais compatíveis com a dos países com que o Brasil disputa investimento, não necessariamente devem ser transferidos para o edital. Nesta perspectiva, defende a possibilidade de aplicação de cargas fiscais diferentes para blocos de um mesmo reservatório, considerando que os mesmos blocos estejam submetidos a regimes fiscais distintos. Assim, declara que o entendimento

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

da Diretoria-Geral é de que os bônus da parcela das áreas a serem licitadas sob concessão não deveriam refletir carga fiscal igual àqueles de parcela da área em regime de partilha, no qual o bônus não sofre variação. Indica, deste modo, trecho do Ofício 132/2017/DG-ANP, que, na visão da ANP, justifica esse entendimento (peça 97; p. 34, § 251):

> Para licitar as áreas de grande potencial sob o regime de concessão, o ideal seria recalibrar as alíquotas de Participação Especial. Não sendo assim, o bônus mínimo para manter a mesma carga fiscal ficaria muito elevado, aumentando significativamente o risco para a as companhias e limitando a chance de sucesso no leilão, com reflexo inclusive na oferta da parcela sob partilha. (§ 19, Ofício 132/2017/DG-ANP).

94. Do ponto de vista da ANP, a Agência teria expressado, igualmente, por meio do Ofício 132/2017/DG-ANP, os riscos e limitações que a Diretoria-Geral identificava na licitação sob duplo regime.

95. Uma outra tese abordada pela ANP diz respeito à hipótese da destruição do cenário alternativo. Em essência a Agência afirma que em tempo algum será possível afirmar que uma configuração de licitação é, ou foi, superior a outra, pois a adoção de um caminho destrói todos os outros possíveis.

96. Neste contexto, registra as seguintes considerações (peça 97; p. 34, §§ 254-255):

> A licitação sob regime único impede, por óbvio, a licitação em dois regimes, inviabilizando, assim, que se tenha conhecimento sobre como teria sido o desenvolvimento do campo na situação alternativa. Não há como comparar as alternativas senão em plano hipotético (de onde foi fabricado o valor de R$ 2,37 bilhões).
>
> Jamais se saberá o resultado que teria havido se as áreas fossem licitadas em dois regimes. Um prejuízo de R$ 2,37 bilhões é tão possível quanto um lucro de R$ 2,37 bilhões ou um lucro muito maior. O número de R$ 2,37 bilhões não passa de um exercício de fé.

97. Deste modo, a Agência Reguladora sustenta que a informação de perda potencial informada pela SeinfraPetróleo é equivocada pois, primeiramente, sustenta-se em parâmetros improváveis, e também porque é impossível saber qual teria sido o desfecho do evento alternativo.

98. No que tange especificamente ao risco de unitização, em tópico específico (V.h Ausência de percepção da unitização como "risco"), inicialmente a ANP argumenta que a tentativa de mitigar o risco de unitização impõe a assunção de outros riscos, que não foram atacados pela SeinfraPetróleo.

99. A Agência destaca os seguintes riscos: assunção da certeza da inexistência de ágio nos bônus de concessão; a possibilidade da inexistência de petróleo nas estruturas (neste caso a União teria perdido os possíveis ágios no caso da licitação no modelo de concessão); os preços de petróleo podem cair e como o contrato de partilha tende a ser mais sensível ao preço, eventual redução faria com que a União tendesse a perder em comparação ao regime de concessão; o processo concorrencial pode ter tido competitividade reduzida em função da possibilidade da preferência das empresas pelo regime de concessão; um possível cenário de elevação de custos dos projetos pode prejudicar a União pois no Regime de Partilha os custos podem ser recuperados; e o impedimento da União a um imediato acesso ao possível maior ágio no Regime de Concessão.

100. A ANP ressalta que os elevados custos de unitização informados pela SeinfraPetróleo passaram desapercebidos por todos os agentes presentes na audiência pública relativa à 15ª Rodada, como por exemplo empresas estatais (Petrobras, PPSA e EPE), grandes *players* da indústria (Shell, Exxon e Statoil), universidades/instituições de pesquisa (FGV, UFRJ, UFF e IHS Markit), escritórios de advocacia, consultores, empresas prestadoras de serviços e órgãos de controle - mais notavelmente, a Controladoria Geral da União.

101. Afirma que qualquer análise de parâmetros na indústria do petróleo seria incompleta se não fosse acrescida dos aspectos positivos que trazem. De acordo com a ANP, se fosse apenas pelo

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

custo, nem sequer os poços seriam perfurados, custosos complexos e demorados que são. Informa que as unitizações trazem um benefício evidente, que é permitir a realização de atividade que, de outra forma, não seria possível. Um outro benefício trazido pela unitização, de acordo com a ANP, seria um possível aumento na atratividade do empreendimento, em função da provável existência de empresas que prefiram os contratos de concessão aos de partilha, tendo peso neste último, o elevado poder de decisão estatal nos empreendimentos. Deste modo, na visão da Agência, os custos adicionais que implicam a unitização seriam mais que superados pelas receitas obtidas pelos bônus elevados.

102. Neste sentido a ANP transcreve trecho da Nota Informativa 4/2018/DEPG/SP, encaminhada pelo CNPE ao TCU à véspera da licitação da 15ª Rodada, informando que a licitação dos Blocos S-M-645 e S-M-534 no regime de concessão aumentaria a atratividade e a consequente competição pelas áreas. Por fim, a Agência critica o fato do custo da unitização ser impossível de ser monetizado.

103. Um ponto abordado na manifestação diz respeito ao entendimento expressado pela Agência de que a divisão da Área de Saturno em dois regimes distintos de contratação não afrontaria as melhores práticas da indústria. Para corroborar seu entendimento, a ANP transcreve o conceito de melhores práticas que é aplicado em seus contratos, a exemplo do estabelecido pelo contrato da Quinta Rodada de Partilha. Em síntese, é defendido que a melhor prática se vincula a uma situação enfrentada rotineiramente a partir da qual tenha sido possível eleger a melhor situação possível após diversos experimentos.

104. São trazidos exemplos da prática de definição de blocos que ocorre nos Estados Unidos da América e no Reino Unido. A ANP afirma que não há preocupação, nesses casos, se os limites dos blocos são atravessados pelos reservatórios, diferenciando do que ocorre no Brasil, como ressalva a Agência (peça 97; p. 40, §§ 283-284):

> A situação que a SeinfraPetróleo entende como "melhor prática da indústria" é, na verdade, uma situação particular do Brasil, que licita áreas com elevado nível de conhecimento. Em geral, os países preferem que as empresas dispendam recursos nesta atividade de risco. No Brasil, o risco da atividade exploratória de algumas áreas do pré-sal foi assumido pelo governo, que identificou e mapeou as estruturas.
> (grifo nosso)

105. A ANP complementa registrando que sempre que possível busca conter os reservatórios em blocos únicos de forma a minimizar a complexidade dos processos de unitização. Contudo, ressalva que esta é a prática da ANP, e que não significa que possa ser enquadrada como melhores práticas da indústria ou que o risco de unitização seja tão relevante quanto tantos outros riscos.

106. Um último tema atacado pela ANP ao final da manifestação relaciona-se à indicação, registrada pela SeinfraPetróleo, do risco de imagem ao País em decorrência da licitação em duplo regime. De acordo com a Agência, não houve repercussão negativa na imprensa acerca dos riscos de unitização, nem de possível desvalorização dos blocos para o país. Por outro lado, a remoção dos blocos na véspera da 15ª Rodada trouxe repercussão negativa. Apresenta, desta forma, algumas notícias veiculadas acerca do tema.

II.2. Análise da Resposta à Oitiva da ANP

107. Preliminarmente cabe registrar que a ANP atendeu plenamente à solicitação de informações determinada por meio do Despacho do Relator à peça 85, de modo que não há ressalvas quanto a esse ponto.

108. No que tange ao conteúdo da manifestação, muito embora a ANP tenha segmentado sua resposta em quatro partes, a presente análise é dividida em apenas duas seções, em consonância com o agrupamento dos indícios de irregularidades e condutas realizado na instrução preliminar à peça 80, a saber, encaminhamento incompleto, intempestivo e fragmentário do conjunto de documentos

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

necessários à análise de Primeiro Estágio da licitação (itens IV.1 e IV.2); e a elaboração de estudos técnicos e econômicos incompletos e temerários de suporte à licitação (item IV.3 e IV.4). Desta forma, cada uma das seções busca examinar um determinado conjunto de argumentos demonstrados pela ANP em sua manifestação.

109. Em relação à argumentação da ANP quanto à negativa da pertinência da aplicação da IN TCU 27/1998 para a fiscalização dos processos de licitação de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, rememora-se que esta tese já foi levantada pela Agência anteriormente neste processo. A instrução preliminar à peça 59 (p. 3, item III.1) deu tratamento ao tema, afastando esse entendimento apresentado pela ANP. Deste modo, a fiscalização dos processos de licitação de blocos de petróleo, por tratarem de transferência ou outorga de direitos sobre bens da União, adequam-se plenamente na competência de fiscalização patrimonial, autorizada para ser exercida por esta Corte de Contas pelos arts. 70 e 71 da Constituição Federal de 1988.

110. Assim, vícios de condutas e eventuais danos encontrados nestes processos de fiscalização, seguindo o rito da IN TCU 27/1998, são passíveis das responsabilizações previstas no art. 58, incisos II e I, respectivamente, da Lei Orgânica do TCU.

111. Dito isso, passa-se à análise da manifestação encaminhada pela Agência Reguladora, acima sintetizada, acerca dos indícios de irregularidades e de condutas apontados nos itens IV.1, IV.2, IV.3 e IV.4, e em seus subitens, da instrução preliminar à peça 80, incluindo as informações solicitadas por meio dos itens "a", "b" e "c", contidas no parágrafo 186.1.3 da proposta de encaminhamento daquela instrução.

II.2.1. Encaminhamento da Documentação em Cumprimento à IN TCU 27/1998

112. Em relação ao encaminhamento das informações para análise do Primeiro Estágio da 15ª Rodada de Licitações, a ANP repisa que não teria faltado alguma informação relevante no pacote inicial de documentos encaminhado ao TCU em 20/12/2017.

113. Nesta esteira, ressalta que o conjunto de documentos enviados estaria em conformidade com a prática estabelecida entre o Tribunal e a Agência, similarmente aos encaminhamentos ocorridos na 13ª e 14ª Rodadas de Licitação no Regime de Concessão. Assim, a imprecisão da letra da IN TCU 27/1998, em relação ao conjunto mínimo de documentos que atenderia ao critério de completude, estaria sendo suprida por um entendimento empírico estabelecido entre as partes sobre quais documentos deveriam ser encaminhados. De outro modo, argumenta que não há qualquer definição formal daquilo que o TCU ou a Equipe Técnica entenda por completo.

114. No que tange à ausência de informações que permitiriam a SeinfraPetróleo identificar de modo tempestivo o risco de unitização na Área de Saturno, afirma que todas as informações necessárias à caracterização dos prospectos estavam contidas na Nota Técnica DG 3/2017, encaminhada também em 20/12/2017.

115. Além disso, ressalta que a IN TCU 27/1998 não impõe, a quem quer que seja, descrição detalhada de riscos, e quais devem ser considerados e externados ao Tribunal. Nesta linha, propõe um esclarecimento quanto às competências da ANP, MME e CNPE, declarando que, de acordo com a legislação aplicada ao tema, o CNPE é quem possui a competência para realizar avaliações de risco relacionadas à tomada de decisão quanto à escolha dos blocos a serem ofertados. Assim, a avaliação de riscos quanto à possibilidade de unitização na Área de Saturno seria de responsabilidade daquele Conselho, pois é quem propõe ao Presidente da República a escolha final dos blocos, e de eventuais áreas estratégicas, que são levadas para o edital no Regime de Partilha.

116. O primeiro ponto a se destacar, de extrema relevância para ambos os indícios de irregularidade tratados nesta análise, diz respeito ao ineditismo de se licitar blocos exploratórios com reservatórios identificados sobre as margens do Polígono do Pré-sal. O exame das rodadas anteriores não aponta para situação similar à enfrentada na 15ª Rodada. Do mesmo modo, não há registros que

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

demonstrem a utilização do dispositivo que confere competência ao CNPE para propor ao Presidente da República a declaração de áreas estratégicas (art. 9º, inciso V, da Lei 12.351/2010).

117. Desta forma, identificam-se reflexos da influência deste fato tanto na elaboração dos estudos técnicos que fundamentaram a fase interna da licitação, que envolveu os diversos atores responsáveis legais (ANP, MME e CNPE), quanto no encaminhamento das informações ao Tribunal.

118. Como é sabido, o modelo aplicado para as áreas internas ao Polígono e estratégicas é o de Partilha de Produção. Já para as áreas externas a este utiliza-se o Regime de Concessão.

119. Nesse sentido, no Regime de Concessão, a Agência Reguladora comumente leva a leilão um conjunto de áreas em que se tem pouco conhecimento geológico. Tendo em vista a escassez destas informações, as áreas geralmente são caracterizadas como de maior risco exploratório. Ao contrário, para as áreas ofertadas no Regime de Partilha, usualmente a Agência possui um maior conjunto de informações geológicas e volumétricas - que é o caso da Área de Saturno, obtidas, por exemplo, por meio de sísmica 2D/3D, o que a permite estimar o *Volume in Place* (VOIP) e o Volume Recuperável de óleo e gás dos reservatórios.

120. Devido a isso, a ANP utiliza distintos modelos de precificação para o cálculo dos parâmetros econômicos mínimos (bônus e alíquota de partilha), para cada bloco a ser ofertado.

121. Para a obtenção dos valores de bônus mínimo no Regime de Concessão, a Agência normalmente aplica uma equação matemática multivariável, em que se ponderam fatores como bônus de referência de mercado (valores históricos ofertados), área proporcional do bloco, atratividade exploratória, densidade de dados e infraestrutura do setor.

122. Já para a obtenção dos valores de bônus de assinatura e alíquotas mínimas no Regime de Partilha, tendo em vista a existência das estimativas de volume recuperável dos reservatórios, é aplicado o modelo de fluxo de caixa descontado, para um projeto hipotético de produção, onde se estimam receitas e despesas durante a sua vida útil.

123. Essa diferença de modelagem no planejamento dos certames conduz a Agência à elaboração de Notas Técnicas específicas a cada regime. Assim, para blocos licitados sob o Regime de Concessão, não se espera a elaboração de Notas Técnicas de avaliação geológica contendo descrições de estimativa de VOIP ou de Volume Recuperável.

124. Como demonstrado na instrução preliminar à peça 80, e descrito na manifestação da ANP, os estudos iniciais para a Área de Saturno foram autorizados pelo CNPE tendo em vista a sua oferta na Quarta Rodada de Partilha. Assim, obteve-se por meio de Sísmica 3D, imensa massa de informações que permitiram a ANP caracterizar a Área como de grande potencial petrolífero.

125. Na sequência, o planejamento da Área passou a considerar a possibilidade de se licitar frações dos reservatórios limitado pelo Bloco de Saturno, na Quarta Rodada de Partilha, e as demais partes dos reservatórios circundadas pelos Blocos S-M-645 e S-M-534, na 15ª Rodada de Concessão. Tendo em vista o maior grau de conhecimento geológico da Área de Saturno, para todos os três blocos a ANP elaborou Notas Técnicas de avaliação geológica e econômica utilizando os padrões que são aplicados para licitações no Regime de Partilha.

126. Vê-se, assim, que as notas técnicas de avaliação geológica e econômica que normalmente a Agência encaminha para as Rodadas de Concessão, como as da 13ª e 14ª Rodadas, diferenciaram-se daquelas que deveriam estar contidas no pacote encaminhado, em 20/12/2017, para a 15ª Rodada, pois, como dito, de forma atípica, utilizou-se para esta (em relação às áreas fracionadas) os padrões adotados para as Rodadas de Partilha.

127. Contudo, ao se avaliar o pacote inicial de documentos encaminhado pela ANP, não se verifica a presença, por exemplo, da Nota Técnica 30/SDB/2017, intitulada “Avaliação geológica e volumétrica dos blocos S-M-534, S-M-645, C-M-657 e C-M-709 – Décima Quinta Rodada de

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

Licitações". A mencionada Nota só foi encaminhada em 5/3/2018, por provocação da SeinfraPetróleo por meio do Ofício de Requisição TCU 2-28/2018. A Nota apresenta, na imagem da página 12 do documento, a disposição dos prospectos de Dione, Saturno e Titã. É possível perceber, claramente, frações dos reservatórios internos e externos ao Polígono. O detalhamento dessa situação não foi esclarecido na Nota Técnica Assessoria DG 3/2017, ao contrário do entendimento defendido pela ANP, que alega que a nota técnica oferecia a informação da divisão de forma clara, direta, precisa e inequívoca.

128. É que a informação trazida pela Nota Técnica Assessoria DG 3/2017 indica a existência de três reservatórios na Área. Ao registrar que "parte de seu reservatório é interna ao polígono e parte externa", pode-se imaginar disposições em que um ou dois reservatórios estejam inteiramente internos ao Polígono, e os demais, apesar de estarem muito próximos, estejam inteiramente externos, ou vice-versa. Portanto, não há acurácia naquela informação para permitir inferir que fora identificada uma situação com elevada expectativa de unitização.

129. Além disso, a Nota Técnica 30/SDB/2017 apresenta os cálculos dos VOIPs dos reservatórios limitados pelos blocos fracionados. Repisa-se que a nota técnica de avaliação geológica é um documento padrão de todos os pacotes de informação encaminhados ao TCU, independentemente do modelo utilizado. A Nota Técnica 30/SDB/2017 é um documento de avaliação econômica e não supre, dessa forma, a necessária disponibilização das informações de avaliação geológica.

130. Portanto, não procede a afirmação da ANP segundo a qual o encaminhamento ocorrido em 20/12/2017 contemplou o "conjunto padrão" de documentos comumente encaminhados, similarmente ao ocorrido na 13ª e 14ª Rodadas e, portanto, estaria em conformidade com a prática entre as instituições. Como demonstrado, a Nota Técnica 30/SDB/2017, da 15ª Rodada de Concessão, apesar de ter sido elaborada seguindo os padrões do Regime Partilha, deveria ter sido encaminhada em 20/12/2017, pois tratava de áreas da 15ª Rodada.

131. Da mesma forma não foram encaminhados, em 20/12/2017, os documentos listados na Tabela 2 da instrução à peça 80, que seriam comumente encaminhados em uma rodada regular. A essencialidade das Notas Técnicas 24/2017/SDB (peça 28) e 30/2017/SDB (peça 29), que trazem as avaliações geológicas da Área de Saturno, é destacada na própria manifestação da Agência (peça 97; p. 26, §187):

> (...) Por outro lado, a extensão das estruturas e sua localização sempre estiveram expostas de forma clara, conforme apresentado e discutido nas Notas Técnicas nº 024 e 030/2017/SDB/ANP-RJ.

132. Contudo, essas Notas Técnicas foram disponibilizadas apenas em 5/3/2018, por provocação do TCU. Assim, neste ponto específico, a Agência não logra êxito ao tentar afastar as falhas quanto à ausência desta documentação.

133. A referida "prática entre as instituições", que se orienta pelo cumprimento aos normativos do TCU para a prestação das informações relativas a esses leilões, é a de envio de todos os relatórios técnicos (que compõem um resumo das atividades) constitutivos do embasamento das propostas de definições técnicas e econômicas que serão aplicadas nas respectivas licitações.

134. Ademais, como se observa, trata-se da décima quinta rodada de licitações de blocos exploratórios da ANP, em regime de concessão, além de outras quatro, em regime de partilha de produção. A essa altura do desenvolvimento da maturidade dos procedimentos rotineiros de prestação das informações dos certames licitatórios da Agência ao TCU, não cabe alegar dúvidas sobre a composição da documentação que integra os estudos de fundamentação dos leilões, quando não há novidades nessa rotina e nem os documentos objetos da omissão detectada fogem ao padrão da documentação normalmente encaminhada nas licitações anteriores. Todas as rodadas de licitação estiveram adstritas à mesma norma de acompanhamento deste Tribunal (IN TCU 27/1998).

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

135. Além disso, a documentação técnica inicialmente ausente do pacote de informações encaminhado pela ANP a este Tribunal não se trata de informação trivial ou acessória. Corresponde, claramente, às definições básicas iniciais do procedimento licitatório: as notas técnicas de avaliação e proposição de áreas exploratórias para licitação e de avaliação geológica das áreas. Portanto, são documentos que espelham o processo de escolha dos objetos licitados, bem como dão fundamento para as demais notas técnicas do processo licitatório, tais como parâmetros para definição do Programa Exploratório Mínimo (PEM) e parâmetros para a definição dos valores mínimos dos Bônus de Assinatura para os blocos em oferta, entre outras.

136. Não resta dúvida acerca da essencialidade e da importância das referidas notas técnicas, como também é fato que seu acompanhamento no conjunto de informações dos leilões de áreas exploratórias já havia se incorporado às práticas da Agência.

137. Da mesma forma, não procedem as alegações da ANP quanto à aludida imprecisão do regulamento do TCU – a então vigente IN TCU 27/1998, art. 7º, inciso I, especificamente acerca do conjunto de documentos que deveriam ser encaminhados ao Tribunal para a finalidade específica do acompanhamento do processo de desestatização. Posto isto, não é razoável supor que um normativo de caráter geral, dirigido, portanto, a toda a administração pública federal, e destinado à fiscalização de processos com características muito peculiares, detalhe, à exaustão, aspectos que são inerentes a cada órgão, a cada regime jurídico aplicável a delegação de serviços públicos e a cada espécie licitatória. Mesmo a recente atualização da norma - materializada pela IN TCU 81/2018, por meio da qual se implementaram melhorias de procedimentos e prazos, não dispõe sobre tal matéria, que consiste, reiteramos, em uma variável própria de cada processo individualizado de desestatização.

138. Destarte, aludida norma do TCU disciplina a rotina de fiscalização, cabendo ao ente jurisdicionado disponibilizar toda a documentação técnica produzida que se relacione aos itens fiscalizados que dispõe o normativo do Tribunal, qualquer que seja a abordagem adotada pelo órgão responsável pelo processo de desestatização. Isso compreende pelo menos toda a fundamentação técnica que embasou as etapas decisórias do processo de desestatização, como é o caso das notas técnicas inicialmente omitidas ao processo alusivo à presente fiscalização.

139. Portanto, considerando que, na realidade, houve uma omissão de documento técnico que fora especialmente produzido para o processo licitatório e normalmente comporia o pacote de informações enviadas para o controle do TCU, descaracteriza-se o argumento que imputa imprecisão às normas do Tribunal que, além de equivocada premissa, não se justificaria como causa da negativa de apresentação daquele elemento informativo.

140. Dessa forma, reputa-se que a falha no envio das informações ao TCU de fato ocorreu, contudo, em virtude da situação peculiar e inédita de conjunção de rodadas de concessão e partilha de produção, quase que simultâneas, e da análise dos documentos e informações encaminhadas posteriormente, não há indícios de que tenha havido omissão intencional por parte da ANP.

141. De modo mais específico, a 15ª Rodada foi planejada como uma licitação no modelo de Concessão, e utilizou, para os Blocos S-M-534 e S-M-645, um conjunto de notas técnicas de avaliação geológica e econômica do Regime de Partilha, que normalmente são encaminhadas para os leilões nesta modalidade. A Quarta Rodada de Partilha, contudo, estava sendo planejada de forma concomitante, porém, só ocorreria dois meses após a 15ª Rodada. Inicialmente contemplaria toda a Área de Saturno, mas, ao final, abarcou apenas o Bloco de Saturno. Percebe-se, desta forma, que houve certa confusão, por parte da Agência, sobre quais tipos de documentos deveriam estar contidos nos pacotes da 15ª Rodada de Concessão e da Quarta Rodada de Partilha. O planejamento concomitante, e de forma inédita, de duas modalidades de licitação diferentes para os mesmos reservatórios pode ter favorecido falhas de cumprimento da IN TCU 27/1998.

142. Um outro aspecto abordado pela Agência é o entendimento de que a IN TCU 27/1998 não impunha, à época, a quem quer que seja, exposição detalhada de riscos, e quais deveriam ser

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

considerados e externados ao Tribunal. De fato, as alíneas que compõem o inciso I do art. 7º não trazem explicitamente a palavra "riscos". Contudo, a alínea "b" ressalta que devem ser encaminhados os documentos que sejam de utilidade para o acompanhamento da licitação. De todo modo, a vigente IN TCU 81/2018, aplicável aos processos de desestatização com instrumento convocatório publicado a partir de 1º/1/2019, procurou melhor especificar tal necessidade no inciso XXI do art. 3º:

> Art. 3º O Poder Concedente deverá disponibilizar, para a realização do acompanhamento dos processos de desestatização, pelo Tribunal de Contas da União, os estudos de viabilidade e as minutas do instrumento convocatório e respectivos anexos, incluindo minuta contratual e caderno de encargos, já consolidados com os resultados decorrentes de eventuais consultas e audiências públicas realizadas, materializados nos seguintes documentos, quando pertinentes ao caso concreto:
>
> XXI - estudo contendo descrição exaustiva de todos os elementos que compõem a matriz de repartição de riscos do empreendimento, fundamentando a alocação de cada risco mapeado para cada uma das partes envolvidas no contrato a ser firmado.

143. Acerca de tal demanda de explicitação, a exegese é semelhante à anterior, alusiva à sugerida omissão colmatada pela apresentação de um rol de documentos inerentes ao processo de desestatização em exame: trata-se de uma situação particular a cada processo de desestatização, não sendo possível à norma, de natureza genérica, disciplinar as tipologias possíveis e as eventuais ocorrências de riscos relevantes.

144. Essas situações materializadoras de riscos emergem, naturalmente, dos próprios estudos técnicos de fundamentação dos processos de desestatização, máxime quando realizados de forma mais aprofundada, detalhando as análises e impactos incidentes. O que a fiscalização do TCU faz é analisar o tratamento conferido aos riscos identificados e suas possíveis consequências no processo decisório da licitação. São fatos, portanto, aleatórios por natureza e peculiares a cada processo, e não um aspecto esperado a ser previamente disciplinado.

145. Desta forma, é esperado que quaisquer riscos relevantes detectados na confecção dos estudos técnicos para as licitações, como no presente caso, relativo à unitização, sejam devidamente informados, bem como a respectiva avaliação de impacto e as medidas mitigadoras consideradas necessárias (procedimentos que não foram realizados). Isto é inerente aos estudos técnicos de fundamentação do processo licitatório e prescinde de especificação detalhada na instrução normativa que orienta a fiscalização.

146. De qualquer modo, afastando a alegação trazida, tendo em vista a evolução normativa desta Corte de Contas em relação à gestão e exposição dos riscos a que se expõe o certame em particular, entendemos dispensável a proposição de recomendações ou determinações para dar tratamento a essa questão nas futuras licitações.

147. Com relação ao entendimento externado pela Agência, no sentido de ser o CNPE o detentor da competência para realizar uma avaliação de riscos associada a uma possível unitização na Área de Saturno, cabe tecer alguns esclarecimentos acerca desta tese. O CNPE é o responsável legal por propor ao Presidente da República a escolha final dos blocos, tanto no Regime de Concessão como no de Partilha. Além disso, é o incumbido, de acordo com a legislação, pela escolha dos parâmetros econômicos no Regime de Partilha. Assim, as avaliações de risco a cargo do CNPE são indispensáveis para fundamentar suas tomadas de decisões.

148. Foi neste sentido que o Tribunal exarou determinação, no âmbito da apreciação da Quarta Rodada de Partilha - item 9.2 do Acórdão 816/2018 – TCU – Plenário, de Relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, para que o CNPE demonstre, nas próximas rodadas de licitações no regime de partilha de produção, as análises de impactos e fundamente as motivações da escolha da carga fiscal, dos valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha para os blocos destinados à exploração e produção de petróleo e gás natural a serem licitados.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

149. Em que pese o efetivo cumprimento do supracitado item ser objeto de monitoramento em processo específico, colheu-se que o art. 17 do Regimento Interno do CNPE – aprovado pela Resolução 14, de 24/6/2019, estabeleceu que as propostas de resolução e recomendação pelo Conselho devem conter, dentre outros elementos, os "impactos e consequências esperados a serem beneficiados e/ou afetados pela aprovação da matéria". Isto posto, não se entende, a nosso ver, necessário propor recomendação ou determinação para o tratamento do tema, haja vista referida atualização normativa.

150. Apesar da reconhecida competência do CNPE, a Agência Reguladora é atualmente a entidade técnica de suporte que realiza todo o planejamento das licitações, o que inclui tanto as definições prévias dos limites dos blocos e a elaboração de suas avaliações geológicas, quanto suas avaliações econômicas. Assim, devido à importância material das decisões tomadas pela ANP para o sucesso dos certames, de igual modo indispensáveis são suas avaliações de possíveis riscos que estejam ao alcance de serem mitigados.

151. Nesse sentido, o fato de o CNPE ser o responsável final pelas avaliações de riscos e fundamentação das tomadas de decisões não exime a responsabilidade da ANP na emissão de sua opinião técnica enquanto instância de apoio técnico às competências do MME e do CNPE. Todas as avaliações técnicas e pareceres emitidos pela ANP para suporte às contratações de áreas exploratórias de petróleo e gás natural trazem a responsabilidade própria da Agência por representarem fundamentos técnicos a partir dos quais o MME e o CNPE tem o dever de considerar, avaliar e justificar o embasamento das decisões finais do Conselho.

152. Neste caso específico (riscos de provocar processos desnecessários de unitização a partir das licitações), a questão é mais emblemática, pois o alerta imprescindível da Agência quanto a esse aspecto seria preventivo não somente ao processo licitatório, mas também para a própria gestão regulatória da ANP, que pode alertar e evitar que uma mesma jazida seja explorada por operadores distintos. Portanto, a contradição da argumentação em eximir a responsabilidade da ANP pelos riscos questionados é notória.

153. Contudo, tendo em vista os elementos acima tratados quanto ao ineditismo de se planejar a licitação de áreas contendo reservatórios sobre as margens do Polígono do Pré-sal; os impactos e as dificuldades que esses aspectos repercutiram ao serem conduzidos, em paralelo, em leilões no regime de concessão e partilha de produção com áreas limítrofes aos dois processos; e os documentos e esclarecimento prestados que não contém indícios de ter havido intencionalidade na omissão de informações ao TCU, entende-se que as falhas identificadas no encaminhamento da documentação não chegaram a alcançar a classificação de irregularidades, principalmente devido ao fato de que não se consubstanciaram em possíveis danos decorrentes, haja vista a oportuna atuação deste Tribunal e as consequentes medidas corretivas adotadas pelo CNPE.

154. Deste modo, entende-se não ser mais necessário dar continuidade ao processo para apuração de possíveis irregularidades, cujos elementos indiciários foram apontados no item IV.1 da instrução preliminar à peça 80.

155. Em relação às áreas responsáveis pela elaboração e o encaminhamento do pacote de documentos destinados ao TCU, encartados no Anexo I, e que contém o fluxograma descritivo das atividades de elaboração do processo licitatório, bem como a manifestação da ANP, esclarecem que o papel desempenhado pela Auditoria Interna da Agência limita-se à consolidação e ao repasse das informações técnicas recebidas. Assim, a competência primária para a formação do pacote de documentos é da Superintendência de Promoção de Licitações (SPL).

156. Como relatado, foi demonstrada a não intencionalidade da omissão inicial de informações (sanada tão logo requeridas por esta SeinfraPetróleo), além dos possíveis efeitos danosos decorrentes daquela omissão terem sido tempestivamente evitados mediante a atuação do TCU.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

157. Isto posto, após a análise da resposta da oitiva, vícios de conduta inicialmente apontados no item IV.2 da instrução preliminar à peça 80 foram mitigados, o que inviabiliza, a nosso modo de pensar, o avanço do procedimento de apuração de responsabilidades.

II.2.2. Condução e Elaboração dos Estudos Técnicos de Suporte à Licitação

158. Inicialmente, cabe uma consideração importante. Por óbvio que os contornos fáticos que envolveram a oferta dos blocos da Segunda Rodada de Licitações em Regime de Partilha de Produção (Áreas Unitizáveis) em nada se comparam com a oferta da área de Saturno em dois regimes distintos, no âmbito da Quarta Rodada. Naquela rodada, todas as licitantes já sabiam de antemão das Áreas Unitizáveis, por intermédio das previsões editalícias (Item 2.2 do Edital da Segunda Rodada de Partilha – Particularidade dos Blocos em Oferta). Vejamos:

> Os blocos objeto da 2ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção contém reservatórios que se estendem para áreas que se encontram sob contratos de concessão, o que impõe a adoção de procedimento de individualização da produção (unitização) de petróleo e gás natural, nos termos da legislação aplicável, especialmente a Resolução ANP no 25/2013, a Resolução CNPE no 8/2016, e o contrato de partilha de produção, cuja minuta se encontra anexa a este edital.

159. Nesse sentido, as áreas eram de fato unitizáveis, tendo sido disponibilizado, inclusive, a minuta do contrato com cláusula específica (Cláusula Décima Oitava - Individualização da Produção) tratando do necessário Acordo de Individualização da Produção (Unitização). Ou seja, já eram regras postas do certame que os arrematantes deveriam passar por processos de unitização.

160. Diferentemente, na área de Saturno, nenhuma regra expressa disciplinou o tema Unitização nos certames da Décima Quinta Rodada de Concessões e tampouco na Quarta Rodada de Partilha de Produção, a não ser disposições genéricas na minuta de contrato, apontando a necessidade de unitização "caso seja identificado que uma Jazida se estende além da Área do Contrato".

161. As áreas da Segunda Rodada de Licitações em Regime de Partilha de Produção já se encontravam em situação de jazidas compartilhadas com a União e, portanto, obrigadas aos procedimentos de unitização, para evitar a segmentação das operações, situação não prevista quando das outorgas das áreas limítrofes às licitadas, à época das respectivas licitações precedentes.

162. A situação da Décima Quinta Rodada de Concessões e da Quarta Rodada de Partilha de Produção é completamente distinta, pois, sabendo-se com antecedência que as áreas licitadas apresentavam prospectos que seriam partilhados em dois regimes (oferecidos a operadores distintos), estar-se-ia ocasionando novos problemas para serem solucionados com futuros processos de unitização, que é justamente a forma que o poder regulador obriga os outorgados para sanar a situação de compartilhamento de jazidas – o que é um contrassenso.

163. Essas são as razões pelas quais a SeinfraPetróleo não interpelou quanto à oferta de Áreas Unitizáveis na Segunda Rodada de Partilha de Produção, ou seja, as situações de unitização foram formadas de modo precedente e independente daquela licitação, a qual visou apenas outorgar as participações da União nas jazidas compartilhadas. Assim, no caso em tela, a interpelação do TCU se fez imprescindível para que as próprias licitações não criassem, sob o ponto de vista jurídico, um evitável compartilhamento de jazidas, situação essa reconhecidamente indesejável nos aspectos econômicos e regulatórios. Portanto, redunda despropositada a comparação entre a atuação do TCU nas referidas licitações.

164. No que tange à forma de condução e elaboração dos estudos técnicos que suportaram a fase interna da licitação, e que serviram de subsídio para o processo de tomada de decisão do CNPE, quanto à escolha dos modelos de licitação aplicados na Área de Saturno, as alegações da ANP são concentradas nas partes III e IV de sua manifestação.

165. A principal razão que fundamenta a realização da oitiva quanto a este tema foi a identificação de indícios de que a Diretoria Geral da ANP possuía conhecimentos de que a escolha

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

da modelagem econômica da Área de Saturno, sob dois regimes distintos de licitação, refletia em desvantagem econômica para a União, tendo em vista a aplicação de uma menor carga fiscal para os Blocos S-M-534 e S-M-645, que seriam ofertados no Regime de Concessão.

166. Esses indícios basearam-se no conteúdo do Ofício 132/2017/DG-ANP (peça 58), encaminhado do Diretor Geral da ANP ao Ministro de Minas e Energia. De acordo com as análises realizadas pela SeinfraPetróleo, o prejuízo potencial seria da ordem de R$ 2,37 bilhões. Desta forma, a Diretoria Geral não teria supervisionado adequadamente as equipes técnicas da ANP responsáveis pela elaboração dos estudos, permitindo a propagação de riscos durante o processo de planejamento da licitação.

167. Contudo, ao se analisar a manifestação, verifica-se que a ANP busca esclarecer que o conteúdo do Ofício 132/2017/DG-ANP reflete, na realidade, sua tese acerca da unitização e da aplicação de uma carga fiscal diferenciada aos regimes de licitação.

168. Assim sendo, a tese da Agência é dividida em três argumentos principais. O primeiro deles, é a convicção técnica da Agência de que uma possível unitização na Área de Saturno não é um risco ao processo. O segundo, diz respeito ao entendimento técnico da ANP de que frações de um mesmo reservatório possam ser licitados com cargas fiscais diferentes, tendo em vista a aplicação de dois regimes distintos, Concessão e Partilha. Por fim, o último argumento central da ANP, e que é consequência do segundo, sustenta-se na crítica do valor do prejuízo potencial apontado pela SeinfraPetróleo, no valor de R$ 2,37 bilhões, quanto à escolha de se licitar a Área de Saturno em diferentes regimes.

169. Quanto ao tema unitização, esta Equipe Técnica já demonstrou, na instrução preliminar à peça 59, diversos exemplos de situações, como os contidos nas Figuras 3 e 4 (p. 14, reconfiguração do Bloco de Dois Irmãos); Figuras 5 e 6 (p. 14-15, reconfiguração dos Blocos C-M-709 e C-M-657); e Figuras 7 e 8 (p. 16, reconfiguração do Bloco de Uirapuru), em que a própria Agência Reguladora revela que foram redefinidos os limites dos blocos para se evitar futuros processos de unitização. Desta forma, vê-se que a unitização não é uma questão desprezada pela ANP. Muito pelo contrário, sua prática é a de reduzir tal risco. Ademais, no item III.2.2 (Risco de Unitização nas Áreas e os Possíveis Impactos), contido na página 18 da instrução preliminar à peça 37, a SeinfraPetróleo relacionou alguns exemplos de acordos de unitização já firmados, demonstrando os longos períodos envolvidos em suas negociações.

170. Da mesma forma, nesta mesma manifestação, a ANP informa que, sempre que possível, busca conter os reservatórios em blocos únicos de forma a minimizar a complexidade dos processos de unitização. Revela, ainda, que a prática adotada no Brasil, pela Agência, principalmente para áreas contidas no Polígono do Pré-sal, é a de obter o mapeamento dos reservatórios antes das áreas serem levadas a leilão.

171. Contudo, afirma que para este caso específico, devido à imposição legal do Polígono do Pré-sal, a Agência não poderia propor algo distinto do que a divisão da área em dois regimes de contratação. Ademais, o risco de unitização não seria relevante frente aos demais riscos envolvidos nos projetos de exploração e produção. Por fim, assevera que os custos envolvidos nos processos de unitização poderiam ser compensados com os ágios bilionários obtidos com a oferta dos blocos no Regime de Concessão, pois este seria o regime preferido pelas empresas, implicando, desta forma, maior atratividade pelas áreas.

172. A análise dos argumentos da ANP revela evidente contradição com um dos seus principais documentos de referência – o Ofício 132/2017/DG-ANP (peça 58):

> 12. Os reservatórios contidos na área de Saturno são divididos pela linha de define o polígono do pré-sal: parte deles é interior ao polígono, parte exterior.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

> 13. Como o regime contratual/fiscal segundo o qual deve se dar a outorga de direitos de atividades de exploração e produção varia em função da localização da área outorgada — se dentro ou fora do polígono — essas áreas ficariam sujeitas a um duplo regime de contratação: parte sob concessão, parte sob partilha de produção.
>
> 14. Essa forma dupla de contratação foi originalmente recomendada pela ANP, que agora vê motivos para que o assunto seja discutido pois há argumentos indicando que a contratação via partilha pode ser mais adequada neste momento.
>
> 15. Inicialmente, voltamos à elevada complexidade que há no convívio de dois regimes contratuais diferentes para uma mesma jazida. Essa situação tornou-se inevitável para as áreas oferecidas na 2ª Rodada de Licitações, posto que já haviam sido originalmente contratadas sob concessão e havia parcela do reservatório avançando para além da área contratada, no polígono do pré-sal.
>
> 16. Para o Bloco de Saturno, essa situação pode ser evitada. Para tanto, um ato do poder executivo pode delimitar a parcela dos reservatórios externa ao polígono como área estratégica, de forma que a totalidade do bloco de Saturno possa ser ofertada sob o Regime de Partilha de Produção. Com isso, evita-se incorrer na complexidade da existência de mais de um regime contratual/fiscal para a um mesmo reservatório.
>
> 17. Principalmente, e esse é o motivo da recomendação para que o assunto seja discutido, a delimitação da área como estratégica evitaria os problemas advindos da calibração dos parâmetros econômicos dos processos licitatórios sem que as alíquotas de Participação Especial sejam revisadas.
>
> (...)
>
> 19. A ANP não esperava que os ágios ofertados na 2ª e 3ª rodadas fossem tão elevados. Em função do risco, há limitações para a definição do bônus de assinatura. Pau Brasil mostrou-se um caso prático. No regime de partilha a carga fiscal pode aumentar significativamente se as alíquotas forem altas, como tivemos em alguns casos nas últimas rodadas. Mesmo para cargas fiscais mais baixas que as obtidas na 2ª e 3" rodadas, o bônus de assinatura necessário na parcela a ser licitada sob o regime de concessão pode ficar elevado, uma vez que não há mecanismo de aumento de carga fiscal pela oferta de uma alíquota de partilha maior. Para licitar áreas de grande potencial sob o regime de concessão, o ideal seria recalibrar as alíquotas de Participação Especial. Não sendo assim, o bônus mínimo para manter a mesma carga fiscal ficaria muito elevado, aumentando significativamente o risco para as companhias e limitando a chance de sucesso no leilão, com reflexo inclusive na oferta da parcela sob partilha.
>
> (grifos nossos)

173. Resta claro que não só a ANP poderia apresentar proposta distinta da divisão da área em dois regimes de contratação, como assim o fez mediante o Ofício 132/2017/DG-ANP, reconhecendo o equívoco anterior, bem como declarou que a questão da necessidade de unitização era relevante e que vislumbra vantagens fiscais na licitação das áreas integralmente sob o regime de partilha de produção, com riscos em licitação pelo regime de concessão.

174. De posse de todos esses fatos, não é aceitável considerar a unitização como um risco desprezível para o processo, principalmente devido à relevância dos volumes de óleo previstos para toda a Área de Saturno (12 bilhões de VOIP) e dos esforços empregados para o mapeamento dos reservatórios. O desenho dos blocos, inicialmente previsto em dois regimes, possui complexidade reconhecida até mesmo pelo Ofício 132/2017/DG-ANP, da Diretoria Geral. Diverge-se do argumento de imposição legal do Polígono, pois a própria lei que o criou trouxe dispositivo que pode ser usado para a classificação de áreas de grande potencial como estratégicas, e que, neste caso específico, contribui para a mitigação da complexidade da fiscalização dos futuros contratos, considerando a possibilidade de unitização.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

175. Apesar de a Agência Reguladora não possuir competência para a proposição de áreas estratégicas, vê-se que maiores esforços poderiam ter sido empreendidos na indicação tempestiva da complexidade da configuração dos blocos, vide o posicionamento da ANP em situações similares. Assim sendo, a resposta à oitiva contraria o padrão técnico da Agência e, em sentido oposto ao que foi afirmado, devem ser aperfeiçoados os processos de outorga da ANP para que esse tipo de risco seja melhor evidenciado, conferindo, via de consequência, adequadas condições para que o CNPE adote as medidas a seu encargo. Todavia, já no ensejo dos exames conduzidos no âmbito da 6ª Rodada sob o Regime de Partilha da Produção, observou-se que esse processo foi adequadamente tratado, havendo, inclusive, sido uma das áreas declarada estratégica. Assim, por tais razões fáticas, entendemos dispensável a adoção de medidas prospectivas, *v.g.*, recomendações para este procedimento.

176. Em relação ao entendimento da possibilidade de aplicação de diferentes cargas fiscais a um mesmo reservatório, em diferentes regimes, a Agência afirma que a aplicação de uma carga fiscal de 70%, para os blocos S-M-534 e S-M-645, e de outra de 75% para o Bloco de Saturno, é um cenário totalmente factível. Nesta linha, defende que existem argumentos para sustentar esse modelo e para refutar a desvantagem econômica de R$ 2,37 bilhões, obtida quando se compara esse modelo à situação de se licitar toda a Área de Saturno no Regime de Partilha.

177. Primeiramente, a Agência levanta a hipótese da obtenção de ágio do bônus de assinatura na Concessão, e destaca que esta Equipe Técnica desconsiderou tal hipótese ao se calcular o prejuízo potencial. Na visão da Agência, os Blocos S-M-534 e S-M-645 poderiam, hipoteticamente, ser arrematados com um valor de ágio que superaria o valor projetado de R$ 2,37 bilhões. Para fundamentar essa hipótese, a ANP apresenta o menor ágio médio, de 109%, obtido entre os setores ofertados na 14ª Rodada de Concessão. Assim, aplicando esse mesmo percentual aos valores mínimos de bônus - que foram definidos a uma carga fiscal de 70% - dos Blocos, seria possível alcançar o montante teórico de R$ 3,87 bilhões. Deste modo, a União, também hipoteticamente, estaria deixando de obter R$ 1,5 bilhões – diferença aritmética entre R$ 3,87 e R$ 2,37 - caso escolhesse ofertar a Área de Saturno somente no Regime de Partilha.

178. Esse raciocínio da ANP merece, a nosso ver, ser refutado. É que a hipótese de ágio dos bônus na concessão deve ser considerada juntamente com a hipótese de ágio das alíquotas no Regime de Partilha. Ou seja, para efeitos de comparação, não é razoável supor a hipótese de ágio em apenas um dos modelos. A Tabela 1 demonstra, por exemplo, o ágio médio obtido nos blocos ofertados e arrematados no Regime de Partilha na Terceira, Quarta e Quinta Rodadas.

Tabela 1 – Ágio médio dos blocos arrematados nas últimas três rodadas no Regime de Partilha

Rodada	Bloco	Alíquota mínima do edital	Alíquota ofertada vencedora	Ágio
3ª Rodada de Partilha	Alto de Cabo Frio Central	21,38%	75,80%	254,54%
	Alto de Cabo Frio Oeste	22,87%	22,87%	0,00%
	Peroba	13,89%	76,96%	454,07%
4ª Rodada de Partilha	Três Marias	8,32%	49,95%	500,36%
	Uirapuru	22,18%	75,49%	240,35%
	Dois Irmãos	16,43%	16,43%	0,00%
5ª Rodada de Partilha	**Saturno**	17,54%	70,20%	**300,23%**
	Titã	9,53%	23,49%	**146,48%**
	Pau-Brasil	24,82%	63,79%	157,01%
	Sudoeste de Tartaruga Verde	10,01%	10,01%	0,00%
			Média	**205,30%**

Fonte: Editais das Rodadas de Partilha de Produção

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

179. Como se depreende da Tabela 1, vê-se que a média do ágio alcança o montante de 205,30%, superior ao ágio indicado pela ANP no Regime de Concessão, caso se considere a aplicação dos ágios sobre uma mesma base de cálculo - montantes semelhantes de bônus e alíquotas a valores presentes). Apenas o ágio médio dos Blocos de Saturno e Titã, em destaque na Tabela 1, ofertados na Quinta Rodada de Partilha, e que cobrem toda a Área de Saturno, representam um montante de 223,36%. Portanto, não possui fundamentação fática a argumentação de ágio da Agência, pois é falha ao não considerar a contrapartida, também hipotética, de ágio no Regime de Partilha.

180. Ademais, incorre a ANP em erro metodológico ao considerar uma nova premissa, ao final do modelo, que não havia sido levada em conta como um de seus pressupostos. Ocorre que o modelo de fluxo de caixa descontado parte de algumas premissas que são consideradas razoáveis para um determinado cenário de aplicação e qualquer comparação deve considerar as mesmas premissas, como fez a SeinfraPetróleo. Assim, ao se executar o modelo, resta apenas comparar as saídas das alternativas possíveis, de modo a subsidiar uma melhor tomada de decisão pelo gestor. Assim, é, a nosso modo de ver, um equívoco técnico adicionar premissas, ao final do modelo, que não foram consideradas inicialmente como condições de contorno à sua execução.

181. Nesse sentido, importa reforçar que não houve nenhum método próprio elaborado pela unidade técnica do TCU nas avaliações comparativas, como a ANP insinua em sua resposta à oitiva promovida. Em verdade, o que houve foram simples cotejos a partir das avaliações, métodos e premissas elaboradas pela própria Agência que demonstravam claramente os riscos de perdas de receitas para a União em aproximadamente R$ 2,37 bilhões ao se licitar os mesmos reservatórios em regimes diferentes. Eram informações da fase interna da licitação que estavam à disposição dos gestores para a tomada de decisão.

182. O próprio resultado da Quinta Rodada de Partilha demonstrou essa distorção na contratação sob dois regimes, haja vista que, após a declaração de Área Estratégica, os prospectos de reservatórios mapeados foram contornados para ficarem inseridos nos blocos de Saturno e Titã, os quais foram arrematados no Regime de Partilha de Produção com elevados ágios nos percentuais de partilha ofertados (300,23% e 146,48%, respectivamente).

183. Não se questiona que os parâmetros aplicados nas avaliações estão susceptíveis a uma série de variáveis probabilísticas. O modelo utilizado pela Agência, por exemplo, é um híbrido de modelo determinístico, em sua estrutura geral, e probabilístico, na parte dos cálculos de volumetria dos reservatórios. Contudo, não ocorreu de a equipe técnica da SeinfraPetróleo modificar as incertezas e níveis de confiança ou adicionar novas premissas às variáveis de entrada e saída dos modelos apresentados pela ANP, para se verificar os resultados possíveis entre os cenários alternativos avaliados. Quaisquer premissas ou suposições, razoáveis ou não, devem ser mantidos conforme os modelos aplicados pela Agência Reguladora, de modo que os resultados reflitam tais premissas e possam ser comparados.

184. A ANP alude, também, a uma segunda hipótese, afirmando, da mesma forma, que a SeinfraPetróleo não a teria considerado em seus cálculos. A Agência afirma que o Modelo de Concessão seria menos sensível à impossibilidade de produção comercial em alguns blocos. Como no modelo de concessão existe a possibilidade de ágio no bônus de assinatura, a ocorrência de grandes ágios protegeria em casos de ausência de produção viável e, portanto, estaria em vantagem frente ao Regime de Partilha, que captura grande parte de suas receitas via alíquotas de partilha, somente possíveis em caso de produção comercial.

185. Essa é, ademais, uma suposição que não é realista, pois é esperado que grandes ágios estejam relacionados a um maior grau de conhecimento das áreas pelas licitantes e, por consequência, a maior probabilidade de existência de produção comercial. Ressalta-se também que as chances de existência de petróleo nos reservatórios já foram incorporadas aos modelos no momento em que se avaliaram os VOIPs riscados, ou seja, o cálculo dos VOIPs ponderados pelas chances de sucesso. De

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

toda forma, mesmo considerando essa possibilidade, os ágios teriam que superar a diferença apontada de R$ 2,37 bilhões, referente justamente à comparação de bônus de assinatura nos dois modelos. Mais uma vez repisa-se que qualquer cenário de ágio não foi considerado inicialmente como premissa dos modelos.

186. Além disso, não é razoável que o agente regulador vislumbre vantagem financeira com a "venda" de riscos aos outorgados. Os estudos econômicos devem se orientar exclusivamente para a melhor captura dos benefícios fiscais de um projeto economicamente viável. Atuar de forma divergente representa um aparente ganho com projetos sem viabilidade econômica, mas que é prejudicial para o mercado brasileiro, impactando, por consequência, os contratos futuros de modo negativo.

187. Uma última crítica é direcionada aos cálculos realizados por esta Equipe Técnica. A ANP afirma que não é possível comparar cenários de dano econômico neste caso, pois na medida em que se escolhe um modelo a ser aplicado, estar-se-ia automaticamente afastando qualquer cenário alternativo que pudesse ser utilizado. Assim, nunca se saberia, ao certo, se o prejuízo potencial indicado se converteria, futuramente, em vantagem econômica, dado que as produções estão submetidas a uma série de eventos imprevisíveis.

188. Se a análise de valores fosse relativa à determinação do dano ao erário, assistiria razão à ANP. A determinação precisa da ocorrência, ou não, de dano dependeria da execução dos contratos. Contudo, esse não foi o objetivo de cálculo da SeinfraPetróleo. A desvantagem econômica de R$ 2,37 bilhões objetiva apenas indicar a perda potencial que incorreria o gestor no momento da tomada de decisão, se todas as variáveis se comportassem como o planejado, como forma de avaliar os fundamentos da escolha adotada. Ou seja, a avaliação comparativa revela que o gestor, diante de dois cenários alternativos, escolheu aquele que implica uma diferença a menor de R$ 2,37 bilhões, sem ter realizado os devidos cálculos que revelassem essa desvantagem.

189. Há que se ter em mente que nenhuma metodologia de tomada de decisão teria utilidade se fosse aplicada a premissa de que elas são apenas válidas quando seguem fielmente a realidade. As metodologias são válidas para indicar ao tomador de decisão qual o melhor cenário, tendo em vista as melhores informações sobre as condições de contorno no momento em que se decide. Nada garante que este será o resultado final. Contudo, em pior situação estaria o gestor se não possuísse ferramenta para balizar sua decisão. Além disso, a metodologia busca fornecer transparência pública a respeito de quais parâmetros possuem maior relevância no processo decisório.

190. Assim, não logra êxito a Agência ao concluir que a mera refutação dos cenários alternativos invalidaria qualquer forma de comparação dos cenários de resultado de seus modelos.

191. Vê-se, desta forma, que foi justamente a ausência de clara demonstração de que a escolha baseada na oferta da Área de Saturno em um modelo híbrido era superior à sua oferta no modelo de partilha apenas, aliada ao risco de unitização, que conduziu esta Unidade Técnica à proposta de adoção de medida cautelar para a retirada dos Blocos S-M-534 e S-M-645 da 15ª Rodada de Concessão.

192. Cabe registrar que, de acordo com a ANP, o Ofício 132/2017/DG-ANP, por meio do qual se solicitou ao MME a reavaliação dos modelos a serem aplicados na Área de Saturno, foi também encaminhado via correspondência eletrônica em 6/11/2017. Assim, além do recebimento físico ocorrido em 13/11/2017 (peça 58), o MME também recebeu a cópia eletrônica do documento, via comunicação eletrônica (peça 98), anteriormente à Reunião Extraordinária do CNPE, realizada em 9/11/2017. Apesar disso, como se depreende da Ata da Reunião (peça 57), não há registros de que o conteúdo do Ofício 132/2017/DG-ANP tenha sido discutido na Reunião. Desta forma, apesar de intempestivo o conteúdo do Ofício, revela-se que a ANP não omitiu informações ao MME e ao CNPE.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

193. Com efeito, a leitura do Ofício 132/2017/DG-ANP demonstra claramente uma alteração no posicionamento técnico da ANP com relação à licitação da Área de Saturno, reconhecendo que a contratação daquela área em dois regimes deveria ser evitada e que vislumbrava riscos licitatórios e fiscais no leilão pelo regime de concessão.

194. Desta forma, em que pese a interpretação enviesada dada ao documento na resposta à oitiva, vê-se que o Diretor Geral agiu de acordo com suas convicções técnicas, não contribuindo intencionalmente com a propagação de riscos ao processo. Ressalta-se, do mesmo modo, que, apesar das falhas precedentes da ANP, não se verificou a concretização de qualquer tipo de dano ao erário, devido às medidas saneadoras adotadas após a oportuna atuação do TCU. Assim, entendemos pela não continuidade do processo para apuração de irregularidades, cujos indícios foram inicialmente apontados no item IV.III da instrução preliminar à peça 80.

195. Complementarmente, considerando as demais informações apresentadas junto com a oitiva, não se confirmam os vícios de conduta apontados no item IV.4 da instrução preliminar à peça 80, o que também dispensa o prosseguimento do processo para apuração de responsabilidades.

II.2.2.1. Riscos Identificados no Setor Responsável pela Elaboração dos Estudos Econômicos no Regime de Partilha

196. Cabe enfatizar um último ponto nesta análise, relacionado ao processo de elaboração das avaliações econômicas das licitações no Regime de Partilha de Produção.

197. Como noticiado à peça 80, a modelagem econômica da Área de Saturno foi executada pela Assessoria da Diretoria Geral da ANP. Relembra-se que a competência para a elaboração de estudos geológicos e econômicos nas áreas a serem licitadas pela ANP é da Superintendência de Definição de Blocos (SDB), de acordo com o Regimento Interno da Agência, Portaria ANP 69/2011, art.19, incisos I e V.

198. Assim, usando-se de dispositivo do próprio Regimento - art. 11, inciso X, a Diretoria Geral avocou essa competência e a incorporou de forma definitiva à sua Assessoria, contrariando a regra geral da temporariedade da avocação de competências estabelecida pelo art. 15 da Lei de Processo Administrativo Federal – Lei 9.784/1999:

> Art. 15. Será permitida, em caráter excepcional e por motivos relevantes devidamente justificados, a avocação temporária de competência atribuída a órgão hierarquicamente inferior.

199. Cita-se, como exemplo, as avaliações econômicas dos Blocos C-M-657 e C-M-711 (Bacia de Campos) e S-M-534 e S-M-645 (Bacia de Santos), para a 15ª Rodada de Concessão. Como explicado, para esses blocos foi utilizada a modelagem econômica comumente aplicada ao Modelo de Partilha.

200. Contudo, percebe-se esse fato não somente nesta licitação específica, mas também nas licitações da Quarta (TC 003.403/2018-1, Nota Técnica Assessoria DG 1/2017) e Quinta (Nota Técnica Assessoria DG 4/2018) Rodadas no Regime de Partilha de Produção, planejadas e ocorridas em 2017 e 2018, respectivamente, bem como nos estudos econômicos realizados no âmbito da revisão do Contrato da Cessão Onerosa e na modelagem do leilão dos volumes excedentes desta Área. Identificou-se, da mesma forma, a participação da Assessoria da Diretoria Geral na formulação dos estudos econômicos da Segunda e Terceira Rodadas de Partilha de Produção, planejadas e ocorridas em 2017.

201. Isto posto, identificou-se, à época dos fatos apontados, que tais estudos eram, amiúde, conduzidos por um corpo técnico reduzido, composto por um ou dois servidores, e integrado, conforme sobredito, às funções de Assessoria da Diretoria Geral. Surgiram, via de consequência, questionamentos acerca da ausência de segregação de funções. É que, como se viu, pelo fato de estarem sendo conduzidos pela própria Assessoria da Diretoria Geral, tal reforçou a percepção

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

segundo a qual não haveria clara separação das instâncias elaboradora e revisora, procedimento entendido como altamente salutar para a condução dos processos de trabalho de modo geral.

202. Neste passo, é cediço que a função de Assessoria é precipuamente de aconselhamento ao Diretor. Desta forma, neste caso específico, quem emite a opinião aconselhadora acerca do estudo é, de certo modo, o próprio elaborador.

203. O próprio Regimento Interno da ANP, em seu Anexo II, define a função de Assessoria da seguinte forma (Anexo II – 1 – Tipologia Organizacional):

> e) Assessoria - unidade consultiva e de assessoramento, não desempenha funções executivas e assessora o superior imediato (Diretores e Superintendentes) nos assuntos de sua alçada;
>
> (grifo nosso)

204. Vê-se, claramente, que a função de Assessoria prevista no Regimento da ANP não enumera atribuições executivas.

205. Ademais, também não se tem conhecimento de que fora conduzida o registro formal dos procedimentos afetos às análises econômicas da Áreas, sob a forma de manuais, por exemplo, de modo que as competências possam ser disseminadas para outros servidores da ANP, promovendo uma adequada gestão do conhecimento.

206. Pontua-se, em derradeiro, ser aquele setor da Agência de extrema relevância para a adequada valoração das áreas a serem ofertadas, pois envolve os cálculos bilionários dos bônus de assinatura e dos percentuais de alíquota, ambos encaminhados para escolha do CNPE no Regime de Partilha. Da mesma forma, conforme alhures indicado, a ANP atuou fortemente na revisão do contrato e na modelagem do leilão dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, temas de extrema materialidade para o setor petróleo e gás nacional.

207. Acerca de tema correlato, porém em sede do acompanhamento alusivo à 16ª Rodada de Licitações de Blocos Terrestres e Marítimos, o Acórdão 2.854/2019-Plenário, Ministro Raimundo Carreiro, subitem 9.3, estabeleceu o seguinte:

> com fulcro no art. 43, Inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, em observância aos princípios da motivação, economicidade e eficiência, determinar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que, no prazo de 180 dias, promova estudos para a adoção de referencial metodológico comum aos leilões, de forma a padronizar a aplicação de estimativas de parâmetros econômicos para as modelagens dos leilões de petróleo e gás, em especial os preços do petróleo e do gás natural e o fator de recuperação do volume total de óleo originalmente existente (*oil in place*);

208. Destarte, de acordo com o Ofício 57/2020/SDB/ANP-RJ, datado de 4/6/2020 (peça 48 do TC 005.352/2019-3), a ANP destacou que a SDB "reassumiu em maio de 2019 a competência que lhe é cabida conforme Regimento Interno, Inciso V, Art. 19 da Portaria ANP 69/2011", qual seja realizar "avaliações técnicas, econômicas e de risco exploratório das áreas a serem ofertadas em licitações". Naquele documento, aduziu-se, ainda, que:

> (...) a SDB propôs a criação da Coordenadoria de Análise Econômica em maio de 2019, por meio da Proposta de Ação n. 341/2019, a qual foi apresentada e aprovada na Reunião de Diretoria nº 317/2019, de 16 de maio de 2019. Atualmente esta Coordenadoria é composta por três servidores. 4. É importante destacar que a Coordenadoria de Análise Econômica elaborará notas técnicas econômicas como subsídio técnico para definição, por parte dos órgãos ou áreas competentes, dos parâmetros a serem aplicados nos editais de licitações sob o regime de concessão e/ou partilha, a qual observará o art. 10, III, Lei n° 12.351/2010.

209. No entanto, após as críticas realizadas, não só à Agência, mas também ao MME, ao CNPE, e à Casa Civil, entre outros atores envolvidos no processo de outorga de áreas, diversas mudanças foram realizadas na condução dos processos de licitação. Principalmente após o processo

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

da Cessão Onerosa, o poder concedente se apercebeu da necessidade premente de melhor estruturar suas áreas responsáveis não só pela definição de blocos a serem licitados, mas também dos parâmetros econômicos atrelados a suas outorgas.

210. Posto isso, com foco em alterar substancialmente a metodologia de outorga de áreas, foi publicada a Resolução PPI 103, de 19 de novembro de 2019, que, considerando a necessidade de atrair investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural por meio do aumento da competitividade nos Leilões, resolveu:

> Art. 1º Recomendar a criação de programa para aprimoramento das licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural e de respectivo Comitê Interministerial para seu acompanhamento.
>
> Art. 2º Recomenda-se que o referido Comitê seja composto pelos seguintes membros, sem prejuízo da solicitação de apoio técnico de outros órgãos ou entidades:
>
> I - Ministério de Minas e Energia, que o coordenará;
>
> II - Ministério da Economia;
>
> III - Casa Civil da Presidência da República, por meio da Secretaria Especial do Programa de Parceria de Investimentos;
>
> IV - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

211. Ato seguinte, foi publicado o Decreto 10.320, de 9 de abril de 2020, por meio do qual se instituiu o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - BidSIM, além de criar seu Comitê Interministerial Executivo.

212. Neste passo, o BidSIM tem por finalidade aumentar a competitividade e a atratividade das áreas a serem ofertadas nas rodadas de licitações de exploração e produção de petróleo e gás natural. Além disso, compete ao Comitê Interministerial Executivo propor aperfeiçoamentos na governança e na metodologia das rodadas de licitações.

213. Dentro do BidSIM foram criados ainda três subcomitês, cada um com uma finalidade específica, agregando membros de diversos setores da administração pública.

214. Para o Subcomitê 1 o escopo de trabalho consiste na análise atualizada do regime de contratação imposto pela Lei 12.351/2010 para a área do Pré-sal a fim de subsidiar o poder legislativo na tomada de decisão, fundamentada em estudos técnicos sobre qual regime de contratação melhor atende aos objetivos da Política Energética nacional, aumentando a atração de investimentos para o setor e também a arrecadação fiscal, maximizando o valor, em termos tributários, a ser arrecadado pela União, Estados e Municípios, com a possibilidade de sugerir aprimoramentos nesse regime.

215. Além disso, irá realizar estudo tendo como base o aprendizado e a experiência adquirida desde a publicação da Lei 12.351/2010, a fim de se comparar, sob os pontos de vista jurídico, técnico e econômico, os regimes de concessão e de partilha da produção, tendo em vista as áreas remanescentes dentro do polígono do pré-sal.

216. Já o subcomitê 2 tem como escopo a definição de metodologia, fundamentada em estudos técnicos, para se estabelecer os parâmetros técnicos e econômicos dos leilões de partilha de produção além da preparação e validação de simulador para os parâmetros econômicos dos leilões de partilha de produção.

217. Na prática, ele assumiu as atribuições de definição de parâmetros que antes eram feitas pela ANP. Esse subcomitê é coordenado pelo Ministério da Economia, mas contém integrantes do MME e também da própria Agência, o que aumentou a multidisciplinariedade do processo.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

218. E, por fim, o subcomitê 3 ficou responsável por elaborar uma metodologia para classificação das áreas estratégicas para submissão ao CNPE e avaliar se o mesmo critério poderia ser utilizado para a decisão de se licitar as áreas dentro do polígono do pré-sal no regime de concessão ou partilha, caso haja a flexibilização do regime estabelecido pela Lei 12.351/2010, conforme amplamente noticiado pela mídia especializada.

219. Assim, percebe-se que com a instituição do BidSIM, foram mitigados alguns dos riscos existentes ao se atribuir à ANP toda a responsabilidade de definição de parâmetros técnicos e econômicos para licitação de áreas petrolíferas.

220. Tem-se, portanto, que, a nosso modo de ver, a questão inicialmente suscitada encontra-se equacionada a partir das medidas internas estruturantes adotadas pela ANP e demais *players* envolvidos, ao efetivar, pelos atos administrativos referidos, a segregação de funções, em especial no âmbito da agência reguladora. Destarte, a desconformidade apontada não demanda qualquer tratamento específico, posto que saneada em processo diverso, mas com efeitos que se irradiam neste.

II.3. Conclusão da Análise do Primeiro Estágio

221. Tendo em vista as impropriedades apontadas na análise do Primeiro Estágio, quanto ao não encaminhamento de documentos essenciais ao exame do Tribunal, propõe-se a esta Corte de Contas 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, com ressalvas, aos requisitos previstos no art. 7°, inciso I, e 8°, inciso I, referentes ao Primeiro Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, registrar que as irregularidades inicialmente identificadas foram sanadas, não se verificando outras irregularidades, considerando o escopo da presente fiscalização.

III. Exame Técnico do Segundo e Terceiro Estágios

222. Os exames técnicos de mérito relacionados aos Segundo e ao Terceiro Estágios da IN 27 TCU/1998, para a 15ª Rodada de Concessão, foram realizados nos itens V e VI da instrução preliminar à peça 80 (p. 30-44). Dessas análises, transcrevemos o tópico da conclusão, à p. 45:

> Em relação à análise do Segundo Estágio, realizou-se o exame do julgamento das inscrições das empresas interessadas em participar da 15ª Rodada. Além disso, avaliaram-se os elementos essenciais que devem estar contidos no Edital e na Minuta do Contrato. Considerando que foram atendidas as exigências da legislação aplicável às inscrições do certame (etapa de pré-qualificação) e em relação aos Editais de licitação e à Minuta de Contrato, recomendou-se ao Tribunal considerar que a ANP atendeu, sob o ponto de vista formal, os requisitos previstos nos arts. 7°, inciso II, e 8º, inciso II, ambos referentes ao Segundo Estágio da IN TCU 27/1998.
>
> No que tange ao Terceiro Estágio, foi realizada a adjudicação do certame em conformidade ao julgamento das propostas apresentadas e à habilitação das empresas licitantes da 15ª Rodada de Licitações. Desta forma, propôs-se que o Tribunal considere que a ANP atendeu, sob o ponto de vista formal, os requisitos previstos no art. 7°, inciso III, e art. 8º, inciso III, ambos referentes ao Terceiro Estágio da IN TCU 27/1998.

223. Desta forma, de acordo com os exames registrados naquela instrução, propõe-se a esta Corte de Contas 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. 7°, incisos II e III, e 8°, incisos II e III, referentes ao Segundo e Terceiro Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, não foram identificadas irregularidades, considerando o escopo da fiscalização.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

IV. Exame Técnico do Quarto Estágio

224. Conforme dispõe o art. 7º, inciso IV, da IN 27 TCU/1998, no Quarto Estágio devem ser analisados os seguintes elementos:

> Art. 7º A fiscalização dos processos de outorga de concessão ou de permissão de serviços públicos será prévia ou concomitante, devendo ser realizada nos estágios a seguir relacionados, mediante análise dos respectivos documentos:
>
> IV quarto estágio:
>
> a) ato de outorga;
>
> b) contrato de concessão ou de permissão

225. Os documentos relacionados ao Quarto Estágio da IN TCU 27/1998 foram encaminhados pela ANP por meio dos Ofícios 41/2018/AUD (peça 79), de 27/6/2018, 53/2018/AUD (peça 84), de 14/9/2018, e 57/2018/AUD (peça 83), de 9/11/2018.

226. A ANP encaminhou o Ofício 41/2018/AUD (peça 79), constando anexado, em arquivos não digitalizáveis, a Ata da 6ª Reunião da CEL, realizada em 30/5/2018, que versa sobre a aprovação do Relatório de Julgamento da 15ª Rodada de Licitações, bem como propõe, à Diretoria Colegiada da ANP, a adjudicação dos blocos arrematados, objeto da Licitação, de acordo com os critérios utilizados no julgamento.

227. Desta forma, mediante a Resolução de Diretoria 336, de 21/6/2018, a Diretoria Colegiada da ANP homologou o Relatório de Julgamento da CEL e adjudicou o objeto da licitação às licitantes vencedoras. O Diretor-Geral da ANP tornou pública a decisão da Diretoria Colegiada por meio de publicação no Diário Oficial da União (DOU), em 22/6/2018. Portanto, dos vinte e dois blocos marítimos arrematados pelas licitantes vencedoras, todos foram adjudicados pela Diretoria Colegiada da ANP. A Tabela 10 (peça 80, p. 41-42) demonstra as empresas e os consórcios resultantes da adjudicação.

228. O Ofício 53/2018/AUD informa que a ANP possibilitou às licitantes requerer a antecipação da assinatura dos contratos, sendo que cinco delas solicitaram a antecipação da assinatura de dez contratos de concessão, a saber: Equinor Brasil Energia Ltda., ExxonMobil Exploração Brasil Ltda., Petróleo Brasileiro SA., QPI Brasil Petróleo Ltda. e Shell Brasil Petróleo Ltda. Nesse sentido, a ANP promoveu, no dia 11/9/2018, a primeira etapa da assinatura dos contratos de concessão da 15ª Rodada de Licitações.

229. Já o Ofício 57/2018/AUD registra que, em 7/11/2018, foram assinados os demais doze contratos relacionados aos blocos arrematados. A Tabela 2 relaciona o conjunto dos contratos que foram assinados nas duas datas mencionadas. Os extratos das assinaturas dos contratos foram publicados na seção 3 do DOU de 14/9/2018 e de 9/11/2018, respectivamente.

Tabela 2 - Contratos assinados em 11/9/2018 e 7/11/2018

Bloco	Número do Contrato	Data de Assinatura	Empresa/Consórcio(*operador)	Bônus de Assinatura (R$)	PEM (R$)
C-M-657	48610.005772/2018-13	11/9/2018	Petrobras (30%)*; Equinor Brasil (30%); ExxonMobil Brasil (40%)	2.128.500.000,00	163.400.000,00
C-M-709	48610.005777/2018-46	11/9/2018	Petrobras (40%)*; Equinor Brasil (20%); ExxonMobil Brasil (40%)	1.500.000.000,00	190.456.000,00
C-M-753	48610.005778/2018-91	11/9/2018	ExxonMobil Brasil (40%)*; Petrobras (30%); QPI Brasil (30%)	330.000.000,00	25.840.000,00
C-M-755	48610.005695/2018-00	7/11/2018	BP Energy (60%)*; Equinor Brasil (40%)	43.361.000,00	30.400.000,00

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

Bloco	Número do Contrato	Data de Assinatura	Empresa/Consórcio(*operador)	Bônus de Assinatura (R$)	PEM (R$)
C-M-789	48610.005698/2018-35	11/9/2018	ExxonMobil Brasil (40%)*; Petrobras (30%); QPI Brasil (30%)	2.824.800.000,00	171.000.000,00
C-M-791	48610.005687/2018-55	7/11/2018	Shell Brasil (40%)*; Petrogal Brasil (20%); Chevron Brazil (40%)	551.100.197,94	182.856.000,00
C-M-793	48610.005696/2018-46	7/11/2018	BP Energy (60%)*; Equinor Brasil (40%)	43.361.000,00	30.400.000,00
C-M-821	48610.005692/2018-68	7/11/2018	Repsol (40%)*; Wintershall Holding (20%); Chevron Brazil (40%)	51.770.822,13	34.200.000,00
C-M-823	48610.005693/2018-11	7/11/2018	Repsol (40%)*; Wintershall Holding (20%); Chevron Brazil (40%)	40.080.826,13	34.200.000,00
CE-M-601	48610.005694/2018-57	7/11/2018	Wintershall Holding (100%)*	9.005.040,00	20.672.000,00
POT-M-762	48610.005779/2018-35	11/9/2018	Petrobras (100%)*	5.134.684,33	16.720.000,00
POT-M-857	48610.005780/2018-60	7/11/2018	Wintershall Holding (100%)*	57.304.800,00	44.688.000,00
POT-M-859	48610.005770/2018-24	11/9/2018	Petrobras (60%)*; Shell Brasil (40%)	13.494.981,55	34.808.000,00
POT-M-863	48610.005699/2018-80	7/11/2018	Wintershall Holding (100%)*	24.559.200,00	40.280.000,00
POT-M-865	48610.005697/2018-91	7/11/2018	Wintershall Holding (100%)*	16.372.800,00	33.136.000,00
POT-M-948	48610.005781/2018-12	11/9/2018	Shell Brasil (100%)*	1.963.358,55	11.248.000,00
POT-M-952	48610.005771/2018-79	11/9/2018	Petrobras (60%)*; Shell Brasil (40%)	20.051.365,75	26.752.000,00
S-M-536	48610.005782/2018-59	11/9/2018	ExxonMobil Brasil (64%)*; QPI Brasil (36%)	165.000.000,00	19.000.000,00
S-M-647	48610.005775/2018-57	11/9/2018	ExxonMobil Brasil (64%)*; QPI Brasil (36%)	49.500.000,00	30.552.000,00
S-M-764	48610.005776/2018-00	7/11/2018	Chevron Brazil (40%)*; Wintershall Holding (20%); Repsol (40%)	131.930.768,13	34.200.000,00
SEAL-M-430	48610.005773/2018-68	7/11/2018	ExxonMobil Brasil (50%)*; Murphy (20%); Queiroz Galvão (30%)	3.630.430,00	30.400.000,00
SEAL-M-573	48610.005774/2018-11	7/11/2018	ExxonMobil Brasil (50%)*; Murphy (20%); Queiroz Galvão (30%)	3.630.573,00	17.632.000,00

Fonte: Ofícios 53/2018/AUD (peça 84) e 57/2018/AUD (peça 83)

230. Juntamente aos Ofícios 53/2018/AUD e 57/2018/AUD foram encaminhadas cópias dos vinte e dois contratos assinados na primeira e segunda etapas de assinatura da 15ª Rodada de Concessão, acompanhados dos comprovantes de garantias financeiras cabíveis.

231. Considerando que foi realizada a adjudicação do certame e a assinatura dos contratos em conformidade ao julgamento das propostas apresentadas e à habilitação das empresas licitantes da 15ª

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

Rodada de Licitações, propõe-se a esta Corte de Contas 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. 7°, inciso IV, e 8°, inciso IV, referentes ao Quarto Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, não foram identificadas irregularidades, considerando o escopo da fiscalização.

V. Exame Técnico da medida cautelar concedida.

232. Consta do Acórdão 672/2018/TCU/Plenário (peça 64) a concessão de medida cautelar suspensiva "dos procedimentos de oferta pública dos blocos S-M-645 e S-M-534, no âmbito da 15ª Rodada de Licitações".

233. Conforme peça 97, a ANP aduziu que "Sobre os blocos S-M-534 e S-M-645, localizados no setor SS-AUP1 da bacia de Santos, em atendimento à decisão do Tribunal de Contas da União, contida no Acórdão 672/2018 - TCU - Plenário, de 28 de março de 2018, a ANP retirou os mesmos da 15ª Rodada".

234. Aludidos blocos foram, afinal, ofertados na Quinta Rodada de Licitações de Partilha de Produção, realizada ao longo de 2018, reconfigurados em dois blocos. Os resultados da outorga da área de Saturno comprovaram, de modo inexorável, a consistência das análises da SeinfraPetróleo, apurando-se bônus de assinatura de R$ 3.125.000.000,00, com alíquota do excedente em óleo de 70,20%. Já a área de Titã obteve o mesmo valor em bônus de assinatura de R$ 3.125.000.000, e alíquota de partilha de 23,49% (ágio de 146,48%).

235. Portanto, haja vista que referidos blocos foram excluídos da 15ª Rodada de Licitações e, posteriormente, regularmente licitados na 5ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, entendemos ter-se operado, diante dos desdobramentos fáticos, a perda de objeto.

VI. CONCLUSÃO

236. Tratou-se do processo de desestatização para acompanhamento do Primeiro, Segundo, Terceiro e Quarto Estágios, nos termos da Instrução Normativa (IN) TCU 27/1998, da 15ª Rodada de Licitações de Blocos Terrestres e Marítimos, com vistas à outorga de contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

237. A presente instrução realizou a análise da manifestação da ANP acerca da oitiva determinada pelo Relator à peça 85, no âmbito do Primeiro Estágio da Licitação, de modo a analisar sua manifestação acerca dos indícios de irregularidades identificados nos itens IV.1 a IV.4 da instrução preliminar à peça 80. Ademais, concluiu acerca do mérito deste e dos demais Estágios da IN TCU 27/1998 em relação à 15ª Rodada de Licitações, tendo em vista a conclusão de seus elementos técnicos.

238. Ainda na instrução preliminar à peça 80, os indícios de encaminhamentos incompletos, intempestivos e fragmentários, do conjunto de documentos necessários à análise de Primeiro Estágio da licitação, são tratados nos itens IV.1 e IV.2. Já os indícios de elaboração de estudos técnicos e econômicos incompletos e temerários de suporte à licitação são explicitados nos itens IV.3 e IV.4.

239. Destarte, no que tange à análise do Primeiro Estágio, verificou-se que o ineditismo de se planejar a licitação de áreas contendo reservatórios sobre as margens do Polígono do Pré-sal, provocaram as falhas identificadas no encaminhamento da documentação que, ao serem posteriormente saneadas, permitiram a oportuna atuação deste Tribunal, evitando consubstanciarem em irregularidades. Deste modo, não se verificou a imposição da continuidade de um processo para apuração de irregularidades, cujos indícios foram inicialmente apontados nos itens IV.1 e IV.2 da instrução preliminar à peça 80.

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

240. Da mesma forma, quanto aos indícios explicitados nos itens IV.3 e IV.4 acerca de falhas na elaboração de estudos técnicos e econômicos de suporte à licitação, também ficou demonstrado que não se configuraram em irregularidades graças à atuação deste Tribunal, os potencias riscos de perdas fiscais para a União foram evitados, assim como a possível falha regulatória de se provocar um desnecessário compartilhamento de jazidas para exploração e produção de petróleo e gás.

241. Nesse passo, a discussão sobre este aspecto perdeu o sentido, já que o Presidente do CNPE informou por meio do Ofício n. 191/2018/GM-MME, de 4/4/2018 – peça 76, acerca da retirada da área de Saturno do rol de ofertas da Quarta Rodada de Licitações de Partilha de Produção no Polígono do Pré-sal, em razão do Acórdão n. 672/2018 – TCU – Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz (peça 64), por meio do qual se determinou a suspensão cautelar da oferta dos blocos S-M-645 e S-M-534, da Décima Quinta Rodada de Concessões, haja vista serem contíguos à área de Saturno.

242. Assim, em suma, apesar dos argumentos inconsistentes contidos na resposta à oitiva, o conjunto de informações prestadas foi importante para, independentemente de se rejeitar a argumentação apresentada, compreender melhor os fatos ocorridos e qualificá-los como uma falha processual da ANP e não como uma conduta irregular de seus agentes.

243. Considerando a negativa da materialização dos riscos levantados, bem como o esclarecimento da conduta dos agentes responsáveis, entendeu-se pela classificação dos fatos como falhas processuais e pela desnecessidade de apuração de eventual irregularidade e eventual responsabilização.

244. Por último, restou o aspecto de tratamento dos eventuais riscos em processos de outorga de áreas exploratórias de petróleo e gás natural. A esse respeito, cumpre consignar providências em curso no âmbito da ANP (Acórdão 2.854/2019/TCU/Plenário, de relatora do Ministro Raimundo Carreiro, entre outros) e do CNPE (Acórdão 288/2020/TCU/Plenário, também de relatoria do Ministro Raimundo Carreiro), ambos concernentes ao processo decisório que antecede e instrui a desestatização.

245. Em relação às avaliações de riscos a serem realizadas pelo CNPE, rememorou-se que o Tribunal expediu determinação, no âmbito da apreciação da Quarta Rodada de Partilha - item 9.2 do Acórdão 816/2018 – TCU – Plenário, de Relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, para que o CNPE demonstre, nas próximas rodadas de licitações no regime de partilha de produção, as análises de impactos e fundamente as motivações da escolha da carga fiscal, dos valores de bônus de assinatura e das alíquotas mínimas de partilha para os blocos destinados à exploração e produção de petróleo e gás natural a serem licitados.

246. De igual modo, colheu-se que o art. 17 do Regimento Interno do CNPE – aprovado pela Resolução 14, de 24/6/2019, estabeleceu que as propostas de resolução e recomendação pelo Conselho devem conter, dentre outros elementos, os "impactos e consequências esperados a serem beneficiados e/ou afetados pela aprovação da matéria". Isto posto, não se entende, a nosso ver, necessário propor recomendação ou determinação para o tratamento do tema.

247. Atinente às avaliações econômicas elaboradas pela ANP e o apontado conflito inerente à concentração das atribuições efetivamente na agência reguladora, por meio do Ofício 57/2020/SDB/ANP-RJ, datado de 4/6/2020 (peça 48 do TC 005.352/2019-3), a ANP noticiou a alteração na dinâmica interna do procedimento. Além disso, foram implementadas alterações na condução dos certames licitatórios respectivos, com a edição da Resolução PPI 103/2019, voltada ao aprimoramento dos procedimentos licitatórios, assim como o Decreto 10.320/2020, por meio do que se instituiu o Programa para Aprimoramento das Licitações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural - BidSIM, além de instituir o concernente Comitê Interministerial Executivo.

248. Assim sendo, no que se refere às disposições da Instrução Normativa TCU 27/1998, tendo em vista as impropriedades apontadas na análise do Primeiro Estágio, quanto ao não encaminhamento

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

de documentos essenciais ao exame do Tribunal, propôs-se a esta Corte de Contas, considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a ANP atendeu, com ressalvas, aos requisitos previstos no seu art. 7°, inciso I, e 8°, inciso I, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, registrar que as irregularidades inicialmente identificadas foram sanadas, não se verificando outras irregularidades, considerando o escopo da presente fiscalização..

249. Pertinente à análise dos Segundo e Terceiro Estágios, destacou-se que seus exames de mérito haviam sido realizados na instrução preliminar à peça 80.

250. Desta forma, de acordo com as análises registradas naquela instrução, propôs-se a esta Corte de Contas considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a ANP atendeu aos requisitos previstos no art. 7°, incisos II e III, e 8°, incisos II e III, referentes ao Segundo e Terceiro Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, não se identificaram irregularidades, considerando o escopo da fiscalização.

251. Finalmente, em relação ao exame do Quarto Estágio da Licitação, considerando que foi realizada a adjudicação do certame e a assinatura dos contratos em conformidade ao julgamento das propostas apresentadas e à habilitação das empresas licitantes da 15ª Rodada de Licitações, propôs-se a esta Corte de Contas, 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. 7°, inciso IV, e 8°, inciso IV, referentes ao Quarto Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, não se identificaram irregularidades, considerando o escopo da fiscalização.

252. Por derradeiro, no tocante ao exame do mérito da medida cautelar suspensiva inicialmente concedida pelo Acórdão 672/2018 – TCU – Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, (peça 64), e considerando o pleno cumprimento da ordem, haja vista que os blocos S-M-534 e S-M-645 foram ofertados, com sucesso, na Quinta Rodada de Licitações de Partilha de Produção, posicionamo-nos por restar caracterizada a perda de objeto.

VII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

253. Ante o exposto, submetem-se os autos à consideração superior, para posterior envio ao gabinete do Ministro Relator Aroldo Cedraz, propondo, acerca da Décima Quinta Rodada de Licitações sob o Regime de Concessão:

253.1. Revogar a medida cautelar concedida por meio do Acórdão 672/2018 – TCU – Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, haja vista a perda de objeto;

253.2. Em relação à análise do Primeiro Estágio da IN TCU 27/1998:

253.2.1. Considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu, com ressalvas, aos requisitos previstos no art. 7°, inciso I, e 8°, inciso I, referentes ao Primeiro Estágio da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, registrar que as irregularidades inicialmente identificadas foram sanadas, não se verificando outras irregularidades, considerando o escopo da presente fiscalização.;

253.3. Quanto aos Segundo, Terceiro e Quarto Estágios da IN TCU 27/1998:

253.3.1. Considerar, com fundamento no art. 258, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que sob o ponto de vista formal, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) atendeu aos requisitos previstos no art. 7°, incisos II, III e IV, e 8°, incisos II, III e IV, referentes ao

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.

Segundo, Terceiro e Quartos Estágios da Instrução Normativa TCU 27/1998, para a concessão de exploração de petróleo e gás natural no âmbito da 15ª Rodada de Concessão e, no mérito, não se identificaram irregularidades, considerando o escopo da fiscalização;

253.4. Encaminhar cópia do Acórdão que vier a ser proferido à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e ao Ministério de Minas e Energia (MME), informando-os que o conteúdo da decisão poderá ser consultado no endereço www.tcu.gov.br/acordaos.

253.5. Encerrar os autos com fulcro no art. 169, inciso V, do Regimento Interno do TCU.

SeinfraPetróleo, em 23 de março de 2021.

(Assinado eletronicamente)
MARCO ANTONIO GOMES DA SILVA
AUFC – Mat. 3042-2

Para verificar as assinaturas, acesse www.tcu.gov.br/autenticidade, informando o código 65315226.